

62.1.043

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

СПРАВОЧНАЯ
КНИГА



А. Г. КАМЕРШТЕЙН, В. В. РОЖДЕСТВЕНСКИЙ,

М. Н. РУЧИМСКИЙ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

СПРАВОЧНАЯ КНИГА

(издание второе, переработанное и дополненное)



Сканы - бап;
Обработка - Armin.



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1969

Предисловие ко второму изданию

Решениями XXIII съезда КПСС, а также контрольными цифрами развития народного хозяйства предусмотрены значительное увеличение добычи, переработки и транспорта нефти, газа и нефтепродуктов и быстрые темпы развития химической промышленности. Для выполнения этой программы потребуются сооружение большого количества нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, заводов по переработке газа, а также магистральных газопроводов и нефтепродуктопроводов. Как известно, на химических и газонефтеперерабатывающих заводах в огромном количестве применяются трубопроводные системы различного назначения. Следует иметь в виду, что на сооружение трубопроводов при строительстве этих заводов расходуется 50—70% трудовых затрат, идущих на монтаж завода в целом. Вообще нет таких промышленных предприятий, на которых в том или ином количестве не сооружались бы трубопроводы различного назначения. Вместе с тем трубопроводы являются исключительно металлоемкими и дорогостоящими сооружениями. В масштабах нашей страны только на технологические трубопроводы промышленных предприятий и магистральные трубопроводы расходуется ежегодно более 10 млн. т стали, причем расход трубной стали на эти цели все время возрастает. Поэтому вопросу расчета трубопроводов на прочность, который является главным и решающим моментом в определении металлоемкости трубопроводных систем, должно быть уделено самое серьезное внимание.

А между тем литература в области расчета и конструирования трубопроводных систем выпускается в очень ограниченном количестве, не удовлетворяющем все возрастающие потребности специалистов. Отсутствие необходимой литературы и инструктивных

и справочных материалов, отвечающих современным достижениям науки и техники в области расчета и конструирования трубопроводных систем, приводит к тому, что инженеры-проектировщики применяют устаревшие методы расчета трубопроводов и во многих случаях учитывают также силовые воздействия и факторы, которые не оказывают влияния на несущую способность трубопроводов.

В результате этого толщины стенок труб завышаются, что приводит к излишнему расходу металла и удорожанию стоимости промышленных предприятий. Так, например, при расчете и конструировании трубопроводов до сих пор неправильно учитываются силовые воздействия, а расчет трубопроводов ведется по устаревшему и отвергнутому в нашей стране методу допускаемых напряжений, которые к тому же необоснованно занижаются. Наряду с завышенными толщинами стенок труб при надземной прокладке допускаются необоснованно малые пролеты трубопроводов, не используются существенные резервы несущей способности самих труб, расчетные нагрузки на опоры завышаются и, наконец, далеко не полностью используется гибкость трубопроводных систем при их расчете на самокомпенсацию температурных деформаций.

При подготовке второго издания авторы использовали результаты теоретических и экспериментальных исследований действительных условий работы различных трубопроводных систем и обобщили передовой опыт расчета и проектирования трубопроводов, накопившийся за последние годы. Для настоящей справочной книги характерны единый принципиальный подход к вопросам прочности трубопроводов и единая методика их расчета. При разработке этих принципов и методов авторы исходили из того, что технологические трубопроводы промышленных предприятий, тепловые сети, паропроводы, водоводы и т. д., а также магистральные нефтегазопроводы являются строительными конструкциями и должны рассчитываться по широко принятой в нашей стране и в ряде зарубежных стран и оправдавшей себя на практике теории расчета строительных конструкций по предельным состояниям.

С целью возможно более быстрого и широкого внедрения новых прогрессивных методов расчета авторы сочли необходимым в ряде случаев привести краткое обоснование рекомендуемых методов расчета, расчетных формул, учета нагрузок, действующих на трубопроводы, соответствующих коэффициентов и т. п. Так, например, авторы

приводят краткое изложение основных принципов и преимуществ методов расчета по предельным состояниям, в том числе дается обоснование впервые принятой методики расчета трубопроводов, исходя из которой за основное предельное состояние принимается не достижение в металле труб предела текучести, а разрушение труб. В соответствующих главах показывается, что в противовес укоренившимся взглядам в ряде трубопроводов и их элементов без ущерба для их прочности могут допускаться упруго-пластические деформации. Само собой разумеется, что при таком подходе к расчету достигается определенная экономия в расходе металла на сооружение трубопроводов. Этот подход особенно эффективен при расчете трубопроводов на самокомпенсацию температурных деформаций, поскольку возможное в ряде случаев допущение упруго-пластических деформаций в криволинейных участках трубопроводов позволяет уменьшить вылеты компенсаторов и проектировать более компактные трубопроводные системы.

При подготовке второго издания отдельные главы книги переработаны и расширены за счет более компактного изложения основных теоретических положений, введения новых материалов и разработки новых таблиц и графиков, облегчающих труд инженеров при расчете и проектировании трубопроводных систем. Так, например, расширены разделы, посвященные вопросам расчета трубопроводов на самокомпенсацию температурных деформаций. В этих разделах приведены расчетные формулы и таблицы, дающие возможность более полно использовать существенные резервы естественной гибкости трубопроводных систем за счет упруго-пластической работы криволинейных участков трубопроводов. В результате такого метода расчета представляется возможным сократить расход труб при монтаже П-образных компенсаторов и вообще проектировать трубопроводные системы более компактно. В этом разделе изложены также методы расчета трубопроводов с применением средств малой механизации, а также приведены наиболее часто встречающиеся типовые расчетные схемы плоских и пространственных трубопроводных систем. Кроме того, этот раздел расширен изложением методики расчета трубопроводов с шарнирными компенсаторами.

За счет изложения новых материалов расширены разделы, посвященные расчетам элементов трубопроводов (тройников, колен,

переходников), а также расчетам трубопроводов при надземной прокладке, где приведены новые таблицы для определения пролетов трубопроводов. Заново приведен в книге раздел, посвященный расчету асбестоцементных труб.

В отличие от выпущенного в 1963 г. первого издания, где расчет технологических трубопроводов ограничен температурой 300°C , во втором издании приведена методика расчета трубопроводов, работающих при температуре до 430°C , что дает возможность охватить более широкий круг трубопроводов, встречающихся на практике.

Кроме того, в книге приведен ряд новых справочных материалов, необходимых при расчете, а отдельные материалы коренным образом переработаны. Вместе с тем авторы понимают, что охватить весь круг вопросов в этой новой быстро развивающейся области достаточно трудно. Однако, несмотря на это, авторы надеются, что написанное ими второе издание справочной книги явится полезным вкладом в область рационального расчета трубопроводных систем и окажет помощь проектировщикам в их практической деятельности.

§§ 5—12 главы II, §§ 36—43 и § 45 главы V, главы VI и VII написаны А. Г. Камерштейном, глава I, §§ 13—17 главы II, глава III, § 44 главы V и глава VIII — В. В. Рождественским, § 18 главы II и глава IV — М. Н. Ручимским. Приложения составлены совместно А. Г. Камерштейном и В. В. Рождественским.

Глава первая

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ПО ПРЕДЕЛЬНЫМ СОСТОЯНИЯМ

§ 1. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ПО ПРЕДЕЛЬНЫМ СОСТОЯНИЯМ

Основной задачей инженерного расчета конструкции является получение гарантии того, что за время ее эксплуатации не наступит ни одно из недопустимых предельных состояний.

Однако, как внешняя нагрузка, так и несущая способность находятся под влиянием большого количества разнообразных и сложным образом взаимодействующих причин и поэтому в той или иной мере носят изменчивый, случайный характер.

Выдающаяся роль в деле развития статистических методов в строительной механике принадлежит Н. С. Стрелецкому, который, начиная с 1935 г., опубликовал серию статей, положенных в основу метода предельных состояний. Выяснению статистической природы коэффициента запаса посвящены работы М. Майера, Н. Ф. Хоциалова, Н. С. Стрелецкого и А. Р. Ржаницына.

В 1944 г. И. И. Гольденблат, С. Н. Добрынин, А. Н. Попов внесли предложение о замене единого коэффициента запаса прочности системой коэффициентов перегрузки и коэффициентов однородности.

Отличием метода расчета по предельным состояниям от методов допускаемых напряжений и разрушающих усилий, помимо его универсальности, является введение нескольких предельных состояний, лимитирующих работу конструкций и новой системы расчетных коэффициентов (перегрузки, однородности и условий работы) взамен единого коэффициента запаса.

Введение коэффициентов, раздельно учитывающих влияние изменчивости нагрузки, прочностных свойств материалов и других факторов на несущую способность конструкций, дает возможность проще и точнее определить величины этих коэффициентов по сравнению с единым коэффициентом запаса прочности. Кроме того, благодаря введению коэффициентов однородности всякое увеличение однородности материалов может быть немедленно учтено и должно иметь своим следствием облегчение конструкций и экономию материалов. Метод расчета по предельным состояниям позволяет с большой

достоверностью подходить к установлению действительной несущей способности конструкций, в чем заложены возможности более экономичного их проектирования.

Основные положения метода расчета по предельным состояниям заключаются в следующем.

Под предельным понимается такое состояние конструкции, при котором ее дальнейшая нормальная эксплуатация невозможна.

Различаются три вида предельных состояний:

а) первое предельное состояние — по несущей способности (прочности и устойчивости конструкций, усталости материала), при достижении которого конструкция теряет способность сопротивляться внешним воздействиям или получает такие остаточные деформации, которые не допускают ее дальнейшую эксплуатацию;

б) второе предельное состояние — по развитию чрезмерных деформаций от статических и динамических нагрузок, при достижении которого в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются деформации или колебания, исключающие возможность дальнейшей ее эксплуатации;

в) третье предельное состояние — по образованию или раскрытию трещин, при достижении которого трещины в конструкции, сохраняющей прочность и устойчивость, появляются и раскрываются до такой величины, при которой дальнейшая эксплуатация становится невозможной вследствие потери требуемой водонепроницаемости, опасности коррозии или повреждения отделочного слоя.

Третье предельное состояние в расчетах трубопроводов не используется, так как эксплуатация трубопроводов при наличии в них трещин невозможна.

Возможность достижения того или иного предельного состояния конструкции зависит от многих факторов, из которых важнейшими являются:

а) внешние нагрузки и другие воздействия;

б) качество и механические свойства материалов, из которых изготовлена конструкция;

в) общие условия работы конструкции, условия ее изготовления и т. п.

Таким образом, рассматриваемый метод расчета должен основываться на анализе процесса перехода конструкции в предельное состояние с учетом всех факторов, оказывающих влияние на ее несущую способность.

Значит, необходимо знание основных законов упруго-пластических деформаций, ползучести и усталости материалов.

В общем случае наименьшая несущая способность конструкции может быть представлена в следующем виде:

$$\Phi(k_1 R_1^n; k_2 R_2^n; \dots, S), \quad (1.1)$$

где S — геометрические характеристики конструкции;

R_1^n, R_2^n и т. д. — нормативные сопротивления материалов, из которых изготовлена конструкция;

k_1, k_2 и т. д. — соответствующие им коэффициенты однородности.

Устанавливаются понятия нормативных нагрузок и коэффициентов перегрузки, характеризующих изменчивость нагрузки.

Нормативными нагрузками называются установленные нормами наибольшие величины внешних воздействий, допускаемые при нормальной эксплуатации сооружения.

Коэффициенты, учитывающие изменчивость нагрузок, в результате которой возникает возможность превышения действительными нагрузками величин нормативных нагрузок, называются коэффициентами перегрузки.

Произведения нормативных нагрузок на коэффициенты перегрузки называются расчетными нагрузками.

В расчете по методу предельных состояний, помимо коэффициентов однородности и перегрузки, вводится еще коэффициент условий работы конструкций, учитывающий особенности работы конструкций или их элементов: агрессивная среда, концентрация напряжений в соединениях, возможность хрупкого разрушения и т. д.

Помимо перечисленных факторов, на несущую способность конструкции влияют также неоднородность качества изготовления конструкции, отклонения от производственных допусков и т. д. Все эти факторы в конечном счете поглощаются коэффициентом однородности материала, который назначается с некоторым запасом.

Для конструкций из любого материала расчет по первому предельному состоянию (несущей способности) следует производить по формуле:

$$nN^n \leq \Phi(m; k_1R_1^n; k_2R_2^n, \dots, S), \quad (1.2)$$

где Φ — функция, соответствующая роду усилия (сжатие, растяжение, изгиб и т. п.);

N^n — усилие (изгибающий момент) от нормативных нагрузок;

n — коэффициент перегрузки;

k_1, k_2 и т. д. — коэффициенты однородности материалов;

R_1^n, R_2^n и т. д. — нормативные сопротивления материалов;

m — коэффициент условий работы;

S — геометрические характеристики сечения.

Эта формула содержит требование, чтобы максимально возможное с учетом перегрузки усилие в элементе было не больше его минимальной несущей способности, определяемой с учетом изменчивости показателей прочности материалов и условий работы конструкции.

В формуле (1.2) коэффициент запаса прочности в обычном его понимании заменен тремя коэффициентами — коэффициентом перегрузки n , коэффициентом однородности материала k и коэффициентом

условий работы конструкций m , причем каждый из этих коэффициентов в свою очередь может состоять из одного или нескольких коэффициентов, в зависимости от числа факторов, изменчивость которых он характеризует (например, от количества видов нагрузок — для коэффициентов перегрузки).

Проверка конструкций по первому предельному состоянию (по несущей способности) обязательна во всех случаях. Проверка же по второму предельному состоянию (по развитию чрезмерных деформаций) производится в тех случаях, когда по характеру внешних воздействий или формы конструкции возможно появление чрезмерных деформаций или колебаний конструкции или ее элементов.

Деформации конструкций при действии нормативных нагрузок при расчете по второму предельному состоянию не должны быть больше предельных значений, установленных нормами и техническими условиями проектирования конструкций.

Расчет по второму предельному состоянию в общем виде ведется по формуле

$$\Delta \leq f, \quad (1.3)$$

где Δ — деформация (прогиб, удлинение и т. п.), являющаяся функцией геометрической формы конструкции и модуля упругости материалов;

f — предельная допустимая величина деформации.

Как известно, основная цель всякого расчета на прочность и устойчивость в конечном счете состоит в получении такой гарантии безопасности сооружения на время его службы, чтобы ее можно было считать практически достоверной.

С этой точки зрения расчет по методу предельных состояний является весьма надежным. Действительно, во всех случаях, когда увеличение нагрузки опасно для прочности сооружения, этот метод, предполагающий одновременное совпадение предельной перегрузки с наименьшей возможной несущей способностью, рассматривает, очевидно, наиболее опасное, маловероятное состояние.

Таким образом, метод предельных состояний, основанный на глубоком экспериментальном и теоретическом изучении действительной несущей способности конструкций, во всех случаях дает полную гарантию безопасности сооружения.

§ 2. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНЫ УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКИХ ДЕФОРМАЦИЙ

Основное свойство пластических деформаций состоит в том, что между напряжениями и деформациями, возникающими в теле, не существует взаимно-однозначной зависимости.

Если растягивать образец с постоянной скоростью, можно получить график зависимости σ от ϵ , называемый диаграммой растяжения

(рис. 1). До некоторого напряжения σ_e , называемого пределом упругости, образец обнаруживает свойство упругости, состоящее в том, что если при любом $\sigma < \sigma_e$ прекратить растяжение и начать разгрузку образца, то диаграмма разгрузки совпадет с первоначальной прямой OE . Упругое состояние образца описывается законом Гука: $\sigma = E\varepsilon$.

При продолжении опыта на растяжение при напряжениях выше предела упругости обнаруживается значительное искривление линии $\sigma-\varepsilon$.

Дальнейшее растяжение образца за пределом текучести дает монотонный рост напряжения вместе с деформацией. При величине напряжения $\sigma = \sigma_B$ происходит разрыв образца, и поэтому значение напряжения σ_B называется пределом прочности, или временным сопротивлением материала.

В тех случаях, когда разрыв образца происходит при сравнительно малых деформациях и ему не предшествует образование заметной шейки, материал называют хрупким; в противном случае — пластичным.

Если в некоторой точке A диаграммы растяжения, т. е. при напряжении σ_A (см. рис. 1), прекратить дальнейшее растяжение образца и произвести разгрузку, то график зависимости напряжения от деформации в процессе разгрузки будет представлять прямую линию AO' , параллельную начальному упругому участку OE , при этом, когда осевое напряжение в образце будет полностью снято, его относительное удлинение будет равно OO' .

Если образец вновь подвергнуть растяжению, т. е. произвести вторичную нагрузку, то график сначала пойдет по той же линии $O'A$, которая описывает процесс разгрузки. При этом, поскольку напряжение σ_A больше первоначального предела упругости σ_e , отмечается повышение предела упругости по мере роста пластической деформации образца, большее, чем больше угол наклона кривой $\sigma-\varepsilon$. Материал упрочняется или наклепывается, и потому отмеченное явление называют упрочнением, или наклепом.

Таким образом, напряжению σ на кривой $\sigma-\varepsilon$ соответствует деформация ε , называемая полной, общей или упруго-пластической. Она состоит из двух частей: пластической или остаточной деформации ε_p и упругой деформации $\varepsilon_e = \frac{\sigma}{E}$:

$$\varepsilon = \varepsilon_p + \varepsilon_e. \quad (1.4)$$

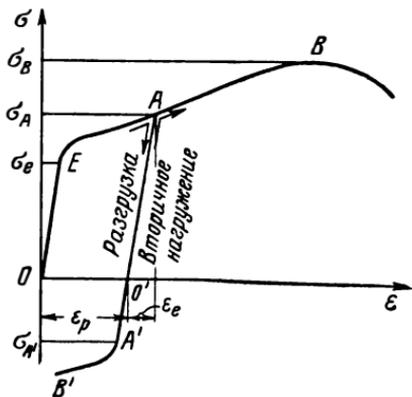


Рис. 1. Диаграмма растяжения цилиндрического образца.

Приложение к образцу сжимающего напряжения прежде всего вызывает упругую деформацию сжатия, причем связь между напряжением и деформацией устанавливается в виде прямой линии $O'A'$, которая является продолжением прямой AO' (см. рис. 1). После достижения в образце сжимающего напряжения σ_A , он получает вторичную пластическую деформацию по кривой $A'B'$, примерно параллельной AB ; точке A' , являющейся новым пределом упругости, в этом случае будет соответствовать напряжение $\sigma_{A'}$, по модулю меньшее величины σ_A , а зачастую меньшее и предела текучести σ_T .

Таким образом, приложение к наклепанному образцу напряжения обратного знака с переходом при этом за предел упругости влечет за собой разупрочнение материала, и новый предел упругости понижается.

Это явление подробно исследовано Баушингером и носит его имя («эффект Баушингера»).

Одни только перечисленные выше явления, обнаруживаемые в материалах при простом растяжении образца, показывают, насколько сложен процесс пластической деформации, хотя здесь оставлены без внимания такие проявления пластичности, как релаксация, последствие, ползучесть, усталость, восстановление и др.

Поэтому в теории пластических деформаций металлов при нормальной или постоянной температуре учитываются только следующие их свойства.

1. Нелинейность зависимости напряжений от деформаций при пропорциональном возрастании внешних сил. Зависимость $\sigma - \epsilon$ при этом записывается в следующем виде:

$$\sigma = \Phi(\epsilon) = E\epsilon [1 - \omega(\epsilon)], \quad (1.5)$$

причем

$$E \geq \frac{1}{\epsilon} \Phi(\epsilon) \geq \frac{d\Phi}{d\epsilon} \geq 0,$$

т. е. материал обладает упрочнением.

2. Упругость процесса разгрузки и повторной нагрузки. При этом предполагается, что в процессе разгрузки никогда не возникает вторичная пластическая деформация, связанная с эффектом Баушингера.

Условие, которому должны удовлетворять напряжения в некоторой точке тела, чтобы в ней появились первые остаточные деформации, называется условием пластичности. Это условие инвариантно в отношении преобразования осей координат x, y, z путем поворота, и поэтому в общем случае выражается следующей функциональной зависимостью

$$f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0, \quad (1.6)$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ — главные напряжения.

При расчетах трубопроводов высокого давления, цилиндров компрессоров и т. д. для анализа процесса перехода конструкции в предельное состояние возникает задача о напряжениях и деформациях толстостенной трубы, находящейся под равномерно распределенным внутренним и внешним давлением; положения точек трубы определяются в цилиндрической системе координат r, θ, z (рис. 2).

Если пластические деформации отсутствуют, напряжения в стенке такой трубы будут равны:

$$\begin{aligned}\sigma_{rr} &= \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2} + \frac{a^2 (p_b - p_a)}{b^2 - a^2} \frac{b^2}{r^2}; \\ \sigma_{\theta\theta} &= \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2} - \frac{a^2 (p_b - p_a)}{b^2 - a^2} \frac{b^2}{r^2}; \\ \sigma_{zz} &= 2\mu \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2}.\end{aligned}\quad (1.7)$$

В частном случае, когда отсутствует наружное давление ($p_b = 0$),

$$\begin{aligned}\sigma_{rr} &= \frac{a^2 p_a}{b^2 - a^2} \left(1 - \frac{b^2}{r^2}\right); \\ \sigma_{\theta\theta} &= \frac{a^2 p_a}{b^2 - a^2} \left(1 + \frac{b^2}{r^2}\right); \\ \sigma_{zz} &= \frac{2\mu a^2 p_a}{b^2 - a^2}.\end{aligned}\quad (1.8)$$

Внутреннее давление, которое вызывает пластическое состояние на внутренней поверхности трубы (при отсутствии внешнего давления), определяется следующим образом:

$$p'_a = \frac{(b^2 - a^2) \sigma_T}{\sqrt{3b^4 + (1 - 2\mu)^2 a^4}}.\quad (1.9)$$

При увеличении внутреннего давления сверх значения p'_a пластические деформации будут продвигаться к внешней поверхности трубы. Если материал не обладает свойством упрочнения, то внутреннее давление, при котором труба целиком переходит в пластическое состояние, равняется

$$p = \frac{2\sigma_T}{\sqrt{3}} \ln \frac{b}{a}.\quad (1.10)$$

С ростом деформаций отношение b/a уменьшается, а значит, уменьшается и p , и поэтому состояние равновесия является неустойчивым: небольшая деформация при постоянном давлении нарушает его.

Следовательно, как только труба целиком перейдет в пластическое состояние, при отсутствии упрочнения материала и при постоянном внутреннем давлении она течет и затем разрушается.

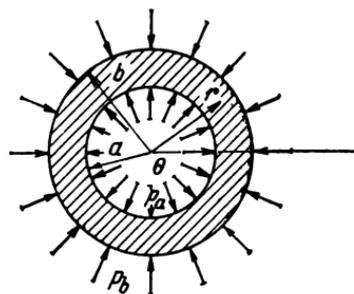


Рис. 2. Толстостенная труба, находящаяся под внутренним и внешним давлением.

§ 3. ПОЛЗУЧЕСТЬ МАТЕРИАЛОВ

Напряжения и деформации, возникающие в теле под нагрузкой, зависят не только от величины, но также и от характера изменения нагрузок во времени. Связано это с тем, что физическое состояние тела, достигаемое при сравнительно быстром приложении нагрузки, не является равновесным для микрообъемов, и перегруппировка молекул и атомов из исходного состояния в окончательное, соответствующее равновесной конфигурации при данных внешних условиях, требует более или менее длительного времени, причем некоторые из этих переходных процессов протекают сравнительно медленно.

Поэтому наиболее четко выраженная зависимость механических свойств материалов от времени имеет место в двух крайних случаях: при очень быстром деформировании, когда возможно запаздывание даже наиболее быстро протекающих переходных процессов, и при длительном приложении нагрузки, когда проявляется действие разнообразных микроскопических и субмикроскопических механизмов.

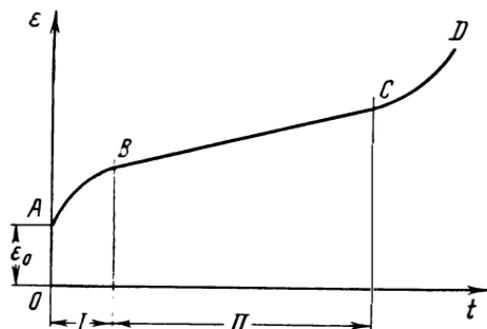


Рис. 3. Типичная кривая ползучести металла при постоянных нагрузке и температуре.

Необратимое изменение деформированного состояния тела во времени при неизменных внешних нагрузках называется ползучестью. Это явление наблюдается во всех материалах, но для большинства металлов при комнатной и при пониженной температурах изменение деформаций происходит так медленно, что им, как правило, в расчетах пренебрегают.

Ползучесть пластмасс, каучуков и других материалов органической природы ощутима и при комнатной температуре. В металлах же ползучесть становится заметной лишь при температурах 300—400° С; обычные стали при температуре около 800° С вследствие быстрой ползучести становятся практически непригодными для использования.

Типичные результаты длительных испытаний на растяжение при постоянных нагрузке и температуре показаны на рис. 3.

По мере приближения к точке *B* убывание скорости деформации замедляется, и, наконец, скорость деформации становится практически постоянной на участке *BC*, называемом вторым периодом ползучести, или периодом квазивязкого течения (установившаяся ползучесть). Этот период минимальной скорости ползучести, обычно весьма длительный, переходит в участок *CD*, характеризующийся

возрастанием скорости деформации. Испытание заканчивается либо «хрупким» изломом вблизи точки C , либо «вязким» разрушением, сопровождаемым образованием шейки. Если напряжение велико (для данной температуры), то второй период может быть кратковременным или даже вовсе отсутствовать.

При небольшом напряжении скорость ползучести бывает настолько низкой, а деформация ползучести столь незначительной, что явление ползучести можно не принимать в расчет. В этом смысле говорят о пределе ползучести как о том максимальном напряжении, при котором еще допустимо пренебрежение деформацией ползучести.

Для характеристики явления ползучести различными исследователями предложены многочисленные формулы чисто эмпирического или полуэмпирического характера, полученные на основании обработки экспериментальных данных. Обычно, однако, все эти формулы не дают удовлетворительного согласования с опытом на большом интервале напряжений и носят лишь частный характер, показывая относительно удовлетворительное совпадение только на некоторых небольших участках кривых ползучести.

Для неустановившейся ползучести применяется следующая зависимость между скоростью ползучести и напряжением:

$$v_n = k\sigma^n, \quad (1.11)$$

где v_n — скорость ползучести;

σ — напряжение;

k и n — коэффициенты, зависящие от температуры испытания и свойств материалов. Значения коэффициентов k и n приведены в табл. 1.

Расчетное условие при пренебрежении упругой деформацией имеет вид:

$$\sigma \leq \left\{ \frac{[\varepsilon]}{kt_c} \right\}^{\frac{1}{n}}; \quad (1.12)$$

здесь $[\varepsilon]$ — допускаемая деформация за время службы конструкции;
 t_c — срок службы конструкции.

Рассмотрим толстостенную трубу, находящуюся под внутренним давлением (см. рис. 2) в условиях ползучести. Напряжения в стенке такой трубы при учете ползучести равны:

$$\sigma_{rr} = \frac{Pa^{\frac{2}{n}}}{b^{\frac{2}{n}} - a^{\frac{2}{n}}} \left[1 - \left(\frac{b}{r} \right)^{\frac{2}{n}} \right]; \quad \sigma_{\theta\theta} = \frac{Pa^{\frac{2}{n}}}{b^{\frac{2}{n}} - a^{\frac{2}{n}}} \left[1 + \left(\frac{2}{n} - 1 \right) \left(\frac{b}{r} \right)^{\frac{2}{n}} \right];$$

$$\sigma_{zz} = \frac{Pa^{\frac{2}{n}}}{b^{\frac{2}{n}} - a^{\frac{2}{n}}} \left[1 + \left(\frac{1}{n} - 1 \right) \left(\frac{b}{r} \right)^{\frac{2}{n}} \right]. \quad (1.13)$$

Эти напряжения добавляются к чисто упругим напряжениям (1.7).

Значения коэффициентов

Сорт стали	Химический состав, %							
	C	Mn	Si	Mo	Cr	Ni	W	Nb
Углеродистая	0,15	0,50	0,23	—	—	—	—	—
»	0,43	0,68	0,20	—	—	—	—	—
Молибденовая	0,13	0,49	0,25	0,52	—	—	—	—
Хромомолибденовая . .	0,11	0,45	0,42	0,50	2,08	—	—	—
»	0,48	0,49	0,62	0,52	1,20	—	—	—
Хромоникелевая (18-8)	0,06	0,50	0,61	—	17,75	9,25	—	—
Сталь 69	0,52	—	0,82	0,57	13,51	15,2	2,01	—
Сталь Нε	0,19	—	0,72	0,69	1,71	0,87	—	0,77

Таблица 1

к и л в формуле (1.11)

Характер и температура термической обработки, °С	Температура испытаний, °С	Диапазон напряжений, кг/см ²	Значение коэффициента в формуле (1.11)	
			n	k, $\left(\frac{\text{см}^2}{\text{кг}}\right)^n \cdot \frac{1}{\text{ч}}$
Отжиг 844	427	1410—2110	6,35	$0,17 \cdot 10^{-20}$
	538	280—560	3,05	$0,12 \cdot 10^{-13}$
	593	110—250	3,1	$0,26 \cdot 10^{-12}$
	649	30—90	3,85	$0,16 \cdot 10^{-10}$
То же	427	1060—1690	6	$0,2 \cdot 10^{-24}$
	538	210—630	3,9	$0,14 \cdot 10^{-15}$
	649	30—180	1,7	$0,12 \cdot 10^{-8}$
»	482	910—1410	5,4	$1,2 \cdot 10^{-23}$
	538	560—1060	4,6	$0,6 \cdot 10^{-19}$
	593	210—420	3,55	$0,23 \cdot 10^{-14}$
	649	60—210	3,1	$0,2 \cdot 10^{-12}$
»	482	970—1410	8,35	$0,58 \cdot 10^{-30}$
	538	460—840	4,95	$0,14 \cdot 10^{-19}$
	593	280—560	6,9	$0,1 \cdot 10^{-23}$
	649	140—280	3,25	$0,17 \cdot 10^{-12}$
»	427	1410—2110	6,35	$0,145 \cdot 10^{-26}$
	538	320—1060	3,55	$0,175 \cdot 10^{-15}$
	649	70—250	2,95	$0,365 \cdot 10^{-12}$
Закалка 1093	538	880—1340	4,4	$0,21 \cdot 10^{-19}$
	593	560—1060	4,3	$0,17 \cdot 10^{-18}$
	649	350—840	5,1	$0,14 \cdot 10^{-19}$
	816	110—280	4,7	$0,21 \cdot 10^{-16}$
Закалка 1175	600	800—2200	3,15	$0,65 \cdot 10^{-16}$
	650	400—1500	2,9	$0,29 \cdot 10^{-14}$
Нормализация 850	500	1500—2500	4,3	$0,41 \cdot 10^{-20}$
	600	200—500	3,1	$0,59 \cdot 10^{-14}$

§ 4. КОЛЕБАНИЯ И УСТАЛОСТЬ МАТЕРИАЛОВ

Механическое поведение тел при вибрационных или при повторяющихся (хотя бы и не периодических) нагрузках отличается от их поведения при однократных нагрузках. Прежде всего это сказывается в том, что условия прочности при повторяющихся нагрузках отличаются от условий при однократных нагрузках: комбинация напряжений и деформаций в какой-нибудь точке тела, являющаяся «безопасной», не приводящей к разрушению при однократном ее возникновении, может оказаться разрушающей при многократном повторении.

Если внешней нагрузкой является повторно изменяющаяся температура, то при достаточно широком диапазоне ее изменения возникают эффекты переменных термообработок различных частей тела, сопровождающихся неповторяющимися структурными изменениями, которые при определенных условиях могут привести к нарушению внутренних связей и прочности. О явлениях такого рода иногда говорят как о тепловой смерти материала.

Явление нарушения прочности в материале при периодически изменяющихся нагрузках по истечении большого числа циклов называется усталостью материала, а разрушения этого типа — усталостными разрушениями. Способность же материала выдерживать неограниченно большое или некоторое достаточно большое конечное число циклов периодически повторяющейся нагрузки называют выносливостью.

Сопротивление материала усталостному разрушению можно характеризовать следующим образом. Представим себе, что партия образцов одинаковых размеров и форм, изготовленных из одного и того же материала, находящегося во всех образцах в одном и том же состоянии (температура, условия плавки, механической обработки, термообработки и т. д.), испытывается на периодическое знакопеременное симметричное растяжение — сжатие, причем амплитуда напряжений, оставаясь постоянной для каждого образца, изменяется от образца к образцу.

Если для каждого образца отмечать на плоскости точку, абсцисса которой равна числу циклов до разрушения N , а ордината — наибольшему напряжению σ , то эти точки образуют так называемую кривую Велера (рис. 4). Кривая Велера имеет асимптоту $\sigma = \sigma_0 \neq 0$. Это означает, что образец обладает неограниченной выносливостью, т. е. выдерживает без разрушения сколь угодно большое число циклов. Величина σ_0 при этом называется пределом усталости, а область между асимптотой $\sigma = \sigma_0$ и кривой Велера — областью ограниченной выносливости. Для большинства сталей предел усталости при симметричном цикле растяжения — сжатия составляет от 30 до 50% от временного сопротивления.

При несимметричном цикле нагружения результаты усталостных испытаний изображаются в виде диаграммы Хэя (рис. 5). Если по оси абсцисс откладывать среднее напряжение цикла, а по оси ординат — амплитуду переменной составляющей напряжения, то пределы усталости расположатся на кривой. При этом точка M изображает предел усталости при симметричном цикле, а точка N — предел прочности (временное сопротивление) при статическом растяжении.

Во многих случаях напряжения в конструкции при периодических нагрузках превышают предел усталости. Тогда важно знать характеристики ограниченной выносливости, которые определяют

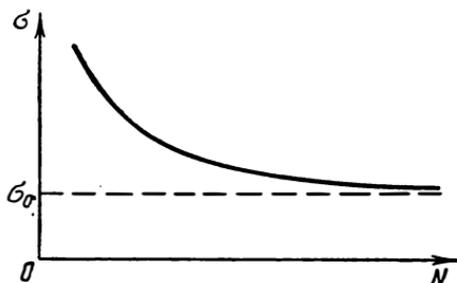


Рис. 4. Кривая Велера.

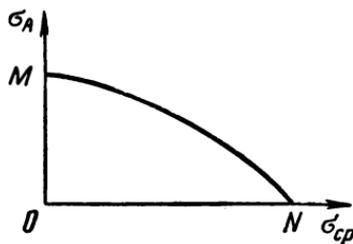


Рис. 5. Диаграмма Хэя.

ресурс детали или конструкции обеспечивать сопротивление усталостным разрушениям в течение определенного срока, т. е. некоторого числа циклов. Поэтому если при расчетах на усталость из всей кривой Велера важно знать лишь одну точку — предел усталости, то при расчете на ограниченную выносливость существенное значение имеет вся верхняя часть кривой Велера.

Усталостные характеристики оказываются очень чувствительными к условиям проведения испытаний. Помимо таких условий, как химический состав, микроструктура, температура, термообработка, которые существенно влияют и на данные статических испытаний, серьезное влияние на них оказывают также чистота механической обработки поверхности, форма образца, его размеры, характер испытаний и т. п. Пределы усталости, определенные из опытов на растяжение — сжатие и из опытов на изгиб, иногда очень сильно отличаются друг от друга (разница достигает 40—50 %).

Рассмотрим влияние некоторых факторов на усталостные характеристики.

1. Ф о р м а, р а з м е р ы о б р а з ц а, г е о м е т р и ч е с к и е д е ф е к т ы. Надрезы, галтели, бурты, царапины и выбоины на поверхности, как и различные внутренние пороки (раковины и инородные включения), приводят к снижению усталостной прочности. Особенно сильным оказывается влияние острых надрезов и трещин как сильнейших концентраторов напряжений. Конечно,

при статических испытаниях концентраторы напряжений также влияют на характер разрушения и на все поведение образца. Но если при этих испытаниях такое повреждение, как, например, острая царапина, приводящая к концентрации напряжений в очень малой области у ее дна, не играет никакой роли, то при испытаниях на усталость такая же царапина может изменить результаты в 2 раза.

Для того чтобы очертить область изменения усталостных характеристик, строят две кривые Велера: одну для хорошо отшлифованных цилиндрических образцов, другую для образцов с острыми надрезами. Кривые Велера для образцов других форм и размеров и при наличии различных изъянов будут располагаться между этими двумя кривыми.

Абсолютные размеры образца также влияют на усталостные характеристики в отличие от статических характеристик металлов, для которых влияние так называемого масштабного фактора по существу отсутствует. При этом увеличение размеров образцов приводит к снижению предела усталости.

Если испытание имеет целью выявить усталостные характеристики детали сложной формы, то надежные результаты получаются лишь при полном воспроизведении формы и размеров.

2. М е х а н и ч е с к а я о б р а б о т к а. Существенно важное значение имеет чистота поверхности образца. Поэтому образцы для испытаний на усталость, как правило, в рабочей части делают полированными. Если образец обрабатывается тупым режущим инструментом, то его поверхностный слой оказывается упрочненным, что приводит к повышению усталостной прочности и может ввести в заблуждение. При шлифовании внедрение в поверхность образца мелких осколков абразивов приводит к снижению усталостной прочности.

3. А г р е с с и в н ы е с р е д ы. Если приложение периодических нагрузок сопровождается воздействием агрессивной среды и коррозией материала, как, например, в различных технологических трубопроводах и аппаратах химического производства, то усталостные характеристики, как правило, заметно снижаются. Это влияние учитывают путем воспроизведения или моделирования натуральных условий.

4. Т е м п е р а т у р а. Изменение температуры от опыта к опыту сопровождается изменением получаемых усталостных характеристик. Особо резкое повышение усталостной прочности отмечается при температурах, близких к абсолютному нулю. Так, например, для нормализованной стали с содержанием углерода 0,3% было получено повышение предела усталости (на базе 10^7 циклов) до 7500 кг/см^2 при температуре -196°C по сравнению с 4000 кг/см^2 при комнатной температуре. Для образцов с острыми надрезами в ряде случаев, наоборот, получены более низкие значения пределов усталости при пониженной температуре.

5. Ч а с т о т а к о л е б а н и й. В довольно широком диапазоне частота колебаний не оказывает заметного влияния на усталостные характеристики. Однако имеются данные о том, что в области высоких звуковых частот наблюдается некоторое изменение усталостной прочности. Его можно ожидать также и при очень малых частотах.

Испытания на очень низких частотах, которые, естественно, требуют очень длительных сроков, в настоящее время проводятся в некоторых исследовательских лабораториях. Они имеют очень важное значение для ряда объектов, колеблющихся с большим периодом и предназначенных для эксплуатации в течение длительного времени.

Анализ усталостных изломов показывает, что причинами усталостных разрушений являются различные изъяны: надрезы, царапины, пустоты, инородные включения и т. п., которые вызывают местную концентрацию напряжений.

Это согласуется также с тем фактом, что пределы усталости, определенные на образцах больших размеров, имеют заниженные значения. Действительно, в подобных образцах при той же тщательности изготовления имеется большая вероятность наличия какого-либо изъяна, вызывающего начало разрушения.

С этим связан также и неизбежный разброс данных усталостных испытаний.

Предельные состояния, полученные в результате анализа упруго-пластических деформаций, ползучести и усталости материалов, положены в основу расчетов рассматриваемых в последующих главах конструктивных решений трубопроводных систем.

РАСЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 5. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В трубопроводных системах кривые трубы применяются для изменения направления трубопровода, а также при самокомпенсации температурных деформаций. На нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических заводах, паросиловых установках и других промышленных предприятиях, т. е. там, где трубопроводы работают при повышенных температурах, компенсация температурных деформаций является основным фактором, обеспечивающим нормальную эксплуатацию трубопроводных систем. Наиболее распространенным и надежным методом компенсации температурных деформаций в трубопроводах является самокомпенсация. Она осуществляется путем придания трубопроводам такой конфигурации, которая обеспечивает при нагревании удлинение труб без передачи чрезмерных усилий на мертвые опоры и технологическую аппаратуру и без появления в металле труб опасных напряжений.

Любая система трубопроводов состоит из прямолинейных и криволинейных участков, изогнутых по разным радиусам. Поэтому для расчета трубопроводных систем на самокомпенсацию температурных деформаций необходимо ясно представить себе, что происходит при температурных деформациях прямых и главным образом кривых труб, закрепленных различными способами. Расчет изгиба прямых труб в процессе самокомпенсации довольно прост и не вызывает каких-либо затруднений. Однако изгиб кривых труб значительно сложнее и требует специального рассмотрения. Кривые участки (колена) являются наиболее напряженными элементами трубопроводов; наряду с воздействием внутреннего давления, они подвержены также изгибу и в ряде случаев знакопеременным нагрузкам при выключении трубопроводов и при изменении температурного режима транспортируемой среды.

§ 6. РАСЧЕТ КРИВЫХ ТРУБ НА ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ

Под действием внутреннего давления кольцевые напряжения в прямых трубах распределяются равномерно по всей окружности трубы. В кривых трубах кольцевые напряжения не подчиняются этому закону и распределяются неравномерно. Величина кольцевых напряжений в кривых трубах определяется по формуле

$$\sigma_k = \frac{pr_{\text{вн}}}{2\delta} \frac{2R + r_{\text{вн}} \sin \alpha}{R + r_{\text{вн}} \sin \alpha}, \quad (2.1)$$

где σ_k — кольцевые напряжения в кривой трубе в кг/см^2 ;

p — внутреннее давление в кг/см^2 ;

$r_{\text{вн}}$ — внутренний радиус трубы в см ;

δ — толщина стенки кривой трубы в см ;

R — радиус изгиба колена в см ;

α — центральный угол, определяющий положение точки на поперечном сечении кривой трубы, в которой подсчитываются напряжения (рис. 6).

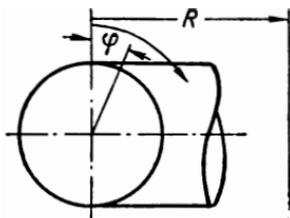


Рис. 6. Положение центрального угла для определения напряжений в кривых трубах.

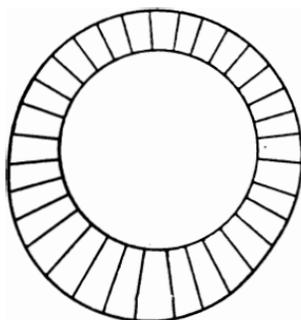


Рис. 7. Эпюра распределения кольцевых напряжений в кривых трубах под воздействием внутреннего давления.

Из формулы (2.1) видно, что при угле $\alpha = 270^\circ$ ($\sin \alpha = -1$), т. е. на вогнутой части колена, кольцевые напряжения достигают максимума и, наоборот, при угле $\alpha = 90^\circ$ ($\sin \alpha = +1$), т. е. на выпуклой стороне кривой трубы, они имеют минимальное значение. По оси изгиба кривой трубы, т. е. при α , равном 0 и 180° ($\sin \alpha = 0$), кольцевые напряжения в кривой трубе равны напряжениям в прямой трубе, исчисленным по обычной котельной формуле. Эпюра распределения кольцевых напряжений по сечению кривой трубы показана на рис. 7.

Из этой формулы следует также, что для обеспечения равнопрочности трубопроводных систем, которые рассчитаны на полное использование несущей способности труб, толщина стенок колена

должна быть больше толщины стенок труб. Если это условие невыполнимо, рекомендуется применять колена с радиусом изгиба, равным двум диаметрам трубы ($R = 2$).

В табл. 2 приведены значения коэффициентов увеличения кольцевых напряжений в кривых трубах по сравнению с прямыми.

Таблица 2

**Значения коэффициентов увеличения
и уменьшения напряжений в кривых трубах**

Отношение радиуса изгиба кривой трубы к диаметру R/D	Коэффициент увеличения напряжений на вогнутой поверхности колена по сравнению с прямой трубой	Коэффициент уменьшения напряжений на выпуклой поверхности колена по сравнению с прямой трубой
1	1,50	0,83
1,5	1,25	0,88
2	1,17	0,90
3	1,10	0,93
4	1,07	0,94
5	1,06	0,95
6	1,05	0,96
7	1,04	0,97

§ 7. РАСЧЕТ ГИБКОСТИ КРИВЫХ ТРУБ

При расчете трубопроводных систем на самокомпенсацию температурных деформаций необходимо определять гибкость колен при изгибе.

Впервые с особенностью изгиба кривых труб столкнулся Бантлин, который при испытании компенсаторов обнаружил, что гибкость гнутых стальных труб оказалась в 3—5 раз больше, чем это следовало согласно обычным методам расчета кривых брусьев сплошного сечения. Вместе с тем он установил, что гибкость чугунных кривых труб строго соответствует гибкости кривых брусьев сплошного сечения. Не понимая сущности явлений изгиба кривых труб, Бантлин предположил, что повышенная гибкость стальных труб (по сравнению с чугунными) объясняется появлением в их сжатой зоне складок и гофров. Такое объяснение, однако, является неправильным. В действительности гибкость кривых труб повышается за счет незаметного сплющивания их поперечного сечения при изгибе.

Согласно обычной теории изгиба предполагается, что сечение изгибаемого элемента остается постоянным.

Это предположение не может быть применимо к теории изгиба кривых труб, сечение которых при изгибе овализируется.

Допустим, что труба, изогнутая по радиусу R , подвергается изгибу в своей плоскости (рис. 8). В процессе изгиба на наружных волокнах трубы возникают растягивающие напряжения, а на волокнах вогнутой части — сжимающие.

Растягивающие и сжимающие напряжения дают равнодействующие силы T , направленные к нейтральной оси и являющиеся основными силами, вызывающими сплющивание поперечного сечения трубы при изгибе.

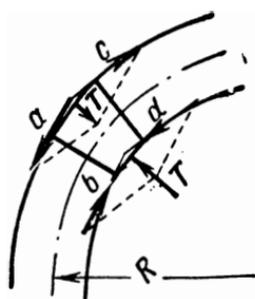


Рис. 8. Схема изгиба кривой трубы.

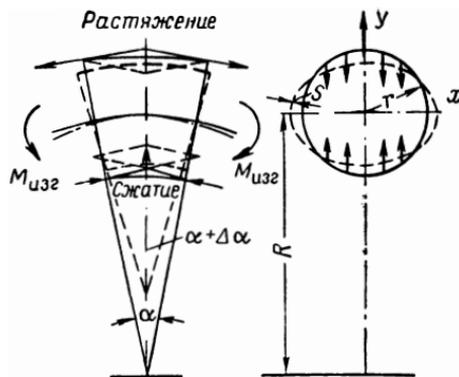


Рис. 9. Расчетная схема изгиба кривой трубы.

В результате этого гибкость кривых труб по сравнению с прямыми при всех прочих равных условиях увеличивается. Впервые на это обстоятельство обратил внимание Карман, который заложил основы теории расчета кривых труб. Из теории Кармана следует:

$$M_{\text{изг}} = kM'_{\text{изг}},$$

где $M'_{\text{изг}}$ — изгибающий момент, подсчитанный по обычной теории изгиба и необходимый для изменения начального угла α на величину $\Delta\alpha$ (рис. 9);

$M_{\text{изг}}$ — тот же момент, но подсчитанный с учетом сплющивания поперечного сечения;

k — коэффициент понижения жесткости колен, зависящий от безразмерной величины

$$\lambda = \frac{\delta R}{r_{\text{ср}}^2}, \quad (2.2)$$

называемой «коэффициентом трубы»; в этой формуле

δ — толщина стенки трубы;

R — радиус изгиба трубы;

$r_{\text{ср}}$ — средний радиус трубы.

Для определения значения коэффициента k Карман использовал энергетический метод с последующим решением задачи методом

Ритца. Указанное решение получено в виде тригонометрического ряда. Отбрасывая все члены ряда, кроме первого, Карман получил следующее значение коэффициента понижения жесткости кривой трубы:

$$k = \frac{1 + 12\lambda^2}{10 + 12\lambda^2}. \quad (2.3)$$

Эта формула получила известность как формула Кармана первого приближения. Отбрасывая все члены ряда, кроме первых двух и первых трех, Карман дал соответственно значения k во втором и третьем приближениях:

$$k_2 = \frac{3 + 536\lambda^2 + 3600\lambda^4}{105 + 4136\lambda^2 + 4800\lambda^4}; \quad (2.4)$$

$$k_3 = \frac{3 + 3280\lambda^2 + 329\,376\lambda^4 + 2\,822\,400\lambda^6}{252 + 73\,912\lambda^2 + 2\,446\,176\lambda^4 + 2\,822\,400\lambda^6}. \quad (2.5)$$

Если положить $\lambda = 0$, то, согласно трем первым приближениям Кармана, $k_1 = 0,1$; $k_2 = 0,029$ и $k_3 = 0,012$, а это неверно, так как при $\lambda = 0$ коэффициент $k = 0$. Отсюда следует, что для малых значений λ , меньших 0,1, необходимо брать все возрастающее число членов ряда.

Для обоснованного выбора того или иного приближения необходимо определить истинное значение k , совпадающее в двух смежных приближениях. Если подойти к решению этой задачи с таких позиций, то мы получим более простую зависимость. Рассмотрим график на рис. 10, где приведены кривые $k = f(\lambda)$, построенные по формулам трех первых приближений Кармана. Соединив начало координат с точкой пересечения кривых второго и третьего приближений Кармана ($\lambda = 0,2$; $k_2 = k_3 = 0,115$), получим графическую зависимость, пользуясь которой можно определить значение k для любых сколь угодно малых значений λ . При этом для $\lambda < 0,1$ значение k будет находиться более точно, чем по формуле Кармана третьего приближения. Полученная зависимость $k = f(\lambda)$ имеет очень простой вид

$$k = 0,58\lambda. \quad (2.6)$$

Теперь можно проанализировать погрешность выражения (2.6) по сравнению с формулами Кармана при различных значениях. Для этой цели на графике рис. 11 нанесены четыре кривые, характеризующие собой погрешность по трем приближениям Кармана и выражению (2.6). Из графика видно, что при $\lambda > 0,7$ первое приближение практически совпадает со вторым. Отсюда следует, что первое приближение достаточно для расчета гибкости криволинейных труб при $\lambda > 0,7$. Кривая погрешности второго приближения Кармана стремится к нулю при $\lambda = 0,17$, т. е. по второму приближению следует рассчитывать кривые трубы с $\lambda \geq 0,17$. Кривая погрешности третьего приближения возрастает от 0 до ∞ по мере уменьше-

ния λ от 0,1 до 0. Следовательно, применение формулы третьего приближения справедливо при $0 \leq \lambda \leq 0,77$. А между тем третье приближение часто применяют для очень малых значений, что приводит к ошибочным решениям.

Кривая погрешности $k = 0,58\lambda$ в интервале значений $0 < \lambda < 0,27$ весьма близка к нулю, т. е. выражение (2.6) дает при этих значениях λ более точное решение, чем третье приближение Кармана.

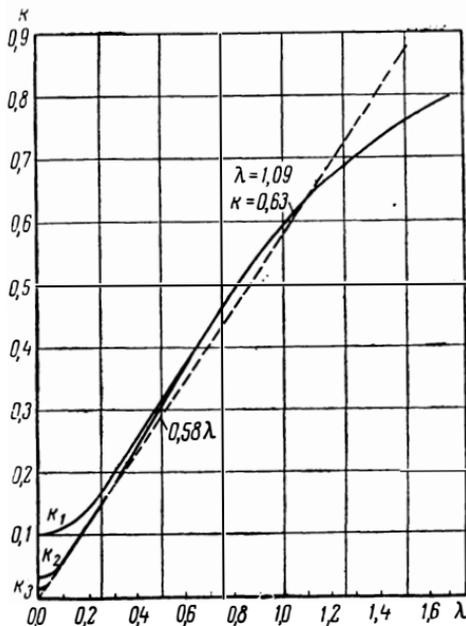


Рис. 10. Зависимость коэффициента понижения жесткости k от λ по трем приближениям Кармана.

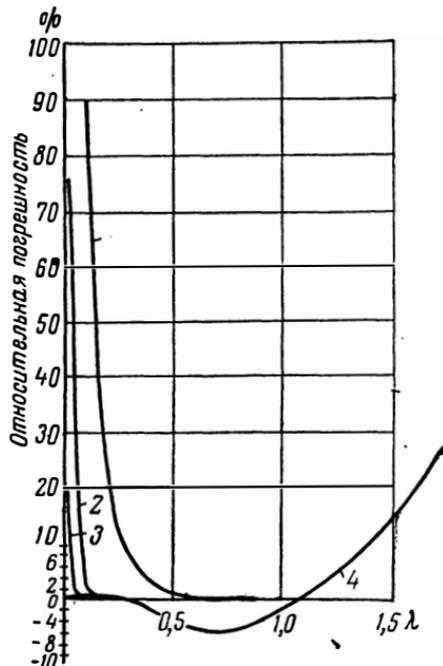


Рис. 11. Относительная погрешность выражения $k = 0,58\lambda$ по сравнению с формулами Кармана при различных значениях λ .

1 — первое приближение; 2 — второе приближение; 3 — третье приближение; 4 — $k = 0,58\lambda$.

Максимальную погрешность, равную 6% в сторону занижения жесткости, это выражение дает при значении $\lambda = 0,68$. Если такая погрешность допустима, то простым выражением (2.6) можно пользоваться в широком диапазоне значений λ .

Расчет гибкости крутозагнутых колен можно производить по формуле Кларка и Рейснера. Воспользовавшись теорией тонкостенных оболочек, они провели исследования кривых труб большой кривизны с малым значением λ .

Формула Кларка и Рейснера для определения коэффициента понижения гибкости крутозагнутых колен имеет следующий вид:

$$k = \frac{\lambda}{1,65} \quad (2.7)$$

Справедливость этой формулы подтверждена экспериментальными исследованиями.

Значения коэффициентов k для обычных и крутозагнутых колен в широком диапазоне отношений δ/D и R/D приведены в табл. 6.

В настоящее время крутозагнутые колена выпускаются диаметром до 529 мм, с углом поворота $\alpha = 180, 90$ и 45° (рис. 12) и изготавливаются из стальных бесшовных труб (сталь 20); при наружном диаметре до 108 мм применяются трубы холоднотянутые (ГОСТ 8732—58) или горячекатаные (ГОСТ 8734—58), а при большом диаметре — паропроводные. По химическому составу и механическим свойствам

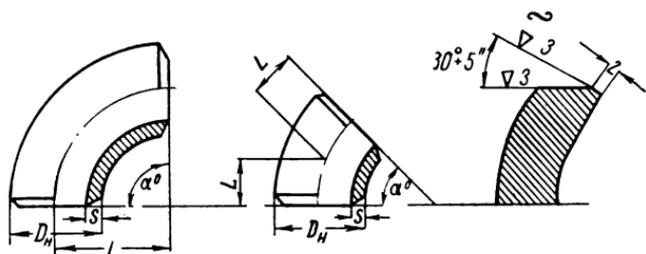


Рис. 12. Основные размеры крутозагнутых колен.

качество стали труб должно удовлетворять ГОСТ 1050—60, ГОСТ 8731—66 и ГОСТ 8732—58. По согласованию с заводом-поставщиком колена изготавливаются также из легированных сталей.

В табл. 3 приведен сортамент колен, выпускаемых Люберецким заводом монтажных заготовок.

На гибкость колен влияет также способ их соединения с прямыми участками. Приведенные выше значения коэффициента k справедливы только для колен, соединенных с прямыми трубами при помощи сварки. Жесткое крепление, как, например, при помощи фланцевых соединений препятствует овализации кривых труб в процессе изгиба, тем самым снижая гибкость последних. Гибкость колен зависит также от количества фланцевых соединений.

Расчет гибкости колен, соединенных при помощи фланцев, производится по формуле

$$k_{\phi} = \frac{\lambda^m}{1,65}, \quad (2.8)$$

где m — показатель, зависящий от количества фланцев; при фланцевом соединении на одном конце колена $m = \frac{5}{6}$, при фланцевых соединениях на двух концах $m = \frac{2}{3}$.

Таблица 3

Сортамент крутозагнутых колен, выпускаемых Люберецким заводом

Наружный диаметр D_n , мм	Толщина стенок труб δ , мм	Углы поворота					
		$\alpha = 180^\circ$		$\alpha = 90^\circ$		$\alpha = 45^\circ$	
		мм, L_1	вес, кг	мм, L_1	вес, кг	мм, L_2	вес, кг
45	4,0	—	—	—	0,50	—	—
48	4,5	—	—	80	0,60	—	—
57	5	—	—	100	1,00	—	—
	6 *	—	—	100	1,20	—	—
60	5	—	—	100	1,10	—	—
	6	—	—	100	1,30	—	—
76	6	—	—	105	1,70	—	—
89	6	—	—	160	3,20	—	—
	7	—	—	160	3,60	—	—
	9 *	—	—	160	5,00	—	—
108	6	—	—	150	3,62	—	—
	7	—	—	150	4,25	—	—
	9	—	—	150	5,02	—	—
108	6 *	—	—	200	4,74	—	—
	7	—	—	200	5,02	—	—
	9	—	—	200	6,61	—	—
114	6 *	—	—	150	3,76	—	—
	6 *	—	—	200	5,02	—	—
	12	—	—	200	9,50	—	—
152	6	—	—	225	7,50	—	—
159	6	450	16,0	225	8,00	93	4,00
	8	450	21,08	225	10,54	93	5,27
	11	450	28,40	225	14,20	93	7,10
168	6 *	450	16,94	225	8,47	—	4,23
	18 *	450	22,40	225	11,20	—	5,10
	13 *	450	35,20	225	17,60	—	8,80
219	7	600	34,80	300	17,40	124	8,70
	11	600	53,20	300	26,60	124	13,30
	14 *	600	67,20	300	33,60	124	16,80
	17 *	600	80,00	300	40,00	124	20,00
273	9	750	69,20	375	34,60	156	17,30
	12	750	91,20	375	45,60	156	22,80
	14 *	750	105,60	375	52,80	156	26,40
325	9	600	67,60	300	33,80	124	16,90
	11	600	81,20	300	40,60	124	20,30
	14	600	100,00	300	50,00	124	25,00
377	9	700	89,40	350	44,70	145	22,30
	12	700	116,80	350	58,40	145	29,20
426	9	800	117,60	400	58,80	166	29,40
	10	800	130,00	400	65,00	166	32,50
	14 *	800	179,20	400	89,60	166	44,80
529	8	1000	186,80	500	93,40	207	46,70
	9	1000	208,40	500	104,20	207	52,10

* Колена изготавливаются по специальному заказу для крутозагнутых колен с отношением R/D , соответственно равным 1; 1,5 и 2,0.

§ 8. РАСЧЕТ СВАРНЫХ ИЗ СЕКТОРОВ КРИВЫХ ТРУБ

Сортамент выпускаемых в настоящее время крутозагнутых колен ограничен диаметром 529 мм и поэтому не может удовлетворить потребности монтажных организаций, монтирующих трубопроводы значительно больших диаметров.

Изготовление колен больших диаметров методом горячего гнутья труб представляет собой очень дорогостоящий и трудоемкий процесс. В ряде случаев более экономичны сварные из секторов колена. Несмотря на то что такие колена получили довольно широкое распространение и хорошо оправдали себя на практике, некоторые специалисты все же относятся к ним отрицательно.

До сих пор, например, существует ошибочное мнение о том, что сварные колена являются абсолютно жесткими элементами и не могут изгибаться в процессе самокомпенсации температурных деформаций, т. е. коэффициент k для них должен приниматься равным единице. В результате такого подхода к расчету увеличиваются габариты компенсаторов, что приводит к необоснованному перерасходу металла.

Так как сварные колена представляют собой кривые трубы, сваренные из прямолинейных участков труб, то аналитическое решение задачи о гибкости таких колен (аналогично решению задачи Кармана) представляет серьезные затруднения.

Поэтому наиболее простым методом решения этой задачи является эксперимент. Такие эксперименты были проведены в США на сварных коленах диаметром 100 мм. В результате этих исследований было установлено, что жесткость сварных колен больше по сравнению с гнутыми. Для определения жесткости сварных колен была предложена эмпирическая формула, которая получила широкое распространение на практике и вошла в нормы и технические условия ряда стран

$$k = \frac{\lambda^{5/6}}{1,52}. \quad (2.9)$$

Однако проведенные автором экспериментальные исследования в широком диапазоне сортамента и, главное, на коленах большого диаметра показали, что эта формула не соответствует действительности и дает завышенное значение жесткости. Результаты исследований приведены на графиках рис. 13. На верхнем графике нанесены теоретические кривые зависимости k от λ , построенные по трем приближениям Кармана, а также точки, полученные на основе экспериментальных данных. Как видно из этого графика, экспериментальные точки, характеризующие собой фактическое значение k при $\lambda < 0,12$, довольно хорошо совпали с теоретической кривой

третьего приближения. При значениях $\lambda > 0,12$ экспериментальные точки лежат несколько выше теоретических кривых второго и третьего приближений. На нижнем графике рис. 13 нанесены кривая 4, построенная по формуле (2.9), и те же значения k , полученные по данным опыта. Как видно из графика, все экспериментальные точки лежат ниже кривой 4. Это показывает, что фактическая гибкость сварных колен выше, чем это следует из формулы (2.9). На этом графике нанесена также теоретическая прямая 5, построенная по формуле Кларка и Рейснера. Как видно из графика, экспериментальные

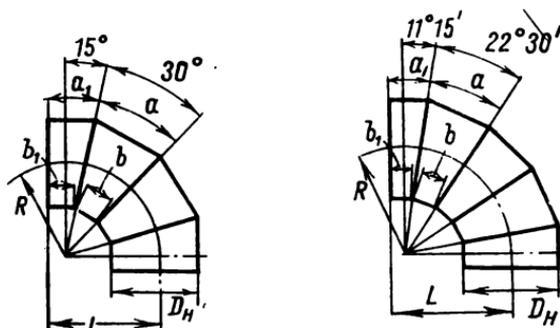
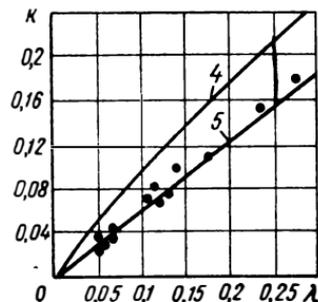
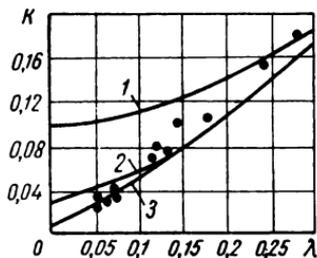


Рис. 14. Конструкции сварных колен.

Рис. 13. Сопоставление экспериментальных и теоретических значений коэффициента изменения жесткости k (точки) для кривых труб.

1, 2 и 3 — значения k , подсчитанные соответственно по первому, второму и третьему приближениям Кармана; 4 — значение k , подсчитанное по формуле американских технических правил; 5 — значение k , подсчитанное по формуле Кларка и Рейснера.

точки хорошо совпадают с прямой, построенной по этой формуле. Отсюда следует, что при расчете сварных колен можно пользоваться общей теорией изгиба кривых труб, т. е. определять коэффициент понижения жесткости по формуле (2.7).

Необходимо отметить, что прочность сварных колен, являющихся весьма ответственными элементами трубопроводов, зависит главным образом от качества сварочно-монтажных работ по их изготовлению.

Сварные колена следует изготавливать не менее чем из трех секторов с радиусом изгиба, равным от одного до двух диаметров трубы. Для больших давлений в том случае, когда полностью используется несущая способность трубопроводов, рекомендуется применять радиусы изгиба, равные двум диаметрам, так как при этом уменьшается коэффициент интенсификации напряжений. Такие колена могут применяться в условиях самокомпенсации температурных деформаций.

Таблица 4

Основные размеры секторов сварных колен ($\alpha = 90^\circ$) при $R = D$

Наружный диаметр труб D_n , мм	Диаметр условного прохода D_y , мм	Размеры секторов, мм (рис. 14)					
		a	b	a_1	b_1	L	R
Два сектора							
108	100	109	51	105	76	200	150
159	150	150	65	125	82	250	200
219	200	193	75	147	88	300	250
273	250	234	88	167	94	350	300
325	300	275	100	188	100	400	350
377	350	316	113	208	107	450	400
426	400	355	125	228	114	500	450
Три сектора							
426	400	264	94	182	97	500	450
478	450	294	104	197	102	550	500
529	500	324	114	212	107	600	550
630	600	384	133	242	117	700	650
720	700	441	155	271	128	800	750
820	800	501	175	301	138	900	850
920	900	561	195	331	148	1000	950
1020	1000	620	215	360	158	1100	1050
1220	1200	740	255	420	178	1200	1250

Таблица 5

Основные размеры секторов сварных колен ($\alpha = 90^\circ$) при $R = 2D$

Наружный диаметр труб D_n , мм	Диаметр условного прохода D_y , мм	Размеры секторов, мм (рис. 14)					
		a	b	a_1	b_1	L	R
108	100	121	78	110	89	300	250
159	150	171	107	135	104	400	350
219	200	222	135	161	118	500	450
273	250	273	164	180	132	600	550
325	300	323	194	211	147	700	650
377	350	373	223	236	161	800	750
426	400	423	253	261	176	900	850
478	450	473	283	286	191	1000	950
529	500	523	312	305	200	1094	1050
630	600	622	372	325	200	1264	1250
720	700	720	433	343	200	1433	1450
820	800	820	493	363	200	1604	1650
920	900	919	523	383	200	1788	1850
1020	1000	1018	612	403	200	1944	2050
1220	1200	1217	732	442	200	2284	2450

На рис. 14 представлены конструкции сварных колен, которые рекомендуются применять в тех случаях, когда система трубопроводов подвержена большим температурным деформациям.

Размеры секторов колен с радиусом изгиба, равным диаметру трубы, приведены в табл. 4, а с радиусом, равным двум диаметрам, — в табл. 5.

§ 9. ВЛИЯНИЕ ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ НА ГИБКОСТЬ КРИВЫХ ТРУБ ПРИ ИЗГИБЕ

Выше рассматривался вопрос об изгибе кривой трубы при отсутствии внутреннего давления. А между тем внутреннее давление должно оказывать какое-то влияние на гибкость кривых труб, поскольку оно в той или иной степени препятствует овализации поперечного сечения труб при изгибе. Элементарные теоретические соображения показывают, что влияние внутреннего давления должно быть тем больше, чем меньше отношение толщины стенки к диаметру. Поэтому для тонкостенных труб, которые находят в настоящее время все большее применение, внутренним давлением при расчете трубопроводных систем на самокомпенсацию температурных напряжений в ряде случаев пренебрегать не следует.

Теоретические исследования по определению влияния внутреннего давления на жесткость кривых труб выполнены Д. Л. Костовцем, который воспользовался основными уравнениями Кармана, введя дополнительно фактор внутреннего давления. Согласно Костовцевскому, коэффициент гибкости кривых труб, находящихся под воздействием внутреннего давления, $k_p = \frac{1}{k}$ определяется:

$$k_p = 1 + \frac{1,125}{a_5}, \quad (2.10)$$

где величина a_5 определяется из следующих соотношений:

$$a_5 = 0,125 + 1,5\lambda^2 + 2,6 \cdot 10^{-6}B - \frac{0,09766}{a_4};$$

$$a_4 = 1,0625 + 37,5\lambda^2 + 13 \cdot 10^{-6}B - \frac{0,19144}{a_3};$$

$$a_3 = 1,02778 + 209,167\lambda^2 + 30,33 \cdot 10^{-6}B - \frac{0,21973}{a_2};$$

$$a_2 = 1,01562 + 660,5\lambda^2 + 54,6 \cdot 10^{-6}B - \frac{0,2316}{a_1};$$

$$a_1 = 1,01 + 1633,5\lambda^2 + 85,8 \cdot 10^{-6}B;$$

$$B = \frac{p}{\gamma}; \quad \gamma = \frac{r\delta}{r^2}; \quad \lambda = \frac{\delta R}{r^2}.$$

В этих формулах приняты следующие обозначения:

- p — внутреннее давление в кг/см^2 ;
- δ — толщина стенки кривой трубы в см ;
- R — радиус изгиба кривой трубы в см ;
- r — средний радиус кривой трубы в см .

Проанализировав зависимость (2.10), можно констатировать, что внутреннее давление не оказывает существенного влияния на гибкость кривых труб с относительно большой толщиной стенок. Как видно из графика (рис. 15), внутреннее давление не оказывает существенного влияния на гибкость кривых труб диаметром 219 и 426 мм с толщиной стенок соответственно 9 и 11 мм. С другой стороны, гибкость кривых труб $D = 720$ мм с толщиной стенки 9 мм и радиусом изгиба 755 мм при внутреннем избыточном давлении 50 кг/см^2 возрастает в 1,9 раза. Поэтому в ряде случаев при расчете трубопроводных систем высокого давления на самокомпенсацию температурных напряжений влиянием внутреннего давления пренебрегать не следует. К таким системам относятся трубопроводы высокого давления, присоединенные к компрессорным или насосным установкам или к какому-нибудь технологическому оборудованию, допустимые нагрузки на которые строго ограничены. Фактор внутреннего давления следует

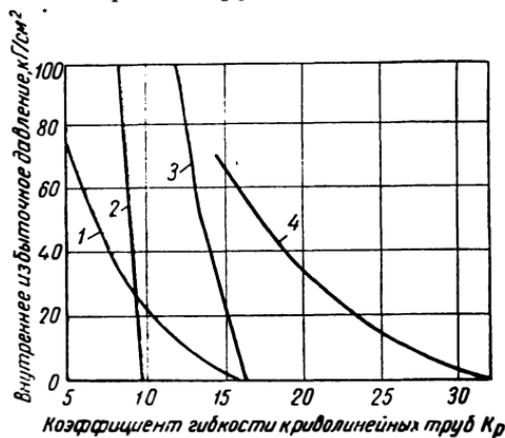


Рис. 15. Влияние внутреннего давления на гибкость криволинейных труб.

- 1 — труба $D = 720$ мм, $\delta = 9$ мм, $R = 1510$ мм;
 2 — труба $D = 219$ мм, $\delta = 9$ мм, $R = 220$ мм;
 3 — труба $D = 426$ мм, $\delta = 11$ мм, $R = 420$ мм;
 4 — труба $D = 720$ мм, $\delta = 9$ мм, $R = 755$ мм.

также учитывать при определении нагрузок, передаваемых высоконапорными трубопроводами большого диаметра на мертвые опоры. Следует иметь в виду, что выражение (2.10), описывающее влияние внутреннего давления на уменьшение гибкости кривых труб, характеризует только изменение гибкости последних, а не всей трубопроводной системы в целом, которая включает в себя также прямолинейные участки. Понятно, что влияние внутреннего давления на гибкость всей системы в целом будет меньше по сравнению с отдельно взятыми кривыми трубами.

§ 10. НАПРЯЖЕНИЯ В КРИВЫХ ТРУБАХ

При расчете трубопроводов с самокомпенсацией температурных деформаций приходится определять не только гибкость, но и напряжения, возникающие в кривых участках этих труб в процессе самокомпенсации.

В кривых трубах наряду с повышенной гибкостью имеются значительные продольные и кольцевые напряжения, которые возник-

кают от изгиба под влиянием сил, сплющивающих поперечное сечение. Характер распределения напряжений в этих трубах оказывается совершенно иным, чем в прямых.

По обычной теории изгиба в изгибаемом сечении при упругой стадии его работы напряжения изменяются по линейному закону и достигают максимума в точках, наиболее удаленных от нейтральной оси. В кривых же трубах напряжения распределяются нелинейно и изменяются по более сложному закону (рис. 16).

Как известно, в основу формул, предложенных различными авторами, для определения продольных и кольцевых напряжений в кривых трубах легла теория изгиба, разработанная Карманом. Обычно при расчете кривых труб принято определять коэффициенты интенсификации продольных (m_1) и кольцевых (m_2) напряжений. Эти коэффициенты показывают, во сколько раз напряжения в кривых трубах больше, чем в прямых, при одних и тех же изгибающих моментах и моментах сопротивления.

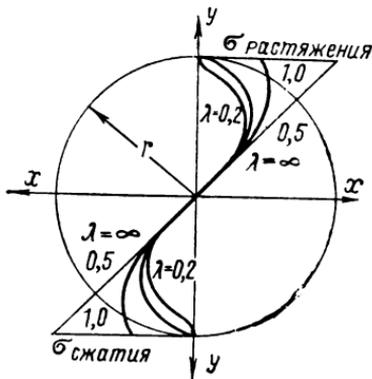


Рис. 16. Распределение напряжений в кривых трубах по Карману.

При определении напряжений в кривых трубах следует различать два случая: первый случай, когда производится расчет напряжений в кривых трубах относительно большой кривизны при радиусе изгиба, равном 4—5 диаметрам, т. е. при значениях $\lambda > 0,3$, и второй случай, когда рассчитываются кривые трубы малой кривизны, т. е. крутозагнутые колена с малым значением $\lambda < 0,3$.

Согласно теории Кармана продольные напряжения в кривых трубах с учетом сплющивания их поперечного сечения при изгибе определяются по формуле Кармана — Ховгарда

$$\sigma_{\text{прод}} = \frac{M}{JK} \cdot z \left[1 - \mu \left(\frac{z}{r} \right)^2 \right], \quad (2.11)$$

где J — момент инерции сечения трубы;
 z — расстояние от нейтральной оси.

По этой формуле можно найти продольные напряжения в любой точке сечения колена при значениях $\lambda > 0,3$.

При расчете колен, кроме того, необходимо знать максимальную величину продольных напряжений:

$$\sigma_{\text{прод}}^{\text{max}} = m_1 \sigma_{\text{пр}}; \quad (2.12)$$

здесь $\sigma_{\text{пр}}$ — продольные напряжения в прямой трубе, подсчитанные по общей теории изгиба;

m_1 — коэффициент интенсификации продольных напряжений в кривых трубах.

Значения коэффициента m_1 находят по формуле

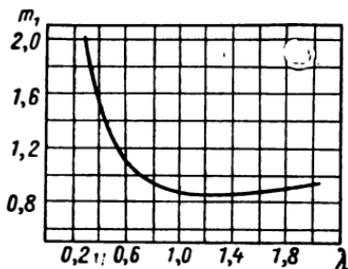
$$m_1 = \frac{2}{3k} \sqrt{\frac{5+6\lambda^2}{18}}. \quad (2.13)$$

В большинстве расчетных случаев максимальные продольные напряжения имеют место не в волокнах, наиболее удаленных от нейтрального слоя (как при изгибе прямого бруса), а в промежуточных волокнах, и только при значении $\lambda > 1,47$ максимальные значения этих напряжений возникают в наиболее удаленных волокнах.

Изменение коэффициента интенсивности продольных напряжений m_1 в зависимости от величины λ согласно теории Кармана представлено на рис. 17.

В результате сплющивания поперечного сечения колен при изгибе наряду с продольными напряжениями возникают также и кольцевые. Исследованием распределения таких напряжений занимался Валь, использовавший

Рис. 17. Зависимость значений коэффициента интенсификации продольных напряжений от λ .



в своих работах теорию Кармана. Согласно выводам Валя кольцевые напряжения изгиба на наружной поверхности кривых труб на расстоянии от нейтральной оси определяются по формуле

$$\sigma_2 = \frac{18Mr_n\lambda \left(1 - 2 \frac{z^2}{r_n^2}\right)}{J(1 + 12\lambda^2)}, \quad (2.14)$$

где r_n — наружный радиус колена.

Анализируя эту формулу, можно установить, что при значении $z = r_n$, т. е. в волокнах, наиболее удаленных от нейтральной оси, существуют максимальные кольцевые напряжения сжатия, а при $z = 0$, т. е. в волокнах, расположенных на нейтральной оси, максимальные напряжения растяжения. На внутренней поверхности труб кольцевые напряжения обратны по знаку и не равны по абсолютному значению напряжения по наружной поверхности.

Из-за упрощенного представления о том, что кольцевые напряжения в кривых трубах возникают только в результате изгиба, было допущено неправильное применение формулы Кармана — Валя для определения кольцевых напряжений на внутренней поверхности. Например, полагали, что это напряжение можно находить по формуле (2.14), изменив знак на обратный и введя вместо наружного радиуса r_n внутренний радиус $r_{вн}$. Такое допущение нельзя признать правильным, так как при подстановке $r_{вн} < r_n$ вместо r_n

получается, что кольцевые изгибные напряжения на внутренней поверхности труб меньше, чем на наружной, а это противоречит теории изгиба кривого бруса.

В действительности на внутренней поверхности кривых труб кольцевые напряжения будут несколько выше, чем на наружной что подтверждается и экспериментальными исследованиями.

Для определения значения коэффициента интенсификации кольцевых напряжений m_2 по Карману — Валу поступим следующим образом. Подставим $z = r_n$ или $z = 0$ в формулу (2.14) и разделим ее на выражение $\sigma_{взб. тр} = \frac{M \cdot r_n}{J}$, представляющее собой напряже-
ние в прямой трубе. Тогда будет

$$m_2 = \frac{\sigma_{кольц}}{\sigma_{взг. тр}} = \frac{18\lambda}{1 + 12\lambda^2}. \quad (2.15)$$

Полученная формула также справедлива только для кривых труб относительно большой кривизны, т. е. для значений $\lambda > 0,3$.

Кривая изменения коэффициента m_2 при различных значениях λ представлена на рис. 18. Как видно из графика, при значениях $\lambda < 0,3$ (пунктирная линия) коэффициент m_2 резко уменьшается, что не соответствует действительности. Согласно кривой максимальное значение $m_2 = 2,6$ имеет место при $\lambda = 0,3$. В действительности же m_2 не имеет максимума и в интервале значений λ от 0,3 до 0, т. е. для тонкостенных труб большой кривизны не уменьшается, а, наоборот, увеличивается, стремясь к бесконечности.

Более точное решение задачи о напряженном состоянии кривых труб большой кривизны ($\lambda < 0,3$) дали Кларк и Рейснер, которые, воспользовавшись теорией тонкостенных оболочек, предложили следующие формулы для определения коэффициентов m_1 и m_2 для расчета крутозагнутых колен:

$$m_1 = 0,84\lambda^{-2/3}, \quad (2.16)$$

$$m_2 = 1,80\lambda^{-2/3}. \quad (2.17)$$

При изгибе из плоскости осевой линии кривой трубы эти коэффициенты определяются по формулам:

$$m_1 = 1,08\lambda^{2/3}, \quad (2.18)$$

$$m_2 = 1,50\lambda^{2/3}. \quad (2.19)$$

Для облегчения расчетов в табл. 6 приведены значения коэффициентов m_1 , которые подсчитаны как по формулам Кларка — Рейснера, так и по формулам Кармана — Ховгарда и Кармана — Валя в зависимости от значений λ .

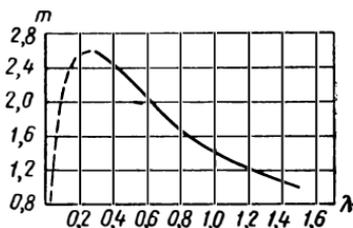


Рис. 18. Зависимость значений коэффициента интенсификации кольцевых напряжений от λ

Значение коэффициентов интенсификации напряжений m_1 в зависимости от λ

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба														
		$R=D$			$R=1,5D$			$R=2D$			$R=4D$			$R=5D$		
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1
102	2,5	0,101	0,061	4,1	0,151	0,092	3,2	0,202	0,120	2,60	0,403	0,245	1,65	0,504	0,31	1,40
	2,8	0,114	0,069	3,8	0,171	0,105	2,40	0,228	0,140	2,40	0,455	0,275	1,50	0,569	0,35	1,30
	3,0	0,122	0,074	3,6	0,184	0,110	2,75	0,245	0,150	2,30	0,490	0,30	1,45	0,612	0,38	1,25
	3,2	0,131	0,080	3,5	0,197	0,120	2,65	0,262	0,160	2,20	0,525	0,32	1,40	0,656	0,41	1,20
	3,5	0,145	0,088	3,3	0,217	0,130	2,50	0,289	0,175	2,05	0,578	0,36	1,30	0,723	0,45	1,10
	3,8	0,158	0,095	3,1	0,236	0,145	2,35	0,315	0,190	1,95	0,630	0,38	1,20	0,788	0,48	1,05
	4,0	0,167	0,100	2,95	0,250	0,150	2,25	0,333	0,200	1,85	0,666	0,40	1,20	0,833	0,51	1,00
	4,5	0,189	0,115	2,75	0,284	0,170	2,10	0,378	0,230	1,70	0,756	0,42	1,10	0,945	0,57	0,94
	5,0	0,213	0,130	2,50	0,319	0,195	1,95	0,425	0,260	1,60	0,850	0,52	1,00	1,060	0,62	0,87
	5,5	0,235	0,140	2,35	0,354	0,215	1,80	0,471	0,285	1,50	0,941	0,57	0,94	1,170	0,66	0,87
108	6	0,260	0,160	2,20	0,391	0,235	1,70	0,521	0,33	1,40	1,040	0,61	0,88	1,300	0,70	0,87
	7	0,310	0,190	1,95	0,465	0,280	1,50	0,620	0,30	1,25	1,240	0,68	0,87	1,550	0,77	0,90
	8	0,362	0,220	1,75	0,543	0,33	1,35	0,724	0,45	1,10	1,450	0,75	0,89	1,810	0,82	0,93
	9	0,416	0,250	1,60	0,624	0,38	1,25	0,832	0,51	1,00	1,660	0,79	0,92	2,080	0,86	0,94
	10	0,473	0,285	1,50	0,709	0,44	1,13	0,945	0,57	0,93	1,890	0,83	0,93	2,365	0,88	0,95
	2,5	0,0898	0,054	4,5	0,135	0,082	3,4	0,180	0,110	2,80	0,359	0,215	1,80	0,449	0,270	1,55
	2,8	0,101	0,061	4,2	0,152	0,092	3,2	0,202	0,120	2,60	0,405	0,245	1,65	0,506	0,31	1,40
	3,0	0,109	0,066	4,0	0,163	0,099	3,0	0,218	0,130	2,50	0,435	0,265	1,55	0,544	0,33	1,35
	3,2	0,117	0,071	3,8	0,174	0,105	2,90	0,233	0,140	2,40	0,466	0,280	1,50	0,582	0,36	1,30
	3,5	0,128	0,078	3,5	0,192	0,115	2,70	0,256	0,155	2,25	0,513	0,31	1,40	0,641	0,40	1,20
3,8	0,140	0,085	3,3	0,210	0,125	2,55	0,280	0,170	2,10	0,560	0,34	1,30	0,700	0,43	1,15	
4,0	0,148	0,090	3,2	0,222	0,135	2,45	0,296	0,180	2,00	0,592	0,36	1,30	0,740	0,46	1,10	
4,5	0,168	0,100	3,0	0,252	0,155	2,25	0,336	0,205	1,85	0,672	0,42	1,15	0,840	0,51	1,00	
5,0	0,188	0,115	2,75	0,283	0,170	2,10	0,377	0,230	1,70	0,754	0,46	1,10	0,942	0,57	0,94	

114

5,5	0,209	0,125	2,55	0,314	0,190	1,95	0,419	0,255	1,60	0,838	0,50	1,00	1,047	0,61	0,87
6	0,231	0,140	2,40	0,346	0,210	1,85	0,461	0,280	1,50	0,922	0,55	0,95	1,153	0,65	0,87
7	0,274	0,165	2,15	0,411	0,250	1,65	0,548	0,34	1,35	1,110	0,64	0,87	1,370	0,72	0,88
8	0,320	0,195	1,95	0,480	0,290	1,45	0,640	0,40	1,20	1,280	0,70	0,87	1,600	0,78	0,91
9	0,367	0,220	1,75	0,551	0,34	1,35	0,735	0,46	1,10	1,470	0,75	0,89	1,840	0,82	0,93
10	0,416	0,250	1,60	0,625	0,39	1,25	0,833	0,51	1,00	1,670	0,79	0,91	2,080	0,86	0,94
11	0,468	0,285	1,50	0,701	0,43	1,15	0,935	0,56	0,95	1,870	0,83	0,99	2,340	0,88	0,95
2.5	0,0804	0,049	4,8	0,121	0,073	3,7	0,161	0,098	3,0	0,322	0,195	1,90	0,402	0,245	1,65
2.8	0,0906	0,055	4,4	0,136	0,082	3,4	0,181	0,110	2,80	0,362	0,220	1,75	0,453	0,275	1,55
3,0	0,0983	0,060	4,2	0,147	0,090	3,2	0,197	0,120	2,70	0,393	0,240	1,70	0,492	0,30	1,45
3,2	0,104	0,063	4,1	0,156	0,095	3,1	0,209	0,125	2,55	0,417	0,255	1,60	0,522	0,32	1,40
3,5	0,115	0,069	3,8	0,172	0,105	2,90	0,229	0,140	2,40	0,458	0,280	1,50	0,573	0,35	1,30
3,8	0,125	0,076	3,6	0,188	0,115	2,75	0,250	0,150	2,25	0,501	0,30	1,45	0,623	0,39	1,25
4,0	0,132	0,080	3,5	0,198	0,120	2,65	0,264	0,160	2,20	0,529	0,32	1,40	0,661	0,41	1,20
4,5	0,150	0,091	3,2	0,225	0,135	2,45	0,300	0,180	2,00	0,600	0,37	1,25	0,750	0,46	1,10
5,0	0,168	0,100	2,95	0,252	0,155	2,25	0,336	0,205	1,85	0,673	0,42	1,15	0,841	0,52	1,00
5,5	0,187	0,115	2,75	0,280	0,170	2,10	0,374	0,225	1,75	0,748	0,46	1,10	0,934	0,56	0,94
6	0,206	0,125	2,60	0,309	0,185	1,95	0,412	0,250	1,65	0,824	0,50	1,00	1,030	0,60	0,88
7	0,244	0,150	2,30	0,367	0,220	1,75	0,488	0,295	1,45	0,978	0,58	0,90	1,220	0,68	0,87
8	0,285	0,175	2,10	0,427	0,260	1,60	0,570	0,35	1,30	1,140	0,65	0,87	1,420	0,74	0,88
9	0,326	0,200	1,90	0,490	0,295	1,45	0,652	0,40	1,20	1,310	0,71	0,87	1,630	0,78	0,91
10	0,370	0,225	1,75	0,554	0,34	1,35	0,740	0,46	1,10	1,480	0,75	0,89	1,850	0,82	0,93
11	0,415	0,250	1,60	0,622	0,38	1,25	0,829	0,50	1,00	1,660	0,79	0,91	2,070	0,85	0,94
2.5	0,071	0,043	5,3	0,107	0,065	4,0	0,142	0,086	3,3	0,285	0,175	2,10	0,354	0,215	1,80
2,8	0,080	0,048	4,8	0,120	0,073	3,7	0,160	0,097	3,1	0,320	0,195	1,95	0,400	0,240	1,65
3,0	0,086	0,052	4,6	0,129	0,078	3,5	0,172	0,105	2,90	0,345	0,210	1,85	0,431	0,260	1,60
3,2	0,092	0,056	4,4	0,138	0,084	3,4	0,184	0,110	2,80	0,369	0,225	1,75	0,461	0,280	1,50
3,5	0,101	0,061	4,2	0,152	0,092	3,2	0,203	0,125	2,60	0,406	0,245	1,65	0,507	0,31	1,40
3,8	0,114	0,069	3,8	0,170	0,105	2,95	0,227	0,140	2,40	0,443	0,270	1,55	0,554	0,34	1,35
4,0	0,122	0,074	3,7	0,183	0,110	2,80	0,244	0,150	2,30	0,468	0,285	1,50	0,585	0,36	1,30
4,5	0,133	0,081	3,5	0,199	0,120	2,65	0,265	0,160	2,20	0,531	0,32	1,35	0,663	0,41	1,20
5,0	0,149	0,090	3,2	0,223	0,135	2,45	0,297	0,180	2,00	0,595	0,36	1,25	0,743	0,46	1,10
5,5	0,165	0,100	3,0	0,248	0,150	2,30	0,330	0,200	1,90	0,660	0,41	1,20	0,825	0,50	1,00
6	0,185	0,110	2,75	0,277	0,170	2,10	0,369	0,225	1,75	0,739	0,46	1,10	0,917	0,55	0,95
7	0,215	0,130	2,50	0,323	0,195	1,90	0,431	0,260	1,60	0,862	0,52	0,99	1,070	0,62	0,87
8	0,251	0,150	2,25	0,376	0,230	1,75	0,501	0,30	1,45	1,002	0,59	0,88	1,252	0,69	0,87
9	0,297	0,180	2,00	0,430	0,260	1,60	0,594	0,36	1,25	1,188	0,67	0,87	1,485	0,75	0,89

121

Наружный диаметр трубы $D_{\text{в}}$, мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба														
		$R = D$			$R = 1,5 D$			$R = 2 D$			$R = 4 D$			$R = 5 D$		
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1
121	10	0,325	0,195	1,90	0,487	0,295	1,45	0,650	0,40	1,20	1,300	0,70	0,87	1,625	0,78	0,91
	11	0,364	0,220	1,75	0,545	0,33	1,35	0,727	0,44	1,10	1,460	0,75	0,89	1,820	0,82	0,93
	12	0,408	0,245	1,65	0,612	0,37	1,25	0,816	0,50	1,05	1,632	0,79	0,91	2,040	0,85	0,94
127	2,5	0,0806	0,049	4,8	0,121	0,073	3,7	0,161	0,098	3,0	0,323	0,195	1,90	0,403	0,245	1,65
	2,8	0,0908	0,055	4,5	0,136	0,082	3,4	0,182	0,110	2,80	0,363	0,220	1,75	0,454	0,275	1,50
	3,0	0,0975	0,059	4,2	0,146	0,089	3,2	0,195	0,120	2,70	0,390	0,235	1,70	0,488	0,295	1,45
	3,2	0,104	0,063	4,1	0,157	0,095	3,1	0,209	0,125	2,55	0,418	0,255	1,60	0,522	0,32	1,40
	3,5	0,115	0,070	3,8	0,172	0,105	2,90	0,230	0,140	2,40	0,467	0,285	1,50	0,574	0,35	1,30
	3,8	0,125	0,076	3,6	0,188	0,115	2,75	0,230	0,150	2,25	0,501	0,30	1,45	0,626	0,38	1,25
	4,0	0,132	0,080	3,5	0,198	0,120	2,65	0,264	0,160	2,20	0,529	0,32	1,40	0,660	0,41	1,20
	4,5	0,150	0,091	3,2	0,225	0,135	2,45	0,300	0,180	2,00	0,600	0,37	1,25	0,750	0,46	1,10
	5,0	0,168	0,100	2,95	0,252	0,155	2,25	0,336	0,205	1,85	0,672	0,42	1,15	0,840	0,51	1,00
	5,5	0,186	0,115	2,75	0,279	0,170	2,10	0,373	0,225	1,75	0,745	0,46	1,10	0,930	0,56	0,95
	6	0,191	0,115	2,70	0,307	0,185	2,00	0,410	0,250	1,65	0,820	0,50	1,70	0,955	0,57	0,93
	7	0,243	0,145	2,30	0,365	0,220	1,75	0,486	0,295	1,45	0,972	0,58	0,90	1,215	0,68	0,87
8	0,282	0,170	2,10	0,424	0,255	1,60	0,565	0,34	1,30	1,130	0,64	0,87	1,410	0,73	0,88	
9	0,323	0,195	1,90	0,485	0,295	1,45	0,646	0,40	1,20	1,290	0,70	0,87	1,615	0,78	0,91	
10	0,365	0,220	1,75	0,548	0,33	1,35	0,731	0,45	1,10	1,462	0,75	0,89	1,822	0,82	0,93	
11	0,409	0,250	1,65	0,613	0,37	1,25	0,817	0,50	1,05	1,635	0,79	0,91	2,045	0,85	0,94	
12	0,454	0,275	1,50	0,680	0,42	1,15	0,907	0,55	0,96	1,820	0,82	0,93	2,265	0,87	0,95	
133	2,5	0,0734	0,044	5,1	0,110	0,067	3,9	0,147	0,089	3,2	0,294	0,180	2,05	0,367	0,220	1,75
	2,8	0,0826	0,050	4,7	0,124	0,075	3,6	0,165	0,100	3,0	0,330	0,200	1,90	0,413	0,250	1,60
	3,0	0,0888	0,054	4,5	0,133	0,081	3,5	0,178	0,110	2,85	0,354	0,215	1,80	0,444	0,270	1,55
	3,2	0,0950	0,058	4,3	0,142	0,086	3,3	0,190	0,115	2,75	0,380	0,230	1,70	0,475	0,290	1,50
	3,5	0,104	0,063	4,1	0,156	0,095	3,1	0,209	0,125	2,55	0,417	0,255	1,60	0,524	0,32	1,40

159

3,8	0,114	0,069	3,8	0,171	0,105	2,90	0,228	0,140	2,40	0,456	0,275	1,50	0,569	0,35	1,30
4,0	0,120	0,073	3,7	0,180	0,110	2,85	0,240	0,145	2,35	0,481	0,290	1,45	0,601	0,37	1,25
4,5	0,136	0,082	3,4	0,204	0,125	2,60	0,273	0,165	2,15	0,545	0,33	1,35	0,682	0,41	1,15
5,0	0,153	0,093	3,2	0,229	0,140	2,40	0,305	0,185	2,00	0,610	0,38	1,25	0,763	0,47	1,10
5,5	0,169	0,100	2,95	0,254	0,155	2,25	0,338	0,205	1,85	0,677	0,41	1,15	0,846	0,52	1,00
6	0,186	0,115	2,75	0,279	0,170	2,10	0,372	0,225	1,75	0,744	0,46	1,10	0,930	0,56	0,95
7	0,220	0,135	2,45	0,331	0,200	1,90	0,441	0,265	1,55	0,822	0,53	0,98	1,102	0,63	0,87
8	0,256	0,155	2,25	0,384	0,235	1,70	0,512	0,310	1,40	1,024	0,60	0,88	1,280	0,70	0,87
9	0,293	0,180	2,05	0,439	0,265	1,55	0,585	0,36	1,30	1,170	0,66	0,87	1,470	0,75	0,89
10	0,330	0,200	1,90	0,495	0,30	1,45	0,660	0,41	1,20	1,32	0,71	0,87	1,655	0,79	0,91
11	0,370	0,225	1,75	0,554	0,34	1,35	0,739	0,45	1,10	1,480	0,75	0,89	1,850	0,82	0,93
12	0,410	0,250	1,65	0,617	0,38	1,25	0,819	0,50	1,05	1,640	0,79	0,91	2,050	0,85	0,94
13	0,451	0,275	1,55	0,677	0,41	1,15	0,903	0,55	0,96	1,810	0,82	0,93	2,260	0,87	0,95
2,5	0,0612	0,037	5,8	0,0919	0,056	4,4	0,122	0,074	3,7	0,245	0,150	2,30	0,306	0,185	2,00
2,8	0,0689	0,042	5,4	0,103	0,062	4,10	0,138	0,084	3,4	0,275	0,165	2,15	0,344	0,210	1,85
3,0	0,0740	0,045	5,1	0,111	0,067	3,9	0,148	0,090	3,2	0,296	0,180	2,05	0,370	0,225	1,75
3,2	0,0791	0,048	4,9	0,119	0,072	3,7	0,158	0,096	3,1	0,316	0,190	1,95	0,396	0,240	1,65
3,5	0,0868	0,053	4,6	0,130	0,079	3,5	0,174	0,105	2,90	0,347	0,210	1,80	0,434	0,265	1,55
3,8	0,0946	0,057	4,3	0,142	0,086	3,3	0,189	0,115	2,75	0,378	0,230	1,70	0,473	0,285	1,50
4,0	0,100	0,061	4,2	0,150	0,091	3,2	0,200	0,120	2,65	0,400	0,240	1,65	0,500	0,30	1,45
4,5	0,113	0,068	3,9	0,170	0,105	2,95	0,226	0,135	2,40	0,452	0,275	1,55	0,566	0,34	1,30
5,0	0,127	0,077	3,6	0,190	0,115	2,75	0,253	0,155	2,25	0,506	0,31	1,40	0,632	0,39	1,20
5,5	0,140	0,085	3,3	0,210	0,125	2,55	0,280	0,170	2,10	0,560	0,33	1,30	0,700	0,43	1,15
6	0,154	0,093	3,1	0,231	0,140	2,40	0,308	0,185	1,95	0,615	0,37	1,25	0,769	0,47	1,10
7	0,182	0,110	2,80	0,272	0,165	2,15	0,364	0,220	1,75	0,727	0,45	1,10	0,909	0,55	0,96
8	0,210	0,125	2,55	0,316	0,190	1,95	0,421	0,255	1,60	0,842	0,51	1,00	1,050	0,61	0,87
9	0,240	0,145	2,35	0,360	0,220	1,80	0,480	0,290	1,45	0,960	0,57	0,92	1,200	0,67	0,87
10	0,270	0,165	2,15	0,405	0,245	1,65	0,540	0,325	1,35	1,080	0,62	0,87	1,350	0,72	0,87
11	0,301	0,180	2,00	0,451	0,275	1,55	0,602	0,37	1,25	1,204	0,67	0,87	1,505	0,76	0,89
12	0,333	0,200	1,90	0,500	0,30	1,45	0,666	0,41	1,20	1,330	0,71	0,87	1,660	0,79	0,91
13	0,366	0,220	1,75	0,549	0,33	1,35	0,732	0,45	1,10	1,464	0,75	0,89	1,830	0,82	0,93
14	0,400	0,240	1,65	0,600	0,37	1,25	0,800	0,49	1,05	1,600	0,78	0,91	2,000	0,85	0,94
15	0,434	0,265	1,55	0,651	0,40	1,20	0,868	0,53	0,99	1,740	0,81	0,92	2,170	0,87	0,95
16	0,470	0,285	1,50	0,705	0,44	1,15	0,940	0,56	0,94	1,880	0,83	0,93	2,350	0,88	0,95
2,5	0,0477	0,029	6,9	0,0716	0,043	5,2	0,0954	0,058	4,3	0,191	0,115	2,70	0,239	0,145	2,35
2,8	0,0536	0,032	6,3	0,0804	0,049	4,8	0,107	0,065	4,0	0,214	0,130	2,50	0,268	0,160	2,15
3,0	0,0576	0,035	6,0	0,0863	0,052	4,6	0,115	0,070	3,8	0,230	0,140	2,40	0,288	0,175	2,05

194

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба														
		$R = D$			$R = 1,5D$			$R = 2D$			$R = 4D$			$R = 5D$		
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1
194	3,2	0,0615	0,037	5,8	0,0924	0,056	4,4	0,123	0,075	3,6	0,246	0,150	2,30	0,308	0,185	1,95
	3,5	0,0675	0,041	5,4	0,101	0,061	4,2	0,135	0,082	3,4	0,270	0,165	2,15	0,338	0,205	1,85
	3,8	0,0735	0,045	5,1	0,110	0,067	3,9	0,147	0,089	3,2	0,294	0,180	2,05	0,368	0,225	1,75
	4,0	0,0776	0,047	4,9	0,116	0,070	3,8	0,155	0,094	3,1	0,310	0,190	1,95	0,388	0,235	1,70
	4,5	0,0877	0,053	4,6	0,132	0,080	3,5	0,175	0,105	2,90	0,351	0,215	1,80	0,438	0,265	1,55
	5,0	0,0980	0,059	4,2	0,147	0,089	3,2	0,196	0,120	2,65	0,392	0,240	1,70	0,490	0,295	1,45
	5,5	0,108	0,066	4,0	0,162	0,098	3,0	0,217	0,130	2,50	0,433	0,260	1,55	0,542	0,33	1,35
	6	0,119	0,072	3,7	0,178	0,110	2,8	0,238	0,145	2,35	0,475	0,290	1,50	0,594	0,36	1,25
	7	0,140	0,085	3,3	0,210	0,125	2,6	0,280	0,170	2,10	0,560	0,34	1,30	0,700	0,43	1,15
	8	0,162	0,098	3,0	0,243	0,145	2,3	0,324	0,195	1,90	0,648	0,40	1,20	0,810	0,50	1,05
	9	0,184	0,112	2,8	0,276	0,165	2,1	0,368	0,225	1,75	0,736	0,45	1,10	0,920	0,55	0,95
	10	0,207	0,125	2,60	0,310	0,190	1,95	0,413	0,250	1,60	0,827	0,50	1,00	1,034	0,61	0,88
	11	0,230	0,140	2,40	0,345	0,210	1,85	0,460	0,280	1,50	0,920	0,55	0,95	1,150	0,65	0,87
	12	0,254	0,155	2,25	0,380	0,230	1,70	0,508	0,31	1,40	1,020	0,60	0,88	1,270	0,69	0,87
	13	0,278	0,170	2,10	0,417	0,255	1,60	0,556	0,34	1,35	1,112	0,64	0,87	1,390	0,73	0,88
	14	0,302	0,185	2,00	0,454	0,275	1,50	0,605	0,37	1,25	1,210	0,67	0,87	1,510	0,76	0,89
	15	0,328	0,200	1,90	0,491	0,30	1,45	0,655	0,40	1,20	1,310	0,71	0,87	1,640	0,79	0,91
	16	0,354	0,215	1,80	0,530	0,32	1,40	0,707	0,44	1,15	1,415	0,74	0,88	1,770	0,81	0,92
219	2,5	0,0427	0,026	7,4	0,0640	0,039	5,6	0,0853	0,052	4,6	0,171	0,105	2,90	0,213	0,130	2,55
	2,8	0,0479	0,029	6,8	0,0719	0,044	5,2	0,0958	0,058	4,3	0,192	0,115	2,70	0,240	0,145	2,35
	3,0	0,0514	0,031	6,5	0,0771	0,047	5,0	0,103	0,062	4,1	0,206	0,125	2,60	0,257	0,155	2,25
	3,2	0,0550	0,033	6,2	0,0824	0,050	4,8	0,110	0,067	3,9	0,220	0,135	2,45	0,275	0,165	2,15
	3,5	0,0603	0,037	5,8	0,0904	0,055	4,5	0,121	0,073	3,7	0,241	0,145	2,30	0,301	0,180	2,00
	3,8	0,0656	0,040	5,5	0,0985	0,060	4,2	0,131	0,079	3,5	0,262	0,160	2,20	0,324	0,200	1,90
	4,0	0,0692	0,042	5,3	0,104	0,063	4,1	0,138	0,084	3,4	0,277	0,170	2,10	0,346	0,210	1,85

	4,5	0,0782	0,047	4,9	0,117	0,071	3,8	0,156	0,095	3,1	0,313	0,190	1,95	0,391	0,235	1,65
	5,0	0,0873	0,053	4,6	0,131	0,079	3,5	0,175	0,105	2,90	0,349	0,210	1,80	0,437	0,265	1,55
219	5,5	0,0965	0,058	4,3	0,145	0,088	3,3	0,193	0,115	2,70	0,386	0,235	1,70	0,483	0,295	1,45
	6	0,106	0,064	4,0	0,159	0,096	3,1	0,212	0,130	2,55	0,423	0,255	1,60	0,529	0,32	1,40
	7	0,125	0,076	3,6	0,187	0,115	2,75	0,249	0,150	2,30	0,498	0,30	1,45	0,623	0,38	1,20
	8	0,144	0,087	3,3	0,216	0,130	2,50	0,287	0,175	2,05	0,575	0,35	1,30	0,718	0,44	1,10
	9	0,163	0,099	3,0	0,245	0,150	2,30	0,327	0,200	1,90	0,653	0,40	1,20	0,816	0,50	1,05
	10	0,183	0,110	2,80	0,275	0,165	2,15	0,366	0,220	1,75	0,733	0,45	1,10	0,916	0,55	0,95
	11	0,203	0,125	2,60	0,304	0,185	2,00	0,406	0,245	1,65	0,812	0,50	1,05	1,015	0,60	0,88
	12	0,224	0,135	2,45	0,336	0,205	1,85	0,448	0,270	1,55	0,896	0,54	0,97	1,120	0,64	0,87
	13	0,245	0,150	2,30	0,368	0,225	1,75	0,490	0,295	1,45	0,980	0,58	0,91	1,226	0,68	0,87
	14	0,266	0,160	2,20	0,399	0,240	1,65	0,532	0,32	1,35	1,060	0,62	0,87	1,330	0,71	0,87
	15	0,288	0,175	2,05	0,432	0,260	1,60	0,576	0,35	1,30	1,150	0,65	0,87	1,440	0,74	0,88
	16	0,311	0,190	1,95	0,466	0,280	1,50	0,622	0,38	1,25	1,244	0,69	0,87	1,550	0,77	0,90
273	2,5	0,0342	0,021	8,6	0,0512	0,031	6,5	0,0683	0,041	5,4	0,137	0,083	3,4	0,171	0,105	2,90
	2,8	0,0384	0,023	7,9	0,0576	0,035	6,0	0,0767	0,046	5,0	0,153	0,093	3,2	0,192	0,115	2,70
	3,0	0,0412	0,025	7,6	0,0618	0,037	5,8	0,0823	0,050	4,8	0,165	0,100	3,0	0,206	0,125	2,60
	3,2	0,0440	0,027	7,2	0,0660	0,040	5,5	0,0879	0,053	4,5	0,176	0,105	2,85	0,220	0,135	2,45
	3,5	0,0482	0,029	6,8	0,0723	0,044	5,2	0,0964	0,058	4,3	0,193	0,115	2,70	0,241	0,145	2,30
	3,8	0,0524	0,032	6,4	0,0786	0,048	4,9	0,105	0,064	4,0	0,210	0,125	2,55	0,262	0,160	2,20
	4,0	0,0553	0,034	6,2	0,0810	0,050	4,7	0,111	0,067	3,9	0,221	0,135	2,45	0,276	0,165	2,10
	4,5	0,0624	0,038	5,7	0,0936	0,057	4,4	0,125	0,076	3,6	0,250	0,150	2,25	0,312	0,190	1,95
	5,0	0,0696	0,042	5,3	0,104	0,063	4,1	0,139	0,084	3,4	0,278	0,170	2,10	0,348	0,210	1,80
	5,5	0,0769	0,047	5,0	0,115	0,070	3,8	0,154	0,093	3,1	0,308	0,185	1,95	0,384	0,235	1,70
	6	0,0842	0,051	4,7	0,126	0,076	3,6	0,168	0,100	2,95	0,337	0,205	1,85	0,421	0,255	1,60
	7	0,0989	0,060	4,2	0,148	0,090	3,2	0,198	0,120	2,65	0,396	0,240	1,65	0,495	0,30	1,45
	8	0,114	0,069	3,8	0,171	0,105	2,90	0,228	0,140	2,40	0,456	0,275	1,50	0,570	0,35	1,30
	9	0,129	0,078	3,5	0,194	0,120	2,70	0,258	0,155	2,20	0,516	0,31	1,40	0,646	0,40	1,20
	10	0,145	0,088	3,3	0,217	0,130	2,50	0,289	0,175	2,05	0,578	0,36	1,30	0,723	0,45	1,10
	11	0,160	0,097	3,0	0,240	0,145	2,35	0,320	0,195	1,95	0,641	0,40	1,20	0,801	0,49	1,05
	12	0,176	0,105	2,85	0,264	0,160	2,20	0,352	0,215	1,80	0,705	0,44	1,15	0,881	0,53	0,98
	13	0,192	0,115	2,70	0,288	0,175	2,05	0,385	0,235	1,70	0,769	0,47	1,05	0,962	0,58	0,92
	14	0,209	0,125	2,55	0,313	0,190	1,95	0,417	0,255	1,60	0,835	0,51	1,00	1,040	0,61	0,88
	15	0,225	0,135	2,45	0,338	0,205	1,85	0,451	0,275	1,55	0,901	0,54	0,96	1,130	0,64	0,87
	16	0,242	0,145	2,30	0,363	0,220	1,75	0,484	0,295	1,45	0,969	0,58	0,92	1,210	0,67	0,87
325	2,5	0,0288	0,017	9,6	0,0433	0,026	7,3	0,0577	0,035	6,0	0,115	0,070	3,8	0,144	0,087	3,3
	2,8	0,0324	0,020	8,9	0,0485	0,029	6,8	0,0647	0,039	5,6	0,129	0,078	3,5	0,162	0,098	3,0

Наружный диаметр трубы $D_{в}$, мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба														
		$R = D$			$R = 1,5D$			$R = 2D$			$R = 4D$			$R = 5D$		
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1
325	3,0	0,0347	0,021	8,5	0,0521	0,032	6,5	0,0694	0,042	5,3	0,139	0,084	3,4	0,174	0,105	2,90
	3,2	0,0371	0,023	8,1	0,0556	0,034	6,2	0,0742	0,045	5,1	0,148	0,090	3,2	0,185	0,110	2,75
	3,5	0,0406	0,025	7,6	0,0609	0,037	5,8	0,0813	0,049	4,8	0,162	0,098	3,0	0,203	0,125	2,60
	3,8	0,0442	0,027	7,2	0,0663	0,040	5,5	0,0884	0,054	4,6	0,177	0,105	2,85	0,221	0,135	2,45
	4,0	0,0466	0,028	6,9	0,0699	0,042	5,3	0,0932	0,056	4,4	0,186	0,115	2,75	0,233	0,140	2,40
	4,5	0,0526	0,032	6,4	0,0788	0,048	4,9	0,105	0,064	4,0	0,210	0,125	2,55	0,263	0,160	2,20
	5,0	0,0586	0,036	6,0	0,0879	0,053	4,5	0,117	0,071	3,8	0,234	0,140	2,35	0,293	0,180	2,05
	5,5	0,0647	0,039	5,6	0,0970	0,059	4,3	0,129	0,078	3,5	0,259	0,155	2,20	0,323	0,195	1,90
	6	0,0708	0,043	5,3	0,106	0,064	4,0	0,142	0,086	3,3	0,283	0,170	2,10	0,354	0,215	1,80
	7	0,0831	0,050	4,7	0,125	0,076	3,6	0,166	0,100	3,0	0,332	0,200	1,90	0,415	0,250	1,60
	8	0,0955	0,058	4,3	0,143	0,087	3,3	0,191	0,115	2,70	0,382	0,230	1,70	0,478	0,290	1,45
	9	0,108	0,065	4,0	0,162	0,098	3,0	0,216	0,125	2,50	0,433	0,260	1,55	0,541	0,33	1,35
	10	0,121	0,073	3,7	0,181	0,110	2,80	0,242	0,135	2,30	0,484	0,295	1,45	0,604	0,37	1,25
	11	0,134	0,081	3,4	0,201	0,120	2,60	0,268	0,145	2,15	0,536	0,32	1,35	0,670	0,42	1,20
	12	0,147	0,089	3,2	0,220	0,135	2,45	0,294	0,160	2,05	0,588	0,36	1,30	0,735	0,45	1,10
	13	0,160	0,097	3,1	0,240	0,145	2,35	0,320	0,175	1,95	0,641	0,40	1,20	0,801	0,49	1,05
	14	0,176	0,105	2,85	0,263	0,160	2,20	0,351	0,190	1,80	0,703	0,44	1,15	0,878	0,53	0,98
	15	0,187	0,115	2,75	0,281	0,170	2,10	0,375	0,200	1,75	0,749	0,46	1,10	0,936	0,56	0,94
	16	0,201	0,120	2,60	0,302	0,185	2,00	0,402	0,210	1,65	0,804	0,49	1,05	1,000	0,59	0,88
377	2,5	0,0250	0,015	10,6	0,0374	0,023	8,0	0,0499	0,030	6,6	0,098	0,060	4,2	0,125	0,076	3,6
	2,8	0,0280	0,017	9,8	0,0420	0,025	7,4	0,0560	0,034	6,2	0,111	0,068	3,9	0,140	0,085	3,3
	3,0	0,0300	0,018	9,3	0,0450	0,027	7,1	0,0600	0,036	5,9	0,120	0,073	3,7	0,150	0,091	3,2
	3,2	0,0321	0,019	8,9	0,0481	0,029	6,8	0,0641	0,039	5,6	0,128	0,078	3,5	0,160	0,097	3,0
	3,5	0,0351	0,021	8,4	0,0526	0,032	6,4	0,0702	0,043	5,3	0,140	0,085	3,3	0,175	0,105	2,90
	3,8	0,0382	0,023	8,0	0,0573	0,035	6,0	0,0764	0,046	5,0	0,153	0,093	3,2	0,191	0,115	2,70

4,0	0,0402	0,024	7,7	0,0604	0,037	5,8	0,0805	0,049	4,8	0,161	0,097	3,0	0,201	0,120	2,60
4,5	0,0454	0,028	7,1	0,0681	0,041	5,4	0,0908	0,055	4,5	0,182	0,110	2,80	0,227	0,135	2,40
5,0	0,0506	0,031	6,6	0,0759	0,046	5,0	0,101	0,061	4,2	0,202	0,120	2,60	0,253	0,155	2,25
5,5	0,0558	0,034	6,2	0,0837	0,053	4,7	0,111	0,070	3,9	0,223	0,135	2,45	0,279	0,170	2,10
6	0,0610	0,037	5,8	0,0915	0,055	4,4	0,122	0,074	3,7	0,244	0,150	2,30	0,305	0,185	2,00
7	0,0716	0,043	5,2	0,107	0,065	4,0	0,143	0,087	3,3	0,286	0,175	2,05	0,353	0,215	1,80
8	0,0823	0,050	4,8	0,123	0,075	3,6	0,164	0,100	3,0	0,329	0,200	1,90	0,411	0,250	1,65
9	0,0930	0,056	4,4	0,140	0,085	3,3	0,186	0,115	2,75	0,372	0,225	1,75	0,465	0,280	1,50
10	0,104	0,063	4,1	0,156	0,095	3,1	0,208	0,125	2,55	0,416	0,250	1,60	0,520	0,32	1,40
11	0,115	0,070	3,8	0,172	0,105	2,90	0,230	0,140	2,40	0,460	0,280	1,50	0,575	0,35	1,30
12	0,126	0,076	3,6	0,189	0,115	2,75	0,252	0,155	2,25	0,504	0,31	1,40	0,630	0,39	1,25
13	0,137	0,083	3,4	0,206	0,125	2,60	0,275	0,165	2,15	0,550	0,34	1,35	0,687	0,42	1,15
14	0,149	0,090	3,2	0,223	0,135	2,45	0,298	0,180	2,00	0,595	0,36	1,25	0,744	0,46	1,10
15	0,160	0,097	3,0	0,240	0,145	2,35	0,320	0,195	1,95	0,640	0,40	1,20	0,800	0,49	1,05
16	0,172	0,105	2,90	0,258	0,155	2,20	0,344	0,210	1,85	0,688	0,43	1,15	0,860	0,52	1,00
2,5	0,0223	0,014	11,5	0,0334	0,020	8,6	0,0446	0,027	7,1	0,0892	0,054	4,5	0,112	0,067	3,9
2,8	0,0250	0,015	10,5	0,0375	0,023	8,0	0,0500	0,030	6,6	0,100	0,061	4,2	0,125	0,076	3,6
3,0	0,0268	0,016	10,0	0,0402	0,024	7,7	0,0537	0,033	6,3	0,107	0,065	4,0	0,134	0,081	3,4
3,2	0,0286	0,017	9,6	0,0430	0,026	7,3	0,0573	0,035	6,0	0,115	0,070	3,8	0,143	0,087	3,3
3,5	0,0314	0,019	9,0	0,0470	0,029	6,9	0,0627	0,038	5,7	0,125	0,076	3,6	0,157	0,095	3,1
3,8	0,0341	0,021	8,6	0,0512	0,031	6,5	0,0682	0,041	5,4	0,136	0,082	3,4	0,171	0,105	2,90
4,0	0,0359	0,022	8,3	0,0539	0,033	6,3	0,0719	0,044	5,2	0,144	0,087	3,3	0,180	0,110	2,85
4,5	0,0405	0,025	7,6	0,0608	0,037	5,8	0,0810	0,049	4,8	0,162	0,098	3,0	0,202	0,120	2,60
5	0,0451	0,027	7,1	0,0677	0,041	5,4	0,0903	0,055	4,5	0,181	0,110	2,8	0,225	0,135	2,45
5,5	0,0498	0,030	6,7	0,0746	0,045	5,1	0,0995	0,060	4,2	0,199	0,120	2,65	0,249	0,150	2,30
6	0,0544	0,033	6,2	0,0816	0,049	4,8	0,109	0,066	3,9	0,218	0,130	2,50	0,272	0,165	2,15
7	0,0638	0,039	5,6	0,0957	0,058	4,3	0,128	0,078	3,5	0,255	0,155	2,25	0,319	0,195	1,95
8	0,0733	0,044	5,1	0,110	0,067	3,9	0,146	0,089	3,25	0,293	0,180	2,05	0,366	0,220	1,75
9	0,0828	0,050	4,7	0,124	0,075	3,6	0,166	0,101	3,0	0,331	0,200	1,90	0,414	0,250	1,60
10	0,0925	0,056	4,4	0,139	0,084	3,4	0,185	0,112	2,80	0,370	0,225	1,75	0,462	0,280	1,50
11	0,102	0,062	4,1	0,153	0,093	3,2	0,204	0,124	2,60	0,409	0,250	1,65	0,511	0,31	1,40
12	0,112	0,068	3,9	0,168	0,100	2,95	0,224	0,136	2,45	0,448	0,270	1,55	0,560	0,34	1,30
13	0,122	0,074	3,7	0,183	0,110	2,80	0,244	0,148	2,30	0,488	0,295	1,45	0,610	0,37	1,25
14	0,132	0,080	3,5	0,198	0,120	2,65	0,264	0,160	2,20	0,528	0,32	1,40	0,660	0,41	1,20
15	0,142	0,086	3,3	0,213	0,130	2,50	0,284	0,172	2,10	0,568	0,35	1,30	0,710	0,44	1,15
16	0,152	0,092	3,2	0,228	0,140	2,40	0,305	0,185	2,00	0,610	0,38	1,25	0,762	0,47	1,10

Наружный диаметр трубы $D_{в}$, мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба															
		$R = D$			$R = 1,5D$			$R = 2D$			$R = 4D$			$R = 5D$			
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	
480	2,5	0,0197	0,012	12,5	0,0296	0,018	9,4	0,0395	0,024	7,8	0,0790	0,047	4,9	0,0987	0,059	4,2	
	2,8	0,0224	0,013	11,5	0,0336	0,020	8,6	0,0448	0,027	7,1	0,0895	0,054	4,5	0,112	0,068	3,9	
	3,0	0,0237	0,014	11,0	0,0356	0,022	8,3	0,0475	0,029	6,9	0,0949	0,058	4,3	0,119	0,072	3,7	
	3,2	0,0253	0,015	10,5	0,0380	0,023	8,0	0,0507	0,031	6,6	0,101	0,061	4,2	0,127	0,077	3,6	
	3,5	0,0278	0,017	9,8	0,0416	0,025	7,5	0,0555	0,034	6,2	0,111	0,067	3,9	0,139	0,084	3,4	
	3,8	0,0302	0,018	9,3	0,0457	0,027	7,0	0,0603	0,037	5,8	0,121	0,073	3,7	0,151	0,092	3,2	
	4,0	0,0318	0,019	9,0	0,0477	0,029	6,8	0,0636	0,038	5,6	0,127	0,077	3,6	0,159	0,096	3,1	
	4,5	0,0358	0,022	8,3	0,0537	0,033	6,4	0,0716	0,043	5,2	0,143	0,087	3,3	0,179	0,110	2,85	
	5,0	0,0398	0,024	7,7	0,0598	0,036	5,9	0,0798	0,048	4,9	0,160	0,097	3,0	0,199	0,120	2,65	
	5,5	0,0440	0,027	7,2	0,0659	0,040	5,5	0,0879	0,053	4,5	0,176	0,105	2,85	0,220	0,135	2,45	
	6	0,0481	0,029	6,8	0,0721	0,044	5,2	0,0961	0,058	4,3	0,192	0,115	2,70	0,240	0,145	2,35	
	280	7	0,0563	0,034	6,1	0,0845	0,051	4,7	0,113	0,068	3,8	0,225	0,135	2,45	0,282	0,170	2,10
		8	0,0646	0,039	5,6	0,0970	0,059	4,3	0,129	0,078	3,5	0,258	0,155	2,20	0,323	0,195	1,90
		9	0,0730	0,044	5,1	0,109	0,066	4,0	0,146	0,088	3,2	0,292	0,175	2,05	0,365	0,220	1,75
		10	0,0815	0,049	4,8	0,122	0,074	3,7	0,163	0,099	3,0	0,326	0,200	1,90	0,408	0,245	1,65
		11	0,0900	0,055	4,5	0,135	0,082	3,4	0,180	0,110	2,80	0,360	0,220	1,80	0,450	0,275	1,55
12		0,0986	0,060	4,2	0,148	0,090	3,2	0,197	0,120	2,65	0,394	0,240	1,70	0,493	0,30	1,45	
13		0,107	0,065	4,0	0,161	0,098	3,0	0,214	0,130	2,50	0,428	0,270	1,60	0,535	0,32	1,35	
14		0,116	0,070	3,8	0,174	0,105	2,90	0,232	0,140	2,40	0,464	0,295	1,50	0,580	0,37	1,30	
15		0,125	0,076	3,6	0,187	0,115	2,80	0,250	0,150	2,25	0,500	0,32	1,45	0,625	0,40	1,25	
16		0,134	0,081	3,4	0,201	0,120	2,60	0,268	0,160	2,15	0,536	0,34	1,35	0,670	0,44	1,15	
530	2,5	0,0180	0,011	13,0	0,0270	0,016	10,0	0,0360	0,022	8,3	0,0720	0,044	5,2	0,0900	0,055	4,5	
	2,8	0,0202	0,012	12,0	0,0303	0,018	9,3	0,0404	0,024	7,6	0,0808	0,049	4,8	0,101	0,061	4,2	
	3,0	0,0216	0,013	11,5	0,0324	0,020	8,9	0,0432	0,026	7,3	0,0864	0,052	4,6	0,108	0,065	4,0	
	3,2	0,0231	0,014	11,0	0,0346	0,021	8,5	0,0461	0,028	7,0	0,0922	0,056	4,4	0,115	0,070	3,8	

530

630

3,5	0,0252	0,015	10,5	0,0379	0,023	8,0	0,0505	0,031	6,6	0,101	0,061	4,2	0,126	0,076	3,6
3,8	0,0274	0,017	9,9	0,0412	0,025	7,6	0,0549	0,033	6,2	0,110	0,067	3,9	0,137	0,083	3,4
4,0	0,0289	0,018	9,6	0,0434	0,026	7,3	0,0578	0,035	6,0	0,116	0,070	3,8	0,144	0,088	3,3
4,5	0,0326	0,020	8,8	0,0489	0,030	6,7	0,0652	0,040	5,6	0,130	0,079	3,5	0,163	0,099	3,0
5,0	0,0363	0,022	8,2	0,0544	0,033	6,2	0,0726	0,044	5,2	0,145	0,088	3,3	0,181	0,110	2,80
5,5	0,0400	0,024	7,7	0,0600	0,036	5,9	0,0800	0,048	4,8	0,160	0,097	3,0	0,200	0,120	2,65
6	0,0437	0,026	7,3	0,0656	0,040	5,5	0,0874	0,053	4,6	0,175	0,105	2,90	0,218	0,130	2,50
7	0,0512	0,031	6,5	0,0768	0,047	5,0	0,102	0,062	4,1	0,205	0,125	2,60	0,256	0,155	2,25
8	0,0587	0,036	6,0	0,0881	0,053	4,5	0,117	0,071	3,8	0,235	0,140	2,35	0,294	0,180	2,05
9	0,0663	0,040	5,5	0,0995	0,060	4,2	0,133	0,080	3,5	0,265	0,160	2,20	0,332	0,200	1,90
10	0,0740	0,045	5,1	0,111	0,067	3,9	0,148	0,090	3,2	0,296	0,180	2,05	0,370	0,225	1,75
11	0,0817	0,049	4,8	0,123	0,074	3,6	0,163	0,099	3,0	0,327	0,200	1,90	0,408	0,245	1,65
12	0,0894	0,054	4,5	0,134	0,081	3,4	0,179	0,110	2,85	0,358	0,215	1,80	0,447	0,270	1,55
13	0,0973	0,059	4,2	0,146	0,088	3,2	0,195	0,120	2,70	0,389	0,235	1,70	0,486	0,295	1,45
14	0,105	0,064	4,0	0,158	0,096	3,1	0,210	0,125	2,55	0,420	0,255	1,60	0,525	0,32	1,40
15	0,113	0,069	3,8	0,169	0,105	2,95	0,226	0,135	2,40	0,452	0,275	1,55	0,565	0,35	1,30
16	0,121	0,073	3,7	0,182	0,110	2,80	0,242	0,145	2,30	0,484	0,295	1,45	0,605	0,37	1,25
3	0,0196	0,012	12,5	0,0293	0,018	9,5	0,0391	0,024	7,8	0,0782	0,048	4,9	0,0978	0,060	4,2
3,2	0,0214	0,013	11,5	0,0321	0,019	8,9	0,0428	0,026	7,4	0,0856	0,052	4,6	0,107	0,065	4,0
3,5	0,0233	0,014	11,0	0,0349	0,021	8,4	0,0466	0,028	7,0	0,0932	0,056	4,4	0,116	0,070	3,8
3,8	0,0245	0,015	10,5	0,0368	0,022	8,1	0,0490	0,030	6,7	0,0980	0,060	4,2	0,122	0,074	3,7
4,0	0,0276	0,017	9,9	0,0414	0,025	7,5	0,0552	0,033	6,2	0,110	0,067	3,9	0,138	0,084	3,4
4,5	0,0307	0,019	9,2	0,0461	0,028	7,0	0,0614	0,037	5,8	0,123	0,075	3,6	0,154	0,093	3,1
5,0	0,0327	0,019	8,8	0,0491	0,028	6,7	0,0655	0,037	5,6	0,131	0,074	3,5	0,164	0,093	3,0
5,5	0,0338	0,021	8,6	0,0508	0,031	6,6	0,0677	0,041	5,4	0,135	0,082	3,4	0,169	0,105	2,95
6	0,0370	0,022	8,1	0,0555	0,034	6,2	0,0740	0,045	5,1	0,148	0,090	3,2	0,185	0,110	2,75
7	0,0433	0,026	7,3	0,0649	0,039	5,6	0,0866	0,052	4,6	0,173	0,105	2,90	0,216	0,130	2,50
8	0,0496	0,030	6,7	0,0744	0,045	5,1	0,0993	0,060	4,2	0,198	0,120	2,65	0,248	0,150	2,30
9	0,0560	0,034	6,2	0,0840	0,051	4,7	0,112	0,068	3,9	0,224	0,135	2,45	0,280	0,170	2,10
10	0,0624	0,038	5,7	0,0936	0,057	4,4	0,125	0,076	3,6	0,250	0,150	2,25	0,312	0,190	1,95
11	0,0689	0,042	5,4	0,103	0,063	4,1	0,138	0,083	3,4	0,276	0,165	2,10	0,344	0,210	1,85
12	0,0754	0,046	5,0	0,113	0,069	3,9	0,151	0,091	3,2	0,302	0,185	2,00	0,377	0,230	1,70
13	0,0820	0,050	4,8	0,123	0,074	3,6	0,164	0,099	3,0	0,328	0,200	1,90	0,410	0,250	1,65
14	0,0886	0,054	4,5	0,133	0,080	3,4	0,177	0,107	2,9	0,354	0,215	1,80	0,443	0,270	1,55
15	0,0952	0,058	4,3	0,143	0,086	3,3	0,190	0,115	2,7	0,381	0,230	1,70	0,476	0,290	1,50
16	0,102	0,062	4,1	0,153	0,092	3,2	0,204	0,123	2,6	0,408	0,245	1,65	0,510	0,310	1,40

Наружный диаметр трубы D , мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба														
		$R = D$			$R = 1,5 D$			$R = 2 D$			$R = 4 D$			$R = 5 D$		
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент понижения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1
720	3,5	0,0191	0,012	12,5	0,0286	0,017	9,6	0,0382	0,023	8,0	0,0764	0,045	5,0	0,0954	0,058	4,3
	3,8	0,0207	0,013	12,0	0,0311	0,019	9,1	0,0414	0,025	7,5	0,0828	0,050	4,7	0,104	0,063	4,1
	4,0	0,0218	0,013	11,5	0,0328	0,020	8,8	0,0437	0,026	7,3	0,0874	0,055	4,6	0,109	0,066	4,0
	4,5	0,0246	0,015	10,5	0,0369	0,022	8,1	0,0492	0,030	6,7	0,0984	0,060	4,2	0,123	0,075	3,6
	5,0	0,0274	0,017	9,9	0,0411	0,025	7,6	0,0548	0,033	6,2	0,109	0,065	4,0	0,137	0,083	3,4
	5,5	0,0302	0,018	9,3	0,0452	0,027	7,1	0,0603	0,037	5,8	0,121	0,075	3,7	0,151	0,091	3,2
	6	0,0330	0,020	8,7	0,0494	0,030	6,7	0,0659	0,040	5,5	0,132	0,080	3,5	0,165	0,100	3,0
	7	0,0386	0,023	7,9	0,0578	0,035	6,0	0,0771	0,047	5,0	0,154	0,093	3,1	0,193	0,115	2,70
	8	0,0442	0,027	7,2	0,0663	0,040	5,5	0,0884	0,054	4,5	0,177	0,105	2,85	0,221	0,135	2,45
	9	0,0498	0,030	6,7	0,0748	0,045	5,0	0,0997	0,060	4,2	0,199	0,120	2,65	0,249	0,150	2,25
	10	0,0555	0,034	6,2	0,0833	0,050	4,7	0,111	0,067	3,9	0,222	0,135	2,45	0,278	0,170	2,10
	11	0,0613	0,037	5,8	0,0919	0,056	4,4	0,122	0,074	3,7	0,245	0,150	2,30	0,306	0,185	2,00
	12	0,0670	0,041	5,4	0,100	0,061	4,2	0,134	0,081	3,4	0,268	0,160	2,15	0,335	0,205	1,85
	13	0,0728	0,044	5,2	0,109	0,066	4,0	0,146	0,088	3,2	0,291	0,175	2,05	0,364	0,220	1,75
	14	0,0786	0,048	4,9	0,118	0,071	3,7	0,157	0,095	3,1	0,315	0,190	1,95	0,393	0,240	1,70
	15	0,0845	0,051	4,7	0,127	0,077	3,6	0,169	0,100	2,95	0,338	0,205	1,85	0,422	0,255	1,60
16	0,0904	0,055	4,5	0,135	0,082	3,4	0,181	0,110	2,80	0,361	0,220	1,80	0,452	0,275	1,55	
820	4,0	0,0192	0,012	12,5	0,0288	0,017	9,6	0,0384	0,023	7,9	0,0769	0,047	5,0	0,0961	0,058	4,3
	4,5	0,0216	0,013	11,5	0,0325	0,020	8,8	0,0433	0,026	7,3	0,0866	0,052	4,6	0,108	0,066	4,0
	5,0	0,0241	0,015	11,0	0,0361	0,022	8,3	0,0482	0,029	6,8	0,0964	0,058	4,3	0,120	0,073	3,7
	5,5	0,0265	0,016	10,0	0,0398	0,024	7,7	0,0531	0,032	6,4	0,106	0,064	4,0	0,133	0,080	3,4
	6	0,0290	0,018	9,6	0,0435	0,026	7,3	0,0580	0,035	6,0	0,116	0,070	3,8	0,145	0,088	3,3
	7	0,0339	0,021	8,6	0,0508	0,031	6,6	0,0678	0,041	5,4	0,135	0,082	3,4	0,169	0,105	2,95
	8	0,0388	0,024	7,8	0,0582	0,035	6,0	0,0777	0,047	4,9	0,155	0,094	3,1	0,194	0,115	2,70
	9	0,0438	0,026	7,3	0,0657	0,039	5,5	0,0876	0,053	4,6	0,175	0,105	2,9	0,219	0,130	2,50

	10	0,0488	0,030	6,7	0,0731	0,044	5,1	0,0975	0,059	4,2	0,195	0,120	2,7	0,244	0,150	2,30
	11	0,0538	0,033	6,3	0,0807	0,049	4,8	0,108	0,065	4,0	0,215	0,130	2,5	0,269	0,165	2,15
	12	0,0588	0,036	6,0	0,0882	0,053	4,5	0,118	0,071	3,7	0,235	0,140	2,36	0,294	0,180	2,05
	13	0,0639	0,039	5,6	0,0958	0,058	4,3	0,128	0,077	3,5	0,255	0,155	2,25	0,319	0,195	1,95
	14	0,0690	0,042	5,4	0,103	0,063	4,1	0,138	0,084	3,4	0,276	0,165	2,10	0,345	0,210	1,85
	15	0,0741	0,045	5,1	0,111	0,067	3,9	0,148	0,090	3,2	0,296	0,180	2,05	0,370	0,225	1,75
	16	0,0792	0,048	5,0	0,119	0,072	3,7	0,158	0,096	3,1	0,317	0,190	1,95	0,396	0,240	1,65
920	4,5	0,0193	0,012	12,5	0,0290	0,018	9,6	0,0387	0,023	7,9	0,0773	0,047	5,0	0,0966	0,059	4,3
	5,0	0,0215	0,013	11,5	0,0322	0,020	8,9	0,0430	0,026	7,3	0,0860	0,052	4,6	0,108	0,065	4,0
	5,5	0,0237	0,014	11,0	0,0355	0,022	8,3	0,0470	0,029	6,9	0,0947	0,057	4,3	0,118	0,072	3,7
	6	0,0259	0,016	10,0	0,0388	0,024	7,8	0,0517	0,031	6,5	0,103	0,063	4,1	0,129	0,078	3,5
	7	0,0302	0,018	9,3	0,0453	0,027	7,1	0,0605	0,037	5,8	0,121	0,073	3,7	0,151	0,092	3,2
	8	0,0346	0,021	8,5	0,0519	0,031	6,5	0,0693	0,042	5,3	0,139	0,084	3,4	0,173	0,105	2,90
	9	0,0390	0,024	7,8	0,0586	0,035	6,0	0,0781	0,047	4,9	0,156	0,095	3,1	0,195	0,120	2,70
	10	0,0435	0,026	7,3	0,0652	0,040	5,6	0,0869	0,053	4,6	0,174	0,105	2,90	0,217	0,130	2,50
	11	0,0479	0,029	6,8	0,0719	0,044	5,2	0,0958	0,058	4,3	0,192	0,115	2,70	0,240	0,145	2,35
	12	0,0524	0,032	6,4	0,0786	0,048	4,9	0,105	0,064	4,0	0,210	0,125	2,55	0,262	0,160	2,20
	13	0,0569	0,034	6,1	0,0853	0,052	4,6	0,114	0,069	3,8	0,227	0,140	2,40	0,284	0,170	2,10
	14	0,0614	0,037	5,8	0,0921	0,056	4,4	0,123	0,074	3,6	0,246	0,150	2,30	0,307	0,185	2,00
	15	0,0659	0,040	5,5	0,0989	0,060	4,2	0,132	0,080	3,5	0,264	0,160	2,20	0,330	0,200	1,90
	16	0,0705	0,043	5,3	0,106	0,064	4,0	0,141	0,085	3,3	0,282	0,170	2,10	0,352	0,215	1,80
1020	5,0	0,0194	0,012	12,5	0,0291	0,018	9,5	0,0388	0,024	7,8	0,0776	0,047	4,9	0,0970	0,059	4,3
	5,5	0,0214	0,013	11,5	0,0321	0,019	8,9	0,0428	0,026	7,4	0,0856	0,052	4,6	0,107	0,065	4,0
	6,0	0,0233	0,014	11,0	0,0350	0,021	8,4	0,0467	0,028	6,9	0,0934	0,057	4,4	0,117	0,071	3,8
	7	0,0273	0,017	9,9	0,0409	0,025	7,6	0,0546	0,033	6,2	0,109	0,066	4,0	0,136	0,083	3,4
	8	0,0312	0,019	9,1	0,0470	0,028	6,9	0,0627	0,038	5,7	0,125	0,076	3,6	0,157	0,095	3,1
	9	0,0352	0,021	8,4	0,0528	0,032	6,4	0,0704	0,043	5,3	0,141	0,085	3,3	0,176	0,105	2,85
	10	0,0392	0,024	7,8	0,0588	0,036	6,0	0,0784	0,047	4,9	0,157	0,095	3,1	0,196	0,120	2,65
	11	0,0432	0,026	7,3	0,0648	0,039	5,6	0,0864	0,052	4,6	0,173	0,105	2,90	0,216	0,130	2,50
	12	0,0472	0,029	6,9	0,0709	0,043	5,3	0,0945	0,057	4,4	0,189	0,115	2,75	0,236	0,145	2,35
	13	0,0513	0,031	6,5	0,0769	0,047	5,0	0,102	0,062	4,1	0,205	0,125	2,60	0,256	0,155	2,25
	14	0,0553	0,034	6,2	0,0830	0,050	4,7	0,111	0,067	3,9	0,222	0,135	2,45	0,277	0,170	2,10
	15	0,0594	0,036	5,9	0,0891	0,054	4,5	0,119	0,072	3,7	0,238	0,145	2,35	0,297	0,180	2,00
	16	0,0635	0,038	5,7	0,0952	0,058	4,3	0,127	0,077	3,6	0,254	0,155	2,25	0,317	0,185	1,95
1120	5,5	0,0195	0,012	12,5	0,0292	0,018	9,5	0,0390	0,024	7,8	0,0779	0,047	4,9	0,0974	0,059	4,2
	6	0,0213	0,013	11,5	0,0319	0,019	8,9	0,0425	0,026	7,4	0,0851	0,052	4,7	0,106	0,064	4,0

Наружный диаметр трубы D_n , мм	Толщина стенки δ , мм	Радиусы изгиба															
		$R = D$			$R = 1,5D$			$R = 2D$			$R = 4D$			$R = 5D$			
		Коэффициент трубы λ	Коэффициент повышения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент повышения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент повышения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент повышения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	Коэффициент трубы λ	Коэффициент повышения жесткости k	Коэффициент интенсификации напряжений m_1	
1120	7	0,0249	0,015	10,5	0,0373	0,023	8,0	0,0497	0,030	6,7	0,0994	0,060	4,2	0,124	0,075	3,6	
	8	0,0285	0,017	9,7	0,0427	0,026	7,4	0,0569	0,034	6,1	0,114	0,069	3,8	0,142	0,086	3,3	
	9	0,0327	0,020	8,8	0,0481	0,029	6,8	0,0642	0,039	5,6	0,128	0,078	3,5	0,160	0,097	3,0	
	10	0,0357	0,022	8,3	0,0536	0,032	6,3	0,0714	0,043	5,2	0,143	0,087	3,3	0,178	0,110	2,85	
	11	0,0394	0,024	7,8	0,0590	0,036	5,9	0,0787	0,048	4,9	0,157	0,095	3,1	0,197	0,120	2,65	
	12	0,0430	0,026	7,3	0,0645	0,039	5,6	0,0860	0,052	4,6	0,172	0,105	2,90	0,215	0,130	2,50	
	13	0,0467	0,028	6,9	0,0700	0,042	5,3	0,0934	0,057	4,4	0,187	0,115	2,75	0,233	0,140	2,35	
	14	0,0504	0,031	6,6	0,0755	0,046	5,0	0,101	0,061	4,2	0,201	0,120	2,60	0,252	0,150	2,25	
	15	0,0541	0,033	6,3	0,0811	0,049	4,8	0,108	0,065	4,0	0,216	0,130	2,50	0,270	0,165	2,15	
	16	0,0578	0,035	6,0	0,0866	0,052	4,6	0,116	0,070	3,8	0,231	0,140	2,40	0,289	0,175	2,05	
	1220	6	0,0195	0,012	12,5	0,0293	0,018	9,5	0,0391	0,024	7,8	0,0781	0,047	4,9	0,0976	0,059	4,2
		7	0,0228	0,014	11,0	0,0343	0,021	8,5	0,0457	0,028	7,0	0,0914	0,055	4,4	0,114	0,069	3,8
		8	0,0261	0,016	10,0	0,0392	0,024	7,8	0,0523	0,032	6,4	0,104	0,063	4,1	0,131	0,079	3,5
		9	0,0295	0,018	9,5	0,0442	0,027	7,2	0,0589	0,036	6,0	0,118	0,071	3,7	0,147	0,089	3,2
		10	0,0338	0,020	8,8	0,0492	0,030	6,7	0,0656	0,040	5,5	0,131	0,079	3,5	0,164	0,099	3,0
11		0,0361	0,022	8,3	0,0542	0,033	6,3	0,0722	0,044	5,2	0,144	0,087	3,3	0,181	0,110	2,8	
12		0,0395	0,024	7,8	0,0592	0,036	5,9	0,0789	0,048	4,9	0,158	0,096	3,1	0,197	0,120	2,65	
13		0,0428	0,026	7,4	0,0642	0,039	5,6	0,0857	0,052	4,6	0,171	0,105	2,9	0,214	0,130	2,50	
14		0,0462	0,028	7,0	0,0693	0,042	5,3	0,0924	0,056	4,4	0,185	0,110	2,8	0,231	0,140	2,40	
15		0,0497	0,030	6,7	0,0744	0,045	5,1	0,0992	0,060	4,2	0,198	0,120	2,6	0,248	0,150	2,30	
16		0,0530	0,032	6,4	0,0795	0,048	4,9	0,106	0,064	4,0	0,212	0,130	2,5	0,265	0,160	2,20	
1320		6	0,0181	0,011	13,0	0,0271	0,016	10,0	0,0361	0,022	8,3	0,0723	0,044	5,2	0,0904	0,055	4,5
		7	0,0211	0,013	12,0	0,0317	0,019	9,0	0,0422	0,026	7,4	0,0844	0,051	4,7	0,106	0,064	4,0
		8	0,0242	0,015	10,5	0,0362	0,022	8,3	0,0483	0,029	6,8	0,0967	0,059	4,3	0,121	0,073	3,7
		9	0,0272	0,017	10,0	0,0408	0,025	7,6	0,0545	0,033	6,2	0,109	0,066	4,0	0,136	0,082	3,4

	10	0,0303	0,018	9,3	0,0454	0,028	7,1	0,0606	0,037	5,8	0,121	0,073	3,7	0,152	0,092	3,2
	11	0,0334	0,020	8,6	0,0501	0,030	6,6	0,0667	0,040	5,5	0,133	0,081	3,5	0,167	0,100	3,0
	12	0,0365	0,022	8,2	0,0548	0,033	6,2	0,0730	0,044	5,1	0,146	0,088	3,2	0,182	0,110	2,80
	13	0,0396	0,024	7,8	0,0593	0,036	5,9	0,0791	0,048	4,9	0,158	0,096	3,1	0,198	0,120	2,65
	14	0,0427	0,026	7,4	0,0640	0,039	5,6	0,0854	0,052	4,6	0,171	0,105	2,90	0,213	0,130	2,50
	15	0,0458	0,028	7,0	0,0687	0,042	5,4	0,0916	0,055	4,4	0,183	0,110	2,80	0,229	0,140	2,40
1420	16	0,0489	0,030	6,7	0,0734	0,044	5,1	0,0978	0,059	4,2	0,196	0,120	2,65	0,245	0,150	2,30
	7	0,0196	0,012	12,5	0,0294	0,018	9,5	0,0393	0,024	7,8	0,0785	0,048	4,9	0,0982	0,059	4,20
	8	0,0225	0,014	11,0	0,0337	0,020	8,6	0,0449	0,027	7,1	0,0899	0,054	4,5	0,112	0,068	3,9
	9	0,0253	0,015	10,5	0,0380	0,023	8,0	0,0506	0,031	6,6	0,101	0,061	4,2	0,126	0,076	3,6
	10	0,0282	0,017	9,7	0,0422	0,026	7,4	0,0563	0,034	6,1	0,113	0,068	3,8	0,141	0,085	3,3
	11	0,0310	0,019	9,1	0,0465	0,028	7,0	0,0621	0,038	5,7	0,124	0,075	3,6	0,155	0,094	3,1
	12	0,0340	0,021	8,6	0,0510	0,031	6,5	0,0680	0,041	5,4	0,136	0,082	3,4	0,170	0,105	2,95
	13	0,0368	0,022	8,1	0,0552	0,033	6,2	0,0735	0,045	5,1	0,147	0,089	3,2	0,184	0,110	2,80
	14	0,0397	0,024	7,8	0,0595	0,036	5,9	0,0793	0,048	4,9	0,159	0,096	3,1	0,198	0,120	2,65
	15	0,0426	0,026	7,4	0,0638	0,039	5,6	0,0851	0,052	4,7	0,170	0,105	2,95	0,213	0,130	2,50
1520	16	0,0455	0,028	7,1	0,0682	0,041	5,4	0,0900	0,055	4,5	0,182	0,110	2,80	0,227	0,140	2,40
	7	0,0184	0,011	13,0	0,0275	0,017	9,9	0,0367	0,022	8,2	0,0734	0,044	5,1	0,0917	0,056	4,4
	8	0,0210	0,013	12,0	0,0315	0,019	9,0	0,0420	0,025	7,4	0,0840	0,051	4,7	0,105	0,064	4,0
	9	0,0236	0,014	11,0	0,0355	0,022	8,3	0,0473	0,029	6,9	0,0946	0,057	4,3	0,118	0,072	3,7
	10	0,0263	0,016	10,0	0,0395	0,024	7,8	0,0526	0,032	6,4	0,105	0,064	4,0	0,131	0,080	3,5
	11	0,0290	0,018	9,6	0,0435	0,026	7,3	0,0580	0,035	6,0	0,116	0,070	3,8	0,145	0,090	3,3
	12	0,0317	0,019	9,0	0,0475	0,029	6,9	0,0633	0,038	5,7	0,127	0,077	3,6	0,158	0,096	3,1
	13	0,0343	0,021	8,5	0,0515	0,031	6,5	0,0687	0,042	5,4	0,137	0,083	3,4	0,172	0,105	2,90
	14	0,0370	0,022	8,1	0,0556	0,034	6,2	0,0741	0,045	5,1	0,148	0,090	3,2	0,185	0,110	2,75
	15	0,0397	0,024	7,8	0,0596	0,036	5,9	0,0795	0,048	4,9	0,159	0,096	3,1	0,199	0,120	2,65
1620	16	0,0424	0,026	7,4	0,0637	0,039	5,6	0,0849	0,051	4,7	0,170	0,105	2,9	0,212	0,130	2,55
	8	0,0197	0,012	12,5	0,0296	0,018	9,4	0,0394	0,021	7,8	0,0788	0,048	4,9	0,0985	0,060	4,2
	9	0,0222	0,013	11,5	0,0333	0,020	8,6	0,0444	0,027	7,2	0,0888	0,054	4,5	0,111	0,067	3,9
	10	0,0246	0,015	10,5	0,0370	0,022	8,1	0,0494	0,030	6,7	0,0988	0,060	4,2	0,123	0,075	3,6
	11	0,0272	0,017	10,0	0,0408	0,025	7,6	0,0544	0,033	6,2	0,109	0,066	4,0	0,136	0,082	3,4
	12	0,0297	0,018	9,4	0,0445	0,027	7,1	0,0594	0,036	5,9	0,119	0,072	3,7	0,148	0,090	3,2
	13	0,0322	0,020	8,9	0,0483	0,029	6,8	0,0644	0,039	5,6	0,129	0,078	3,5	0,161	0,098	3,0
	14	0,0347	0,021	8,5	0,0521	0,032	6,5	0,0695	0,042	5,3	0,139	0,084	3,4	0,174	0,105	2,90
	15	0,0373	0,023	8,0	0,0559	0,034	6,2	0,0745	0,045	5,1	0,149	0,090	3,2	0,186	0,115	2,75
	16	0,0398	0,024	7,7	0,0597	0,036	5,9	0,0796	0,048	4,9	0,159	0,096	3,1	0,199	0,120	2,65

Из таблиц видно, что при малых значениях λ кольцевые напряжения достигают значительных величин и могут превзойти предел текучести металла. Однако в действительности, как показали исследования, эти напряжения носят местный характер и при статической работе колен (вернее при ограниченном количестве циклов изменения напряженного состояния) не оказывают влияния на их предельное состояние, т. е. на прочность.

В связи с этим при расчете колен в этих условиях кольцевыми напряжениями (несмотря на их высокое значение) следует пренебречь и ограничиться определением продольных напряжений по формуле (2.16), приняв вместо коэффициента 0,84 коэффициент 0,9.

Так как сварные из секторов колена подчиняются теории изгиба кривых труб, то определять напряжения в них следует по приведенным выше формулам для гладких гнутых труб.

Как уже указывалось, при определении кольцевых напряжений учитывается изгиб стенок труб только под воздействием момента сплющивающих сил. Однако в процессе изгиба криволинейные трубы находятся под прямым воздействием сжимающих сил, которые возникают в результате сплющивания поперечного сечения. Под действием этих сил в стенках труб появляются дополнительные сжимающие напряжения, которые суммируются с напряжениями изгиба. В результате этого напряжения на внутренней и наружной поверхностях труб не равны друг другу, как это ранее предполагалось. В течение многих лет эта особенность напряженного состояния кривых труб не учитывалась и это не имело особого значения, так как на практике применялись главным образом трубы с относительно большим радиусом изгиба, у которых напряжения на наружной и внутренней поверхностях были примерно одинаковыми. Однако в последнее время нашли широкое применение крутоизогнутые колена, при изгибе которых напряжения на наружной и внутренней поверхностях различны. Влияние прямого действия сплющивающих сил на напряженное состояние кривых труб исследовал Гросс, который также воспользовался теорией Кармана и дал следующие формулы с учетом воздействия этих сил:

$$\sigma_{\text{np}} = \frac{M}{k_n W} \left[A_n(\varphi) + \frac{2\mu z}{\delta} B_n(\varphi) \right]; \quad (2.20)$$

$$\sigma_{\text{к}} = \frac{M}{k_n W} \left[\mu A_n(\varphi) + \frac{2z}{\delta} B_n(\varphi) - \frac{r}{R} C_n(\varphi) \right], \quad (2.21)$$

где M — изгибающий момент;

W — момент сопротивления поперечного сечения;

δ — толщина стенки трубы;

k_n — коэффициент изменения жесткости по соответствующему приближению Кармана;

$A_n(\varphi)$, $B_n(\varphi)$, $C_n(\varphi)$ — коэффициенты, принимаемые в зависимости от приближения Кармана.

Эти коэффициенты равны:
для первого приближения

$$A_1(\varphi) = \sin \varphi - \frac{6 \sin^3 \varphi}{5 + 6\lambda^2};$$

$$B_1(\varphi) = \frac{9\lambda \cos 2\varphi}{5 + 6\lambda^2};$$

$$C_1(\varphi) = 2 \cos^2 \varphi \frac{6\lambda^2 + \cos 2\varphi}{10 + 12\lambda^2};$$

для второго приближения

$$A_2(\varphi) = \sin \varphi - \frac{(136 + 4800\lambda^2) \sin^3 \varphi - 40 \sin^5 \varphi + 200 \sin^3 \varphi \cos^2 \varphi}{105 + 4136\lambda^2 + 4800\lambda^4};$$

$$B_2(\varphi) = \frac{3}{2} \lambda \frac{(136 + 4800\lambda^2) \cos 2\varphi + 200 \cos 4\varphi}{105 + 4136\lambda^2 + 4800\lambda^4};$$

$$C_2(\varphi) = \frac{\cos \varphi}{105 + 4136\lambda^2 + 4800\lambda^4} [(9 + 664\lambda^2 + 4800\lambda^4) \cos \varphi + \\ + (1600\lambda^2 - 48) \cos^3 \varphi + 48 \cos^5 \varphi];$$

для третьего приближения

$$A_3(\varphi) = \sin \varphi - \frac{(332 + 94 \cdot 176\lambda^2 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^4) \sin^3 \varphi - \\ - (118,4 + 23 \cdot 520\lambda^2) \sin^5 \varphi + 50,4 \sin^7 \varphi + (592 + 117600\lambda^2) \sin^3 \varphi \cos^2 \varphi + \dots \rightarrow \\ \rightarrow \dots \frac{\dots}{252 + 73 \cdot 912\lambda^2 + 2 \cdot 446 \cdot 176\lambda^4 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^6} \dots \rightarrow$$

$$\rightarrow \dots \frac{+ 588 \cos^4 \varphi \sin^3 \varphi - 705,6 \cos^2 \varphi \sin^5 \varphi}{252 + 73 \cdot 912\lambda^2 + 2 \cdot 446 \cdot 176\lambda^4 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^6};$$

$$B_3(\varphi) = \frac{3}{2} \lambda \frac{(332 + 94 \cdot 176\lambda^2 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^4) \cos^2 \varphi + \dots \rightarrow \\ \dots \rightarrow \frac{+ (592 + 117 \cdot 600\lambda^2) \cos 4\varphi + 588 \cos 6\varphi}{252 + 73 \cdot 912\lambda^2 + 2 \cdot 446 \cdot 176\lambda^4 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^6};$$

$$C_3(\varphi) = \frac{\cos^2 \varphi}{252 + 73 \cdot 912\lambda^2 + 2 \cdot 446 \cdot 176\lambda^4 + 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^6} [3,36 - 3256\lambda^2 + \\ + 376 \cdot 224\lambda^4 - 2 \cdot 822 \cdot 400\lambda^6 + (-120 + 23 \cdot 488\lambda^2 - 940 \cdot 800\lambda^4) \cos^2 \varphi + \\ + (288 - 28 \cdot 224\lambda^2) \cos^4 \varphi - 192 \cos^6 \varphi].$$

Если в формулах (2.20) и (2.21) положить $z = \pm \frac{\delta}{2}$, то получим напряжения на наружной и внутренней поверхностях труб.

§ 11. УЧЕТ СОВМЕСТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ И ИЗГИБА

Кривые участки трубопроводных систем, работающих в условиях самокомпенсации температурных деформаций, как было установлено выше, находятся под одновременным воздействием внутреннего давления и напряжений изгиба.

Для решения вопроса о суммировании возникающих при этом напряжений необходимо установить, какие из указанных силовых воздействий могут исчерпать несущую способность кривых участков трубопроводов или привести к невозможности их дальнейшей эксплуатации.

Как показали исследования, это может произойти под влиянием следующих трех основных воздействий:

1) под влиянием внутреннего давления, когда последнее достигнет предельного значения и вызовет в металле колен напряжения, равные временному сопротивлению;

2) под воздействием знакопеременных нагрузок, которые могут привести к усталостному разрушению колен в виде продольных трещин в местах максимальных напряжений, вызванных сплющиванием поперечного сечения колен при изгибе;

3) в результате потери устойчивости сечения кривых труб под воздействием больших изгибающих моментов.

Расчет кривых труб на внутреннее давление не представляет никаких затруднений; при использовании рекомендованных коэффициентов однородности, условий работы и перегрузки или коэффициента запаса всегда можно подобрать такую толщину стенок труб, при которой предельное состояние никогда не будет достигнуто. Исследования кривых труб на усталость показали, что даже при развитии упруго-пластических деформаций в металле колен последние могут выдержать довольно большое количество переменных нагрузок.

Исследования показали также, что явление потери устойчивости у колен, находящихся под воздействием больших изгибающих моментов, не наблюдается; оно не имеет места даже при моментах, превосходящих более чем в два раза нагрузки, при которых в металле колен возникают пластические деформации. Таким образом, опасения, связанные с тем, что развитие пластических деформаций в наиболее напряженных местах кривых труб при их изгибе может привести к образованию четырех «шарниров пластичности» и исчерпать несущую способность колен, необоснованны. Подобные явления могут иметь место лишь при очень больших изгибающих моментах, которые вряд ли возможны при обычных условиях и принятом уровне напряженного состояния трубы.

Что же касается вопроса о совместном воздействии внутреннего давления и изгиба, то было установлено, что предельное состояние

гладких кривых и сварных труб достигается только под воздействием основного фактора — внутреннего давления.

Так, например, было испытано несколько пар П-образных компенсаторов. Один из компенсаторов каждой пары доводили до разрушения под воздействием только внутреннего давления при отсутствии изгибающих напряжений. Другой компенсатор тех же размеров предварительно стягивали с таким расчетом, чтобы в колене возникли значительные продольные и кольцевые напряжения, превосходящие предел текучести металла. Результаты исследований показали, что каждая пара компенсаторов разрушалась при почти одном и том же давлении, независимо от того, были колена подвергнуты изгибу или нет. Это значит, что в условиях статических нагрузок и при нагрузках, исключающих возможность потери устойчивости поперечного сечения колен, возникающие при изгибе колен продольные и кольцевые напряжения в ряде систем трубопроводов не влияют на их несущую способность.

К числу таких трубопроводов можно отнести системы, работающие при ограниченном количестве циклов изменения напряженного состояния и транспортирующие неагрессивные среды. Этим условиям отвечает большое количество трубопроводных систем, которые за всю продолжительность эксплуатации испытывают не более 200—300 полных циклов, например надземные газопроводы, технологические трубопроводы компрессорных станций, теплофикационные сети, паропроводы, работающие при стационарном режиме и при температуре пара до 300°C , а также многие трубопроводы различных промышленных предприятий.

Указанный метод расчета дает возможность использовать довольно большие резервы несущей способности трубопроводов. При этом допускается работа кривых труб в упруго-пластической стадии и отпадает необходимость подсчитывать так называемые приведенные напряжения, определяющие переход материала из упругого состояния в пластическое.

При расчете, однако, оказывается необходимым установить тот уровень напряжений, который может быть допущен в коленах при их работе в условиях самокомпенсации температурных деформаций. Следует отметить, что в настоящее время напряжения, принимаемые при расчете трубопроводных систем, явно занижены; экспериментальные исследования и опыт эксплуатации показали, что уровень напряженного состояния колен может быть значительно повышен.

Так, например, при расчете теплофикационных сетей, паропроводов с температурой пара до 300°C , газопроводов и других трубопроводов аналогичных параметров, работающих при стационарных режимах, напряжения самокомпенсации могут быть значительно повышены и приняты равными 90% от предела текучести металла труб. В этих условиях в металле колен будут иметь место

большие местные напряжения, не влияющие на предельную несущую способность колен.

В тех случаях, когда трубопроводные системы работают при высоких температурах и относительно большом количестве циклов изменения напряженного состояния, а также когда по трубопроводам транспортируются агрессивные среды, продольные напряжения в металле колен должны быть ограничены и быть меньше предела текучести.

Кольцевые напряжения следует учитывать только при расчете трубопроводных систем, работающих в очень тяжелых условиях при большом количестве полных циклов изменения напряженного состояния, высокой температуре и значительной агрессивности транспортируемой среды и т. д., т. е. в тех случаях, когда пластические напряжения в металле колен не должны быть достигнуты. В этих случаях напряжения в металле колен следует определять по формуле

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2} - \sigma_1 \sigma_2 < \sigma_T, \quad (2.22)$$

где σ_1 — продольные напряжения;

σ_2 — кольцевые напряжения;

σ_T — предел текучести металла.

§ 12. РАСЧЕТ КРИВЫХ ТРУБ НА УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ

Как известно, трубопроводные системы, работающие в условиях сакомпенсации температурных деформаций, подвержены воздействию не только однократных загрузений. При пуске и остановке, а также при изменении температуры транспортируемой среды трубопроводные системы подвергаются повторным загрузениям и, следовательно, в прямолинейных и криволинейных участках появляются переменные напряжения.

Частота изменения напряженного состояния трубопроводных систем зависит, во-первых, от теплового режима работы трубопроводной системы, и, во-вторых, от количества остановок и пусков системы. Так, например, если по условиям технологического режима температура транспортируемой среды будет существенно изменяться 10 раз в сутки, то в данной трубопроводной системе в течение 20 лет могут иметь место 73 000 циклов изменения напряженного состояния.

В связи с поставленным вопросом необходимо установить, в какой степени различные трубопроводные системы подвержены воздействию повторных загрузений. Изучение действительных условий работы трубопроводов и их теплового режима показало, что большинство трубопроводных систем испытывает довольно ограниченное количество циклов изменения напряженного состояния. Так, например, магистральные газопроводы и городские газовые сети рабо-

тают по существу при стационарном тепловом режиме. В результате компрессии температура газа повышается примерно до 70—90° С, а затем при движении газа по магистральному газопроводу его температура постепенно снижается и на расстоянии порядка 40—50 км выравнивается с температурой окружающего грунта. Таким образом, температура газа на данном участке газопровода зависит от теплового режима работы компрессорных станций и расстояния рассматриваемого участка от последних. Так как компрессорные станции работают практически при постоянном тепловом режиме, то любой участок надземного газопровода, который рассчитывается на самокомпенсацию температурных деформаций, не будет подвергаться каким-либо существенным воздействиям от температурных перепадов. Возможное изменение температуры газа порядка 10—20 град может иметь место очень редко, что не отражается на тепловом режиме газопровода.

То же относится к тепловым сетям, которые работают при более высоких температурах, но также при стационарном тепловом режиме. Как и в газопроводах полные циклы изменения напряженного состояния в них могут иметь место только при пуске и остановке. Что касается паропроводов, то последние работают при значительно более высоких температурах, причем по большинству паропроводов транспортируют пар с постоянной температурой.

В ином положении находятся некоторые технологические трубопроводы различных промышленных предприятий, когда по условиям технологического процесса температура транспортируемых продуктов изменяется во времени, в результате чего трубопроводы работают при нестационарном тепловом режиме и в процессе эксплуатации испытывают большое количество циклов изменения напряженного состояния.

Поэтому при рациональном методе расчета нельзя игнорировать усталостной прочностью трубопроводных систем и этот фактор необходимо учитывать. Как показали исследования, в металле колен могут допускаться упруго-пластические деформации, что дает возможность полностью использовать резервы их несущей способности. При этом методе расчета, допускающем значительные напряжения в металле труб, и вопрос об усталостной прочности приобретает важное значение. Опыт и исследования показали, что разрушению колен при повторных нагружениях предшествует появление продольных трещин. Особенность расположения трещин свидетельствует о том, что они находятся в зоне действия максимальных кольцевых напряжений, вызванных изгибом колена. Таким образом, высокие кольцевые напряжения в сочетании с многократными циклами изменения напряженного состояния могут явиться причиной усталостного разрушения колен. Исследования показали существенное различие между коэффициентом интенсификации напряжений при циклической и статической работе колен. Это объясняется

совершенно различной природой и характером разрушения и расположения трещин усталости в прямых и кривых трубах. Трещины усталости при изгибе прямых труб возникают в поперечном направлении под воздействием одноосных переносных напряжений сжатия и изгиба. Трещины же усталости в кривых трубах возникают в продольном направлении и являются результатом воздействия двухосных напряжений изгиба, вызванных сплющиванием поперечного сечения.

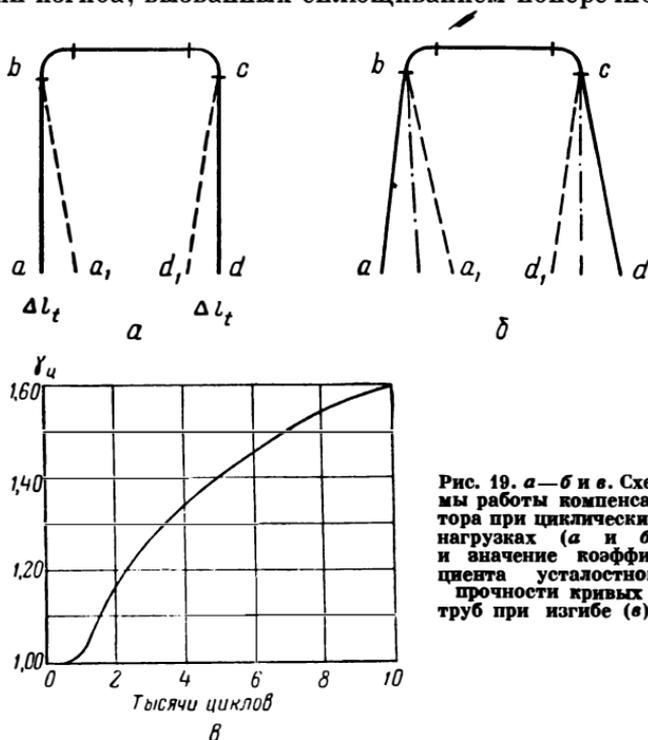


Рис. 19. а—б и в. Схемы работы компенсатора при циклических нагрузках (а и б) и значение коэффициента усталостной прочности кривых труб при изгибе (в).

Усталостная прочность кривых труб оценивается так называемым коэффициентом динамических напряжений, представляющих собой отношение изгибающего момента, вызывающего разрушение прямой трубы, к моменту, вызывающему разрушение кривой трубы при том же диаметре, толщине стенки и числе циклов. Экспериментальные исследования показали, что коэффициенты интенсификации динамических напряжений в кривых трубах вдвое меньше коэффициентов интенсификации кольцевых напряжений, возникающих при статических нагрузках. Учитывая действительные условия работы кривых труб в процессе самокомпенсации температурных деформаций, представляется возможным значительно повысить уровень компенсационных напряжений и производить расчет колен по формуле

$$\gamma_{\text{н}} \frac{M_{\text{н}}}{W} m_1 < R_2^{\text{н}}, \quad (2.23)$$

где $\gamma_{ц}$ — коэффициент, учитывающий усталостную прочность колен в зависимости от числа циклов изменения напряженного состояния за время эксплуатаций трубопроводной системы (определяется по графику рис. 19);

$M_{ц}$ — расчетный изгибающий момент от воздействия температурных и других периодически изменяющихся перемещений в $\kappa\Gamma \cdot \text{см}$;

W — момент сопротивления сечения колена в см^3 ;

m_1 — коэффициент интенсификаций напряжений в колене;

$R_2^{\text{н}}$ — нормативное сопротивление (предел текучести) при расчетной температуре в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Под расчетным циклом понимается полный размах перемещений (симметричный цикл) с принятой в расчете амплитудой и с изменением напряжений в кривых трубах от максимального до минимального значения.

Для практических расчетов с большим запасом можно принимать следующее количество циклов:

для надземных магистральных трубопроводов до 1000;

для компрессорных станций 1500;

для тепловых сетей 1500—2000;

для промышленных паропроводов 1500—3000;

для других трубопроводов — в зависимости от действительных условий их работы.

§ 13. РАСЧЕТ НЕУСИЛЕННЫХ ТРОЙНИКОВ

Соединение ответвления с магистральной линией, обычно называемое тройниковым, представляет собой конструктивно ослабленный участок трубопровода. Отверстие в магистральной трубе, а также резкое изменение площади поперечного сечения и направления потока, как правило, приводят к значительной концентрации напряжений на этом участке. Напряжения вокруг отверстия в этом случае становятся весьма значительными по сравнению с напряжениями в целой части трубопровода. Однако за счет упруго-пластической работы металла тройникового соединения эти высокие напряжения не определяют его несущую способность.

При проектировании неусиленных тройниковых соединений прежде всего обращается внимание на возможность циклического их нагружения.

В случае статического действия внутреннего давления, т. е. когда число циклов изменения нагрузки за весь период службы сооружения не превосходит 7000, размеры тройникового соединения определяются его несущей способностью. При циклическом же действии внутреннего давления необходимо, чтобы наибольшие напряжения в стенках тройникового соединения не превосходили предел выносливости металла тройника.

Для тонкостенных неусиленных тройниковых соединений (рис. 20), у которых отношение толщины стенки к диаметру находится в пределах от 0,01 до 0,035, толщины стенок магистральной трубы и ответвления при статическом действии внутреннего давления определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\delta_m &= \eta \delta_m^T, \\ \delta_o &= \eta \delta_o^T,\end{aligned}\tag{2.24}$$

где δ_m , δ_o — толщины стенок магистральной трубы и ответвления тройникового соединения;

δ_m^T , δ_o^T — толщины стенок труб, диаметры и материалы которых соответствуют диаметрам и материалам магистрали и ответвления тройникового соединения;

η — коэффициент несущей способности неусиленного тройникового соединения, определяемый по графику на рис. 21, в зависимости от отношения $\frac{D_o}{D_m}$.

Примечание. Если $\sigma_{вр(o)} > \sigma_{вр(m)}$ или $\sigma_{т(o)} > \sigma_{т(m)}$, то при определении δ_o принимается $\sigma_{вр(o)} = \sigma_{вр(m)}$, а $\sigma_{т(o)} = \sigma_{т(m)}$. Здесь $\sigma_{вр(m)}$, $\sigma_{вр(o)}$, $\sigma_{т(m)}$, $\sigma_{т(o)}$ — временное сопротивление и предел текучести материала магистральной трубы и ответвления соответственно.

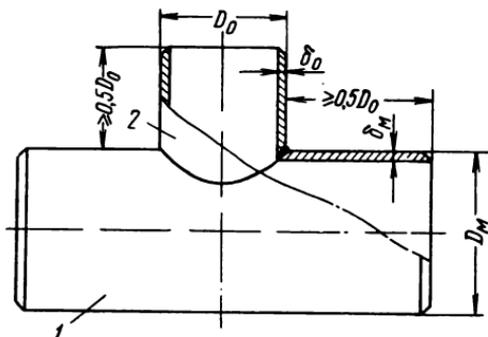


Рис. 20. Тонкостенный неусиленный тройник.
1 — магистральная труба тройникового соединения; 2 — ответвление.

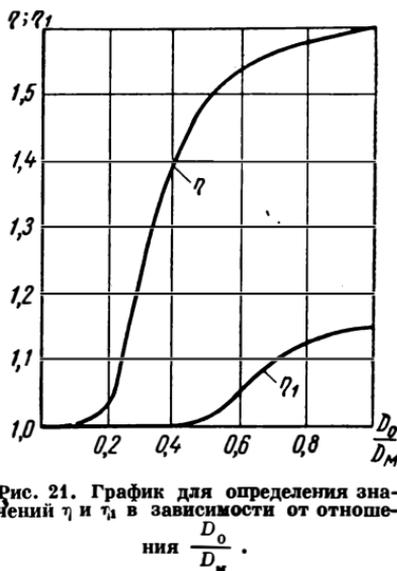


Рис. 21. График для определения значений η и η_1 в зависимости от отношения $\frac{D_o}{D_m}$.

Для толстостенных неусиленных равнопроходных тройниковых соединений (рис. 22) диаметром 102—273 мм с ответвлением под углом 90° при статическом действии нагрузки отношение давления

в целой трубе к давлению в тройнике характеризуется коэффициентом

$$\eta = \frac{1}{1 + \xi \frac{rr_1}{(r')^2} \sqrt{\frac{r\delta}{r_1\delta_1}}}; \quad (2.25)$$

здесь ξ — эмпирический коэффициент (определяется по табл. 7);

Таблица 7

Значения коэффициента ξ в формуле (2.25)

d , мм	102	133	219	273
ξ	0,145	0,190	0,230	0,245

- r — наружный радиус магистральной трубы тройника;
 r_1 — наружный радиус ответвления;
 r' — внутренний радиус магистральной трубы тройника;
 δ — толщина стенки магистральной трубы тройника;
 δ_1 — толщина стенки ответвления.

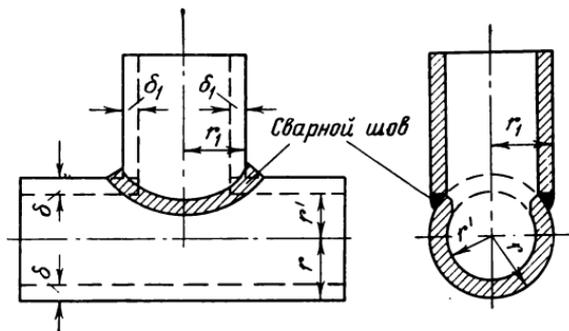


Рис. 22. Толстостенный неусиленный равнопроходный тройник.

Коэффициент интенсификации напряжений (т. е. отношение наибольшего напряжения, действующего в стенке тройникового соединения, к напряжению в целой трубе при прочих равных условиях) равнопроходного неусиленного тройника при изгибе его (рис. 20) определяется формулой

$$i = 0,9 \left(\frac{r}{\delta} \right)^{2/3}, \quad (2.26)$$

- где i — коэффициент интенсификации напряжений;
 r — радиус магистральной трубы тройника;
 δ — толщина стенки магистральной трубы тройника.

Конструктивные решения неусиленных тройниковых соединений выполняют путем врезки одной трубы в другую, причем ответвление приваривают к магистральной трубе тройника снаружи.

§ 14. РАСЧЕТ УСИЛЕННЫХ ТРОЙНИКОВ

Использование усиливающих накладок позволяет обеспечивать работу тройниковых соединений почти до таких же давлений, как и давления в магистральной линии. Усиливающие накладки, однако, не оказывают большого противодействия раннему появлению пластических деформаций и не могут быть поэтому эффективным средством повышения давления без достижения предела текучести в отдельных зонах сопряжения.

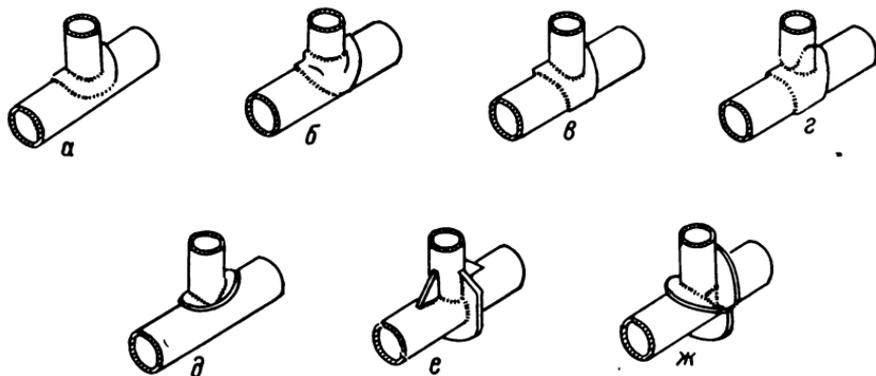


Рис. 23. Типы усиливающих накладок тройниковых соединений.

Некоторые виды усиливающих накладок показаны на рис. 23. Наиболее распространенными являются усиления в виде плоской накладки (рис. 23, а) и в виде воротника (рис. 23, б). При увеличении размеров плоской накладки она превращается в накладку, охватывающую всю магистральную трубу (рис. 23, в). Охватывающая усиливающая накладка может иметь заплечики (рис. 23, г). Усиление в виде косынок и подковообразного усиливающего ребра (рис. 23, е) вследствие большой жесткости приводит к значительной концентрации напряжений. Кольцевая усиливающая накладка может быть выполнена в виде «воротника» (рис. 23, д). При дополнении «воротника» жесткости третьим подковообразным ребром, охватывающим нижнюю часть магистральной линии, получается устройство, изображенное на рис. 23, ж. называемое усилением в виде трех ребер. Этот тип усиления очень сложен с точки зрения его пригонки и сварки, которую к тому же трудно проверить радиографическими способами.

Для тонкостенных, усиленных плоскими накладками тройниковых соединений (рис. 24) толщины стенок магистральной трубы и ответвления при статическом действии внутреннего давления определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\delta_m &= \eta_1 \delta_m^r; \\ \delta_o &= \eta_1 \delta_o^r.\end{aligned}\quad (2.27)$$

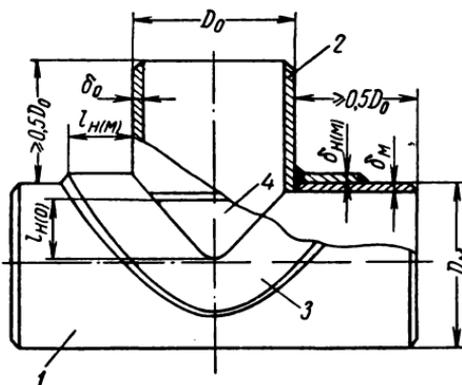


Рис. 24. Тонкостенный тройник, усиленный накладками.

1 — магистральная труба тройникового соединения; 2 — ответвление; 3 — накладка А; 4 — накладка В.

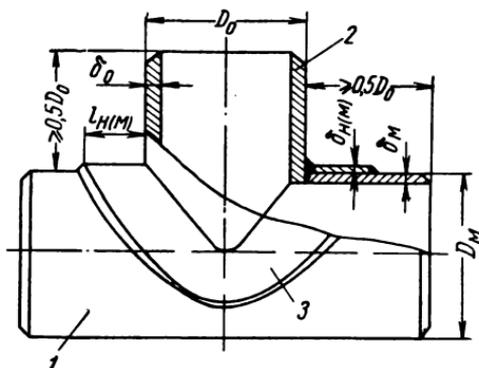


Рис. 25. Тонкостенный тройник с усиленным штуцером.

1 — магистральная труба тройникового соединения; 2 — ответвление; 3 — накладка А.

Для тонкостенных с усиленным штуцером тройниковых соединений (рис. 25) толщины стенок магистральной трубы и ответвления определяются по формулам:

$$\begin{aligned}\delta_m &= \eta_1 \delta_m^r; \\ \delta_o &= \eta_1 \delta_o^r.\end{aligned}\quad (2.28)$$

В формулах (2.27) и (2.28) η_1 — коэффициент несущей способности усиленного тройникового соединения, определяемый по графику на рис. 21, в зависимости от отношения $\frac{D_o}{D_m}$. Остальные обозначения те же, что и в формулах (2.24).

Толщины накладок на магистральной трубе и ответвлении тройниковых соединений для усиленных тройников (накладки А и В на рис. 24) и с усиленным штуцером (накладка А на рис. 25) принимаются:

$$\delta_{н(м)} = \delta_{н(о)} = \delta_m. \quad (2.29)$$

Ширины накладок А и В определяются по формулам:

$$l_{н(м)} = 0,4D_o; \quad l_{н(о)} = 0,3D_o. \quad (2.30)$$

Накладка В ставится только при $\frac{D_o}{D_m} \geq 0,5$.

Коэффициент интенсификации напряжений равнопроходного тройника, усиленного плоской накладкой при изгибе его (рис. 24), определяют по формуле

$$i = 0,9 \left(\frac{r}{\delta} \right)^{2/3} \left(1 + \frac{\delta_n}{2\delta} \right)^{-1/3}, \quad (2.31)$$

где i — коэффициент интенсификации напряжений;

r — радиус магистральной трубы тройника;

δ — толщина стенки магистральной трубы тройника;

δ_n — толщина плоской накладки.

§ 15. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРОЙНИКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Необходимо, чтобы выбор конструкции и технология изготовления деталей тройниковых соединений основывались на тщательной оценке всех факторов, влияющих на прочность ответвления. Большое значение при этом имеет контроль за качеством изготовления. Плохие пригонка и сварка и непровар корня шва могут создать области концентрации напряжений, которые способны привести к разрушению трубопровода.

Элементам усиления следует уделять тем большее внимание, чем выше действующие напряжения и температура. Трудно изготовить сварные равнопроходные тройники под углом 90° , не вызвав значительных деформаций, особенно при использовании усиления в виде накладок; затруднения еще более возрастают с увеличением диаметра трубопровода. Усиление, получаемое за счет использования для основной магистрали или ответвления труб с более толстой стенкой, обычно предпочитается накладкам и может применяться в большинстве случаев.

При соединении ответвлений следует избегать острых углов. Трудности изготовления соединений из труб возрастают по мере того, как отношение диаметра ответвления к диаметру трубопровода увеличивается. Когда это отношение превышает 50%, необходима высокая точность изготовления.

Наибольший эффект усиления обеспечивается при его концентрации вблизи отверстия. Если это позволяет режим потока рабочей среды, эффективность усиления можно повысить, расположив усиливающий металл не только на наружной, но и на внутренней поверхности трубы.

Не рекомендуется применять усиления в виде косынок или ребер жесткости, так как возле их концов или вблизи соединительных швов могут возникать большие концентрации напряжений. Особенно не следует использовать такие усиления на горячих трубопроводах, поскольку вдоль ребер создается высокий температурный градиент.

Если ребра все же применяются, то в местах их установки на горячих трубопроводах требуется усиленная изоляция.

Выбор элементов усиления (с учетом их конструктивных особенностей, технологии изготовления и методов контроля) должен основываться на предполагаемых условиях эксплуатации. Предпочтение следует отдавать таким усилениям, которые уменьшают деформативность и создают наилучшие возможности для подварки корня шва. В качестве примера отметим, что установка и приварка ответвления до выреза отверстия в магистральной линии уменьшают деформирование, особенно когда диаметр ответвления приближается к диаметру основной трубы.

§ 16. РАСЧЕТ КОНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДОВ

Геометрическая схема конического перехода от одного диаметра трубопровода к другому показана на рис. 26.

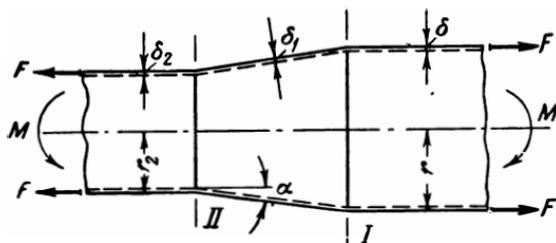


Рис. 6. Конический переход от одного диаметра трубопровода к другому.

Наиболее напряженными сечениями такого перехода являются сечения *I* и *II*. Напряжения по линии стыка цилиндра и конуса в плоскости большего диаметра конуса (сечение *I*) равны: для конуса

$$\sigma_{\text{прод}} = \mp 1,816C_3 + \frac{pr}{2\delta n \cos \alpha}; \quad (2.32)$$

$$\sigma_{\text{кольц}} = -C_1 + \frac{pr}{\delta n \cos \alpha} \mp 0,546C_3;$$

для цилиндра

$$\sigma_{\text{прод}} = \mp 1,816n^2C_3 + \frac{pr}{2\delta}; \quad (2.33)$$

$$\sigma_{\text{кольц}} = -C_2 + \frac{pr}{\delta} \mp 0,546n^2C_3.$$

Напряжения по линии стыка цилиндра и конуса в плоскости меньшего диаметра конуса (сечение *II*), равны:

для конуса

$$\sigma_{\text{прод}} = \pm 1,816C_3 + \frac{pr}{2\delta_2 n \cos \alpha}; \quad (2.34)$$

$$\sigma_{\text{кольц}} = C_1 + \frac{pr}{\delta_2 n \cos \alpha} \pm 0,546C_3$$

для цилиндра

$$\sigma_{\text{прод}} = \pm 1,816n^2C_3 + \frac{pr_2}{2\delta_2}; \quad (2.35)$$

$$\sigma_{\text{кольц}} = C_2 + \frac{pr_2}{\delta_2} \pm 0,546n^2C_3.$$

В уравнениях (2.32)—(2.35) верхние знаки относятся к напряжениям на наружной поверхности перехода, нижние — к напряжениям на внутренней поверхности. При этом принято, что сечения *I* и *II* находятся на достаточно большом расстоянии друг от друга (превышающем $2\sqrt{\frac{r\delta_1}{\cos \alpha}}$) и не испытывают значительного взаимного влияния.

Константы *C* определяются следующими выражениями:

$$C_1 = \frac{1}{C_4} \left[C_5 \left(\sqrt{n \cos \alpha} + \frac{1}{n^2} \right) - C_6 \left(2\sqrt{n \cos \alpha} + 1 + \frac{1}{n^2} \right) \right];$$

$$C_2 = \frac{1}{C_4} \left[C_5 \left(\sqrt{n \cos \alpha} + \frac{1}{n^2} \right) + C_6 \left(n^2 + 1 + \frac{2}{\sqrt{n \cos \alpha}} \right) \right];$$

$$C_3 = \frac{1}{n^2 C_4} \left[C_5 \left(\sqrt{n \cos \alpha} + 1 \right) + C_6 \left(n^2 - 1 \right) \right];$$

$$C_4 = n^2 + \frac{1}{n^2} + 2 \left(\sqrt{n \cos \alpha} + 1 + \frac{1}{\sqrt{n \cos \alpha}} \right);$$

для сопряжения по сечению *I*

$$C_5 = 2,57 \frac{\sqrt{r}}{\delta_1^{1,5}} \left[\frac{pr}{2} + \frac{F}{2\pi r} + \frac{M}{\pi r^2} \right] \operatorname{tg} \alpha;$$

$$C_6 = 0,85 \frac{pr}{\delta} \left(1 - \frac{1}{n \cos \alpha} \right);$$

$$n = \frac{\delta_1}{\delta};$$

для сопряжения по сечению *II*

$$C_5 = 2,57 \frac{\sqrt{r_2}}{\delta_2^{1,5}} \left[\frac{pr_2}{2} + \frac{F}{2\pi r_2} + \frac{M}{\pi r_2^2} \right] \operatorname{tg} \alpha;$$

$$C_6 = -0,85 \frac{pr_2}{\delta_2} \left(1 - \frac{1}{n \cos \alpha} \right);$$

$$n = \frac{\delta_1}{\delta_2}.$$

В формулах (2.32) — (2.35) приняты обозначения:

- r — радиус большого трубопровода в см;
 r_2 — радиус меньшего трубопровода в см;
 δ — толщина стенки большого трубопровода в см;
 δ_1 — толщина стенки конического перехода в см;
 δ_2 — толщина стенки меньшего трубопровода в см;
 α — угол наклона образующей конического перехода в градусах;
 p — внутреннее давление в кг/см²;
 F — продольная растягивающая сила, равная сумме внешней продольной силы и продольной нагрузки, обусловленной внутренним давлением p , в кг;
 M — изгибающий момент, действующий на конический переход, в кг·см.

§ 17. СФЕРИЧЕСКИЕ ЗАГЛУШКИ

Сферические заглушки имеют эллиптическую (или близкую к ней) форму.

Геометрические размеры таких заглушек (рис. 27) должны удовлетворять следующим соотношениям:

$$r_n \geq \frac{2h^2}{D_n}, \quad r_n \geq 0,1D_n, \quad (2.36)$$

$$\rho_n \leq D_n, \quad h \geq 0,2D_n.$$

Толщину стенки заглушки, удовлетворяющей этим соотношениям, определяют по формуле

$$\delta = \delta^r, \quad (2.37)$$

где δ — толщина стенки заглушки;

δ^r — толщина стенки трубы, диаметр и материал которой соответствует диаметру и материалу заглушки.

Для того чтобы работа цилиндрической оболочки (трубы) с заглушкой максимально приближалась к безмоментной, форма заглушки должна быть плавной, а следовательно, меридиональная кривая не должна иметь разрыва в первой производной и по возможности во второй.

Этому условию в лучшей степени соответствуют эллиптические заглушки и в несколько меньшей степени — торисферические (к ним, в частности, относятся и сферические заглушки), так как последние не удовлетворяют второму условию, поскольку для них характерен разрыв кривизны в месте сочленения тора со сферой.

Однако и для тех и для других заглушек целесообразно иметь по возможности большую величину h ; при этом наиболее благо-

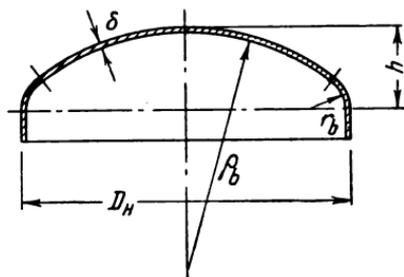


Рис. 27. Выпуклая заглушка.

Наиболее совершенным и обоснованным методом расчета линзовых компенсаторов является предложенный еще в 1936 г. С. Н. Соколовым.

Ниже приводятся основные формулы, предложенные С. Н. Соколовым, с учетом поправок, внесенных ВНИИСТ.

Минимальная толщина стенки линзы определяется по следующей формуле:

$$\delta = \lambda d \sqrt{\frac{k'' P_{\text{проб}}}{\sigma_{\tau}}}, \quad (2.38)$$

где δ — толщина стенки линзы в см;

d — диаметр трубы в см;

$P_{\text{проб}}$ — испытательное давление при опрессовке в $\text{кг}/\text{см}^2$;

σ_{τ} — предел текучести стали, из которой изготовлена линза, в $\text{кг}/\text{см}^2$;

k'' — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,1;

λ — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$; величина этого коэффициента находится из выражения

$$\lambda = \sqrt{\frac{(1-\beta)(1-\beta^2)}{8\beta^2(2+\beta)}}. \quad (2.39)$$

Для определения допускаемой осадки одной линзы компенсатора применяется формула

$$\Delta' = \frac{3\sigma_{\tau}}{4Ek'} \frac{d^2}{\delta} \alpha_1; \quad (2.40)$$

здесь Δ' — допускаемая осадка в мм;

E — модуль упругости стали в $\text{кг}/\text{см}^2$;

k' — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,2 при рабочем давлении $P_{\text{раб}} \leq 2,5 \text{ кг}/\text{см}^2$ или 1,3 при $2,5 \text{ кг}/\text{см}^2 < P_{\text{раб}} \leq 6 \text{ кг}/\text{см}^2$;

α_1 — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$, определяемый по формуле

$$\alpha_1 = \frac{6,9}{1-\beta} \left(\frac{1-\beta^2}{\beta^2} - \frac{4 \ln^2 \beta}{1-\beta^2} \right). \quad (2.41)$$

При условии предварительной растяжки линзы компенсатора на величину Δ' допускаемую осадку определяют по формуле

$$\Delta = 2\Delta' - \left(\alpha_3 - \frac{\alpha_2}{k'} \right) \frac{P_{\text{раб}} d^4}{E\delta^3}, \quad (2.42)$$

где Δ — допускаемая осадка в мм;

$P_{\text{раб}}$ — рабочее давление в $\text{кг}/\text{см}^2$;

α_2 и α_3 — коэффициенты, зависящие от отношения $\beta = \frac{d}{D}$; значения этих коэффициентов:

$$\alpha_2 = 0,286 \frac{(1-\beta)(1+2\beta)}{\beta^2} \left(\frac{1-\beta^2}{\beta^2} - \frac{4 \ln^2 \beta}{1-\beta} \right), \quad (2.43)$$

$$\alpha_3 = 0,850 \left[0,75 - \frac{1}{\beta^2} + \frac{0,25}{\beta^4} + \ln \beta \left(\frac{1}{\beta^2} + \frac{4 \ln \beta}{1-\beta^2} \right) \right]. \quad (2.44)$$

Размерности остальных величин в формулах (2.40) и (2.42) — $\kappa\Gamma$ и см .

Ввиду того что второе слагаемое в правой части формулы (2.42) достаточно мало по сравнению с первым, можно без особого ущерба для точности определять допускаемую осадку Δ по более простой формуле

$$\Delta = 2\Delta'. \quad (2.45)$$

Температурный распор компенсатора, равный одновременно усилию предварительной растяжки компенсатора,

$$P' = \frac{1,25\delta^2}{1-\beta} \frac{\pi\sigma_{\text{к}}}{k'}. \quad (2.46)$$

Кроме температурного распора, на мертвые опоры трубопровода передается распор за счет давления на внутреннюю поверхность линзы. Величина этого распора, который, так же как и температурный распор, не зависит от числа линз в компенсаторе, определяется выражением

$$P'' = \frac{P_{\text{раб}} d^2}{k'} \varphi. \quad (2.47)$$

Размерности величин, входящих в формулы (2.46) и (2.47), также $\kappa\Gamma$ и см ; φ — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$, определяемый по формуле

$$\varphi = \frac{\pi}{12} \frac{(1-\beta)(1+2\beta)}{\beta^2}. \quad (2.48)$$

Таким образом, полный распор компенсатора на мертвые опоры трубопровода

$$R = P' + P''. \quad (2.49)$$

При наличии заглушки или задвижки усилие на мертвую опору будет

$$R_{\text{max}} = R + \frac{\pi d^2}{4} P_{\text{раб}}. \quad (2.50)$$

Для подсчета числа линз необходимо пользоваться формулой

$$i = \frac{\Delta_{\text{к}}}{\Delta}, \quad (2.51)$$

где i — число линз;

Δ — компенсирующая способность (допускаемая осадка) одной линзы;

$\Delta_{\text{н}}$ — компенсирующая способность, требуемая по расчету для данного участка трубопровода.

Значения вспомогательных коэффициентов α_1 , α_2 , α_3 , λ и φ в зависимости от β приведены в табл. 8.

Таблица 8

Значения коэффициентов α_1 , α_2 , α_3 , λ и φ
в зависимости от отношения $\beta = \frac{d}{D}$

β	α_1	α_2	α_3	λ	φ
0,36	20,68	4,565	4,106	0,400	2,224
0,38	17,28	3,350	2,970	0,369	1,978
0,40	14,39	2,420	2,158	0,340	1,767
0,42	12,03	1,758	1,573	0,315	1,584
0,44	10,14	1,282	1,156	0,291	1,424
0,46	8,51	0,935	0,847	0,270	1,283
0,48	7,167	0,684	0,625	0,250	1,158
0,50	6,033	0,501	0,459	0,22	1,047
0,52	5,074	0,366	0,335	0,214	0,946
0,54	4,28	0,268	0,247	0,199	0,859
0,56	3,603	0,196	0,181	0,184	0,779
0,58	3,016	0,141	0,198	0,170	0,706
0,60	2,524	0,102	0,096	0,157	0,640
0,62	2,112	0,0737	0,0689	0,145	0,580
0,64	1,762	0,0527	0,0490	0,134	0,525
0,66	1,465	0,0374	0,0348	0,123	0,474
0,68	1,203	0,0261	0,0250	0,112	0,428
0,70	0,987	0,0181	0,0173	0,130	0,385
0,72	0,8065	0,01234	0,0118	0,0935	0,345
0,74	0,6515	0,00827	0,0800	0,047	0,308
0,76	0,512	0,00534	0,00539	0,0764	0,274
0,78	0,404	0,00340	0,00352	0,0684	0,242
0,80	0,305	0,00209	0,00222	0,0608	0,2127
0,82	0,234	0,001334	0,00140	0,0586	0,185
0,84	0,1725	0,000694	0,000884	0,0466	0,159
0,86	0,1138	0,000340	0,000578	0,0400	0,135
0,88	0,0742	0,000158	0,00038	0,0336	0,112
0,90	0,0476	0,000069	0,000246	0,0273	0,905

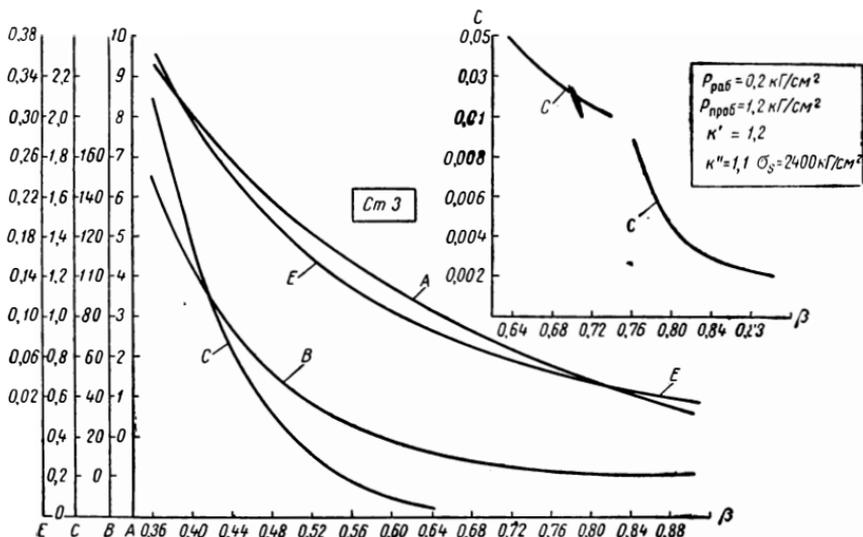


Рис. 30. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $p_{\text{раб}} = 0,2 \text{ кг/см}^2$ ($p_{\text{проб}} = 1,2 \text{ кг/см}^2$).

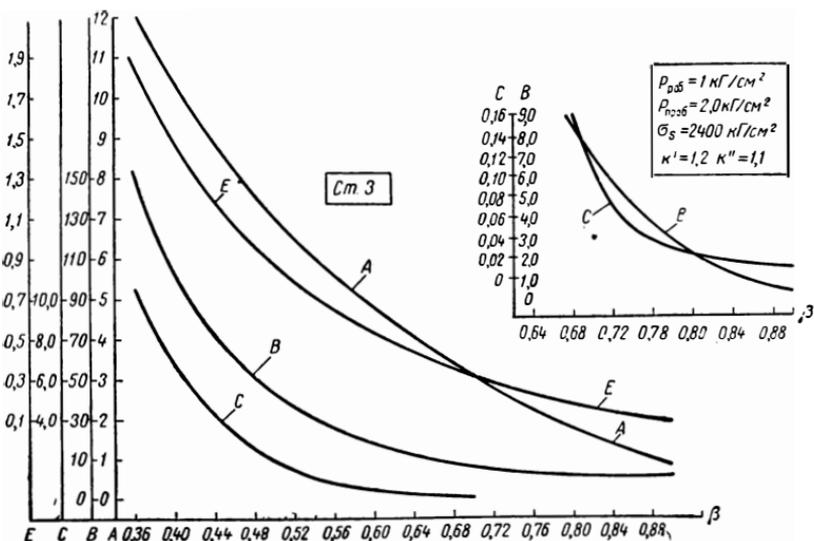


Рис. 31. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $p_{\text{раб}} = 1 \text{ кг/см}^2$ ($p_{\text{проб}} = 2,0 \text{ кг/см}^2$).

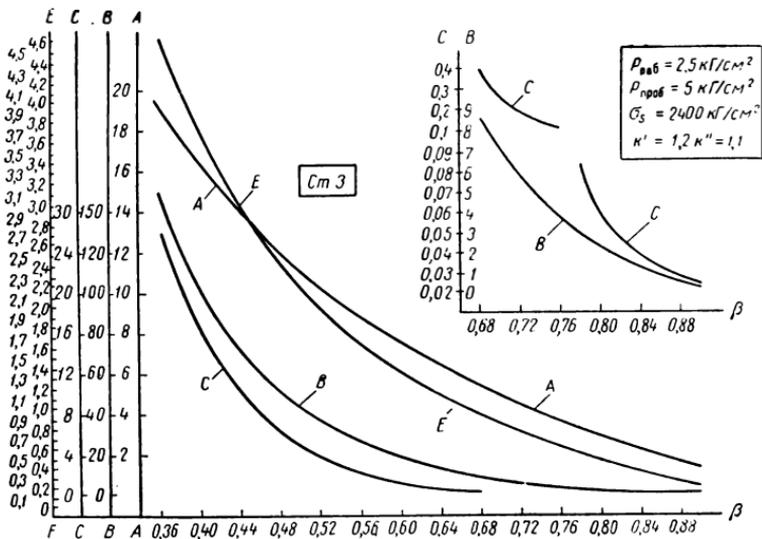


Рис. 32. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $P_{раб} = 2,5 \text{ кг/см}^2$ ($P_{проб} = 5,0 \text{ кг/см}^2$).

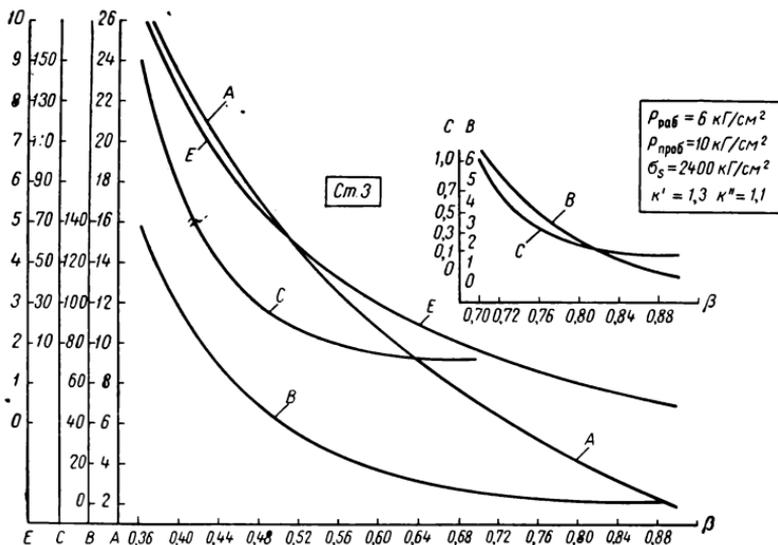


Рис. 33. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $P_{раб} = 6,0 \text{ кг/см}^2$ ($P_{проб} = 10 \text{ кг/см}^2$).

Если линзовые компенсаторы изготавливаются из стали марки Ст.3, то, подставив в приведенные выше формулы значения $\sigma_T = 2400 \text{ кг/см}^2$ и $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$, можно получить более простые расчетные формулы, имеющие вид:

$$\delta = \frac{Ad}{1000}, \quad (2.52)$$

$$\Delta' = B \frac{d^2}{\delta \cdot 10^4}, \quad (2.53)$$

$$\Delta = 2\Delta' - C \frac{d^4}{\delta^3 \cdot 10^8}, \quad (2.54)$$

$$P' = 7850 \frac{\delta^2}{1 - \beta}, \quad (2.55)$$

$$P'' = Ed^2. \quad (2.56)$$

В этих формулах P' , d и δ измеряются в кг и см , Δ' и Δ — в мм ; A , B , C и E — коэффициенты, зависящие от отношения $\beta = \frac{d}{D}$ и рабочего и испытательного давления.

Для рабочих давлений, равных 0,2; 1; 2,5 и 6,0 кг/см^2 , значения коэффициентов A , B , C и E могут быть получены по графикам, представленным на рис. 30—33.

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

§ 19. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ

В процессе эксплуатации температура трубопроводов не остается постоянной, а изменяется.

При нагреве длина трубопроводов увеличивается, при остывании уменьшается на 1,2—1,4 мм на метр длины на каждые 100° С изменения температуры. Это заставляет предусматривать специальные меры для восприятия тепловых изменений длины трубопроводов.

Компенсация температурных удлинений трубопроводов только за счет упругого сжатия возможна лишь в случаях изменений температуры в пределах до 30° С, что имеет место, например, в циркуляционных, хозяйственных и противопожарных трубопроводах.

При большей разности температур и невозможности при этом применить по условиям давления специальные компенсирующие устройства единственным и наиболее надежным способом компенсации тепловых удлинений является самокомпенсация, под которой иногда понимается использование гибкости только естественной трассы трубопровода. Более правильно, однако, под этим термином понимать все случаи компенсации за счет изгиба труб, включая и специальные гнутые компенсаторы.

Самокомпенсация достигается путем выбора для трубопровода такой трассы, при которой температурные удлинения отдельных его участков будут восприниматься деформациями изгиба и кручения других участков, составляющих некоторый угол к данному участку. Изменения направления трассы трубопровода, необходимые при самокомпенсации, в некоторых случаях осложняют прокладку трубопроводов, требуя значительного места и часто вызывая неизбежное увеличение их общей длины.

Как известно, при нагревании удлинение металлов пропорционально длине и приблизительно пропорционально температуре, так как коэффициент температурного удлинения в свою очередь зависит от температуры. Однако это отклонение от закона пропорциональности весьма незначительно, и поэтому во всех последующих

расчетах температурные удлинения принимаются пропорциональными длине и изменению температуры.

Система трубопровода любой конфигурации удлиняется в направлении прямой, соединяющей ее конечные точки. Величина температурного удлинения равняется произведению температурного удли-

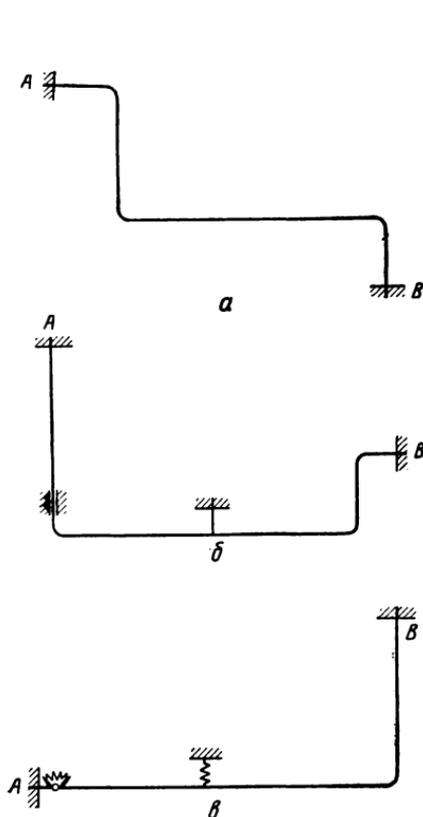


Рис. 34. Плоские простые трубопроводы.

a — без промежуточных опор; *б* — с промежуточными жесткими опорами; *в* — с упругими опорами.

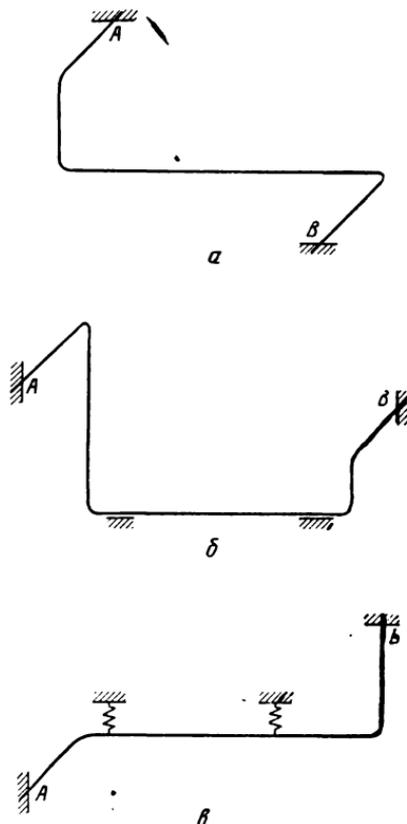


Рис. 35. Пространственные простые трубопроводы.

a — без промежуточных опор; *б* — с промежуточными жесткими опорами; *в* — с упругими опорами.

нения, соответствующего данной разности температур, на расстояние по прямой между конечными точками системы.

Будем называть участком трубопровода упругую систему, составленную из стержневых элементов различной жесткости: прямых труб, колен, а также смонтированной на трубопроводе арматуры. Участок трубопровода представляет собой геометрически неизменяемую систему, т. е. такое соединение отдельных элементов, которое не допускает их относительных смещений без деформаций элементов.

Трубопроводы, рассчитываемые на температурные воздействия, делятся на две большие группы:

- 1) простые трубопроводы;
- 2) сложные трубопроводы.

П р о с т ы е т р у б о п р о в о д ы. Трубопровод называется простым, если он на всем своем протяжении от одной неподвижной опоры до другой не имеет ответвлений. Различают плоские и пространственные простые трубопроводы.

Плоским простым трубопроводом называется трубопровод, у которого все его элементы расположены в одной плоскости, причем в этой же плоскости происходят и возможные смещения неподвижных

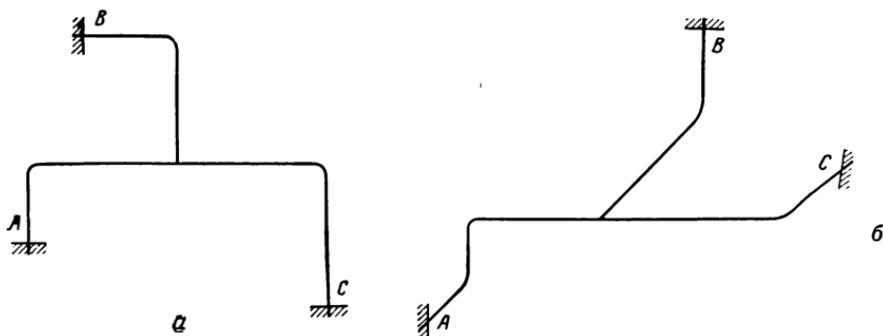


Рис. 36. Сложные трубопроводы.

a — плоский сложный трубопровод без промежуточных опор; *б* — пространственный сложный трубопровод без промежуточных опор.

и промежуточных опор. В зависимости от характера промежуточных опор плоские простые трубопроводы делятся на трубопроводы без промежуточных опор (рис. 34, *a*), с промежуточными жесткими опорами (рис. 34, *б*) и с промежуточными упругими опорами (рис. 34, *в*).

Пространственным простым называется трубопровод, отдельные элементы которого расположены не в одной, а в разных плоскостях. Пространственным называется также такой плоский трубопровод, у которого возможные смещения неподвижных и промежуточных опор происходят из плоскости трубопровода. Так же как и плоские, пространственные простые трубопроводы делятся на трубопроводы без промежуточных опор (рис. 35, *a*), с промежуточными жесткими опорами (рис. 35, *б*) и с промежуточными упругими опорами (рис. 35, *в*).

С л о ж н ы е т р у б о п р о в о д ы. Трубопроводы называются сложными, если они имеют хотя бы один подвижный узел, в котором сходятся более чем две трубы. Сложные трубопроводы могут быть плоскими и пространственными; плоский и пространственный сложные трубопроводы без промежуточных опор показаны на рис. 36.

§ 20. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Основным расчетным звеном трубопровода является участок трубопровода, представляющий собой, как правило, статически неопределимую систему.

Напомним, что статически неопределимой называется такая система, у которой при действии произвольной нагрузки не все продольные и поперечные силы и моменты могут быть найдены из уравнений равновесия твердого тела или системы твердых тел. Отличительной особенностью статически неопределимой системы является

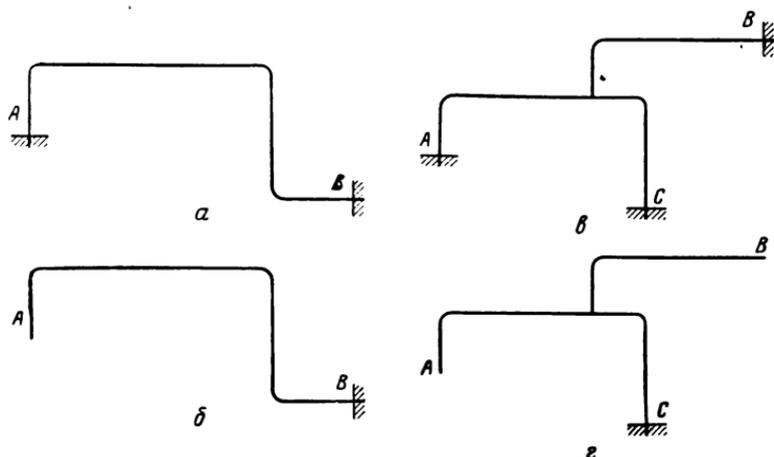


Рис. 37. Схемы участков трубопроводов и их основные системы.

a — плоский простой трижды статически неопределимый участок трубопровода; *б* — статически определимая система, образованная на основе плоского простого участка трубопровода; *в* — плоский сложный 6 раз статически неопределимый участок трубопровода; *г* — статически определимая система, образованная на основе плоского сложного участка трубопровода.

наличие в ней лишних связей, которые могут быть удалены без нарушения геометрической неизменяемости и неподвижности системы. Наибольшее количество таких связей, которое может быть удалено одновременно, называется количеством лишних связей.

Наличие лишних связей в геометрически неизменяемой системе является необходимым и достаточным признаком ее статической неопределимости. Количество лишних связей определяет степень статической неопределимости системы.

Например, участок трубопровода, изображенный на рис. 37, *a*, представляет собой трижды статически неопределимую систему, так как для его превращения в статически определимую систему (рис. 37, *б*) необходимо удалить одновременно три связи: две связи, препятствующие горизонтальному и вертикальному смещениям конца *A* участка, и третью связь, препятствующую повороту этого

конца. Участок же трубопровода, изображенный на рис. 37, в, представляет собой шесть раз статически неопределимую систему, так как для превращения его в статически определимую систему (рис. 37, г) необходимо удалить две неподвижные опоры, каждая из которых препятствует трем смещениям — двум линейным и одному угловому.

Основная задача расчета участка трубопровода как статически неопределимой системы формулируется следующим образом: по заданным геометрической схеме, разности температур горячего и холодного состояний трубопровода и размерам всех труб, составляющих участок, требуется определить усилия и деформации системы.

Способы решения этой задачи существенно различаются между собой в зависимости от выбора основных неизвестных, т. е. таких, которые должны быть найдены в первую очередь и при посредстве которых, после того как они найдены, легко определяются все остальные неизвестные.

При расчете на температурные воздействия простых трубопроводов в качестве основных неизвестных, как правило, принимаются усилия в лишних связях, и поэтому указанный метод расчета носит название метода сил. Для расчета же на температурные воздействия сложных трубопроводов в качестве основных неизвестных принимаются перемещения системы, представляющие собой результат ее деформаций, ввиду чего метод расчета носит название метода деформаций (перемещений).

§ 21. РАСЧЕТ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ СИЛ

Расчет простых трубопроводов по методу сил начинается с выбора так называемой основной системы, получающейся из заданной системы при помощи удаления того или иного количества лишних связей. Отбрасывается такое количество связей, которое в точности равняется количеству лишних связей. Тогда основная система получается геометрически неизменяемой и статически определимой. При этом необходимо обращать внимание не только на количество отбрасываемых связей, но и на их расположение, для того чтобы случайно не получилась система, обладающая в той или иной своей части или в целом геометрической изменяемостью.

Выбор основной системы начинается с подсчета лишних связей в заданной системе, после чего намечают различные возможные варианты выбора отбрасываемых связей. Полученные основные системы проверяют с точки зрения их геометрической неизменяемости.

Для плоских простых трубопроводов, как правило, основную систему получают из заданной путем удаления одной из неподвижных и всех промежуточных опор. Плоский простой трубопровод

с тремя промежуточными опорами и основная система, образованная отбрасыванием неподвижной опоры A и всех трех промежуточных опор, принимаемая при расчете такого трубопровода на температурные воздействия, показаны на рис. 38.

Таким образом, для плоских простых трубопроводов основная система в общем случае представляет собой консоль переменного сечения и произвольного очертания.

Когда основная система выбрана, то усилия, которые заменяют собой отброшенные связи, принимаются за основные неизвестные. На рис. 38, б показаны основные неизвестные плоского простого трубопровода — опорные реакции неподвижной опоры A и реакции промежуточных опор. Эти неизвестные являются основными по той роли, которую они играют при расчете статически неопределимой системы, вся трудность которого заключается в нахождении этих неизвестных; коль скоро они вычислены, все остальные усилия определяются следующим образом.

Рис. 38. Плоский простой трубопровод и его основная система.

a — плоский простой трубопровод с тремя промежуточными опорами; b — основная система, принимаемая для расчета трубопровода на температурные воздействия.

В произвольном сечении плоского простого трубопровода действуют: изгибающий момент M и составляющие усилия S_x и S_y (проекция на координатные оси).

Тогда будем иметь:

$$\begin{aligned} M &= M_1 X_1 + M_2 X_2 + \dots + M_i X_i + \dots + M_n X_n; \\ S_x &= S_{x1} X_1 + S_{x2} X_2 + \dots + S_{xi} X_i + \dots + S_{xn} X_n; \\ S_y &= S_{y1} X_1 + S_{y2} X_2 + \dots + S_{yi} X_i + \dots + S_{yn} X_n; \end{aligned} \quad (3.1)$$

здесь M_i , S_{xi} и S_{yi} — моменты и усилия, возникающие в том же сечении основной системы при действии единичной силы $X_i = 1$. Так как основная система является статически определимой, то величины M_i , S_{xi} и S_{yi} определяются из уравнений статики.

Для нахождения основных неизвестных плоских простых трубопроводов заданная система как бы заменяется основной системой. Но в то время как заданная система нагружена разностью температур и заданным смещением неподвижных опор, основная сверх того

Таким образом, расчет плоских простых трубопроводов на температурные воздействия методом сил следует производить по следующей схеме:

- 1) выбирается основная система и назначаются основные неизвестные;
- 2) вычисляются величины единичных перемещений δ_{ik} ($i, k = 1, 2, 3, \dots, n$), температурных перемещений Δ_{it} и перемещений опор Δ_{ic} ;
- 3) составляется и решается система канонических уравнений метода сил;
- 4) по уравнениям (3.1) определяются усилия в сечениях трубопровода.

§ 22. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕДИНИЧНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Единичные перемещения плоских простых трубопроводов определяются по формуле

$$\delta_{ik} = \sum_{(s)} \int \frac{\nu M_i M_k}{k} ds, \quad (3.3)$$

где δ_{ik} — единичное перемещение по i -му направлению, вызванное единичным воздействием, приложенным в точке K ;

M_i — изгибающий момент от единичного воздействия, приложенного в точке I ;

M_k — изгибающий момент от единичного воздействия, приложенного в точке K ;

ν — отношение жесткости основного элемента трубопровода к жесткости рассматриваемого элемента;

k — коэффициент понижения жесткости криволинейных элементов трубопровода.

Плоский простой трубопровод без промежуточных опор. Для определения единичных перемещений плоского простого трубопровода без промежуточных опор основную систему выбирают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A (рис. 39). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A .

Система координат назначается так: начало координат помещается в отброшенной неподвижной опоре A , ось абсцисс направляется вправо, а ось ординат вверх. Отдельные элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 39.

Единичные перемещения плоского простого трубопровода без промежуточных опор определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \delta_{11} &= \sum \bar{\delta}_{11}; \\ \delta_{22} &= \sum \bar{\delta}_{22}; \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned}
 \delta_{33} &= \sum \bar{\delta}_{33}; \\
 \delta_{13} &= \sum \bar{\delta}_{13}; \\
 \delta_{23} &= \sum \bar{\delta}_{23}; \\
 \delta_{12} &= \sum \bar{\delta}_{12};
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

здесь $\bar{\delta}_{11}$, $\bar{\delta}_{22}$, $\bar{\delta}_{33}$, $\bar{\delta}_{12}$, $\bar{\delta}_{23}$ и $\bar{\delta}_{13}$ — перемещения, обусловленные каждым отдельным элементом трубопровода.

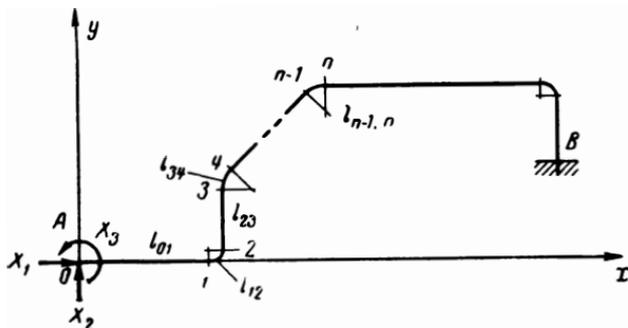


Рис. 39. Основная система и маркировка элементов плоского трубопровода без промежуточных опор.

Суммирование в формулах (3.4) распространяется на все элементы рассматриваемого трубопровода, которые могут быть как прямолинейными, так и криволинейными.

Произвольно расположенный прямолинейный элемент показан на рис. 40; его положение на плоскости определяется координатами концов x_{n-1} , y_{n-1} , x_n и y_n .

Для прямолинейных элементов трубопровода

$$\begin{aligned}
 \bar{\delta}_{11} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} \right)^2 + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right]; \\
 \bar{\delta}_{22} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right]; \\
 \bar{\delta}_{33} &= \nu l_{n-1, n}; \\
 \bar{\delta}_{12} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\
 \bar{\delta}_{23} &= -\nu l_{n-1, n} \frac{x_n + x_{n-1}}{2}; \\
 \bar{\delta}_{13} &= \nu l_{n-1, n} \frac{y_n + y_{n-1}}{2},
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

где x_{n-1} , y_{n-1} — координаты начала рассматриваемого элемента трубопровода;

x_n , y_n — координаты его конца;

$l_{n-1, n}$ — длина этого элемента;

ν — отношение жесткостей основного и рассматриваемого элементов трубопровода.

Произвольно расположенный криволинейный элемент трубопровода, очерченный по дуге окружности, показан на рис. 41. Положение его на плоскости определяется координатами центра окружности, по которой очерчен рассматриваемый элемент, и углом наклона начальной касательной к положительному направлению оси x ; угол α отсчитывается против часовой стрелки.

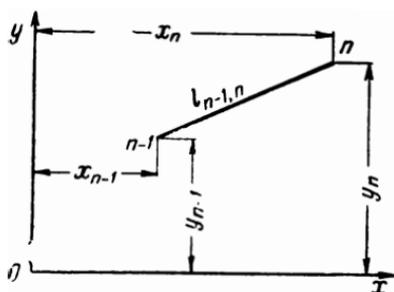


Рис. 40. Произвольно расположенный прямолинейный элемент.

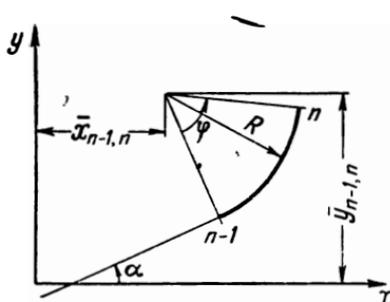


Рис. 41. Произвольно расположенный криволинейный элемент.

Для подобных криволинейных элементов

$$\begin{aligned} \bar{\delta}_{11} &= l_{\phi} (\bar{y}_{n-1, n}^2 C_1 - 2R\bar{y}_{n-1, n} C_2 + R^2 C_4); \\ \bar{\delta}_{22} &= l_{\phi} (\bar{x}_{n-1, n}^2 C_1 + 2R\bar{x}_{n-1, n} C_3 + R^2 C_5); \\ \bar{\delta}_{33} &= l_{\phi} C_1; \\ \bar{\delta}_{12} &= l_{\phi} (-\bar{x}_{n-1, n} \bar{y}_{n-1, n} C_1 + R\bar{x}_{n-1, n} C_2 - \\ &\quad - R\bar{y}_{n-1, n} C_3 + R^2 C_6); \\ \bar{\delta}_{23} &= l_{\phi} (-\bar{x}_{n-1, n} C_1 - RC_3); \\ \bar{\delta}_{13} &= l_{\phi} (\bar{y}_{n-1, n} C_1 - RC_2); \end{aligned} \quad (3.6)$$

где $l_{\phi} = \frac{\nu R}{k}$;

$$C_1 = \varphi;$$

$$C_2 = 2 \sin \frac{\varphi}{2} \cos \left(\alpha + \frac{\varphi}{2} \right); \quad (3.7)$$

$$C_3 = 2 \sin \frac{\varphi}{2} \sin \left(\alpha + \frac{\varphi}{2} \right);$$

$$C_4 = \frac{\varphi + \sin \varphi \cos (2\alpha + \varphi)}{2};$$

$$C_5 = \frac{\varphi - \sin \varphi \cos (2\alpha + \varphi)}{2};$$

$$C_6 = \frac{\sin \varphi \sin (2\alpha + \varphi)}{2};$$

$\bar{x}_{n-1, n}$, $\bar{y}_{n-1, n}$ — координаты центра окружности, по которой очерчен рассматриваемый криволинейный элемент;
 R — радиус прогиба криволинейного элемента;
 ν — отношение жесткостей основного и рассматриваемого элементов трубопровода;
 k — коэффициент понижения жесткости криволинейного элемента (определяется по таблицам главы второй);
 φ — центральный угол криволинейного элемента в рад;
 α — угол наклона начальной касательной к положительному направлению оси x в рад.

Значения коэффициентов C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 и C_6 для часто встречающихся положений криволинейных элементов приведены в табл. 9.

Таблица 9

Значения коэффициентов C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 и C_6

α°	φ°	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	C_6
0	90	+1,571	+1,000	+1,000	+0,785	+0,785	+0,500
45	90	+1,571	0	+1,414	+0,285	+1,285	0
90	90	+1,571	-1,000	+1,000	+0,785	+0,785	-0,500
135	90	+1,571	-1,414	0	+1,285	+0,285	0
180	90	+1,571	-1,000	-1,000	+0,785	+0,785	+0,500
225	90	+1,571	0	-1,414	+0,285	+1,285	0
270	90	+1,571	+1,000	-1,000	+0,785	+0,785	-0,500
315	90	+1,571	+1,414	0	+1,285	+0,285	0
0	45	+0,785	+0,708	+0,293	+1,035	+0,535	+0,250
45	45	+0,785	+0,293	+0,708	+0,535	+1,035	+0,250
90	45	+0,785	-0,293	+0,708	+0,535	+1,035	-0,250
135	45	+0,785	-0,708	+0,293	+1,035	+0,535	-0,250
180	45	+0,785	-0,708	-0,293	+1,035	+0,535	+0,250
225	45	+0,785	-0,293	-0,708	+0,535	+1,035	+0,250
270	45	+0,785	+0,293	-0,708	+0,535	+1,035	-0,250
315	45	+0,785	+0,708	-0,293	+1,035	+0,535	-0,250

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой,

имеющей вертикальную реакцию, основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и промежуточной опоры (рис. 42). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакция промежуточной опоры. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 42, где m — точка приложения реакции промежуточной опоры.

Единичными перемещениями такого трубопровода являются

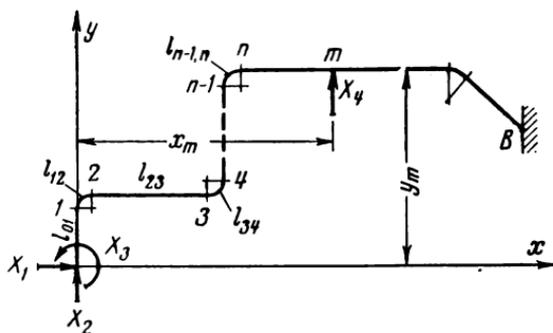


Рис. 42. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию.

$$\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{44}, \delta_{12}, \delta_{13}, \delta_{14}, \delta_{23}, \delta_{24}, \delta_{34}.$$

Перемещения $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{12}, \delta_{23}$ и δ_{13} находят по формулам (3.4), а остальные — определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \delta_{44} &= \sum \bar{\delta}_{44}; \\ \delta_{14} &= \sum \bar{\delta}_{14}; \\ \delta_{24} &= \sum \bar{\delta}_{24}; \\ \delta_{34} &= \sum \bar{\delta}_{34}, \end{aligned} \quad (3.8)$$

где $\bar{\delta}_{44}, \bar{\delta}_{14}, \bar{\delta}_{24}$ и $\bar{\delta}_{34}$ — перемещения, обусловленные отдельным элементом трубопровода.

Суммирование в формулах (3.8) распространяется на элементы трубопровода с номерами $n-1 \geq m$, т. е. только на элементы, расположенные справа от промежуточной опоры; это условие сохраняется и для других рассматриваемых далее случаев плоских простых трубопроводов с одной промежуточной опорой.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40)

$$\begin{aligned} \bar{\delta}_{44} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{14} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right) \frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{24} &= \nu l_{n-1, n} \left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{34} &= -\nu l_{n-1, n} \left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right); \end{aligned} \quad (3.9)$$

здесь x_m — абсцисса точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (3.5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\begin{aligned} \bar{\delta}_{44} &= l_{\phi} [(\bar{x}_{n-1, n} - x_m)^2 C_1 + 2R(\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_3 + R^2 C_5]; \\ \bar{\delta}_{14} &= l_{\phi} [- (\bar{x}_{n-1, n} - x_m) \bar{y}_{n-1, n} C_1 + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_3 - \\ &\quad - R \bar{y}_{n-1, n} C_3 + R^2 C_6]; \end{aligned} \quad (3.10)$$

$$\begin{aligned} \bar{\delta}_{24} &= l_{\phi} [\bar{x}_{n-1, n} (\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_1 + \\ &\quad + 2R(\bar{x}_{n-1, n} - \frac{x_m}{2}) C_3 + R^2 C_5]; \end{aligned}$$

$$\bar{\delta}_{34} = l_{\phi} [- (\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_1 - R C_3];$$

здесь x_m — абсцисса точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию, основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и промежуточной опоры (рис. 43). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакция промежуточной опоры.

Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 43, где m — точка приложения реакции промежуточной опоры.

Единичными перемещениями такого трубопровода являются

$$\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{55}, \delta_{12}, \delta_{13}, \delta_{15}, \delta_{23}, \delta_{25}, \delta_{35}.$$

Перемещения $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{12}, \delta_{23}$ и δ_{13} находят по формулам (3.4), а остальные определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \delta_{55} &= \sum \bar{\delta}_{55}; \\ \delta_{15} &= \sum \bar{\delta}_{15}; \\ \delta_{25} &= \sum \bar{\delta}_{25}; \\ \delta_{35} &= \sum \bar{\delta}_{35}, \end{aligned} \quad (3.11)$$

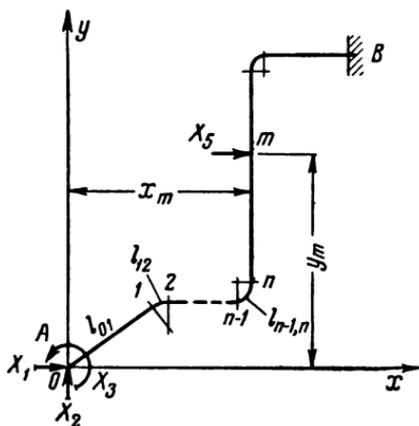


Рис. 43. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию.

где $\bar{\delta}_{55}$, $\bar{\delta}_{15}$, $\bar{\delta}_{25}$ и $\bar{\delta}_{35}$ — перемещения, обусловленные отдельным элементом трубопровода.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40)

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{55} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right)^2 + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{15} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right) \frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{25} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{35} &= \nu l_{n-1, n} \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right);\end{aligned}\quad (3.12)$$

здесь y_m — ордината точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (3.5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{55} &= l_\phi [(\bar{y}_{n-1, n} - y_m)^2 C_1 - 2R(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_2 + R^2 C_4]; \\ \bar{\delta}_{15} &= l_\phi \left[\bar{y}_{n-1, n} (\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_1 - 2R \left(\bar{y}_{n-1, n} - \frac{y_m}{2} \right) C_2 + R^2 C_4 \right]; \\ \bar{\delta}_{25} &= l_\phi [-\bar{x}_{n-1, n} (\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_1 + \\ &+ R \bar{x}_{n-1, n} C_2 - R (\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_3 + R^2 C_6]; \\ \bar{\delta}_{35} &= l_\phi [(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_1 - R C_2],\end{aligned}\quad (3.13)$$

где y_m — ордината точки приложения реакции промежуточной опоры; значения остальных величин те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

Плоский простой трубопровод с одной неподвижной промежуточной опорой. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с одной неподвижной промежуточной опорой основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и промежуточной опоры (рис. 44). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и компоненты реакции промежуточной опоры. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 44, где m — точка расположения промежуточной опоры.

Единичные перемещения такого трубопровода δ_{11} , δ_{22} , δ_{33} , δ_{44} , δ_{55} , δ_{12} , δ_{13} , δ_{14} , δ_{15} , δ_{23} , δ_{24} , δ_{25} , δ_{34} и δ_{35} определяют по формулам (3.4), (3.8) и (3.11), а единичное перемещение δ_{45} находят по формуле

$$\delta_{45} = \sum \bar{\delta}_{45}, \quad (3.14)$$

где $\bar{\delta}_{45}$ — перемещение, обусловленное отдельным элементом трубопровода.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40).

$$\bar{\delta}_{45} = -\nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right) \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right], \quad (3.15)$$

где x_m, y_m — координаты точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формуле (3.5).

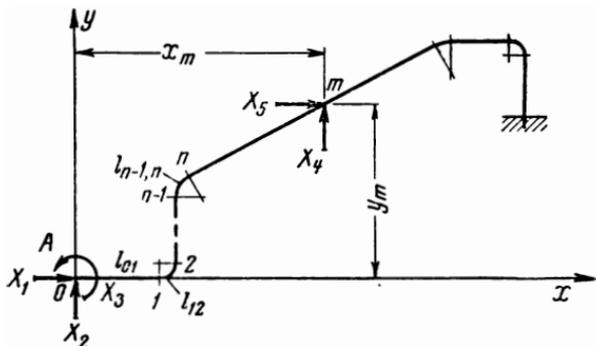


Рис. 44. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной неподвижной промежуточной опорой.

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\bar{\delta}_{45} = l_{\phi} \left[-(\bar{x}_{n-1, n} - x_m)(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_1 + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_2 - R(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_3 + R^2 C_6 \right], \quad (3.16)$$

где x_m, y_m — координаты точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции, основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и обеих промежуточных опор (рис. 45). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 45, где t и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

Единичные перемещения такого трубопровода $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{44}, \delta_{12}, \delta_{13}, \delta_{14}, \delta_{23}, \delta_{24}, \delta_{34}$ находят по формулам (3.4) и (3.8), остальные единичные перемещения определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\delta_{66} &= \sum \bar{\delta}_{66}; \\ \delta_{16} &= \sum \bar{\delta}_{16}; \\ \delta_{26} &= \sum \bar{\delta}_{26}; \\ \delta_{36} &= \sum \bar{\delta}_{36}; \\ \delta_{46} &= \sum \bar{\delta}_{46},\end{aligned}\tag{3.17}$$

где $\bar{\delta}_{66}, \bar{\delta}_{16}, \bar{\delta}_{26}, \bar{\delta}_{36}$ и $\bar{\delta}_{46}$ — перемещения, обусловленные отдельным элементом трубопровода.

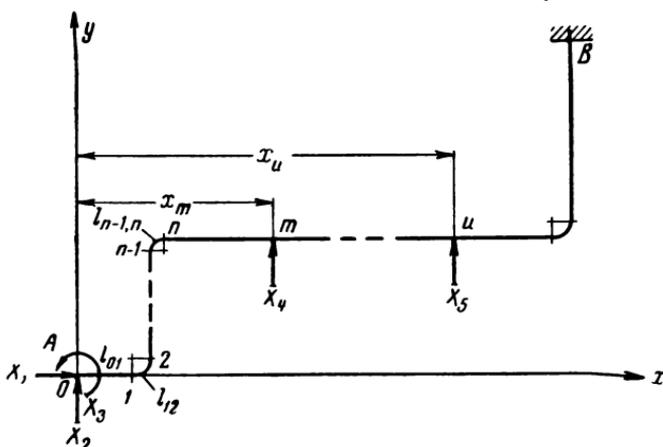


Рис. 45. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции.

Суммирование в формулах (3.17) распространяется на элементы трубопровода с номерами $n-1 \geq u$, т. е. только на элементы, расположенные справа от второй промежуточной опоры; указанное условие остается в силе и для других рассматриваемых далее случаев плоских простых трубопроводов с двумя промежуточными опорами.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40)

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{66} &= \nu l_{n-1,n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{16} &= \nu l_{n-1,n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right) \frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right];\end{aligned}\tag{3.18}$$

$$\bar{\delta}_{26} = \nu l_{n-1, n} \left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right];$$

$$\bar{\delta}_{36} = -\nu l_{n-1, n} \left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right);$$

$$\bar{\delta}_{46} = \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right) \left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12} \right];$$

здесь x_m и x_u — абсциссы точек приложения реакций промежуточных опор; значения остальных величин, входящих в формулы (3.18), те же, что и в формулах (3.5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\delta_{66} = l_\phi [(\bar{x}_{n-1, n} - x_u)^2 C_1 + 2R(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_3 + R^2 C_5];$$

$$\bar{\delta}_{16} = l_\phi [-(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) \bar{y}_{n-1, n} C_1 + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_2 - R \bar{y}_{n-1, n} C_3 + R^2 C_6];$$

$$\bar{\delta}_{26} = l_\phi [\bar{x}_{n-1, n} (\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_1 + 2R \left(\bar{x}_{n-1, n} - \frac{x_u}{2} \right) C_3 + R^2 C_5]; \quad (3.19)$$

$$+ 2R \left(\bar{x}_{n-1, n} - \frac{x_u}{2} \right) C_3 + R^2 C_5];$$

$$\bar{\delta}_{36} = l_\phi [-(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_1 - R C_3];$$

$$\bar{\delta}_{46} = l_\phi [(\bar{x}_{n-1, n} - x_m) (\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_1 +$$

$$+ 2R \left(\bar{x}_{n-1, n} - \frac{x_m}{2} - \frac{x_u}{2} \right) C_3 + R^2 C_5];$$

здесь x_m и x_u — абсциссы точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции, основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и обеих промежуточных опор (рис. 46). Основными неизвестными

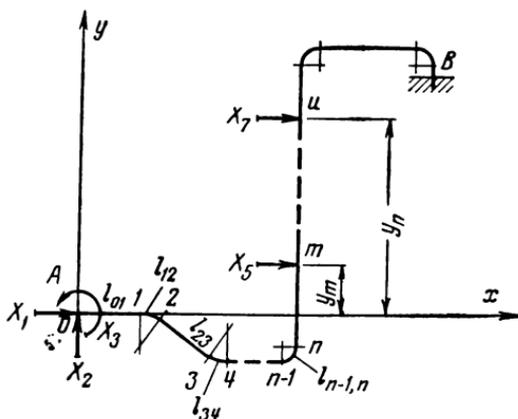


Рис. 46. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции.

в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 46, где m и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

В этом случае единичные перемещения δ_{11} , δ_{22} , δ_{33} , δ_{55} , δ_{12} , δ_{13} , δ_{15} , δ_{23} , δ_{25} и δ_{35} находятся по формулам (3.4) и (3.11); остальные единичные перемещения определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\delta_{77} &= \sum \bar{\delta}_{77}; \\ \delta_{17} &= \sum \bar{\delta}_{17}; \\ \delta_{27} &= \sum \bar{\delta}_{27}; \\ \delta_{37} &= \sum \bar{\delta}_{37}; \\ \delta_{57} &= \sum \bar{\delta}_{57};\end{aligned}\tag{3.20}$$

где $\bar{\delta}_{77}$, $\bar{\delta}_{17}$, $\bar{\delta}_{27}$, $\bar{\delta}_{37}$ и $\bar{\delta}_{57}$ — перемещения, обусловленные отдельным элементом трубопровода.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40)

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{77} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right)^2 + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{17} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right) \frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{27} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2} \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{37} &= \nu l_{n-1, n} \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right); \\ \bar{\delta}_{57} &= \nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right) \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right) + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12} \right];\end{aligned}\tag{3.21}$$

здесь y_m и y_u — ординаты точек приложения реакций промежуточных опор; значения остальных величин те же, что и в формулах (3.5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{77} &= l_\phi [(\bar{y}_{n-1, n} - y_u)^2 C_1 - 2R(\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_2 + R^2 C_4]; \\ \bar{\delta}_{17} &= l_\phi [\bar{y}_{n-1, n} (\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_1 - \\ &\quad - 2R \left(\bar{y}_{n-1, n} - \frac{y_u}{2} \right) C_2 + R^2 C_4]; \\ \bar{\delta}_{27} &= l_\phi \left[-\bar{x}_{n-1, n} (\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_1 + \right.\end{aligned}\tag{3.22}$$

$$\begin{aligned}
 &+ R\bar{x}_{n-1, n}C_2 - R(\bar{y}_{n-1, n} - y_u)C_3 + R^2C_6]; \\
 &\bar{\delta}_{37} = L_\phi [(\bar{y}_{n-1, n} - y_u)C_1 - RC_2]; \\
 &\bar{\delta}_{57} = L_\phi [(\bar{y}_{n-1, n} - y_m)(\bar{y}_{n-1, n} - y_u)C_1 - \\
 &\quad - 2R(\bar{y}_{n-1, n} - \frac{y_m}{2} - \frac{y_u}{2})C_2 + R^2C_4];
 \end{aligned}$$

здесь y_m и y_u — ординаты точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

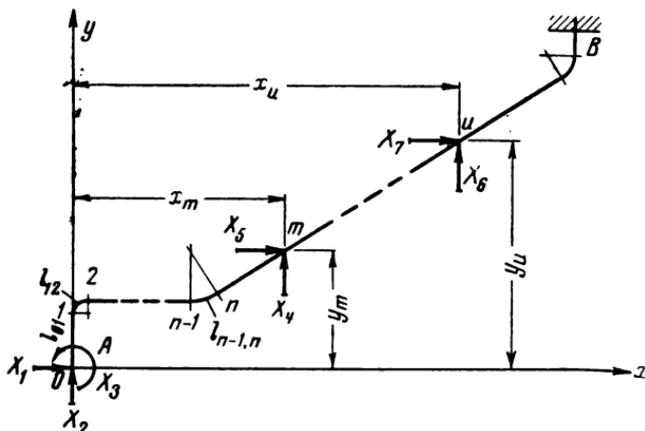


Рис. 47. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя неподвижными промежуточными опорами.

Плоский простой трубопровод с двумя неподвижными промежуточными опорами. Для вычисления единичных перемещений плоского простого трубопровода с двумя неподвижными промежуточными опорами основную систему назначают путем отбрасывания опорных реакций неподвижной опоры A и обеих промежуточных опор (рис. 47). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 47, где m и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

Единичные перемещения такого трубопровода $\delta_{11}, \delta_{22}, \delta_{33}, \delta_{44}, \delta_{55}, \delta_{66}, \delta_{77}, \delta_{12}, \delta_{13}, \delta_{14}, \delta_{15}, \delta_{16}, \delta_{17}, \delta_{23}, \delta_{24}, \delta_{25}, \delta_{26}, \delta_{27}, \delta_{34}, \delta_{35}, \delta_{36}, \delta_{37}, \delta_{45}, \delta_{46}$ и δ_{57} находят по формулам (3.4), (3.8), (3.11), (3.14), (3.17) и (3.20); остальные единичные перемещения определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned}
 \delta_{47} &= \sum \bar{\delta}_{47}; \\
 \delta_{56} &= \sum \bar{\delta}_{56}; \\
 \delta_{67} &= \sum \bar{\delta}_{67};
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

где $\bar{\delta}_{47}$, $\bar{\delta}_{56}$, и $\bar{\delta}_{67}$ — перемещения, обусловленные отдельным элементом трубопровода.

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (см. рис. 40)

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{47} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m \right) \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{56} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right) \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_m \right) + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right]; \\ \bar{\delta}_{67} &= -\nu l_{n-1, n} \left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u \right) \left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2} - y_u \right) + \right. \\ &\quad \left. + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12} \right];\end{aligned}\quad (3.24)$$

здесь x_m , y_m , x_u и y_u — координаты точек приложения реакций промежуточных опор; значения остальных величин те же, что и в формулах (3.5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (см. рис. 41):

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{47} &= l_\phi \left[-(\bar{x}_{n-1, n} - x_m)(\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_1 + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_m) C_2 - \right. \\ &\quad \left. - R(\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_3 + R^2 C_6 \right]; \\ \bar{\delta}_{56} &= l_\phi \left[-(\bar{x}_{n-1, n} - x_u)(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_1 + \right. \\ &\quad \left. + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_2 - R(\bar{y}_{n-1, n} - y_m) C_3 + R^2 C_6 \right]; \\ \bar{\delta}_{67} &= l_\phi \left[-(\bar{x}_{n-1, n} - x_u)(\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_1 + R(\bar{x}_{n-1, n} - x_u) C_2 - \right. \\ &\quad \left. - R(\bar{y}_{n-1, n} - y_u) C_3 + R^2 C_6 \right];\end{aligned}\quad (3.25)$$

здесь x_m , y_m , x_u и y_u — координаты точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (3.6) и (3.7).

§ 23. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

При изменении температуры основной системы точки приложения основных неизвестных получают температурные перемещения (рис. 48), которые пропорциональны расстоянию от закрепленной точки до рассматриваемой, коэффициенту температурного удлинения и разности температур горячего и холодного состояний трубопровода.

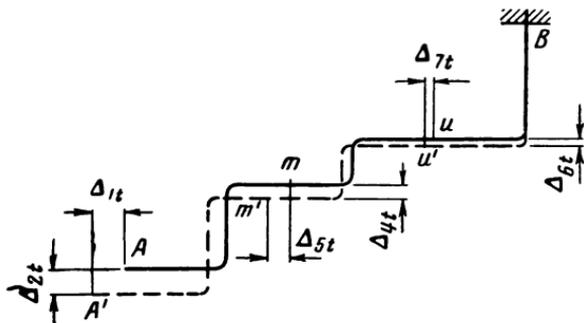


Рис. 48. Температурные перемещения основной системы плоского простого трубопровода.

Температурные перемещения, увеличенные в $E_0 J_0$ раз, равны:

$$\begin{aligned}
 \Delta_{1t} &= -E_0 J_0 (x_B - x_A) \alpha \Delta t; \\
 \Delta_{2t} &= -E_0 J_0 (y_B - y_A) \alpha \Delta t; \\
 \Delta_{3t} &= 0; \\
 \Delta_{4t} &= -E_0 J_0 (y_B - y_m) \alpha \Delta t; \\
 \Delta_{5t} &= -E_0 J_0 (x_B - x_m) \alpha \Delta t; \\
 \Delta_{6t} &= -E_0 J_0 (y_B - y_u) \alpha \Delta t; \\
 \Delta_{7t} &= -E_0 J_0 (x_B - x_u) \alpha \Delta t;
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

здесь $\Delta_{1t}, \Delta_{2t}, \dots, \Delta_{7t}$ — температурные перемещения в основной системе, увеличенные в $E_0 J_0$ раз;

$E_0 J_0$ — жесткость основного элемента трубопровода;

x_B, y_B — координаты закрепленной точки B;

x_m, y_m, x_u, y_u — координаты точек приложения основных неизвестных;

α — коэффициент температурного удлинения;

Δt — разность температур горячего и холодного состояний трубопровода.

§ 24. РЕШЕНИЕ СИСТЕМЫ КАНОНИЧЕСКИХ УРАВНЕНИЙ СПОСОБОМ ГАУССА

При решении системы канонических уравнений метода сил применяется способ Гаусса (алгоритм Гаусса), представляющий собой способ подстановки, проводимой в определенной последовательности.

Правильная организация работы по решению системы уравнений требует выполнения следующих условий:

1) всегда следует стремиться к тому, чтобы вычислительная работа была чисто механической. Если решающий уравнения будет обращать внимание на физический смысл появляющихся в процессе решения промежуточных величин, то он скорее утомится и продуктивность его труда снизится;

2) все необходимые для вычислений коэффициенты, множители и делители должны быть размещены в соответствующих таблицах так, чтобы их можно было находить сразу, без потери времени на поиски, которые не только требуют напряжения внимания, но и могут быть причиной ошибок. Следовательно, чрезвычайно большое значение имеет удобная и целесообразная запись решения;

3) необходимо обеспечить непрерывный и надежный контроль вычислений.

Каждый из коэффициентов системы уравнений (3.2) обозначается буквой δ с двумя индексами: первый соответствует номеру уравнения, второй — номеру неизвестной величины, при которой стоит коэффициент.

Коэффициенты с двумя одинаковыми индексами называются главными, с разными индексами — побочными. Два коэффициента с одинаковыми, но переставленными индексами называются сопряженными. Сопряженные коэффициенты расположены симметрично относительно диагонали, образованной главными коэффициентами, или главной диагонали. Для системы канонических уравнений

$$\delta_{ik} = \delta_{ki}.$$

Способ Гаусса основан на последовательном исключении неизвестных. Предположим, что имеется система уравнений

$$\begin{aligned} \delta_{11}X_1 + \delta_{12}X_2 + \delta_{13}X_3 + \Delta_{1t} &= 0; \\ \delta_{21}X_1 + \delta_{22}X_2 + \delta_{23}X_3 + \Delta_{2t} &= 0; \\ \delta_{31}X_1 + \delta_{32}X_2 + \delta_{33}X_3 + \Delta_{3t} &= 0. \end{aligned} \quad (3.27)$$

Для объяснения общего хода решения этой системы рассмотрим самый общий случай, когда симметрично расположенные коэффициенты не равны между собой. Коэффициенты и свободные члены уравнений сведем в табл. 10, буквой C здесь обозначен столбец, в котором помещены свободные члены.

Применяя способ подстановки, из первого уравнения необходимо найти X_1 , выразив его через остальные неизвестные. Для этого все коэффициенты и свободный член первого уравнения нужно разделить на коэффициент δ_{11} при X_1 в том же уравнении. Таким образом, находим

$$X_1 = - \frac{\delta_{12}}{\delta_{11}} X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}} X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}. \quad (3.28)$$

Полученные результаты выписываем с обратными знаками во второй строке верхнего ряда клеток (табл. 11).

Таблица 10

X_1	X_2	X_3	C
δ_{11}	δ_{12}	δ_{13}	Δ_{1t}
δ_{21}	δ_{22}	δ_{23}	Δ_{2t}
δ_{31}	δ_{32}	δ_{33}	Δ_{3t}

Из сопоставления табл. 11 с выражением (3.28) видим, что вторая строка верхнего ряда клеток представляет значение X_1 , выраженное через другие неизвестные.

Таблица 11

X_1	X_2	X_3	C
δ_{11}	δ_{12} $-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}$	δ_{13} $-\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}$	Δ_{1t} $-\frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}$
δ_{21}	δ_{22}	δ_{23}	Δ_{2t}
δ_{31}	δ_{32}	δ_{33}	Δ_{3t}

Найденное значение X_1 подставляем затем в остальные уравнения системы (3.27).

При подстановке во второе уравнение имеем

$$\delta_{21} \left(-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}} X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}} X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}} \right) + \delta_{22} X_2 + \delta_{23} X_3 + \Delta_{2t} = 0, \quad (3.29)$$

Следовательно, только что полученные числа, стоящие во второй строке верхнего ряда клеток табл. 11, нужно умножить на δ_{21} — коэффициент при X_1 во втором уравнении. Результаты умножения помещаются во второй строке второго ряда клеток.

После подстановки X_1 в третье уравнение получаем

$$\delta_{31} \left(-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}} X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}} X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}} \right) + \delta_{32} X_2 + \delta_{33} X_3 + \Delta_{3t} = 0, \quad (3.30)$$

т. е. числа второй строки верхнего ряда клеток умножаются на δ_{31} — коэффициент при X_1 в третьем уравнении. Результаты помещаются во второй строке нижнего ряда клеток. При этом табл. 11 принимает следующий вид (табл. 12).

Таблица 12

X_1	X_2	X_3	C
δ_{11}	δ_{12} $-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}$	δ_{13} $-\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}$	Δ_{1f} $-\frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}$
δ_{21}	δ_{22} $-\delta_{21}\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}$	δ_{23} $-\delta_{21}\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}$	Δ_{2f} $-\delta_{21}\frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}$
δ_{31}	δ_{32} $-\delta_{31}\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}$	δ_{33} $-\delta_{31}\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}$	Δ_{3f} $-\delta_{31}\frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}$

После приведения подобных членов в уравнениях (3.29) и (3.30) будем иметь два следующих уравнения:

$$\left(\delta_{22} - \delta_{21} \frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}\right) X_2 + \left(\delta_{23} - \delta_{21} \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}\right) X_3 + \left(\Delta_{2f} - \delta_{21} \frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}\right) = 0;$$

$$\left(\delta_{32} - \delta_{31} \frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}\right) X_2 + \left(\delta_{33} - \delta_{31} \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}\right) X_3 + \left(\Delta_{3f} - \delta_{31} \frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}\right) = 0. \quad (3.31)$$

Из табл. 12 видим, что суммы величин, стоящих в обеих строках второго и третьего рядов клеток, представляют собой коэффициенты этой новой системы уравнений.

Произведя в каждой клетке этой таблицы алгебраическое суммирование и обозначив

$$b_{22} = \delta_{22} - \delta_{21} \frac{\delta_{12}}{\delta_{11}};$$

$$b_{23} = \delta_{23} - \delta_{21} \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}};$$

.

получим

$$b_{22}X_2 + b_{23}X_3 + B_{2f} = 0;$$

$$b_{32}X_2 + b_{33}X_3 + B_{3f} = 0. \quad (3.32)$$

Коэффициенты и свободные члены уравнений (3.32) сводим в табл. 13.

Таблица 13

X_2	X_3	C
b_{22}	b_{23}	B_{2f}
b_{32}	b_{33}	B_{3f}

Далее повторяется предыдущий цикл вычислений. Из первого уравнения находят X_2 , выраженное через X_3 , и подставляют во второе уравнение. Для этого числа верхнего ряда клеток делят на коэффициент b_{22} и результаты с обратными знаками выписывают во второй строке верхнего ряда клеток табл. 13; затем их умножают на b_{32} — коэффициент при X_2 во втором уравнении и произведения помещают во второй строке нижнего ряда клеток табл. 13. В результате получают табл. 14.

Таблица 14

X_2	X_3	C
b_{22}	b_{23}	B_{2f}
	$-\frac{b_{23}}{b_{22}}$	$-\frac{B_{2f}}{b_{22}}$
b_{32}	b_{33}	B_{3f}
	$-\frac{b_{32} b_{23}}{b_{22}}$	$-\frac{b_{32} B_{2f}}{b_{22}}$

После приведения подобных членов имеем одно уравнение с одним неизвестным

$$C_{33}X_3 + C_{3f} = 0. \quad (3.33)$$

Коэффициент и свободный член этого уравнения помещаем в табл. 15. Затем свободный член C_{3f} делим на C_{33} и записываем с обратным знаком (табл. 16). Из последней строчки этой таблицы получаем

$$X_3 = -\frac{C_{3f}}{C_{33}}. \quad (3.34)$$

Таблица 15

X_3	C
C_{33}	C_{3f}

Таблица 16

X_3	C
C_{33}	C_{3f}
	$-\frac{C_{3f}}{C_{33}}$

Далее находим X_2 из последней строки табл.14:

$$X_2 = -\frac{b_{23}}{b_{22}} X_3 - \frac{B_{2f}}{b_{22}} \quad (3.35)$$

и X_1 из табл. 12:

$$X_1 = -\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}} X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}} X_3 - \frac{\Delta_{1f}}{\delta_{11}}. \quad (3.36)$$

На этом решение уравнений заканчивается.

При решении систем уравнений в числах запись ведется в иной форме. Рассмотрим решение такой системы четырех канонических уравнений:

$$\begin{aligned} 2X_1 + 4X_2 - 6X_3 + 2X_4 + 6 &= 0; \\ 4X_1 + 11X_2 - 3X_3 - 2X_4 + 18 &= 0; \\ -6X_1 - 3X_2 + 43X_3 - 20X_4 + 2 &= 0; \\ 2X_1 - 2X_2 - 20X_3 + 3X_4 - 4 &= 0, \end{aligned}$$

обычных при расчете плоских трубопроводов методом сил.

Решение подобной системы уравнений ведется в форме таблицы особого вида (табл. 17). Поскольку, как правило, в таких таблицах встречаются и положительные и отрицательные числа, следует во избежание возможных ошибок обязательно ставить у положительных чисел знак плюс.

Заполнение табл. 17 ведется следующим образом.

Сначала заполняются только 3-я, 6-я, 8-я и 10-я строки, в которых выписываются уравнения и, кроме того, первый столбец. 2-я строка оставляется пустой; на ней в конце решения записываются значения неизвестных. 5-я строка выделяется особо — она необходима для вычислений при обратном ходе. В части II таблицы для обратного хода выделяется 16-я строка.

После заполнения верхних строк части I таблицы коэффициенты у неизвестных складываются и их суммы помещаются в 12-ю строку для последующего контроля.

После этого ведется решение системы уравнений.

Числа 3-й строки делятся на коэффициент при X_1 , т. е. на +2. Результаты с обратными знаками помещаются в 4-ю строку и сейчас же производится проверка: складываются числа 3-й строки:

$$+4 - 6 + 2 + 6 = +6.$$

Полученное число записывается в первом из контрольных столбцов (в табл. 17 обозначены буквой K) и делится на +2. Частное от деления с обратным знаком

$$-\frac{6}{2} = -3$$

помещается во втором контрольном столбце.

Таблица 17

1	X_1	X_2	X_3	X_4	C	K	
2	+36	-13	+5	+2			
3		+4	-6	+2	+6	+6	-3
4	+2	-2	+3	-1	-3		-3
5	$5X_1$	+26	+15	-2	-3		
6		+11	-3	-2	+18	-3	-12
7	+4	-8	+12	-4	-12		-12
8			+43	-20	+2	-1	+6
9	-6		-18	+6	+12		+6
10	+2			+3	-4	-4	-8
11				-2	-6		-8
12		+15	+34	-17	+22		
13		+3	+34	-19	+16		
14		+3	+9	-6	+6	+9	-3
15			-3	+2	-2		-3
16	$16X_2$		-15	+4	-2		
17			+25	-14	+20	-3	-27
18	+9	-27	+18	+18	-18		-27
19			+1	-10		0	0
20	-6		-12	+12	+12		0
21		+34	-19	+16			
22		-2	-7	+4			
23			+4	+2	+6	+3	+3
24		-2	+2	+1			
25	$25X_3$		+4	+1			
26			-11	+2	+3	+12	+12
27	+4	+8	+4				
28				+6			
29			-3	+2			
30	$30X_4$			+2			
31		0	+6				
32		0	+6				

= +36

= -13

= +5

= +2

Затем складываются числа 4-й строки (без крайнего левого числа). Получается то же число —3. Совпадение указывает на правильность вычислений.

Числа 4-й строки умножаются на коэффициент при X_1 во втором уравнении, т. е. на +4. Результаты помещаются в 7-й строке и опять производится контроль.

Сумма чисел 4-й строки известна; она равна —3 и помещена в 4-й строке второго контрольного столбца. Эта сумма повторяется в 6-й строке первого контрольного столбца и умножается на +4. Результат —12 помещается в 6-й строке второго контрольного столбца.

Складываются также числа 7-й строки. Опять получается —12. Значит, умножения были произведены правильно.

Далее заполняются 9-я и 11-я строки.

При контроле 9-й строки на коэффициент —6 умножается не сумма всех чисел 4-й строки, т. е. не —3, а сумма этих чисел без первого числа, т. е. $+3-1-3 = -1$.

Это число и записывается в 8-й строке первого контрольного столбца.

В результате умножения получается

$$-1 \cdot (-6) = +6.$$

Сумма чисел 9-й строки также равна +6. Оба эти числа записываются во втором контрольном столбце.

При контроле 11-й строки на +2 умножается сумма чисел 4-й строки без первых двух чисел, т. е. $-1-3 = -4$.

Результаты умножения и сложения чисел 11-й строки одинаковы и равны —8.

Прежде чем перейти к части II таблицы, в целях контроля заполняется 13-я строка. Здесь помещаются суммы всех чисел в клетках каждого столбца, за исключением чисел верхнего ряда в 3-й и 4-й строках. Для этого из чисел 12-й строки вычитаются числа 3-й строки и прибавляются (алгебраически) числа, помещенные в 7-й, 9-й и 11-й строках.

Таким образом получается:

в столбце X_2

$$+15-4+(-8) = +3,$$

в столбце X_3

$$+34-(-6)+(12-18) = +34,$$

в столбце X_4

$$-17-2+(-4+6-2) = -19,$$

в столбце C

$$+22-6+(-12+18-6) = +16.$$

После записи этих чисел в 13-ю строку заканчивается часть I вычислений.

Теперь складываются попарно числа 6-й и 7-й, 8-й и 9-й, 10-й и 11-й строк первой части. Результаты записываются соответственно в 14-ю, 17-ю и 19-ю строки второй части и немедленно проверяется сложение по клеткам.

Находятся суммы в каждом столбце второй части:
в столбце X_3

$$+9 + 25 = +34,$$

в столбце X_4

$$-6 - 14 + 1 = -19,$$

в столбце C

$$+6 + 20 - 10 = +16.$$

Эти числа помещаются в 21-ю строку и сравниваются с числами 13-й строки. Их совпадение говорит о том, что сложение по клеткам сделано верно. Число $+3$, стоящее в 13-й строке, повторяется затем в 15-й строке.

Производя все время подобный контроль, ведут вычисления и дальше.

При обратном ходе из 30-й строки находят

$$X_4 = +2.$$

Для выделения неизвестных их значения по мере нахождения выписываются справа от таблицы; полученное значение X_4 записывается во 2-й строке.

Далее выполняются следующие действия:

$X_4 = +2$ умножается на -1 из 4-й строки; результат записывается в 5-й строке столбца X_4 ;

$X_4 = +2$ умножается на $+2$ из 15-й строки; результат записывается в 16-й строке;

$X_4 = +2$ умножается на $+2$ из 24-й строки; результат помещается в 25-ю строку.

Правильность выполненных действий проверяется. Для этого складываются множители, находящиеся в 4-й, 15-й и 24-й строках столбца X :

$$-1 + 2 + 2 = +3$$

и результат умножается на X_4 , т. е. на $+2$. Полученное число $+6$ записывается внизу таблицы в 31-й строке.

Затем складываются числа, полученные в результате умножения (5-я, 16-я и 25-я строки):

$$-2 + 4 + 4 = +6.$$

Результат помещается внизу таблицы в 32-й строке. Совпадение результатов указывает на правильность вычислений.

После этого находится X_3 . Для удобства свободный член $+1$ из 24-й строки переносится в 25-ю. Очевидно,

$$X_3 = +4 + 1 = +5.$$

Это значение X_3 записывается во 2-й строке и умножается на числа из 4-й и 15-й строк; результаты +15 и -15 помещаются в 5-й и 16-й строках.

Выполненные действия проверяются. Для этого числа из 4-й и 15-й строк столбца X_3 складываются и умножаются на X_3 . Результат, равный нулю, записывается внизу таблицы под столбцом X_3 (31-я строка). Затем складываются результаты умножений, помещенные в 5-й и 16-й строках. Получается также нуль (строка 32-я). Следовательно, умножения выполнены правильно.

Далее свободный член -2 переносится из 15-й строки в 16-ю и находится значение

$$X_2 = -15 + 4 - 2 = -13,$$

которое помещается во 2-й строке.

Для определения X_1 производится умножение:

$$(-13) \cdot (-2) = +26$$

и сложение:

$$X_1 = +26 + 15 - 2 - 3 = +36.$$

Когда в конце решения остается выполнить одно умножение, которое не поддается общему контролю, его проверяют делением или умножением же, но с перестановкой сомножителей. Контролю подвергаются также и сложения, произведенные при нахождении неизвестных (5-я, 16-я и 25-я строки). Для этого из полученных результатов последовательно вычитаются слагаемые до тех пор, пока не получится нуль.

По окончании решения в целях проверки значения неизвестных подставляют в уравнения, для того чтобы убедиться, что они удовлетворяются.

При контроле очень важно соблюдать следующее основное правило: производить контроль не после заполнения всей таблицы, а немедленно по окончании соответствующих вычислений. Поздний контроль при большом числе цифр, заполняющих таблицу, не только весьма затруднителен, но в случае ошибки может потребовать переделки значительной части всей работы.

§ 25. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСИЛИЙ В ЭЛЕМЕНТАХ ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

После решения системы канонических уравнений и нахождения основных неизвестных $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$ по формулам (3.1) определяются усилия, действующие в элементах плоских простых трубопроводов от температурного воздействия.

П л о с к и й п р о с т о й т р у б о п р о в о д о в б е з п р о м е ж у т о ч н ы х о п о р (см. рис. 39). Изгибающий момент

и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3; \\ S_x &= X_1; \\ S_y &= X_2. \end{aligned} \quad (3.37)$$

Значения величин, входящих в эти формулы, те же, что и в формулах (3.5).

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию (см. рис. 42). Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $n \geq m$ — по формулам

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m); \\ S_x &= X_1; \\ S_y &= X_1 + X_4. \end{aligned} \quad (3.38)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.38), те же, что и в формулах (3.9).

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию (см. рис. 43). Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $n \geq m$ — по формулам

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 + X_5 (y_n - y_m); \\ S_x &= X_1 + X_5; \\ S_y &= X_2. \end{aligned} \quad (3.39)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.39), те же, что и в формулах (3.12).

Плоский простой трубопровод с одной неподвижной промежуточной опорой (см. рис. 44).

Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $n \geq m$ — по формулам

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) + X_5 (y_n - y_m); \\ S_x &= X_1 + X_5; \\ S_y &= X_2 + X_4. \end{aligned} \quad (3.40)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.40), те же, что и в формулах (3.15).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции (см. рис. 45). Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $m \leq n < u$ — по формулам (3.38);

при $n \geq u$ — по формулам

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) - X_6 (x_n - x_u); \\ S_x &= X_1; \\ S_y &= X_2 + X_4 + X_6. \end{aligned} \quad (3.41)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.41), те же, что и в формулах (3.18).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции (см. рис. 46). Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $m \leq n < u$ — по формулам (3.39);

при $n \geq u$ — по формулам

$$\begin{aligned} M &= X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 + X_5 (y_n - y_m) + X_7 (y_n - y_u); \\ S_x &= X_1 + X_5 + X_7; \\ S_y &= X_2. \end{aligned} \quad (3.42)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.42), те же, что и в формулах (3.21).

Плоский простой трубопровод с двумя неподвижными промежуточными опорами (см. рис. 47).

Изгибающий момент и усилия в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (3.37);

при $m \leq n < u$ — по формулам (3.40);

при $n \geq u$ — по формулам

$$M = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) + X_5 (y_n - y_m) - X_6 (x_n - x_u) + X_7 (y_n - y_u); \quad (3.43)$$

$$S_x = X_1 + X_5 + X_7;$$

$$S_y = X_2 + X_4 + X_6.$$

Значения величин, входящих в формулы (3.43), те же, что и в формулах (3.24).

§ 26. ТИПОВЫЕ СХЕМЫ РАСЧЕТА ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Расчеты плоских простых трубопроводов ведутся в табличной форме. Весь расчет записывается в таблицах четырех категорий, независимо от наличия или отсутствия промежуточных опор.

Первая категория таблиц (с индексом I) содержит исходные данные и геометрические схемы рассчитываемых трубопроводов.

Вторая категория таблиц (с индексом II) служит для вычисления единичных перемещений основной системы — коэффициентов канонических уравнений.

Третья категория таблиц (с индексом C) содержит решение систем канонических уравнений.

Четвертая категория таблиц (с индексом $У$) служит для вычисления усилий, действующих в различных точках рассматриваемого трубопровода от действия температуры.

Порядок заполнения таблиц показан ниже на примерах расчета. Для наглядности во всех случаях рассматривается один трубопровод с постепенным добавлением в нем промежуточных опор.

Пример 1. Плоский простой трубопровод без промежуточных опор.

Для расчета такого трубопровода используются таблицы: $I-1$, $II-1n$, $II-1k$, $C-3$ и $У-1$.

В табл. *И-1* вычерчивается в масштабе геометрическая схема рассчитываемого трубопровода. Отдельные ее элементы маркируются в соответствии с рис. 39. Однако, так как этот трубопровод будет использован и в последующих примерах расчета, его маркировка несколько отличается от указанной; на горизонтальных элементах введены точки *5* и *10*, в которых впоследствии будут помещены промежуточные опоры. В левую часть таблицы заносятся исходные данные и вычисленные по формулам (3.26) температурные перемещения.

Таблицы второй категории *П-1н* и *П-1к* заполняются следующим образом.

Каждая из этих таблиц состоит из трех частей, отделенных друг от друга жирными линиями. В верхние части таблиц выписываются координаты концов и длины прямолинейных элементов, координаты центров окружностей криволинейных элементов, их радиусы и т. д. В средних частях таблиц в соответствии с указанными там операциями производятся необходимые промежуточные вычисления; например, для получения значений, помещенных в графе XV табл. *П-1н*, необходимо значения графы XI умножить на значения графы XII для каждого столбца отдельно. Коэффициенты $C_1, C_2, C_3 \dots C_6$ принимаются по табл. 9 в зависимости от α и φ .

В нижних частях таблиц получают величины единичных перемещений, причем в каждом столбце они равняются перемещениям, обусловленным соответствующим отдельным элементом. Для получения коэффициентов канонических уравнений производится сложение по строчкам нижних частей таблиц. Эти суммы записываются в столбцах Σ .

Перемещения, обусловленные прямолинейными элементами (столбец Σ в табл. *П-1н*), складываются с соответствующими перемещениями, обусловленными криволинейными элементами (столбец Σ в табл. *П-1к*). Полученные суммы вносятся в табл. *С-3* как коэффициенты канонических уравнений в соответствии с уравнениями (3. 2). Свободные члены этих уравнений выписываются из табл. *И-1*. Решение уравнений ведется способом Гаусса. Цифра при индексе этих таблиц означает число совместно решаемых уравнений.

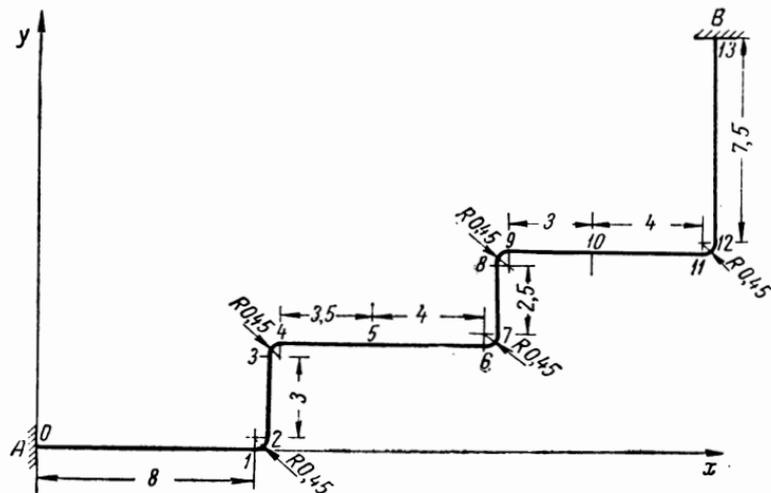
Таким образом, табл. *С-3* предназначена для совместного решения трех уравнений. *С-4* — для четырех уравнений и т. д.

После нахождения значений основных неизвестных X_1, X_2 и X_3 заполняется табл. *У-1* четвертой категории, в результате чего во всех точках рассчитываемого трубопровода получают значения изгибающих моментов и усилий.

Пример 2. Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию.

Для расчета используются табл. *И-1, П-1н, П-2н, П-1к, П-2к, С-4, У-1* и *У-2*.

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод
		A — B
I	$D_n, \text{ см}$	21,9
II	$\delta, \text{ см}$	0,6
III	$J, \text{ см}^4$	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{ м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1,34 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{ град}$	330
VII	$E_t, \text{ кг}/\text{см}^2$	$1,755 \cdot 10^{-6}$
VIII	$E_t J, \text{ кг} \cdot \text{м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	-43777,8
X	Δ_{2t}	-26974,2
XI	Δ_{3t}	0
XII	Δ_{4t}	—
XIII	Δ_{5t}	—
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



№ по пор. и переме- щения	Операции	Элементы								Σ
		0—1	2—3	4—5	5—6	7—8	9—10	10—11	12—13	
I	$l_{n-1, n}, \text{ж}$	8,00	3,00	3,50	4,00	2,50	3,00	4,00	7,50	
II	$x_{n-1}, \text{ж}$	0,00	8,45	8,90	12,40	16,85	17,30	20,30	24,75	
III	$x_n, \text{ж}$	8,00	8,45	12,40	16,40	16,85	20,30	24,30	24,75	
IV	$y_{n-1}, \text{ж}$	0 00	0.45	3,90	3,90	4,35	7,30	7,30	7,75	
V	$y_n, \text{ж}$	0,00	3,45	3,90	3,90	6,85	7,30	7,30	15,25	
VI	$\nu l_{n-1, n}, \text{ж}$	8,00	3,00	3,50	4,00	2,50	3,00	4,00	7,50	
VII	$x_n + x_{n-1}$	8,00	16,90	21,30	28,80	33,70	37,60	44,60	49,50	
VIII	$y_n + y_{n-1}$	0,00	3,90	7,80	7,80	11,20	14,60	14,60	23,00	
IX	$x_n - x_{n-1}$	8,00	0,00	3,50	4,00	0,00	3,00	4,00	0,00	
X	$y_n - y_{n-1}$	0,00	3,00	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	7,50	
XI	$1/2 \cdot \text{VII}$	4,00	8,45	10,65	14,40	16,85	18,80	22,30	24,75	
XII	$1/2 \cdot \text{VIII}$	0,00	1 95	3,90	3,90	5,60	7,30	7,30	11,50	
XIII	XII^2	0,00	3,80	15,21	15,21	31,36	53,29	53,29	132,25	
XIV	XI^2	16,00	71,40	113,42	207,36	283,92	353 44	497,29	612,56	

XV	XI · XII	0,00	16,50	41,54	56,16	94,36	137,24	162,79	284,63	
XVI	$1/12 \cdot X^2$	0,00	0,75	0,00	0,00	0,52	0,00	0,00	4,69	
XVII	$1/12 \cdot IX^2$	5,33	0,00	1,02	1,33	0,00	0,75	1,33	0,00	
XVIII	$1/12 \cdot IX \cdot X$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
XIX	XIII + XVI	0,00	4,55	15,21	15,21	31,88	53,29	53,29	136,94	
XX	XIV + XVII	21,33	71,40	114,44	208,69	283,92	354,19	498,62	612,56	
XXI	-XV - XVIII	0,00	-16,50	-41,54	-56,16	-94,36	-137,24	-162,79	-284,63	
δ_{11}	$\nu l \cdot XIX$	0,00	+13,65	+53,24	+60,84	+79,70	+159,87	+213,16	+1027,05	+1607,51
δ_{22}	$\nu l \cdot XX$	+170,64	+214,20	+400,54	+834,76	+709,80	+1062,57	+1994,48	+4594,48	+9981,19
δ_{33}	νl	+8,00	+3,00	+3,50	+4,00	+2,50	+3,00	+4,00	+7,50	+35,50
δ_{12}	$\nu l \cdot XXI$	0,00	-49,50	-145,39	-224,64	-235,90	-411,72	-651,16	-2134,72	-3853,03
δ_{23}	$\nu l \cdot (-XI)$	-32,00	-25,35	-37,28	-57,60	-42,12	-56,40	-89,20	-185,62	-525,57
δ_{13}	$\nu l \cdot XII$	0,00	+5,85	+13,65	+15,60	+14,00	+21,90	+29,20	+86,25	+186,45

П-1п

Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами

Пример 1

№ по пор. и переме- щения	Операции	Элементы							Σ
		1—2	3—4	6—7	8—9	11—12			
I	α , град	0	90	0	90	0			
II	φ , град	90	90	90	90	90			
III	R , м	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45			
IV	R^2 , м ²	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20			
V	k	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142			
VI	l_{ϕ} , м	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17			
VII	$\bar{x}_{n-1, n}$, м	8,00	8,90	16,40	17,30	24,30			
VIII	$\bar{y}_{n-1, n}$, м	0,45	3,45	4,35	6,85	7,75			
IX	$\bar{x}_{n-1, n}^2$	64,00	79,21	268,96	299,29	590,49			
X	$\bar{y}_{n-1, n}^2$	0,20	11,90	18,92	46,92	60,06			
XI	$C_1 \cdot X$	+0,31	+18,69	+29,72	+73,71	+94,35			
XII	$C_1 \cdot IX$	+100,54	+124,44	+422,54	+470,18	+927,66			
XIII	$C_1 \cdot VII \cdot VIII$	+5,66	+48,24	+112,08	+186,17	+295,86			
XIV	$C_1 \cdot VII$	+12,57	+13,98	+25,76	+27,18	+38,18			
XV	$C_1 \cdot VIII$	+0,71	+5,42	+6,83	+10,76	+12,18			
XVI	$2 \cdot C_2 \cdot III \cdot VIII$	+0,41	-3,11	+3,92	-6,16	+6,98			
XVII	$C_2 \cdot III \cdot VII$	+3,60	-4,01	+7,38	-7,78	+10,94			

XVIII	$C_2 \cdot III$	+0,45	-0,45	+0,45	-0,45	+0,45			
XIX	$2 \cdot C_3 \cdot III \cdot VII$	+7,20	+3,11	+14,76	+15,57	+21,87			
XX	$C_3 \cdot III \cdot VIII$	+0,20	+1,55	+1,96	+3,08	+3,49			
XXI	$C_3 \cdot III$	+0,45	+0,45	+0,45	+0,45	+0,45			
XXII	$C_4 \cdot IV$	+0,16	+0,16	+0,16	+0,16	+0,16			
XXIII	$C_5 \cdot IV$	+0,16	+0,16	+0,16	+0,16	+0,16			
XXIV	$C_6 \cdot IV$	+0,10	-0,10	+0,10	-0,10	+0,10			
XXV	XI—XVI+XXII	+0,06	+21,96	+25,96	+80,03	+87,53			
XXVI	XII+XIX+XXIII	+107,90	+127,71	+437,46	+485,91	+949,69			
XXVII	-XIII+XVII—XX+ +XXIV	-2,16	-53,90	-106,56	-197,13	-288,31			
XXVIII	-XIV—XXI	-13,02	-14,43	-26,21	-27,63	-38,63			
XXIX	XV—XVIII	+0,26	+5,87	+6,38	+11,21	+11,73			
δ_{11}	$l_\phi \cdot XXV$	+0,19	+69,61	+82,29	+253,70	+277,47			+683,26
δ_{22}	$l_\phi \cdot XXVI$	+342,04	+404,84	+1386,75	+1540,33	+3010,52			+6684,48
δ_{33}	$l_\phi \cdot C_1$	+4,98	+4,98	+4,98	+4,98	+4,98			+24,90
δ_{12}	$l_\phi \cdot XXVII$	-6,85	-170,86	-337,80	-624,90	-913,94			-2054,35
δ_{23}	$l_\phi \cdot XXVIII$	-41,27	-45,74	-83,08	-87,59	-122,46			-380,14
δ_{13}	$l_\phi \cdot XXIX$	+0,82	+18,61	+20,22	+35,54	+37,18			+112,37
П-1к	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами								Пример 1

	X_1	X_2	X_3		
	+368,57	+179,23	+864,15		
	+2,2908	-5,9074 +2,5788	+0,29882 -0,13044	-43,778 +19,110	-49,386 +21,558 +21,558
X_1		+462,18	-112,72	+19,110	
	-5,9074	+16,666 -15,234	-0,90571 +0,77056	-26,974 -112,89	+21,558 -127,35 -127,35
	+0,29882		+0,0604 -0,03897	0 +5,7104	+18,980 +5,6716 +5,6714
		+10,759	-0,54649	-70,752	
		+1,4320	-0,11373	-134,15	
		+1,4320	-0,13515 +0,09437	-139,86 +97,668	-140,00 +97,765 +97,763
X_2			+81,557	+97,668	
	-0,13515	+0,02142 -0,01275	+5,7104 -13,200	+97,763	-13,213 -13,213
			+0,00866	-7,4896 +864,15	
				+864,15	
		X_3			+864,15
			-31,163 -31,163		

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0,00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	1660	1270	1440	1440	1440	1600	2520	2690	2690	2690	2860	5620
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	1430	1510	1510	1600	2220	2940	3020	3020	3100	3640	4360	4440	4440
M	$III - IV + X_3$	865	-565	1010	625	705	85	-635	-555	365	454	-85	-805	-715	2040
S_x	X_1	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
S_y	X_2	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
$y-1$	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 1	

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода приводятся в табл. *И-1*. Так как во всех примерах принята одинаковая геометрическая схема, при расчете используются табл. *П-1н* и *П-1к* примера 1. Дополнительно заполняются табл. *П-2н* и *П-2к*.

Решение системы канонических уравнений ведется в табл. *С-4*.

Для получения значений изгибающих моментов и усилий, действующих во всех точках трубопровода, заполняются табл. *У-1* и *У-2*.

Пример 3. Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию.

Для расчета используются табл. *И-1*, *П-1н*, *П-3н*, *П-1к*, *П-3к*, *С-4*, *У-1* и *У-3*; их заполнение производится аналогично примеру 2.

Пример 4. Плоский простой трубопровод с одной неподвижной промежуточной опорой.

Для расчета используются табл. *И-1*, *П-1н*, *П-2н*, *П-3н*, *П-4н*, *П-1к*, *П-2к*, *П-3к*, *П-4к*, *С-5*, *У-1* и *У-4*.

Вначале составляется табл. *И-1*. Табл. *П-1н*, *П-2н*, *П-3н*, *П-1к*, *П-2к* и *П-3к* берутся из предыдущих примеров. Вновь заполняются лишь табл. *П-4н* и *П-4к*. Решение системы канонических уравнений ведется в табл. *С-5*. Значения изгибающих моментов и усилий вычисляются в таблицах *У-1* и *У-4*.

Пример 5. Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции.

Для расчета используются табл. *И-1*, *П-1н*, *П-2н*, *П-5н*, *П-1к*, *П-2к*, *П-5к*, *С-5*, *У-1*, *У-2* и *У-5*.

Поскольку и в этом примере принята прежняя геометрическая схема трубопровода, дополнительно заполняются табл. *П-5н* и *П-5к*. Табл. *П-1н*, *П-2н*, *П-1к* и *П-2к* берутся из предыдущих примеров. Основные неизвестные находятся в табл. *С-5*. Изгибающие моменты и усилия вычисляются в табл. *У-1*, *У-2* и *У-5*.

Пример 6. Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции.

Для расчета используются табл. *И-1*, *П-1н*, *П-3н*, *П-6н*, *П-1к*, *П-3к*, *П-6к*, *С-5*, *У-1*, *У-3* и *У-6*.

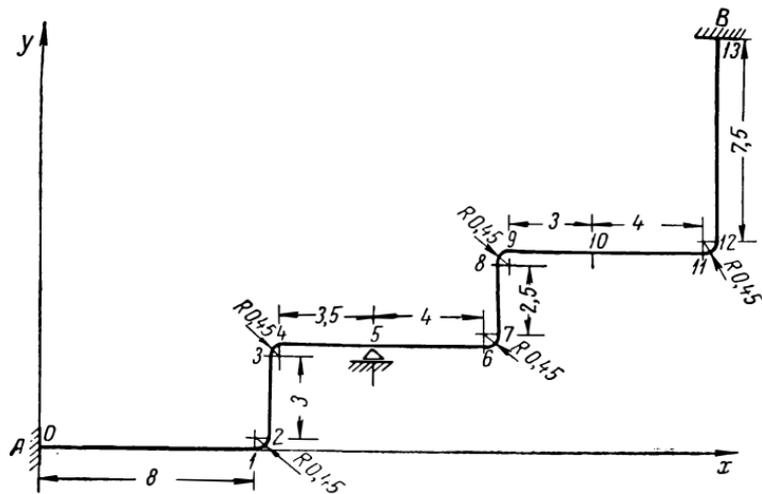
Табл. *П-1н*, *П-3н*, *П-1к* и *П-3к* берутся из предыдущих примеров. Дополнительно заполняются табл. *П-6н* и *П-6к*. Основные неизвестные находятся в табл. *С-5*. Изгибающие моменты и усилия вычисляются в табл. *У-1*, *У-3* и *У-6*.

Пример 7. Плоский простой трубопровод с двумя неподвижными промежуточными опорами.

Для расчета используются табл. *И-1*, *П-1н*, *П-2н*, *П-3н*, *П-5н*, *П-6н*, *П-7н*, *П-1к*, *П-2к*, *П-3к*, *П-5к*, *П-6к*, *П-7к*, *С-7*, *У-1*, *У-4* и *У-7*.

Дополнительно заполняются табл. *П-7н* и *П-7к*. Основные неизвестные находятся в табл. *С-7*. Усилия, действующие в элементах трубопровода, вычисляются в табл. *У-1*, *У-4* и *У-7*.

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод
		A—B
I	$D_H, \text{ см}$	21,9
II	$\delta, \text{ см}$	0,6
III	$I, \text{ см}^4$	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{ м/}\cdot\text{ м(град)}$	$1,34 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{ град}$	330
VII	$E_t, \text{ кг/см}^2$	$1,755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t I, \text{ кг}\cdot\text{ м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	-43777,8
X	Δ_{2t}	-26974,2
XI	Δ_{3t}	0
XII	Δ_{4t}	-20075,88
XIII	Δ_{5t}	—
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



И-1

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода

Пример 2

№ по пор. и переме- щения	Операции	Элементы									
		5-6	7-8	9-10	10-11	12-13				Σ	
I	XI, $II-1n-x_m$	2,00	4,45	6,40	9,90	12,35					
II	I^2	4,00	19,80	40,96	98,01	152,52					
III	$I \cdot XII, II-1n$	7,80	24,92	46,72	72,27	142,02					
IV	$I \cdot XII, II-1n$	28,80	74,98	120,32	220,77	305,66					
V	$II \nrightarrow XVII, II-1n$	5,33	19,80	41,71	99,34	152,52					
VI	$III \nrightarrow XVIII, II-1n$	7,80	24,92	46,72	72,27	142,02	.				
VII	$IV + XVII, II-1n$	30,13	74,98	121,07	222,10	305,66					
δ_{44}	$vl \cdot V$	+ 21,32	+ 49,50	+ 125,13	+ 397,36	+ 1143,99					+ 1737,21
δ_{14}	$vl \cdot (-VI)$	- 31,20	- 62,70	- 140,16	- 289,08	- 1065,15					- 1587,89
δ_{24}	$vl \cdot VII$	+ 120,52	+ 187,45	+ 363,21	+ 888,40	+ 2292,45					+ 3852,03
δ_{34}	$vl \cdot (-I)$	- 8,00	- 11,12	- 19,20	- 39,60	- 92,62					- 170,54
$II-2n$	Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами									Пример 2	

№ по пор. и переме- щения	Операции	Элементы							
		6-7	8-9	11-12					Σ
I	$\bar{x}_{n-1, n} - x_m$	4,00	4,90	11,90					
II	$\bar{x}_{n-1, n} - 1/2x_m$	10,20	11,10	18,10					
III	l^2	16,00	24,01	141,61					
IV	$C_1 \cdot III$	+25,14	+37,72	+222,47					
V	$C_1 \cdot I \cdot VIII, II-1\kappa$	+27,34	+52,73	+144,88					
VI	$C_1 \cdot I \cdot VII, II-1\kappa$	+103,06	+133,17	+454,29					
VII	$C_1 \cdot I$	+6,28	7,70	+18,70					
VIII	$C_2 \cdot I \cdot III, II-1\kappa$	+1,80	-2,21	25,36					
IX	$2 \cdot C_3 \cdot I \cdot III, II-1\kappa$	+3,60	+4,41	+10,71					
X	$2 \cdot C_3 \cdot II \cdot III, II-1\kappa$	+9,18	+9,99	+16,29					
XI	$IV + IX + XXIII, II-1\kappa$	428,90	+42,29	+233,34					
XII	$-V + VIII - XX, II-1\kappa +$ $+ XXIV, II-1\kappa$	-27,40	-58,12	-143,91					
XIII	$VI + X + XXIII, II-1\kappa$	+112,40	+143,32	+470,74					
XIV	$-VII - XXI, II-1\kappa$	-6,73	-8,15	-19,15					
δ_{44}	$l_\phi \cdot XI$	+91,61	+134,06	+739,69					+965,36
δ_{14}	$l_\phi \cdot XII$	-86,86	-184,24	-456,19					-727,29
δ_{24}	$l_\phi \cdot XIII$	+356,31	+454,32	+1492,24					+2302,87
δ_{34}	$l_\phi \cdot XIV$	-21,33	-25,84	-60,70					-107,87
II-2к	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами								Пример 2

$X_1 =$

X_1	X_2	X_3	X_4	C	K	
+ 379,25709	+ 135,98473	+ 508,7238	+ 75,03492			
+ 2,2908	-5,9074 + 2,57875	+0,29882 -0,13044	-2,3152 +1,01065	-43,778 +19,11035	-51,70178	+ 22,56931 + 22,56931
	+350,67063	-66,35793	+ 75,83404	+ 19,11035		
-5,9074	+ 16,666 -15,23371	-0,90571 +0,77056	+6,1549 -5,97031	-26,974 -112,89248	+ 22,56931	-133,32594 -133,32594
+0,29882		+0,0604 -0,03897	-0,27841 +0,30200	0 +5,71055	+19,99056	+ 5,97357 + 5,97357
-2,3152			+2 7026 -2,33986	-20,076 -44,24428	+20,12100	-46,58414 -46,58414
	+10,75860	-0,54649	+6,26389	-90,82800		
	+1,43229	-0,11373	+0,57092	-198,47621		
	+1,43229	-0,13515 +0,09435	+0,18459 -0,12888	-139,86648 +97,65234	-139,81704	+97,61782 +97,61782

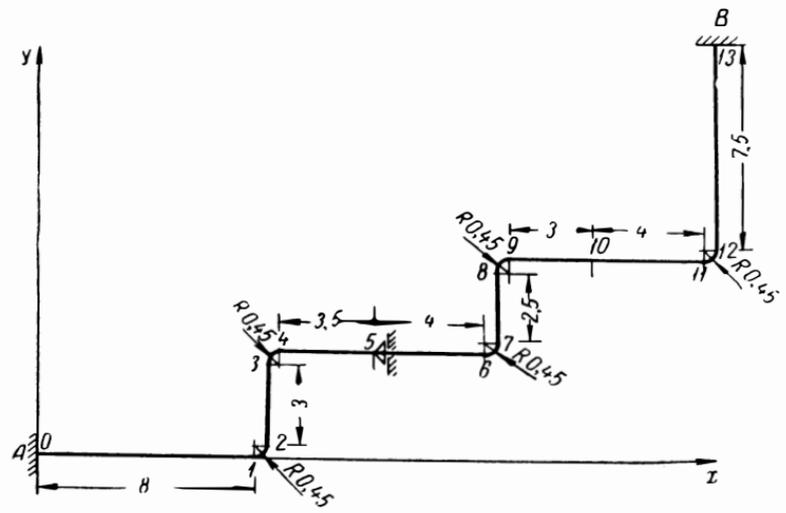
+379,25709

$X_2 =$		+48,00267	-9,67027	+97,65234			+135,9847
	-0,13515	+0,02142 -0,01275	+0,02359 +0,01741	+5,71055 -13,19771	+97,61782	-13,19305 -13,19305	
	+0,18459		+0,36274 -0,02378	-64,32028 18,02564	+97,52346	18,03209 18,03209	
		-0,11373	+0,57092	-198,47621			
		0,00866	0,37992	-53,75152			
		0,00866	0,04100 -4,73042	-7,48716 +863,67055	-7,44615	858,94013 858,94013	
$X_3 =$			-354,94671	+863,67055			+508,72383
		0,04100	0,33887 -0,19399	-46,29463 35,41757	858,94013	35,22358 35,22358	
			+0,14496	-10,87706 +75,03492	-10,87706		
	$X_4 =$			+75,03492			+75,03492
		-18,35526 -18,35526	-288,78294 -288,78316				

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0,00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	170	1310	1480	1480	1480	1650	2600	2770	2770	2770	2940	5780
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	1070	1130	1130	1190	1660	2200	2260	2260	2320	2720	3260	3320	3320
M	III - IV + X_3	510	-560	-450	690	800	330								
S_x	X_1	380	380	380	380	380	380								
S_y	X_2	135	135	135	135	135	135								
У-1	Вычисление усилий в элементах трубопровода														Пример 2

№ по пор.	Операция	Номер сечения											
		5	6	7	8	9	10	11	12	13			
I	$x_n - x_m$	0	4.0	4.45	4.45	4.90	7.90	11.9	12.4	12.4			
II	$X_4 \cdot I$	0	300	334	334	368	592	892	930	930			
M	III, $y-1-IV$, $y-1 + X_3-II$	330	-510	-435	515	590	-35	-875	-800	2040			
S_x	X_1	380	380	380	380	380	380	380	380	380			
S_y	$X_2 + X_4$	210	210	210	210	210	210	210	210	210			
У-2	Вычисление усилий в элементах трубопровода											Пример 2	

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод
		A—B
I	$D_{в}, \text{см}$	21,9
II	$\delta, \text{см}$	0,6
III	$J, \text{см}^4$	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1,34 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{град}$	330
VII	$E_t, \text{кг}/\text{см}^2$	$1,755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J, \text{кг} \cdot \text{м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	-4377,8
X	Δ_{2t}	-26974,2
XI	Δ_{3t}	0
XII	Δ_{4t}	—
XIII	Δ_{5t}	-21844,68
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



И-1	Исходные данные и геометрическая схема трубопровода	Пример 3
-----	---	----------

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы							Σ
		5—6	7—8	9—10	10—11	12—13			
I	XII, П-1n—y _m	0,00	1,70	3,40	3,40	7,60			
II	I ^a	0,00	2,89	11,56	11,56	57,76			
III	I · XII, П-1n	0,00	9,52	24,82	24,82	87,40			
IV	I · XI, П-1n	0,00	28,64	63,92	75,82	188,10			
V	II + XVI, П-1n	0,00	3,41	11,56	11,56	62,45			
VI	III + XVI, П-1n	0,00	10,04	24,82	24,82	92,09			
VII	IV + XVIII, П-1n	0,00	28,64	63,92	75,82	188,10			
δ ₅₅	vl · V	0,00	+8,52	+34,68	+46,24	+468,38			+577,82
δ ₁₅	vl · VI	0,00	+25,10	+74,46	+99,28	+690,68			+889,52
δ ₂₅	vl · (—VII)	0,00	—71,60	—191,76	—303,28	—1410,75			—1977,39
δ ₃₅	vl · I	0,00	+4,25	+10,20	+13,60	+57,00			+85,05
П-3n	Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами								Пример 3

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы						Σ
		6—7	8—9	11—12				
I	$\bar{y}_{n-1, n} - y_m$	0,45	2,95	3,85				
II	$\bar{y}_{n-1, n}^{-1/2} y_m$	2,40	4,90	5,80				
III	I^2	0,20	8,70	14,82				
IV	$C_1 \cdot III$	+0,31	+13,67	+23,28				
V	$C_1 \cdot I \cdot VIII, II-I\kappa$	+3,08	+20,16	+46,87				
VI	$C_1 \cdot I \cdot VII, II-I\kappa$	+11,59	+76,00	+146,97				
VII	$C_1 \cdot I$	+0,71	+4,63	+6,05				
VIII	$2C_2 \cdot I \cdot III, II-I\kappa$	+0,41	-2,66	+3,46				
IX	$2C_2 \cdot II \cdot III, II-I\kappa$	+2,16	-4,41	+5,22				
X	$C_3 \cdot I \cdot III, II-I\kappa$	+0,20	+1,33	+1,73				

XI	IV—VIII + XXII, II-1κ	+0,06	+16,49	+19,98					
XII	V—IX + XXII, II-1κ	+1,08	+24,73	+41,81					
XIII	-VI + XVII, II-1κ - X + + XXIV, II-1κ	-4,31	-85,21	-137,66					
XIV	VII—XVIII, II-1κ	+0,26	+5,08	+5,60					
δ_{55}	$l_{\phi} \cdot XI$	+0,19	+52,27	+63,34					+115,80
δ_{15}	$l_{\phi} \cdot XII$	+3,42	+78,39	+132,54					+214,35
δ_{25}	$l_{\phi} \cdot XIII$	-13,66	-270,12	-436,38					-720,16
δ_{35}	$l_{\phi} \cdot XIV$	+0,82	+16,10	+17,75					+34,67
II-3κ	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами								Пример 3

X_1	X_2	X_3	X_5	C	K	
395.39794	178.81299	811 88079	-43,73562			
+2.2908	-5.9074 +2,57875	+0,29882 -0,13044	+1,1039 -0,48188	-43,778 +19,11035	-48,28268	21.07678 21.07678
	461,11400	-105,90173	21.07532	19.11035		
-5,9074	+16,666 -15,23371	-0,90571 +0,77056	-2,6976 +2,84666	-26.974 -112,89248	21.07678	-124 50897 -124,50897
+0,29882		+0,0604 -0,03897	+0,11972 -0,14400	0 +5,71055	18,49803	5,52758 5,52757
+1,1039			+0,67362 -0 59195	-21,845 +21,09592	18,62847	20,56397 20,56397
	+10,75860	-0,54649	-0,80036	-92,5971	.	
	+1,432291	-0,11373	0,26645	-134,90501		
	+1.43229	-0,13515 +0,09436	0,14906 -0,10407	-139,866 97 65235	-39,85257	97,64264 97,64264

$X_1 =$

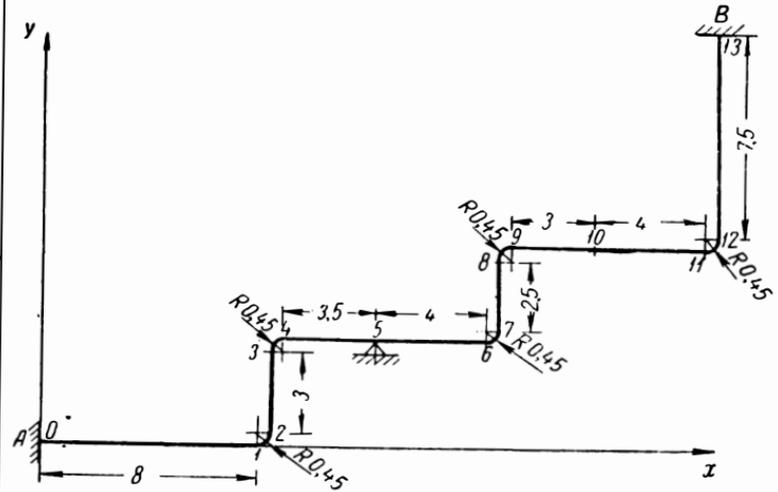
395,39794

$X_2 =$		76,60907	4,55157	97,65235			178,81299
	-0,13515	+0,02142 -0,01275	-0,024280 0,01407	+5,71055 -13,19772	97,64264	-13,19640 -13,19640	
	+0,14906		0,14167 -0,01551	-0,74908 +14,55606	97,54828	14,54055 14,54055	
$X_3 =$		-0,11373	0,26645	-134,90501			811,88079
		+0,00867	0,11595	6,31981			
		+0,008672	-0,01021 1,17735	-7 48717 863,37292	-7,49739	864,55027 864,55027	
			-51,49213	863,37292			
		-0,01021	0,12616 -0,01202	13,80698 -8,81504	864,55027	-8,82706 -8,82706	
			0,11413	4,99194 -43,73562		-43,73562 -43,73562	
$X_5 =$				-43,73562			-43,73562
		-29,29265 -29,29266	-25,86524 -25,86524				

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0,00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	178	1360	1540	1540	1540	1720	2700	2880	2880	2880	3060	6020
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	1430	1510	1510	1590	2220	2940	3020	3020	3100	3630	4350	4430	4430
<i>M</i>	$III - IV + X_3$	810	-620	-520	660	760	130								
S_x	X_1	395	395	395	395	395	395								
S_y	X_2	180	180	180	180	180	180								
<i>У-1</i>	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 3	

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		5	6	7	8	9	10	11	12	13					
I	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4					
II	$X_5 \cdot I$	0	0	-20	-129	-148	-148	-148	-168	-498					
<i>M</i>	$III, Y-1-IV, Y-1+X_3+II$	130	-590	-510	365	445	-85	-805	-725	1900					
S_x	$X_1 + X_5$	350	350	350	350	350	350	350	350	350					
S_y	X_2	180	180	180	180	180	180	180	180	180					
<i>У-3</i>	Вычисление усилий в элементах трубопровода											Пример 3			

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод
		A—B
I	$D_n, \text{ см}$	21,9
II	$\delta, \text{ см}$	0,6
III	$J, \text{ см}^4$	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{ м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$134 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{ град}$	330
VII	$E_t, \text{ кг}/\text{см}^2$	$1.755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J, \text{ кг} \cdot \text{м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	-43777,8
X	Δ_{2t}	-26974,2
XI	Δ_{3t}	—
XII	Δ_{4t}	-20075,88
XIII	Δ_{5t}	-21844,68
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



И-1	Исходные данные и геометрическая схема трубопровода	Пример 4
-----	---	----------

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы								
		5—6	7—8	9—10	10—11	12—13				Σ
I	$I, II-2n \cdot I, II-3n$	0,00	7,56	21,76	33,66	9,86				
II	$I + XVIII, II-1n$	0,00	7,56	21,76	33,66	93,86				
δ_{45}	$VI \cdot (-II)$	0,00	-30,24	-65,28	-134,64	-703,95				-934,11
$II-4n$	Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами								Пример 4	

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы							
		6—7	8—9	11—12					Σ
I	$C_I \cdot I, П-2к \cdot I, П-3к$	2,90	22,71	71,98					
II	$-I + VIII, П-2к - X, П-3к + XXIV, П-1к$	-1,20	-26,35	-68,25					
δ_{45}	$l_{\phi} \cdot II$	-3,80	-83,53	-216,35					-303,68
$П-4к$	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами								Пример 4

X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	C	K	
+359,92274	+122,55521	+439,41441	+98,75513	+36,76214			
+2.29080	-5.90740 2,57874	+0,29882 -0.13044	-2,31520 1,01065	+1,10390 -0,48188	-43 778 19,11035	-50.59788	22,08742 22,08742
$X_1 =$	+316,03922	-57,31875	+99,80700	-17,71508	+19 11035		
-5,9074	+16,666 -15,23370	-0 90571 0,77058	+6,1549 -5,97032	-2,6976 2,84668	-26,974 -112,89250	22,08742	-130,47927 -130,47927
+0,29882		+0,0604 -0,03897	-0,27841 0,30200	+0,11972 -0,14399	0 5,71055	19,50867	5,82958 5,82958
-2,3152			+2,7026 -2,33985	-1 2378 1,11565	-20 076 -44,24429	19,63912	-45,46849 -45,46849
+1.1039				+0,67362 -0,53195	-21,845 21,09592	18,62847	20,56396 20,56396
	10,7586	-0,54649	6,26389	-2,03816	-112 673		
	1,43229	-0,11370	0,57091	0,14433	-199,22532		
	1,43229	-0,13512 0,09434	0,18457 -0,12886	0,14908 -0,10408	-139,86650 97,65209	-139,66797	97,51348 97,51348
$X_2 =$		+41,456025	-12,72648	-3,82641	+97,65209		
-0,13512	0,02142 -0,01274	0,02359 0,01741	-0,02427 0,01406	5,71055 -13,19554	97,51348 -13,19554	97,51348	-13,17681 -13,17681
	0,18457		+0,36274 -0,02378	-0,12214 -0,019212	-64,32029 18,02447	97,41913	17,98147 17,98147

359.92274

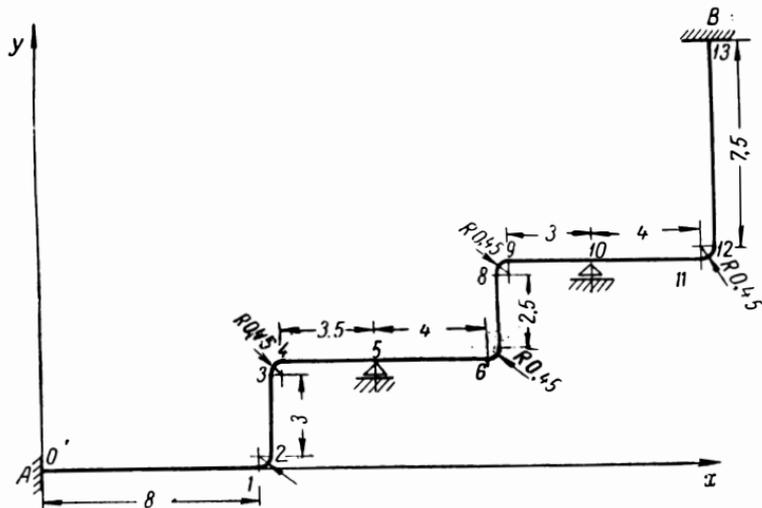
122,55521

0,14908			0,14155 -0,015517	-0,74907 14,55812	97,54800	14,54250 14,54250	
	-0,11370	0,57091	0,14433	-199,22532			
	0,00867	0,37996	-0,02541	-39,97196			
	0,00867	0,04100 -4,72840	-0,01021 1,17749	-7,48498 863,08123	-7,45419	859,53032 859,53032	
$X_3 =$		-466,95403	+43,28720	+863,08123			439,41441
	0,04100	0,33895 -0,19389	-0,14135 0,04828	-46,29581 35 39202	859,53032	35,24641 35,24641	
	-0,01021		0,12615 -0,01202	13,80904 -8,81352	864,25872	-8,82555 -8,82555	
		0,37996	-0,02541	-39,97176			
		0,14505	+0,02105	-5,90827			
		0,14505	-0,09306 0,64160	-10,90378 +75,16852		+75,81012 +75,81012	
$X_4 =$			+23,58660	+75,16852			+98,75513
	-0,09306		0,11412 -0,05971	4,99551 -6,99587	75,81012	-7,05558 -7,05558	
			0,05441	-2,00036 36,76214		36,76214 36,76214	
		$X_5 =$		36,76214			+36,76214
			-379,87351 -379,87351	+45,33230 +45,33230			

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0 00	0,00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8 90	12,40	16,40	16 85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	160	1240	1400	1400	1400	1570	2470	2630	2630	2630	2790	5490
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	985	1040	1040	1090	1520	2020	2070	2070	2130	2500	2990	3040	3040
<i>M</i>	III—IV + X_3	440	—545	—440	640	750	320								
S_x	X_1	360	360	360	360	360	360								
S_y	X_2	125	125	125	125	125	125								
<i>У-1</i>	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 4	

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		5	6	7	8	9	10	11	12	13					
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	11,90	12,40	12,40					
II	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4					
III	$X_4 \cdot I$	0	395	439	439	484	780	1180	1220	1220					
IV	$X_5 \cdot II$	0	0	17	108	125	125	125	141	418					
<i>M</i>	III, $y - 1 - IV$, $y - 1 + X_3 -$ $- III + IV$	320	—575	—485	510	580	—85	—975	—890	2090					
S_x	$X_1 + X_5$	395	395	395	395	395	395	395	395	395					
S_y	$X_2 + X_4$	220	220	220	220	220	220	220	220	220					
<i>У-4</i>	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 4	

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод	
		A—B	
I	$D_n, \text{ см}$	21.9	
II	$\delta, \text{ см}$	0.6	
III	$J, \text{ см}^4$	2279	
IV	ν	1.0	
V	$\alpha, \text{ м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1.34 \cdot 10^{-5}$	
VI	$\Delta t, \text{ град}$	330	
VII	$E_t, \text{ кг}/\text{см}^2$	$1.755 \cdot 10^6$	
VIII	$E_t J, \text{ кг} \cdot \text{м}^2$	$40.0 \cdot 10^4$	
IX	Δ_{1t}	-43777.8	
X	Δ_{2t}	-26974.2	
XI	Δ_{3t}	0	
XII	Δ_{4t}	-20075.88	
XIII	Δ_{5t}	—	
XIV	Δ_{6t}	-14061.98	
XV	Δ_{7t}	—	



№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы							Σ
		10—11	12—13						
I	XI, П-1n — x _н	2,00	4,45						
II	I ²	4,00	19,80						
III	I · XII, П-1n	14,60	51,18						
IV	I · XI, П-1n	44,60	110,14						
V	I · I, П-2n	19,80	54,96						
VI	II + XVII, П-1n	5,33	19,80						
VII	III + XVIII, П-1n	14,60	51,18						
VIII	IV + XVII, П-1n	45,93	110,14						
IX	V + XVII, П-1n	21,13	54,96						
δ ₆₆	νl · VI	+21,32	+148,50						+169,82
δ ₁₆	νl · VII	+58,40	+383,85						+442,25
δ ₂₆	νl · VIII	+183,72	+826,05						+1009,77
δ ₃₆	νl · (-I)	-8,00	-33,38						-41,38
δ ₄₆	νl · IX	+84,52	+412,20						+496,72
П-5n	Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами							Пример 5	

№ по поряд. и перемещения	Операции	Элементы					Σ
		11-12					
I	$x_{n-1} \cdot n - x_u$	4,00					
II	$x_{n-1} \cdot n - 1/2 \cdot x_u$	14,15					
III	II, П-2κ, $-1/2 \cdot x_u$	7,95					
IV	I ²	16,00					
V	$C_1 \cdot IV$	+25,14					
VI	$C_1 \cdot I \cdot VIII, П-1κ$	+48,70					
VII	$C_1 \cdot I \cdot VII, П-1κ$	+152,70					
VIII	$C_1 \cdot I$	+6,28					
IX	$C_1 \cdot I \cdot I, П-2κ$	+77,61					
X	$C_2 \cdot I \cdot III, П-1κ$	+1,80					
XI	$2 \cdot C_2 \cdot I \cdot III, П-1κ$	+3,60					
XII	$2 \cdot C_2 \cdot II \cdot III, П-1κ$	+12,74					
XIII	$2 \cdot C_2 \cdot III \cdot III, П-1κ$	+7,16					
XIV	$V + XI + XXIII, П-1κ$	+28,90					
XV	$-VI + X + XX, П-1κ + XXIV, П-1κ$	-50,29					
XVI	$VII + XII + XXIII, П-1κ$	+165,60					
XVII	$-VIII - XXI, П-1κ$	-6,73					
XVIII	$IX + XIII + XXIII, П-1κ$	+84,93					
δ_{00}	$l_{\phi} \cdot XIV$	+91,61					+91,61
δ_{10}	$l_{\phi} \cdot XV$	-159,42					-159,42
δ_{20}	$l_{\phi} \cdot XVI$	+524,95					+524,95
δ_{30}	$l_{\phi} \cdot XVII$	-21,33					-21,33
δ_{40}	$l_{\phi} \cdot XVIII$	+269,23					+269,23
П-5κ	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами						Пример 5

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_6	C	K	
	6,57213	13,10246	132,69183	-21,00073	63,11995			
	+2,2908	-5,9074 2,57874	+0,29882 -0,13044	-2,3152 1,01065	+0,28283 -0,12346	-43,778 19,11035	-51,41895	22,44584 22,44584
		33,78798	-17,30878	-21,22441	-1,79300	19,11035		
$X_1 =$	-5,9074	+16,666 -15,23370	-0,90571 0,77058	+6,1549 -5,97032	+1,5347 0,72934	-25,974 -112,89250	22,44584	-132,59660 -132,59660
	-0,29882		+0,0604 -0,03897	-0,27841 0,30200	-0,06271 -0,03689	0 5,71055	19,86709	5,93668 5,93668
	-2,3152			+2,7026 -2,33985	+0,76595 0,28584	-20,076 -44,24429	19,99754	-46,29831 -46,29831
	+0,28283				+0,26143 -0,03491	14,062 5,40498	18,98689	5,37006 5,37006
		10,75850	-0,54649	6,26389	2,78220	-104,89000		
		1,43229	-0,11370	0,57091	3,44274	-207,13326		
		1,43229	-0,13512 0,09434	0,18457 -0,12886	2,25404 -1,58071	-139,86650 97,65209	-137,55301	96,03685 96,03685
$X_2 =$			12,51855	2,70534	-99,77452	97,65209		
	-0,13512	0,021420 -0,01274	0,02359 0,01741	-0,09960 0,21359	5,71055 -13,19554	96,03685	96,03685	-12,97727 -12,97727
	0,18457		0,36374 -0,02978	1,05179 -0,29176	-64,32029 18,02447	95,94251	17,70892 17,70892	
	2,25404			0,22651 -3,57881	-8,65701 221,08899	96,07137	217,51018 217,51018	

6,57213

13,10246

$X_3 =$

-0,11370	0,57091	3,44274	-207,13326		
0,00867	0,37996	2,47827	158,65117		
0,00867	0,04100 -4,78840	0,11399 -13,14454	-7,48498 863,08124	-7,32998	845,20820 845,20820
	99,29990	-829,68931	863,08124		
0,04100	0,33895 -0,19389	0,76002 -0,53901	-46,29581 35,39202	845,20820	34,65911 34,65911
0,11399		-3,35230 -1,49843	212,43198 98,38746	849 93660	96,88903 96,88903

132,69183

$X_4 =$

	0,37996	-2,47827	158,65117		
	0,14505	-4,62972	299,91565		
	0,14505	0,22100 -1,52359	-10,90378 75,16852	-10,68277	73,64492 73,64492
		-96,16925	75,16852		
	0,22100	-4,85073 -0,32672	310,81944 16,61295	73,64492	

-21,00073

$X_6 =$

		-5,18746	327,43240 63,11995	327,43240 63,11995	16,27622 16,27622
			63,11995		
-4,79013	-80,78183	-1017,84018			
-4,79013	-80,78176	-1017,84018			

63,11995

№ по пор.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0,00	0,45	3,45	3 90	3 90	3 90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	3	23	26	26	26	29	45	48	48	48	51	100
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	105	111	111	117	162	215	221	221	227	266	318	324	324
M	III—IV + X_3	135	30	25	45	40	—5								
S_x	X_1	7	7	7	7	7	7								
S_y	X_2	13	13	13	13	13	13								
У-1	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 5	

№ по п/п.	Операция	Номер сечения												
		5	6	7	8	9	10	11	12	13				
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	11,9	12,4	12,4				
II	$X_4 \cdot I$	0	-84	-93	-93	-103	-166	-250	-260	-260				
M	III, $Y-1-IV$, $Y-1+X_3-II$	-5	30	35	50	55	80							
S_x	X_1	7	7	7	7	7	7							
S_y	$X_2 + X_4$	-8	-8	-8	-8	-8	-8							
У-2	Вычисление усилий в элементах трубопровода												Пример 5	

№ по пор.	Операции	Номер сечения											
		10	11	12	13								
I	$x_n - x_u$	0	4,0	4,45	4,45								
II	$X_6 \cdot I$	0	252	280	280								
M	III, $y-1-IV$, $y-1+X_3-II$, $y-2-II$	80	-140	-160	-110								
S_x	X_1	7	7	7	7								
S_y	$X_2+X_4+X_6$	55	55	55	55								
У-5	Вычисление усилий в элементах трубопровода												Пример 5

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод	
		A—B	
I	$D_n, \text{ см}$	21,9	
II	$\delta, \text{ см}$	0,6	
III	$J, \text{ см}^4$	2279	
IV	ν	1,0	
V	$\alpha, \text{ м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1,34 \cdot 10^{-5}$	
VI	$\Delta t, \text{ град}$	330	
VII	$E_t, \text{ кг}/\text{см}^2$	$1,755 \cdot 10^6$	
VIII	$E_t J, \text{ кг} \cdot \text{м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$	
IX	Δ_{1t}	-43 777,8	
X	Δ_{2t}	-26 974,2	
XI	Δ_{3t}	0	
XII	Δ_{4t}	—	
XIII	Δ_{5t}	-21 844,68	
XIV	Δ_{6t}	—	
XV	Δ_{7t}	-7871,16	

И-1

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода

Пример 6

№ по пор. и переме- щения	Операции	Элементы							
		10—11	11—12						Σ
I	XII, П-1n—y _и	0,00	4,20						
II	I ²	0,00	17,64						
III	I · XII, П-1n	0,00	48,30						
IV	I · XI, П-1n	0,00	103,95						
V	I · I, П-3n	0,00	31,92						
VI	II + XVI, П-1n	0,00	22,33						
VII	III + XVI, П-1n	0,00	52,99						
VIII	IV + XVIII, П-1n	0,00	103,95						
IX	V + XVI, П-1n	0,00	36,61						
δ_{77}	vl · VI	0,00	+167,48						+167,48
δ_{17}	vl · VII	0,00	+397,42						+397,42
δ_{27}	vl · (-VIII)	0,00	-779,62						-779,62
δ_{37}	vl · I	0,00	+31,50						+31,50
δ_{57}	vl · IX	0,00	+274,58						+274,58
П-6n	Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами								Пример 6

	-0,11370	0,26647	0,39971	-135,06329		
	0,00867	0,11593	0,11661	29,64175		
$X_3 =$	0,00867	-0,01021 1,17748	0,00235 -0,27138	-7,48498 863,08124	-7,49284	863,98733 863,98733
		563,11108	265,83219	863,08124		
	-0,01021	0,12615 -0,01202	0,05804 0,00277	13,80909 -8,81344	863,98733	-8,82269 -8,82269
	0,00235		0,05621 -0,00063	23,31764 2 03134	862,80985	2,03070 2,03070
		0,11593	0,11661	29,64175		
		0,11412	0,11639	30 34465		
$X_5 =$	0 0,11412	0,06082 -0,53291	4,99565 -43,77292	5,05647	-44,30583 -44,30583	
		522,00600	-43,77292			
	0,06082	+0,05557 -0,03241	25,34899 -2,66228	44,30584	-2,69459	
			22,68671 -979,52204			
		$X_7 =$	-979,52204			
	-61,08157 -61,08157	+282,88070 +282,88055	+1124,82130 +1124,82130			

1692,02453

478,23308

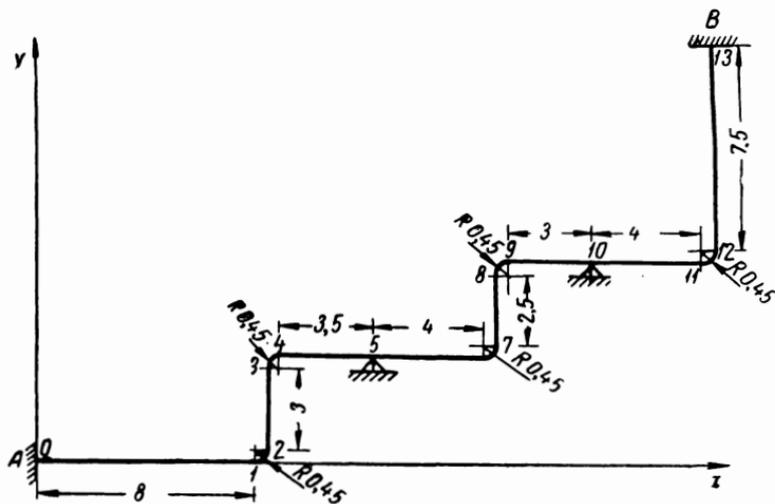
-979,52204

№ по пер.	Операции	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0,00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	315	2420	2730	2730	2730	3040	4800	5110	5110	5110	5420	10 700
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	2980	3140	3140	3310	4610	6100	6270	6270	6440	7550	9040	9210	9210
<i>M</i>	$III - IV + X_3$	1690	-1290	-1140	970	1110	-190								
S_x	X_1	700	700	700	700	700	700								
S_y	X_2	370	370	370	370	370	370								
<i>y-1</i>	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 6	

№ по пор.	Операции	Номер сечения												
		5	6	7	8	9	10	11	12	13				
I	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4				
II	$X_5 \cdot I$	0	0	215	1410	1620	1620	1620	1840	5450				
M	III, $y-1-IV$, $y-1+X_3+II$	-190	-1680	-1325	1630	1980	870							
S_x	$X_1 + X_5$	1180	1180	1180	1180	1180	1180							
S_y	X_2	370	370	370	370	370	370							
У-3	Вычисление усилий в элементах трубопровода												Пример 6	

№ по пор.	Операции	Номер сечения											
		10	11	12	13								
I	$Y_n - Y_n$	0	0	0,45	7,95								
II	$X_7 \cdot I$	0	0	-441	-7790								
M	III, $Y - I - IV$, $Y - I + X_3 + II$, $Y - 3 + II$	870	-620	-700	840								
S_x	$X_1 + X_5 + X_7$	200	200	200	200								
S_y	X_2	370	370	370	370								
У-6	Вычисление усилий в элементах трубопровода												Пример 6

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод
		A—B
I	$D_{\text{н}}, \text{см}$	21,9
II	$\delta, \text{см}$	0,6
III	$I, \text{см}^4$	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1,34 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{град}$	330
VII	$E_t, \text{кг}/\text{см}^2$	$1,755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t I, \text{кг} \cdot \text{м}^2$	$40,0 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	-43777,8
X	Δ_{2t}	-26974,2
XI	Δ_{3t}	0
XII	Δ_{4t}	-20075,88
XIII	Δ_{5t}	-21844,68
XIV	Δ_{6t}	-14061,98
XV	Δ_{7t}	-7871,16



И-1

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода

Пример 7

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы					
		10—11	12—13				Σ
I	I, П-2n · I, П-6n	0,00	51,87				
II	I, П-5n · I, П-3n	6,80	33,82				
III	I, П-5n · I, П-6n	0,00	18,69				
IV	I + XVIII, П-1n	0,00	51,87				
V	II + XVIII, П-1n	6,80	33,82				
VI	III + XVIII, П-1n	0,00	18,69				
δ_{17}	$\nu l \cdot (-VI)$	0,00	-389,02				-389,02
δ_{58}	$\nu l \cdot (-V)$	-27,20	-253,65				-280,85
δ_{57}	$\nu l \cdot (-VI)$	0,00	-140,18				-140,18
<i>II-7n</i>	Вычисления перемещений, обусловленных прямолинейными элементами						Пример 7

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы					
		11—12					Σ
I	$C_1 \cdot I, П-2\kappa \cdot I, П-6\kappa$	+8,41					
II	$C_1 \cdot I, П-5\kappa \cdot I, П-3\kappa$	+24,19					
III	$C_1 \cdot I, П-5\kappa \cdot I, П-6\kappa$	+2,83					
IV	-I + VIII, П-2κ - XIII, П-6κ + XXIV, П-1κ	-3,36					
V	-II + X, П-5κ - X, П-3κ + XXIV, П-1κ	-24,02					
VI	-III + X, П-5κ - XIII, П-6κ + XXIV, П-1κ	-1,34					
δ_{47}	$l_\phi \cdot IV$	-10,65					-10,65
δ_{58}	$l_\phi \cdot V$	-76,14					-76,14
δ_{67}	$l_\phi \cdot VI$	-4,25					-4,25
<i>П-7κ</i>	Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами						Пример 7

№№ по пор.	Операция	Номер сечения													
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	y_n	0,00	0 00	0,45	3,45	3,90	3,90	3,90	4,35	6,85	7,30	7,30	7,30	7,75	15,25
II	x_n	0,00	8,00	8,45	8,45	8,90	12,40	16,40	16,85	16,85	17,30	20,30	24,30	24,75	24,75
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	-8	-60	-68	-68	-68	-76	-119	-127	-127	-127	-135	-265
IV	$X_2 \cdot x_n$	0	-696	-735	-735	-774	-1080	-1430	-1470	-1470	-1500	-1770	-2110	-2150	-2150
M	$III - IV + X_3$	-625	70	100	50	80	385								
S_x	X_1	-17	-17	-17	-17	-17	-17								
S_y	X_2	-85	-85	-85	-85	-85	-85								
У-1	Вычисление усилий в элементах трубопровода													Пример 7	

№№ по пор.	Операции	Номер сечения												
		5	6	7	8	9	10	11	12	13				
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	11,9	12,4	12,4				
II	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4				
III	$X_4 \cdot I$	0	1760	1960	1960	2160	3480	5230	5460	5460				
IV	$X_5 \cdot II$	0	0	415	2720	3140	3140	3140	3550	10500				
<i>M</i>	III, $y - 1 - IV, y - 1 + X_3 - III + IV$	385	-1020	-775	1480	1730	680							
S_x	$X_1 + X_5$	905	905	905	905	905	905							
S_y	$X_2 + X_4$	355	355	355	355	355	355							
У-4	Вычисление усилий в элементах трубопровода											При- мер 7		

№№ по пор.	Операции	Номер сечения											
		10	11	12	13								
I	$x_n - x_u$	0	4,0	4,45	4,45								
II	$y_n - y_u$	0	0	0,45	7,95								
III	$X_6 \cdot I$	0	204	227	227								
IV	$X_7 \cdot II$	0	0	23	405								
M	III, $y-1-IV$, $y-1+X_3-III$, $y-4+IV$, $y-4-III+IV$	680	-935	-925	6480								
S_x	$X_1 + X_5 + X_7$	265	265	265	265								
S_y	$X_2 + X_4 + X_6$	405	405	405	405								
У-7	Вычисление усилий в элементах трубопровода												Пример 7

§ 27. РАСЧЕТ ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ СПОСОБОМ «УПРУГОГО ЦЕНТРА»

Для расчета плоских простых трубопроводов без промежуточных опор можно пользоваться способом «упругого центра», являющимся особенно эффективным в тех случаях, когда рассчитываемый трубопровод имеет хотя бы одну ось симметрии.

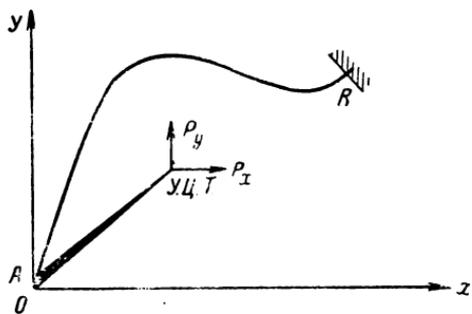


Рис. 49. Основная система плоского простого трубопровода при расчете его способом «упругого центра».

Способ «упругого центра» представляет собой одну из модификаций метода сил, заключающаяся в том, что все побочные коэффициенты канонических уравнений (т. е. такие коэффициенты δ_{ik} , у которых $i \neq k$) обращаются в нуль. Достигается это путем размещения основных неизвестных в упругом центре тяжести рассчитываемого участка трубопровода. Точка приложения основных неизвестных считается соединенной с точкой А такого трубопровода бесконечно жесткой консолью (рис. 49). При этом обращается в нуль и третье основное неизвестное — изгибающий момент.

Величины основных неизвестных $X_1 = P_x$ и $X_2 = P_y$ равны

$$\begin{aligned} P_x &= \frac{\Delta_{1t} J_{y0} + \Delta_{2t} J_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2}; \\ P_y &= \frac{\Delta_{2t} J_{x0} + \Delta_{1t} J_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2}; \end{aligned} \quad (3.44)$$

здесь P_x , P_y — основные неизвестные, приложенные в «упругом центре», в $\kappa\Gamma$;

Δ_{1t} , Δ_{2t} — температурные перемещения конца А рассчитываемого трубопровода в основной системе, определяемые по уравнениям (3.26), в $\kappa\Gamma \cdot \text{м}^3$;

J_{x0} , J_{y0} — центральные моменты инерции приведенной длины осевой линии трубопровода в м^3 ;

J_{xy0} — центральный центробежный момент инерции приведенной длины осевой линии трубопровода в м^2 .

Для участков трубопровода, симметричных относительно оси y , величины основных неизвестных определяются по упрощенным формулам:

$$\begin{aligned} P_x &= \frac{\Delta_{1t}}{J_{x0}}, \\ P_y &= 0. \end{aligned} \quad (3.45)$$

Определение центральных и центробежных моментов инерции приведенной длины осевой линии трубопровода

Вычерчивается в масштабе схема рассчитываемого участка трубопровода по осевой линии. Исходная система координат x, y (рис. 50) выбирается таким образом, чтобы оси координат были параллельными или совпадали с основными прямыми элементами трубопровода. При этом начало координат выбирается в такой точке, чтобы оси

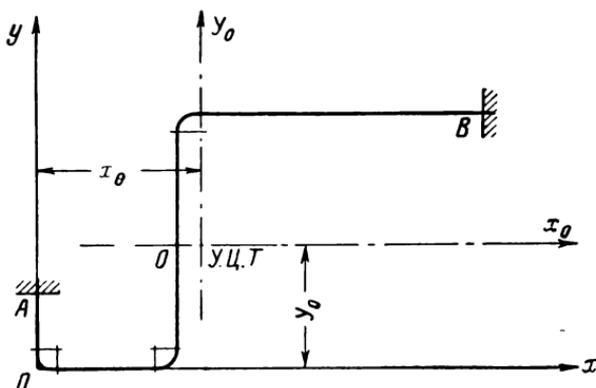


Рис. 50. Расположение исходной и центральной систем координат при расчете трубопроводов способом «упругого центра».

координат проходили через центры тяжести возможно большего числа элементов, а для симметричных участков трубопровода — одной из координатных осей являлась ось симметрии участка. Положительное направление координатных осей принимается таким, чтобы большая часть рассчитываемого участка трубопровода располагалась в положительной четверти.

Центральные и центробежные моменты инерции относительно осей x_0, y_0 , проходящих через упругий центр тяжести рассчитываемого участка трубопровода, определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned} J_{x_0} &= J_x - L_{\text{пр}} y_0^2; \\ J_{y_0} &= J_y - L_{\text{пр}} x_0^2; \\ J_{x_0 y_0} &= J_{xy} - L_{\text{пр}} x_0 y_0, \end{aligned} \quad (3.46)$$

где J_x, J_y, J_{xy} — моменты инерции и центробежный момент инерции всего участка трубопровода относительно исходной системы координат;

$L_{\text{пр}}$ — приведенная длина осевой линии всего участка трубопровода;

x_0, y_0 — координаты упругого центра тяжести участка трубопровода относительно исходной системы координат.

Приведенная длина осевой линии участка трубопровода находится по формуле

$$L_{np} = \sum \nu l_{n-1, n} + \sum \frac{\nu RC_{np}}{k}, \quad (3.47)$$

где $l_{n-1, n}$ — длина прямолинейного элемента трубопровода;

R — радиус погиба криволинейного элемента;

ν — отношение жесткости основного элемента трубопровода к жесткости рассматриваемого элемента;

k — коэффициент понижения жесткости криволинейных элементов трубопровода;

C_{np} — коэффициент приведенной длины криволинейных элементов трубопровода.

Суммирование в первом слагаемом формулы (3.47) распространяется на прямолинейные элементы трубопровода, во втором слагаемом — на криволинейные.

Для определения коэффициента C_{np} применяется формула

$$C_{np} = \frac{\varphi}{57,3}; \quad (3.48)$$

здесь φ — центральный угол криволинейного элемента трубопровода в градусах.

Величины C_{np} для наиболее часто встречающихся значений угла φ приведены в табл. 18.

Таблица 18

Значения коэффициента C_{np}

φ°	30	45	60	75	90
C_{np}	0,524	0,785	1,047	1,309	1,571

Координаты упругого центра тяжести участка трубопровода относительно исходной системы координат определяются по формулам:

$$\begin{aligned} x_0 &= \frac{S_y}{L_{np}}; \\ y_0 &= \frac{S_x}{L_{np}}, \end{aligned} \quad (3.49)$$

где S_x, S_y — статические моменты приведенной длины трубопровода в исходной системе координат; эти моменты

$$S_x = \sum v l_{n-1, n} y_c + \sum \frac{v R C_{np}}{k} y_c, \quad (3.50)$$

$$S_y = \sum v l_{n-1, n} x_c + \sum \frac{v R C_{np}}{k} x_c,$$

где x_c, y_c — координаты центров тяжести отдельных элементов трубопровода в исходной системе координат.

Центр тяжести прямолинейного элемента трубопровода находится в середине элемента. Центр тяжести криволинейного элемента, очерченного по дуге окружности, лежит на биссектрисе угла, стягиваемого дугой элемента.

Расстояния от концов криволинейного элемента до его центра тяжести в направлении исходной системы координат (рис. 51) определяются выражениями:

$$\begin{aligned} a &= RC_a, \\ b &= RC_b, \\ c &= RC_c, \\ d &= RC_d, \end{aligned} \quad (3.51)$$

где R — радиус погиба криволинейного элемента трубопровода;

C_a, C_b, C_c и C_d — некоторые коэффициенты; для их вычисления применяются следующие формулы:

$$\begin{aligned} C_a &= \sin \frac{\varphi}{2} \sin \beta + \left(2 \sin \frac{\varphi}{2} - \varphi \cos \frac{\varphi}{2} \right) \frac{\cos \beta}{\varphi}; \\ C_b &= \sin \frac{\varphi}{2} \sin \beta - \left(2 \sin \frac{\varphi}{2} - \varphi \cos \frac{\varphi}{2} \right) \frac{\cos \beta}{\varphi}; \\ C_c &= \sin \frac{\varphi}{2} \cos \beta - \left(2 \sin \frac{\varphi}{2} - \varphi \cos \frac{\varphi}{2} \right) \frac{\sin \beta}{\varphi}; \\ C_d &= \sin \frac{\varphi}{2} \cos \beta + \left(2 \sin \frac{\varphi}{2} - \varphi \cos \frac{\varphi}{2} \right) \frac{\sin \beta}{\varphi}; \end{aligned} \quad (3.52)$$

здесь β — угол наклона (в градусах) хорды криволинейного элемента к собственной оси ординат x' , параллельной исходной координатной оси x (см. рис. 51);

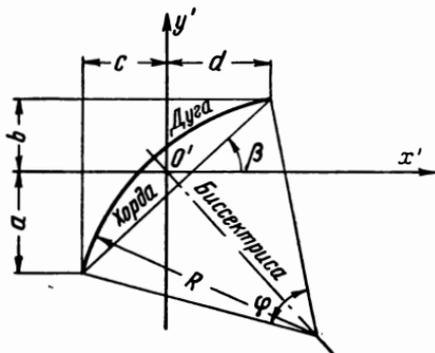


Рис. 51. Положение центра тяжести дуги криволинейного элемента.

φ — центральный угол криволинейного элемента трубопровода в рад.

Величины C_a , C_b , C_c и C_d для наиболее часто встречающихся значений β и φ приведены в табл. 19.

Таблица 19

Значения коэффициентов C_a , C_b , C_c и C_d

φ°	β°	C_a	C_b	C_c	C_d
30	0,180	0,023	0,023	0,259	0,259
	15,165	0,089	0,045	0,244	0,256
	30,150	0,149	0,109	0,100	0,227
	45,135	0,198	0,166	0,166	0,198
45	0,180	0,050	0,050	0,383	0,383
	15,165	0,147	0,051	0,357	0,383
	30,150	0,235	0,148	0,307	0,357
	45,135	0,305	0,235	0,235	0,305
60	0,180	0,089	0,089	0,500	0,500
	15,165	0,215	0,043	0,459	0,507
	30,150	0,327	0,173	0,389	0,448
	45,135	0,417	0,291	0,291	0,417
75	0,180	0,137	0,137	0,609	0,609
	15,165	0,289	0,028	0,563	0,613
	30,150	0,422	0,186	0,459	0,586
	45,135	0,528	0,334	0,334	0,528
90	0,180	0,193	0,193	0,707	0,707
	15,165	0,361	0,011	0,632	0,732
	30,150	0,521	0,187	0,530	0,694
	45,135	0,636	0,364	0,364	0,636

Моменты инерции и центробежный момент инерции всего участка трубопровода относительно исходной системы координат определяются по формулам:

$$J_x = \sum \nu l_{n-1, n} (l_{n-1, n}^2 C_{x1} + y_c^2) + \sum \frac{\nu}{k} R (R^2 C_{x2} + y_c^2 C_{np});$$

$$J_y = \sum \nu l_{n-1, n} (l_{n-1, n}^2 C_{y1} + x^2) + \sum \frac{\nu}{k} R (R^2 C_{y2} + x_c^2 C_{np}); \quad (3.53)$$

$$J_{xy} = \sum \nu l_{n-1, n} (\pm l_{n-1, n}^2 C_{xy1} + x_c y_c) + \sum \frac{\nu}{k} R (\pm R^2 C_{xy2} + x_c y_c C_{np}),$$

где C_{x1} , C_{y1} , C_{xy1} — коэффициенты для вычисления собственных моментов инерции и центробежных моментов инерции прямолинейных элементов трубопровода;

C_{x2} , C_{y2} , C_{xy2} — коэффициенты для вычисления собственных моментов инерции и центробежных моментов инерции криволинейных элементов трубопровода.

Значения остальных величин, входящих в формулы (3.53), те же, что в предыдущих формулах.

Суммирование в первых слагаемых формул (3.53) распространяется на прямолинейные элементы рассматриваемого трубопровода; суммирование во вторых слагаемых распространяется на криволинейные элементы.

Для определения коэффициентов C_{x1} , C_{y1} и C_{xy1} применяются формулы:

$$\begin{aligned} C_{x1} &= \frac{\sin^2 \beta}{12}; \\ C_{y1} &= \frac{\cos^2 \beta}{12}; \\ C_{xy1} &= \pm \frac{\sin \beta \cos \beta}{12}, \end{aligned} \quad (3.54)$$

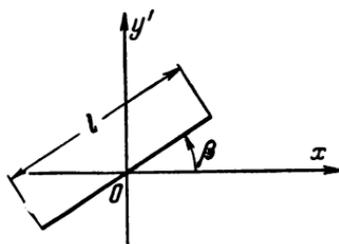


Рис. 52. Определение положения прямолинейного элемента трубопровода.

где β — угол (в градусах) между рассматриваемым прямолинейным элементом трубопровода и положительным направлением оси x (рис. 52).

Величины C_{x1} , C_{y1} и C_{xy1} для наиболее часто встречающихся значений β приведены в табл. 20.

Таблица 20

Значения коэффициентов C_{x1} , C_{y1} и C_{xy1}

β°	0; 180	15; 165	30; 150	45; 135	60; 120	75; 105	90
C_{x1} . . .	0	0,00558	0,0208	0,0417	0,0625	0,0777	0,0833
C_{y1} . . .	0,0833	0,0777	0,0625	0,0417	0,0208	0,00558	0
C_{xy1} . . .	0	0,0208	0,036	0,0417	0,036	0,0208	0

Коэффициенты C_{x2} , C_{y2} и C_{xy2} определяются по формулам:

$$\begin{aligned} C_{x2} &= \left(\frac{4}{\varphi} \sin^2 \frac{\varphi}{2} - \sin \varphi \right) \sin^2 \beta + \frac{1}{2} \sin \varphi - \frac{4}{\varphi} \sin^2 \frac{\varphi}{2} + \frac{\varphi}{2}; \\ C_{y2} &= \left(\frac{4}{\varphi} \sin^2 \frac{\varphi}{2} - \sin \varphi \right) \cos^2 \beta + \frac{1}{2} \sin \varphi - \frac{4}{\varphi} \sin^2 \frac{\varphi}{2} + \frac{\varphi}{2}; \\ C_{xy2} &= \left(\frac{4}{\varphi} \sin^2 \frac{\varphi}{2} - \sin \varphi \right) \sin \beta \cos \beta. \end{aligned} \quad (3.55)$$

Значения величин, входящих в эти формулы, те же, что в формулах (3.52).

Величины C_{x_2} , C_{y_2} и C_{xy_2} для наиболее часто встречающихся значений β и φ приведены в табл. 21.

Таблица 21

Значения коэффициентов C_{x_2} , C_{y_2} , C_{xy_2}

φ°	β°	C_{x_2}	C_{y_2}	C_{xy_2}
30	0,180	0,000	0,012	0,000
	15,165	0,001	0,001	0,003
	30,150	0,003	0,009	0,005
	45,135	0,006	0,006	0,006
45	0,180	0,000	0,039	0,000
	15,165	0,003	0,037	0,010
	30,150	0,010	0,029	0,017
	45,135	0,020	0,020	0,019
60	0,180	0,002	0,091	0,000
	15,165	0,008	0,085	0,022
	30,150	0,024	0,068	0,038
	45,135	0,046	0,046	0,044
75	0,180	0,005	0,172	0,000
	15,165	0,016	0,160	0,042
	30,150	0,047	0,130	0,092
	45,135	0,088	0,088	0,083
90	0,180	0,012	0,285	0,000
	15,165	0,031	0,267	0,068
	30,150	0,080	0,217	0,118
	45,135	0,149	0,149	0,137

Коэффициент C_{np} определяется по формуле (3.48).

Для определения знака собственного центробежного момента инерции для прямолинейных и криволинейных элементов трубопровода, т. е. для определения знаков в формуле (3.53) для J_{xy} , через начало координат проводится воображаемая линия, параллельная прямолинейному элементу или хорде криволинейного элемента (рис. 53). Если эта линия пройдет через четверти с одинаковыми знаками, — собственный центробежный момент инерции положителен, если через четверти с разными знаками, — отрицателен.

Определение центральных и центральных центробежных моментов инерции приведенной длины осевой линии трубопровода производится в следующем порядке:

1) вычерчивается в масштабе схема рассчитываемого участка трубопровода;

2) весь участок трубопровода делится на прямолинейные и криволинейные элементы;

3) выбирается и наносится на схему исходная система координат x, y ;

4) определяется по формуле (3.47) приведенная длина осевой линии участка;

5) определяются по формулам (3.50) статические моменты приведенной длины трубопровода в исходной системе координат;

6) определяются по формулам (3.49) координаты упругого центра тяжести участка трубопровода относительно исходной системы координат;

7) определяются по формулам (3.53) моменты инерции и центробежный момент инерции всего участка трубопровода относительно исходной системы координат;

8) определяются по формулам (3.46) центральные моменты инерции и центральный центробежный момент инерции участка трубопровода относительно осей, проходящих через упругий центр тяжести осевой линии участка.

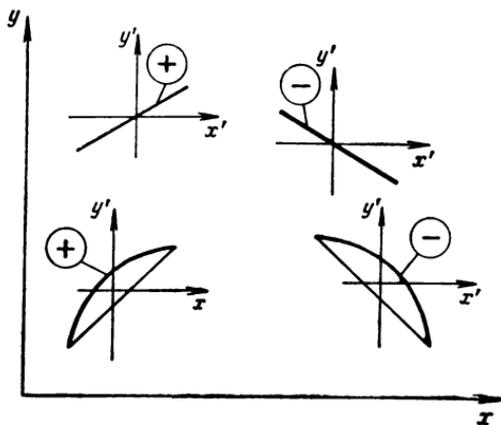


Рис. 53. Правило определения знака собственного центробежного момента инерции для прямолинейных и криволинейных элементов трубопровода.

О п р е д е л е н и е и з г и б а ю щ и х м о м е н т о в в л ю б о м с е ч е н и и у ч а с т к а т р у б о п р о в о д а

После определения основных неизвестных P_x и P_y по формулам (3.44) находят изгибающие моменты в любом сечении участка трубопровода от температурного воздействия:

$$M_n = (y_n - y_0) P_x - (x_n - x_0) P_y, \quad (3.56)$$

где x_n, y_n — координаты рассматриваемого сечения участка трубопровода в исходной системе координат в m ;

x_0, y_0 — координаты упругого центра тяжести участка трубопровода в m ;

P_x, P_y — основные неизвестные, приложенные в «упругом центре»,
в кгс.

Получаемый по формуле (3.56) знак изгибающего момента характеризует только его направление и при определении продольных изгибающих компенсационных напряжений не учитывается.

Сечение с максимальным изгибающим моментом определяют либо аналитически по формуле (3.56) путем сопоставления величин моментов для различных сечений участка трубопровода, либо графически путем построения эпюры изгибающих моментов.

Для построения эпюры моментов основные неизвестные P_x и P_y помещают в упругом центре тяжести в масштабе сил с учетом полученных по расчету знаков. Путем построения параллелограмма сил определяют равнодействующую силу P — по величине и направлению.



Рис. 54. Эпюра изгибающих моментов плоского простого трубопровода.

Линия действия этой силы рассматривается как эпюра моментов (рис. 54), и изгибающий момент в любом сечении трубопровода с координатами x, y определяется по формуле

$$M = Ph_{xy}, \quad (3.57)$$

где h_{xy} — длина перпендикуляра, опущенного из сечения трубопровода с координатами x, y на линию действия силы P .

Максимальный изгибающий момент

$$M_{\max} = Ph_{\max}. \quad (3.58)$$

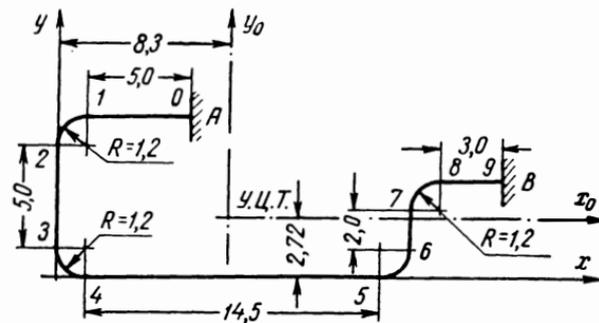
При использовании графического способа определения сечения с максимальным изгибающим моментом величину максимального момента целесообразно определять по формуле (3.56).

Пример 8. Плоский простой трубопровод без промежуточных опор.

Геометрическая схема трубопровода и исходные данные при расчете по методу упругого центра представлены в табл. И-1.

Приведенная длина, статические моменты, моменты инерции и центробежный момент инерции вычисляются в таблице $M-1n$ и $M-1к$.

№ по пор.	Элементы	A—B
I	$D_H, \text{см}$	32,5
II	$\delta, \text{см}$	0,8
III	$J, \text{см}^4$	10 010
IV	ν	1,0
V	$\alpha, \text{м}/(\text{м} \cdot \text{град})$	$1,34 \cdot 10^{-5}$
VI	$\Delta t, \text{град}$	300
VII	$E_t, \text{кг}/\text{см}^2$	$1,755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J, \text{кг} \cdot \text{м}^2$	$175,5 \cdot 10^4$
IX	$\Delta_{1t}, \text{кг} \cdot \text{м}^3$	$10,5 \cdot 10^4$
X	$\Delta_{2t}, \text{кг} \cdot \text{м}^3$	$-21 \cdot 10^4$
XI	Δ_{3t}	—
XII	Δ_{4t}	—
XIII	Δ_{5t}	—
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



И-1

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода

Пример 8

№ по пор.	Операции	Элементы					Σ	Значение
		0-1	2-3	4-5	6-7	8-9		
I	$x_0, \text{м}$	3,7	0	8,45	16,9	19,6		
II	$y_0, \text{м}$	7,4	3,7	0	2,2	4,4		
III	β°	0	90	0	90	0		
IV	$vl, \text{м}$	5,0	5,0	14,5	2,0	3,0	29,5	L'_{np}
V	I^2	13,7	0	71,4	285	384		
VI	II^2	55	13,7	0	4,84	19,4		
VII	$I \cdot II$	27,4	0	0	37	36,4		
VIII	I^2	25	25	210	4	9		
IX	$VIII \cdot C_{x1}$	0	2,08	0	0,333	0		
X	$VIII \cdot C_{y1}$	2,08	0	17,5	0	0,75		
XI	$VIII \cdot C_{xy1}$	0	0	0	0	0		
XII	$IX + VI$	55	15,8	0	5,17	19,4		
XIII	$X + V$	15,8	0	88,9	285	385		
XIV	$XI + VII$	27,4	0	0	37	86,4		
XV	$II \cdot IV$	37	18,5	0	4,4	13,2	73,1	S'_x
XVI	$I \cdot IV$	18,5	0	122,5	33,8	58,8	233,6	S'_y
XVII	$IV \cdot XII$	275	79	0	10,3	58,2	422,5	J'_x
XVIII	$IV \cdot XIII$	79	0	1288	570	1155	3092	J'_y
XIX	$IV \cdot XIV$	137	0	0	74	259	470	J'_{xy}
<i>M-In</i>	Вычисление геометрических характеристик трубопровода, обусловленных прямолинейными элементами						Пример 8	

№ по пор.	Операции	Элементы				Σ	Значение
		1—2	3—4	5—6	7—8		
I	$x_c, \text{м}$	0,44	0,44	16,46	17,34		
II	$y_c, \text{м}$	6,96	0,44	0,44	3,96		
III	β°	45	135	45	45		
IV	φ°	90	90	90	90		
V	$\frac{vR}{k}$	4,7	4,7	4,7	4,7		
VI	I^2	0,194	0,194	271	301		
VII	II^2	48,5	0,194	0,194	15,7		
VIII	$I \cdot II$	3,07	0,194	7,25	68,7		
IX	R^2	1,44	1,44	1,44	1,44		
X	$IX \cdot C_{x2}$	0,215	0,215	0,215	0,215		
XI	$IX \cdot C_{y2}$	0,215	0,215	0,215	0,215		
XII	$IX \cdot C_{xy2}$	0,198	-0,198	0,198	0,198		
XIII	$V \cdot C_{np}$	7,4	7,4	7,4	7,4	29,6	L''_{np}
XIV	$VI \cdot C_{np}$	0,304	0,304	425	473		
XV	$VII \cdot C_{np}$	76,2	0,304	0,304	24,7		
XVI	$VIII \cdot C_{np}$	4,82	0,304	11,4	108		
XVII	$X + XV$	76,4	0,52	0,52	24,9		
XVIII	$XI + XIV$	0,52	0,52	425,2	473,2		
XIX	$XII + XVI$	5,02	0,11	11,6	108,2		
XX	$II \cdot XIII$	51,5	3,26	3,26	29,3	87,3	S''_x
XXI	$I \cdot XIII$	3,26	3,26	121,8	128,2	256,5	S''_y
XXII	$V \cdot XVII$	358	2,44	2,44	117	479,9	J''_x
XXIII	$V \cdot XVIII$	2,44	2,44	2000	2220	4225	J''_y
XXIV	$V \cdot XIX$	23,5	0,52	54,5	510	589	J''_{xy}
$M-I_k$	Вычисление геометрических характеристик трубопровода, обусловленных криволинейными элементами					Пример 8	

Координаты упругого центра тяжести определяются по формулам (3.49):

$$x_0 = \frac{233,6 + 256,5}{29,5 + 29,6} = 8,3 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{73,1 + 87,3}{29,5 + 29,6} = 2,72 \text{ м}.$$

Центральные моменты инерции и центральный центробежный момент инерции участка трубопровода относительно осей, проходящих через упругий центр тяжести, находятся по формулам (3.46) и данным таблиц *M-1n* и *M-1к*:

$$J_{x_0} = 422,5 + 479,9 - (29,5 + 29,6) \cdot 2,72^2 = 464,4 \text{ м}^3;$$

$$J_{y_0} = 3092 + 4225 - (29,5 + 29,6) \cdot 8,3^2 = 3257 \text{ м}^3;$$

$$J_{x_0 y_0} = 470 + 589 - (29,5 + 29,6) \cdot 2,72 \cdot 8,3 = -273 \text{ м}^3.$$

Затем по формулам (3.44) определяются величины основных неизвестных:

$$P_x = \frac{10,5 \cdot 3257 + 2,1 \cdot 273}{464,4 \cdot 3257 - 273^2} \cdot 10^4 = 242 \text{ кг};$$

$$P_y = \frac{-2,1 \cdot 464,4 - 10,5 \cdot 273}{464,4 \cdot 3257 - 273^2} \cdot 10^4 = -28 \text{ кг}.$$

После их определения по формуле (3.56) находятся величины изгибающих моментов. Так, например, изгибающий момент в точке 4 трубопровода

$$M_4 = -2,72 \cdot 242 + (1,2 - 8,3) 28 = -855 \text{ кг} \cdot \text{м};$$

изгибающий момент в точке 1

$$M_1 = (7,4 - 2,72) 242 + (1,2 - 8,3) 28 = 932 \text{ кг} \cdot \text{м}.$$

§ 28. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ РАЗЛИЧНОЙ КОНФИГУРАЦИИ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Участок трубопровода с П-образным компенсатором

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором (рис. 55): приведенная длина осевой линии участка

$$L_{пр} = 2l_1 + 2l_2 + l_3 + \frac{6,28R}{k}; \quad (3.59)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(l_2 + l_3 + \frac{3,14R}{k} \right)}{L_{np}}; \quad (3.60)$$

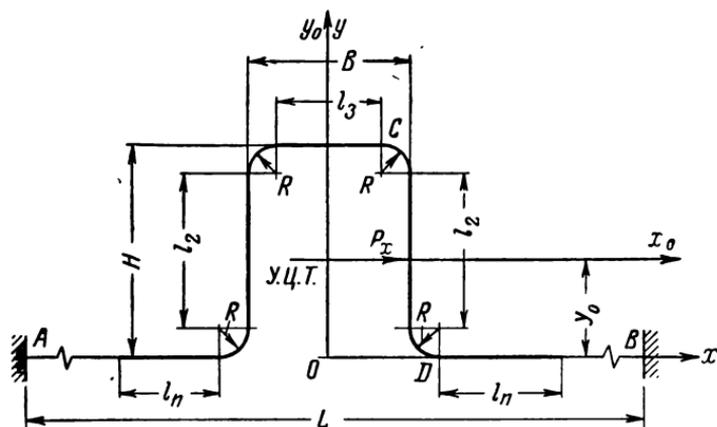


Рис. 55. Участок трубопровода с П-образным компенсатором.

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + (2l_2 + 4l_3) \left(\frac{l_2}{2} + R \right)^2 + \frac{6,28R}{k} \left(\frac{l_2^2}{2} + 1,635l_2R + 1,5R^2 \right) - L_{np}y_0^2; \quad (3.61)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\varepsilon \alpha \Delta t L E J}{J_{x_0}}; \quad (3.62)$$

$$P_y = 0,$$

максимальные изгибающие моменты: при $y_0 \leq 0,5H$ (в точке C)

$$M_{\max} = (H - y_0) P_x, \quad (3.63)$$

при $y_0 \geq 0,5H$ (в точке D)

$$M_{\max} = -y_0 P_x. \quad (3.64)$$

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором при $l_n = 40D_y$ и $l_3 = 0,5l_2$ (рис. 56):

приведенная длина осевой линии участка

$$L_{np} = 2,5l_2 + 80D_y + \frac{6,28R}{k}; \quad (3.65)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(1,5l_2 + \frac{3,14R}{k} \right)}{L_{np}}; \quad (3.66)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + 4l_2 \left(\frac{l_2}{2} + R \right)^2 + \frac{6,28R}{k} \left(\frac{l_2^2}{2} + 1,635l_2R + 1,5R^2 \right) - L_{np}y_0^2; \quad (3.67)$$

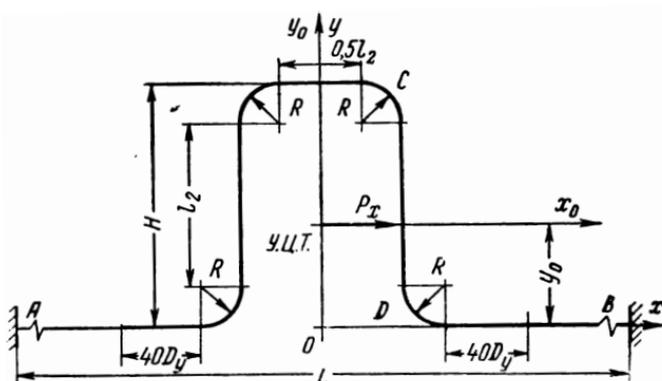


Рис. 56. Участок трубопровода с П-образным компенсатором при $l_n = 40 D_y$.

основные неизвестные P_x и P_y и максимальные изгибающие моменты определяются по (3.62)–(3.64).

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором без горизонтальной вставки (рис. 57):

приведенная длина осевой линии участка

$$L_{np} = 2(l_n + l_2) + \frac{6,28R}{k}; \quad (3.68)$$

координаты упругого центра

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(l_2 + \frac{3,14R}{k} \right)}{L_{np}}; \quad (3.69)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + 2l_2 \left(\frac{l_2}{2} + R \right)^2 + \frac{6,28R}{k} \left(\frac{l_2^2}{2} + 1,635l_2R + 1,5R^2 \right) - L_{np}y_0^2; \quad (3.70)$$

основные неизвестные P_x и P_y определяются по (3.62); максимальный изгибающий момент находится в точке C и равен

$$M_{\max} = (H - y_0) P_x. \quad (3.71)$$

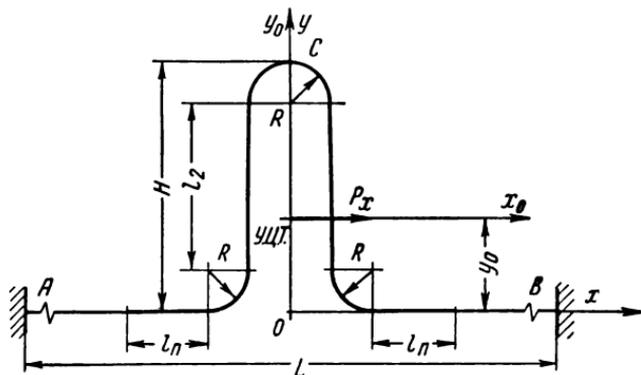


Рис. 57. Участок трубопровода с П-образным компенсатором без горизонтальной вставки.

Для участка трубопровода в виде П-образного компенсатора (рис. 58):

приведенная длина осевой линии участка

$$L_{\text{пр}} = 2l_2 + l + \frac{6,28R}{k}; \quad (3.72)$$

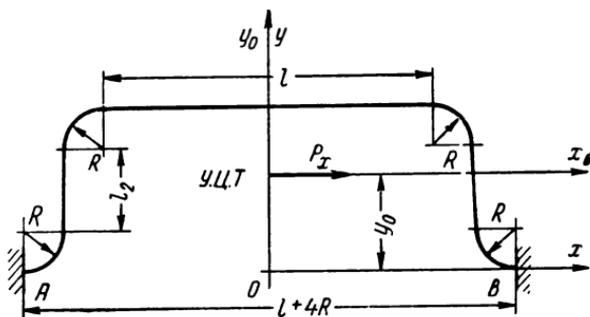


Рис. 58. Участок трубопровода в виде П-образного компенсатора.

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(l_2 + l + \frac{3,14R}{k} \right)}{L_{\text{пр}}}; \quad (3.73)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + (2l_2 + 4l) \left(\frac{l_2}{2} + R \right)^2 + \frac{6,28R}{k} \left(\frac{l_2^3}{2} + 1,635l_2R + 1,5R^2 \right) - L_{np}y_0^2; \quad (3.74)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\alpha \Delta t (l + 4R) EJ}{J_{x_0}}; \quad (3.75)$$

$$P_y = 0;$$

максимальный изгибающий момент находится в точке B и равен

$$M_{\max} = -y_0 P_x. \quad (3.76)$$

Для П-образного участка трубопровода (рис. 59):
приведенная длина осевой линии участка

$$L_{np} = 2l_2 + l_3 + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.77)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{l_2^2 + l_3(l_2 + R) + (l_2 + 0,636R) \frac{3,14R}{k}}{L_{np}} \quad (3.78)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = \frac{2}{3} l_2^3 + l_3 (l_2 + R)^2 + \frac{2R}{k} (1,57l_2^2 + 2l_2R + 0,784R^2) - L_{np}y_0^2; \quad (3.79)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\alpha \Delta t (l_3 + 2R) EJ}{J_{x_0}}; \quad (3.80)$$

$$P_y = 0;$$

максимальный изгибающий момент в криволинейном элементе трубопровода (в точке C)

$$M_C = (l_2 + R - y_0) P_x; \quad (3.81)$$

максимальный изгибающий момент в прямолинейном элементе трубопровода (в точке B)

$$M_B = -y_0 P_x. \quad (3.82)$$

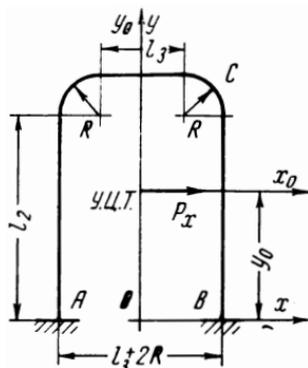


Рис. 59. П-образный участок трубопровода.

В формулах (3.59)—(3.82) все линейные размеры выражаются в м, жесткость поперечного сечения трубопровода EJ — в $\kappa\Gamma \cdot \text{м}^2$; e — коэффициент предварительной растяжки; l_n — расстояние от компенсирующего устройства до ближайшей скользящей опоры.

Участок трубопровода с П-образным компенсатором

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором (рис. 60): приведенная длина осевой линии участка

$$L_{\text{пр}} = 2(l_n + l_2) + l_3 + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.83)$$

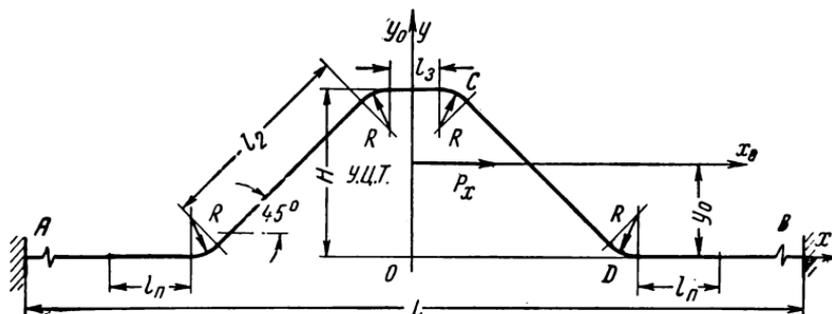


Рис. 60. Участок трубопровода с П-образным компенсатором.

координаты упругого центра тяжести

$$\begin{aligned} x_0 &= 0; \\ y_0 &= \frac{(0,707l_2 + 0,588R) \left(l_2 + l_3 + \frac{1,57R}{k} \right)}{L_{\text{пр}}}; \end{aligned} \quad (3.84)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$\begin{aligned} J_{x_0} &= 0,083l_2^3 + (2l_2 + 4l_3)(0,353l_2 + 0,294R)^2 + \\ &+ \frac{2R}{k}(0,392l_2^3 + 0,542Rl_2 + 0,205R^2) - L_{\text{пр}}y_0^2; \end{aligned} \quad (3.85)$$

основные неизвестные P_x и P_y и максимальные изгибающие моменты определяются по (3.62)—(3.64).

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором без горизонтальной вставки (рис. 61):

приведенная длина осевой линии участка

$$L_{\text{пр}} = 2(l_n + l_2) + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.86)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x_0} = 0,083l_2^3 + (2l_2 + 4l_3)(0,353l_2 + 0,294R)^2 + \\ + \frac{2R}{k}(0,392l_2^2 + 0,542l_2R + 0,205R^2) - L_{np}y_0^2; \quad (3.92)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\alpha \Delta t (1,41l_2 + l_3 + 2,84R) EJ}{J_{x_0}}; \quad (3.93) \\ P_y = 0;$$

максимальный изгибающий момент находится в точке B и равен

$$M_{\max} = -y_0 P_x. \quad (3.94)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.83)—(3.94), те же, что и в формулах (3.59)—(3.82).

Участок трубопровода с двойным П-образным компенсатором

Для участка трубопровода с двойным П-образным компенсатором (рис. 63):

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0, \quad y_0 = 0; \quad (3.95)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + \frac{2}{3}(l_2 + R)^3 + 2\left(l_3 + \frac{l_2}{4}\right)(l_2 + 2R)^2 + \\ + \frac{6,28R}{k}(l_2^2 + 3,27l_2R + 2,9R^2); \quad (3.96)$$

$$J_{y_0} = \frac{l_n^3 + l_3^3}{6} + 2l_n\left(\frac{l_n}{2} + l_3 + 3R\right)^2 + \left(2l_2 + \frac{l_3}{2}\right)(l_3 + 2R)^2 + \\ + \frac{6,28R}{k}(l_3^2 + 4l_3R + 4,34R^2);$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = -(0,5l_2l_3 + l_2R + l_3R + 2R^2)\left(2l_2 + 2l_3 + \frac{6,28R}{k}\right) - \frac{0,142R^3}{k}; \quad (3.97)$$

ОСНОВНЫЕ НЕИЗВЕСТНЫЕ

$$P_x = \frac{\varepsilon \alpha \Delta t L J_{y0} E J}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2};$$

$$P_y = \frac{\varepsilon \alpha \Delta t L J_{xy0} E J}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2};$$
(3.98)

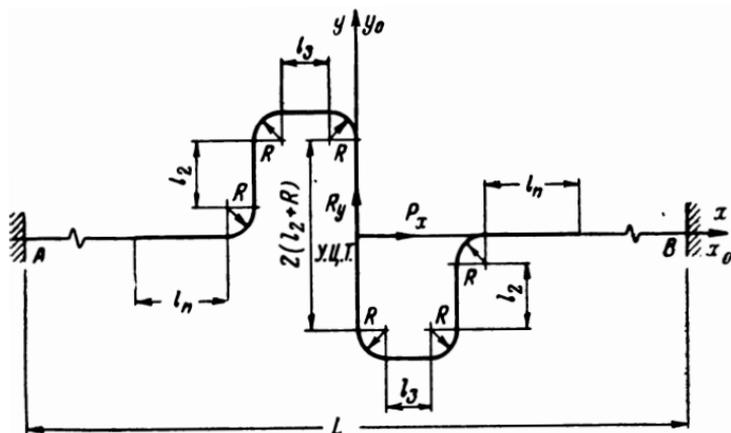


Рис. 63. Участок трубопровода с двойным П-образным компенсатором.

максимальный изгибающий момент находится в точке C и равен

$$M_{\max} = (l_2 + 2R) P_x + P_y R.$$
(3.99)

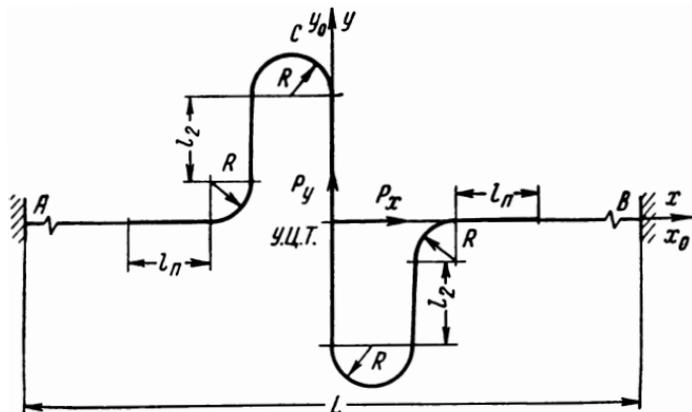


Рис. 64. Участок трубопровода с двойным П-образным компенсатором без горизонтальных вставок.

Для участка трубопровода с двойным П-образным компенсатором без горизонтальных вставок (рис. 64):

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + \frac{2}{3} (l_2 + R)^3 + \frac{l_2}{2} (l_2 + 2R)^2 + \frac{6,28R}{k} (l_2^2 + 3,27l_2R + 2,9R^2); \quad (3.100)$$

$$J_{y_0} = \frac{l_2^3}{6} + 2l_2 \left(\frac{l_2}{2} + 3R \right)^2 + 8l_2R^2 + 27,25 \frac{R^3}{k};$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей

x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = -(l_2R + 2R^2) \left(2l_2 + \frac{6,28R}{k} \right) - \frac{0,142R^3}{k}; \quad (3.101)$$

основные неизвестные P_x и P_y и максимальный изгибающий момент определяются по (3.98)–(3.99).

Для участка трубопровода в виде двойного П-образного компенсатора (рис. 65):

центральные моменты инерции относительно осей

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{6} + \frac{2}{3} (l_2 + R)^3 + \frac{l_2}{2} (l_2 + 2R)^2 + \frac{6,28R}{k} (l_2^2 + 3,27l_2R + 2,9R^2); \quad (3.102)$$

$$J_{y_0} = 8l_2R^2 + 27,25 \frac{R^3}{k};$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = -(l_2R + 2R^2) \left(2l_2 + \frac{6,28R}{k} \right) - \frac{0,142R^3}{k}; \quad (3.103)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{6\alpha \Delta t R J_{y_0} E J}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0y_0}^2};$$

$$P_y = \frac{6\alpha \Delta t R J_{x_0y_0} E J}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0y_0}^2}; \quad (3.104)$$

максимальный изгибающий момент определяется по (3.99).

Значения величин, входящих в формулы (3.95)–(3.104), те же, что и в формулах (3.59)–(3.82).

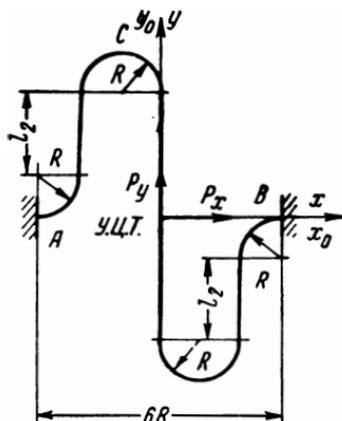


Рис. 65. Участок трубопровода в виде двойного П-образного компенсатора.

Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90°

Для участка трубопровода с Г-образным компенсатором (рис. 66): приведенная длина осевой линии

$$L_{np} = l_1 + l_n + \frac{1,57R}{k}; \quad (3.105)$$

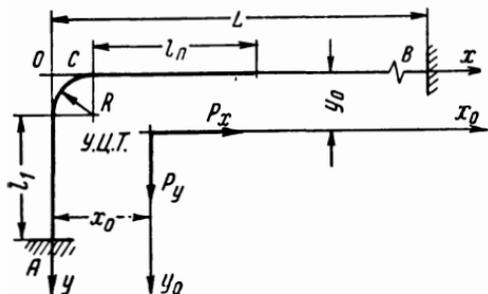


Рис. 66. Участок трубопровода с Г-образным компенсатором.

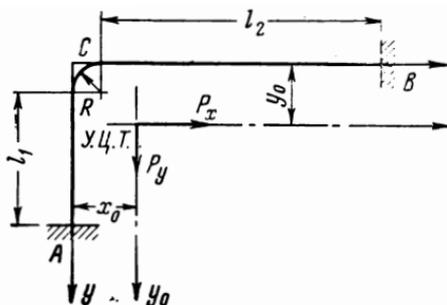


Рис. 67. Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° .

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_n(0,5l_n + R) + \frac{0,57R^2}{k}}{L_{np}}; \quad (3.106)$$

$$y_0 = \frac{l_1(0,5l_1 + R) + \frac{0,57R^2}{k}}{L_{np}};$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = l_1 \left(\frac{l_1^2}{3} + l_1 R + R^2 \right) + \frac{0,355R^3}{k} - L_{np} y_0^2; \quad (3.107)$$

$$J_{y_0} = l_n \left(\frac{l_n^2}{3} + l_n R + R^2 \right) + \frac{0,355R^3}{k} - L_{np} x_0^2;$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0 y_0} = \frac{0,072R^3}{k} - L_{np} x_0 y_0; \quad (3.108)$$

основные неизвестные

$$P_x = \varepsilon \alpha \Delta t E J \frac{L J_{y_0} - (l_1 + R) J_{x_0 y_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0 y_0}^2};$$

$$P_y = \varepsilon \alpha \Delta t E J \frac{-(l_1 + R) J_{x_0} + L J_{x_0 y_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0 y_0}^2}; \quad (3.109)$$

максимальный изгибающий момент в прямолинейном элементе трубопровода находится в точке A и равен

$$M_{\max} = (l_1 + R - y_0) P_x + x_0 P_y; \quad (3.110)$$

максимальный изгибающий момент в криволинейном элементе трубопровода находится в точке C и равен

$$M_{\max} = -(y_0 - 0,293R) P_x + (x_0 - 0,293R) P_y. \quad (3.111)$$

Для участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° (рис. 67):

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + \frac{1,57R}{k}; \quad (3.112)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_2(0,5l_2 + R) + \frac{0,57R^2}{k}}{L_{\text{пр}}}; \quad (3.113)$$

$$y_0 = \frac{l_1(0,5l_1 + R) + \frac{0,57R^2}{k}}{L_{\text{пр}}};$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = l_1 \left(\frac{l_1^2}{3} + l_1 R + R^2 \right) + \frac{0,355R^3}{k} - L_{\text{пр}} y_0^2; \quad (3.114)$$

$$J_{y_0} = l_2 \left(\frac{l_2^2}{3} + l_2 R + R^2 \right) + \frac{0,355R^3}{k} - L_{\text{пр}} x_0^2;$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0 y_0} = \frac{0,072R^3}{K} - L_{\text{пр}} x_0 y_0; \quad (3.115)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t E J \frac{(l_2 + R) J_{y_0} - (l_1 + R) J_{x_0 y_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0 y_0}^2}; \quad (3.116)$$

$$P_y = \alpha \Delta t E J \frac{-(l_1 + R) J_{x_0} + (l_2 + R) J_{x_0 y_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_0 y_0}^2};$$

максимальные изгибающие моменты в прямолинейных элементах трубопровода

при $l_1 \leq l_2$ (в точке A)

$$M_{\max} = (l_1 + R - y_0) P_x + x_0 P_y; \quad (3.117)$$

при $l_1 \geq l_2$ (в точке B)

$$M_{\max} = -(l_2 + R - x_0) P_y - y_0 P_x.$$

Максимальный изгибающий момент в криволинейном элементе трубопровода находится в точке *C* и равен

$$M_{\max} = -(y_0 - 0,293R)P_x + (x_0 - 0,293R)P_y. \quad (3.118)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.112)—(3.118), те же, что и в формулах (3.59)—(3.82).

Участок трубопровода Z-образной конфигурации

Для участка трубопровода с Z-образным компенсатором (рис. 68): приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = 2l_{\text{н}} + l_2 + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.119)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{l_2}{2} + R; \quad (3.120)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{12} + \left(l_{\text{н}} + \frac{l_2}{4}\right) \times \\ \times (l_2 + 2R)^2 + \frac{1,57R}{k} \times \\ \times (l_2^2 + 3,272l_2R + 3R^2) - \\ - L_{\text{пр}}y_0^2; \quad (3.121)$$

$$J_{y_0} = \frac{l_{\text{н}}^3}{6} + 2l_{\text{н}}(0,5l_{\text{н}} + R)^2 + \frac{0,713R^3}{k};$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_{y_0}} = l_{\text{н}} \left(R + \frac{l_{\text{н}}}{2}\right) (l_2 + 2R) + \frac{R^2}{k} (R + 0,57l_2); \quad (3.122)$$

основные неизвестные

$$P_x = \varepsilon \alpha \Delta t E J \frac{L J_{y_0} + (l_2 + 2R) J_{x_{y_0}}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_{y_0}}^2}; \quad (3.123)$$

$$P_y = \varepsilon \alpha \Delta t E J \frac{(l_2 + 2R) J_{x_0} + L J_{x_{y_0}}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{x_{y_0}}^2};$$

максимальные изгибающие моменты в прямолинейных элементах (в точках *E* и *F*)

$$M_{\max} = (l_{\text{н}} + R) P_y - \left(\frac{l_2}{2} + R\right) P_x; \quad (3.124)$$

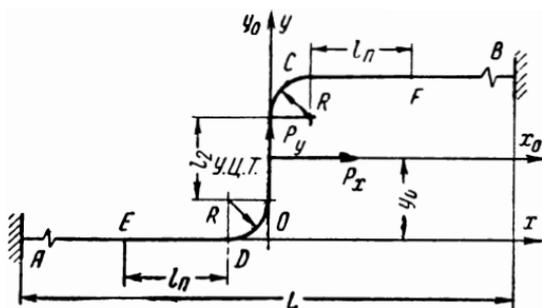


Рис. 68. Участок трубопровода с Z-образным компенсатором.

максимальные изгибающие моменты в криволинейных элементах (в точках C и D)

$$M_{\max} = 0,293RP_y - \left(\frac{l_2}{2} + 0,707R\right) P_x. \quad (3.125)$$

Для участка трубопровода с Z-образным компенсатором, примыкающим к неподвижной опоре (рис. 69):

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_2 + l_n + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.126)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_n(0,5l_n + R)}{L_{\text{пр}}}; \quad (3.127)$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(l_n + 0,5l_2 + \frac{1,57R}{k} \right)}{L_{\text{пр}}};$$

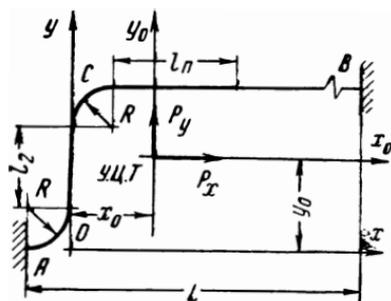


Рис. 69. Участок трубопровода с Z-образным компенсатором, примыкающим к неподвижной опоре.

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{12} + \left(l_n + \frac{l_2}{4} \right) (l_2 + 2R)^2 + \frac{1,57R}{k} (l_2^2 + 3,272l_2R + 3R^2) - L_{\text{пр}}y_0^2; \quad (3.128)$$

$$J_{y_0} = \frac{l_n^3}{12} + l_n(0,5l_n + R)^2 + \frac{0,713R^3}{k} - L_{\text{пр}}x_0^2;$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = l_n \left(R + \frac{l_n}{2} \right) (l_2 + 2R) + \frac{R^2}{k} (R + 0,57l_2) - L_{\text{пр}}x_0y_0; \quad (3.129)$$

основные неизвестные P_x и P_y определяются по (3.123).

Максимальный изгибающий момент в криволинейном элементе (в точке C)

$$M_{\max} = (x_0 - 0,293R) P_y + (l_2 + 1,707R - y_0) P_x. \quad (3.130)$$

Для участка трубопровода Z-образной конфигурации (рис. 70): приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + l_3 + \frac{3,14R}{k}; \quad (3.131)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_3(0,5l_3 + R) - l_1(0,5l_1 + R)}{L_{\text{пр}}}; \quad (3.132)$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R) \left(l_3 + 0,5l_2 + \frac{1,57R}{k} \right)}{L_{\text{пр}}};$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{12} + \left(l_3 + \frac{l_2}{4} \right) (l_2 + 2R)^2 + \frac{1,57R}{k} (l_2^2 + 3,272l_2R + 3R^2) - L_{np}y_0^2; \quad (3.133)$$

$$J_{y_0} = \frac{l_3^3 + l_1^3}{12} + l_1(0,5l_1 + R)^2 + l_3(0,5l_3 + R)^2 + \frac{0,713R^3}{k} - L_{np}x_0^2;$$

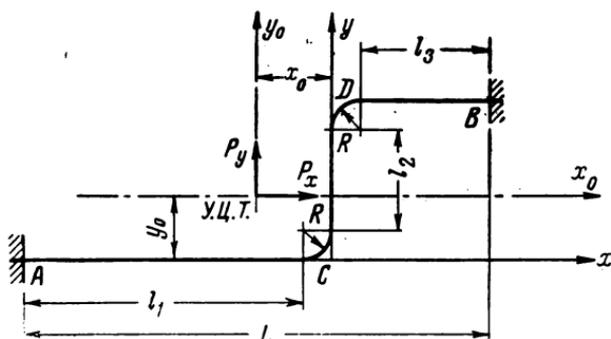


Рис. 70. Участок трубопровода Z-образной конфигурации.

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = l_3 + 0,5(l_3 + R)(l_2 + 2R) + \frac{R^3}{k} + \frac{0,57R^2l_2}{k} - L_{np}x_0y_0; \quad (3.134)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t E J \frac{LJ_{y_0} + (l_2 + 2R)J_{x_0y_0}}{J_{x_0}J_{y_0} - J_{x_0y_0}^2};$$

$$P_y = \alpha \Delta t E J \frac{(l_2 + 2R)J_{x_0} + LJ_{x_0y_0}}{J_{x_0}J_{y_0} - J_{x_0y_0}^2}. \quad (3.135)$$

Максимальным изгибающим моментом является наибольший из моментов, действующих в точках A и B прямолинейных элементов и в точках C и D криволинейных элементов; величины этих моментов равны:

$$M_A = (l_1 + R + x_0)P_y - y_0P_x;$$

$$M_B = (l_2 + 2R - y_0)P_x - (l_3 + R - x_0)P_y;$$

$$M_C = (x_0 + 0,293R)P_y - (y_0 - 0,293R)P_x;$$

$$M_D = (x_0 - 0,293R)P_y + (l_2 + 1,707R - y_0)P_x. \quad (3.136)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.119)–(3.136), те же что и в формулах (3.59)–(3.82).

Участок трубопровода Р-образной конфигурации

Для участка трубопровода Р-образной конфигурации (рис. 71): приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + \frac{4,71R}{k}; \quad (3.137)$$

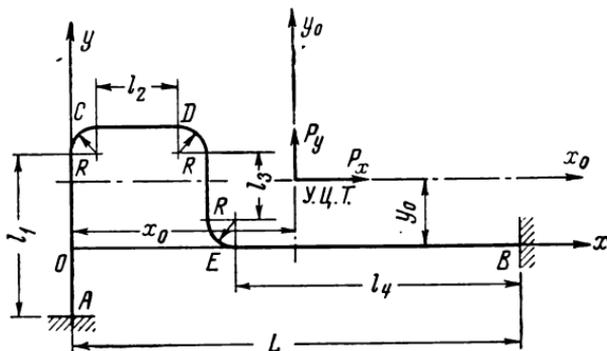


Рис. 71. Участок трубопровода Р-образной конфигурации.

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{(l_2 + 2R)(l_3 + 0,5l_2) + l_4(0,5l_4 + l_2 + 3R) + \frac{3,14R}{k}(l_2 + 2,18R)}{L_{\text{пр}}}; \quad (3.133)$$

$$y_0 = \frac{(l_3 + 2R)(l_2 + 0,5l_3) + (l_3 + R - 0,5l_1)l_1 + \frac{3,14R}{k}(l_3 + 1,81R)}{L_{\text{пр}}};$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_1^3 + l_3^3}{12} + \left(l_2 + \frac{l_3}{4}\right)(l_3 + 2R)^2 + \left(l_3 + R - \frac{l_1}{2}\right)^2 l_1 + \frac{3,14R}{k}(l_3^2 + 3,27Rl_3 + 2,89R^2) - L_{\text{пр}}y_0^2;$$

$$J_{y_0} = \frac{l_2^3 + l_4^3}{12} + \left(l_3 + \frac{l_2}{4}\right)(l_2 + 2R)^2 + l_4\left(l_2 + 3R + \frac{l_4}{2}\right)^2 + \frac{3,14R}{k}(l_2^2 + 4Rl_2 + 4,33R^2) - L_{\text{пр}}x_0^2; \quad (3.139)$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0y_0} = 0,5(l_3 + 2R)(l_2 + 2R)(l_2 + l_3) + \frac{3,14R}{k}(0,5l_2l_3 + Rl_2 + Rl_3 + 2,02R^2) - L_{\text{пр}}x_0y_0; \quad (3.140)$$

основные неизвестные

$$\begin{aligned} P_x &= \alpha \Delta t E J \frac{L J_{y0} + (l_1 - R - l_3) J_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2}; \\ P_y &= \alpha \Delta t E J \frac{(l_1 - R - l_3) J_{x0} + L J_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2}. \end{aligned} \quad (3.144)$$

Максимальным изгибающим моментом является наибольший из моментов, действующих в точках *A* и *B* прямолинейных элементов и в точках *C*, *D* и *E* криволинейных элементов. Величины моментов в этих точках равны:

$$\begin{aligned} M_A &= (l_3 + R - y_0 - l_1) P_x + x_0 P_y; \\ M_B &= -y_0 P_x - (l_4 + l_2 + 3R - x_0) P_y; \\ M_C &= (l_3 + 1,707R - y_0) P_x - (0,293R - x_0) P_y; \\ M_D &= (l_3 + 1,707R - y_0) P_x - (l_2 + 1,707R - x_0) P_y; \\ M_E &= (0,293R - y_0) P_x - (l_2 + 2,293R - x_0) P_y. \end{aligned} \quad (3.142)$$

Значения величин, входящих в формулы (3.137)–(3.142), те же, что и в формулах (3.59)–(3.82).

§ 29. РАСЧЕТ ПЛОСКИХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ШАРНИРАМИ

Для компенсации температурных перемещений плоских простых трубопроводов могут применяться шарнирные линзовые компенсаторы (рис. 72). Шарнирный линзовый компенсатор представляет собой обычный линзовый компенсатор, на котором установлены шарнирно соединенные тяги. Эти тяги полностью воспринимают распор от внутреннего давления.

Основной расчетной характеристикой шарнирного линзового компенсатора является тангенс допустимого угла поворота одной линзы (рис. 73), который определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \alpha = 0,375 \frac{\Delta'}{r_{\text{cp}}}; \quad (3.143)$$

где Δ' — допускаемая осадка линзы, определяемая по формуле (2.40); r_{cp} — средний радиус трубопровода.

Если шарнир состоит из нескольких линз, то тангенс допустимого угла поворота равен

$$\operatorname{tg} \alpha_n = 0,375n \frac{\Delta'}{r_{\text{cp}}}, \quad (3.144)$$

где n — число линз в шарнире.

При определении компенсирующей способности плоских простых трубопроводов с шарнирными линзовыми компенсаторами участки трубопровода между компенсаторами считаются абсолютно жесткими.

Наиболее распространенными плоскими шарнирными системами являются Л-образные, Г-образные и Z-образные конфигурации.

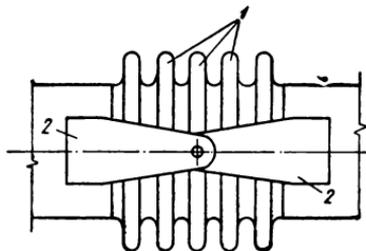


Рис. 72. Шарнирный линзовый компенсатор.

1 — линзы; 2 — тяги.

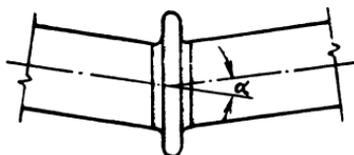


Рис. 73. Угол поворота одной линзы.

Участок трубопровода с Л-образным компенсатором

Для участка трубопровода с Л-образным компенсатором (рис.74) количество линз в шарнирах должно соответствовать соотношению

$$2n_1 = n_2, \quad (3.145)$$

где n_1 — количество линз в шарнире N_1 ;
 n_2 — количество линз в шарнире N_2 .

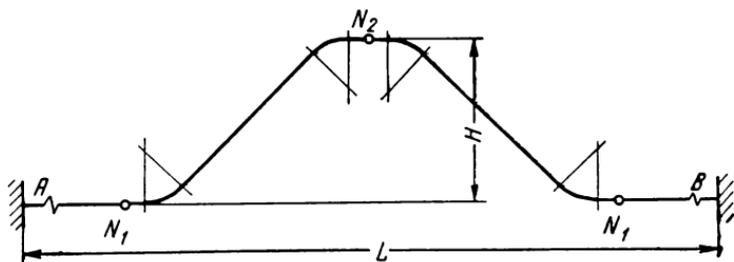


Рис. 74. Участок трубопровода с Л-образным компенсатором на шарнирах.

Если задан вылет компенсатора H , то число линз n_2 определяется по формуле

$$n_2 = 2,65 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L}{\Delta' H}. \quad (3.146)$$

При заданном числе линз n_2 вылет равен

$$H = 2,65 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L}{\Delta' n_2}. \quad (3.147)$$

Распор, передающийся на опоры, от такого участка трубопровода

$$P_x = \frac{r_{cp}}{H} (P'_1 + P'_2), \quad (3.148)$$

где P'_1 и P'_2 — температурные распоры соответствующих линзовых компенсаторов в точках N_1 и N_2 , определяемые по формуле (2.46).

Участок трубопровода Г-образной конфигурации

Для участка трубопровода Г-образной конфигурации (рис. 75) количество линз в шарнирах должно соответствовать соотношению

$$n_2 = n_1 + n_3, \quad (3.149)$$

где n_1 , n_2 и n_3 — количество линз в шарнирах N_1 , N_2 и N_3 .

Число линз в шарнирах N_1 и N_2 определяется по формулам

$$n_1 = 2,65 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L}{\Delta' l_1}; \quad (3.150)$$

$$n_2 = 2,65 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L l_2}{\Delta' l_1 l_3}.$$

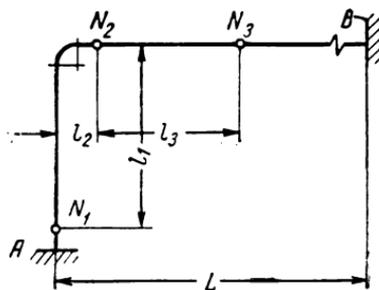


Рис. 75. Участок трубопровода Г-образной конфигурации с шарнирами.

Горизонтальное усилие, передающееся на опоры от Г-образного участка трубопровода

$$P_x = \frac{r_{cp}}{l_1 l_3} [(P'_1 + P'_2) l_3 + (P'_2 + P'_3) l_2], \quad (3.151)$$

где P'_1 , P'_2 и P'_3 — температурные распоры соответствующих линзовых компенсаторов в точках N_1 , N_2 и N_3 , определяемые по формуле (2.46).

Участок трубопровода Z-образной конфигурации

Для участка трубопровода Z-образной конфигурации (рис. 76) количество линз в шарнирах должно соответствовать соотношению

$$n_2 = n_1 + n_3. \quad (3.152)$$

Число линз в шарнирах N_1 и N_3 определяется по формулам

$$\begin{aligned} n_1 &= 2,65 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L}{\Delta' l_1}; \\ n_3 &= 5,3 \frac{\varepsilon \alpha \Delta t r_{cp} L l_2}{\Delta' l_1 l_3}. \end{aligned} \quad (3.153)$$

Горизонтальное усилие, передающееся на опоры от Z-образного участка трубопровода:

$$\begin{aligned} P_x &= \frac{r_{cp}}{l_1 l_3} [(P'_1 + P'_2) l_3 + \\ &+ 2(P'_2 + P'_3) l_2], \end{aligned} \quad (3.154)$$

где P'_1 , P'_2 и P'_3 — температурные распоры соответствующих линзовых компенсаторов в точках N_1 , N_2 и N_3 , определяемые по формуле (2.46).

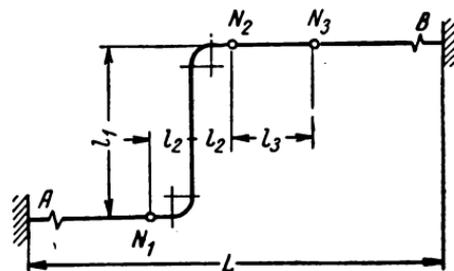


Рис. 76. Участок трубопровода Z-образной конфигурации с шарнирами.

§ 30. ГРАФИКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЫЛЕТА И УПРУГОГО ОТПОРА П-ОБРАЗНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов (см. рис. 56) построены на основе формул (3.62) — (3.67), в которых принято: $l_{\text{н}} = 40D_{\text{н}}$, $l_3 = 0,5l_2$, $R = D_{\text{н}}$, $2D_{\text{н}}$, $3D_{\text{н}}$ или $4D_{\text{н}}$.

Для определения вылета сначала вычисляется коэффициент A ; величина этого коэффициента

$$A = \frac{\varepsilon \alpha \Delta t L E m \gamma}{100 R_2^2 m_3}; \quad (3.155)$$

здесь ε — коэффициент предварительной растяжки компенсатора;
 α — коэффициент температурного удлинения (принимается по приложению II) в $\text{м/м} \cdot \text{град}$;

Δt — разность температур горячего и холодного состояний трубопровода в град ;

L — расстояние между неподвижными опорами в м ;

E — модуль упругости материала трубопровода в кг/см^2 ;

m — коэффициент интенсификации продольных напряжений в криволинейных элементах трубопровода (принимается по табл. 6);

γ — коэффициент, учитывающий циклический характер работы компенсатора (принимается по рис. 19, в);

$R_2^{\text{н}}$ — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести, в кг/см^2 ;

m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах (принимается по табл. 26).

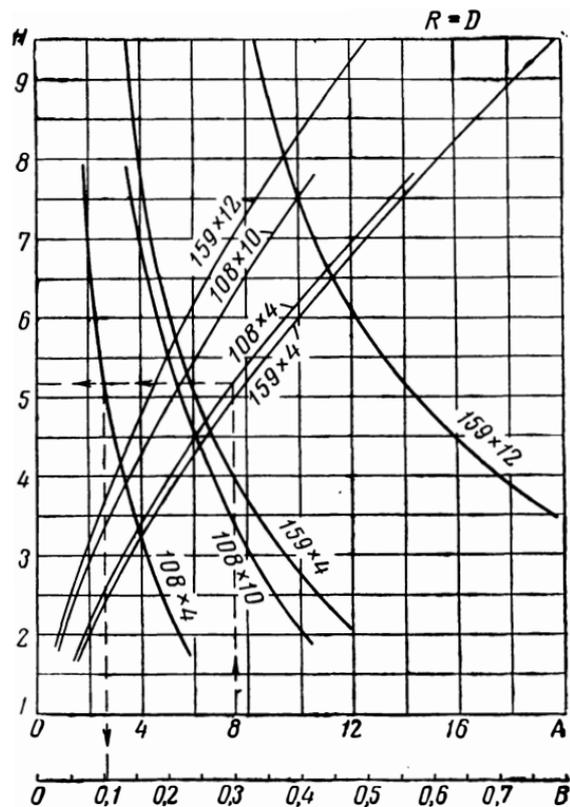


Рис. 77. График для определения вылета и упругого отпора II-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с отводами $R = D$.

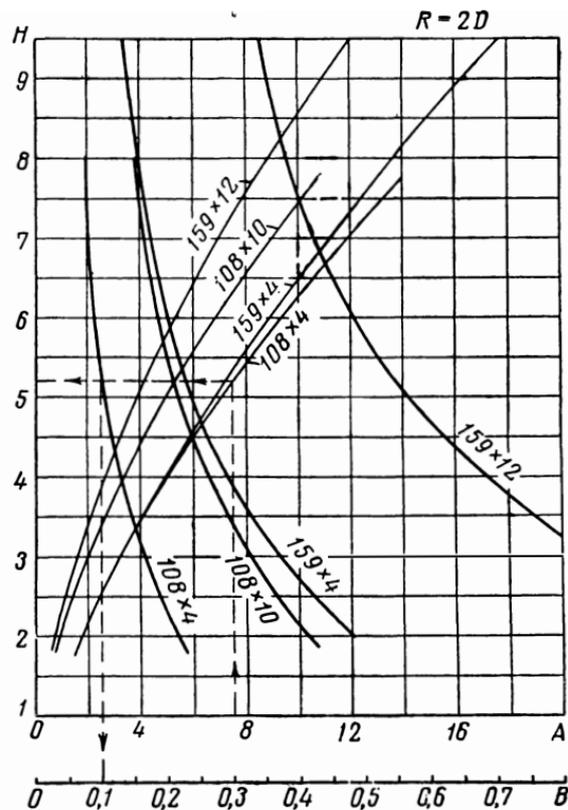


Рис. 78. График для определения вылета и упругого отпора II-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с отводами $R = 2D$.

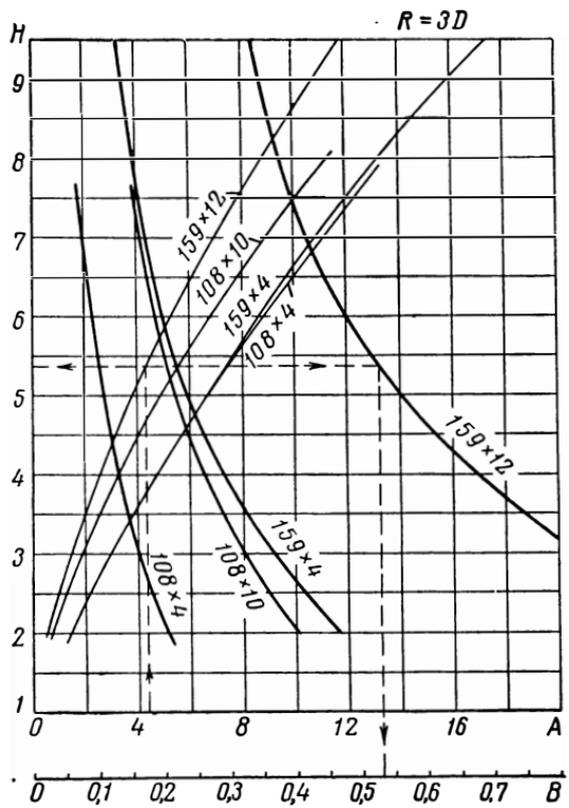


Рис. 79. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с отводами $R_2 = 3D$.

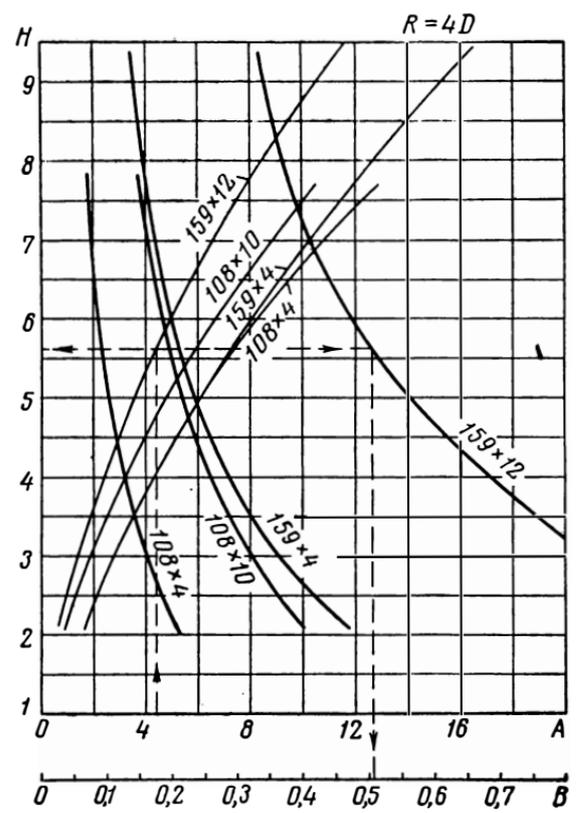


Рис. 80. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с отводами $R = 4D$.

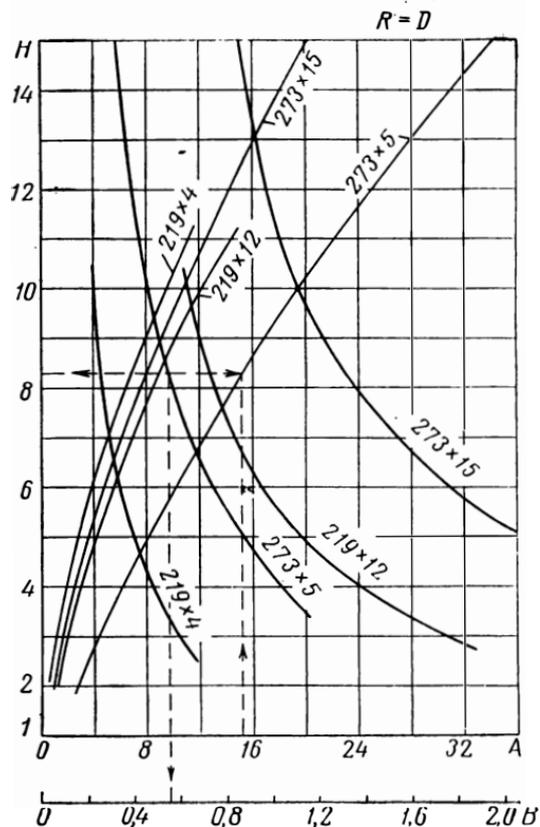


Рис. 81. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 мм с отводами $R = D$.

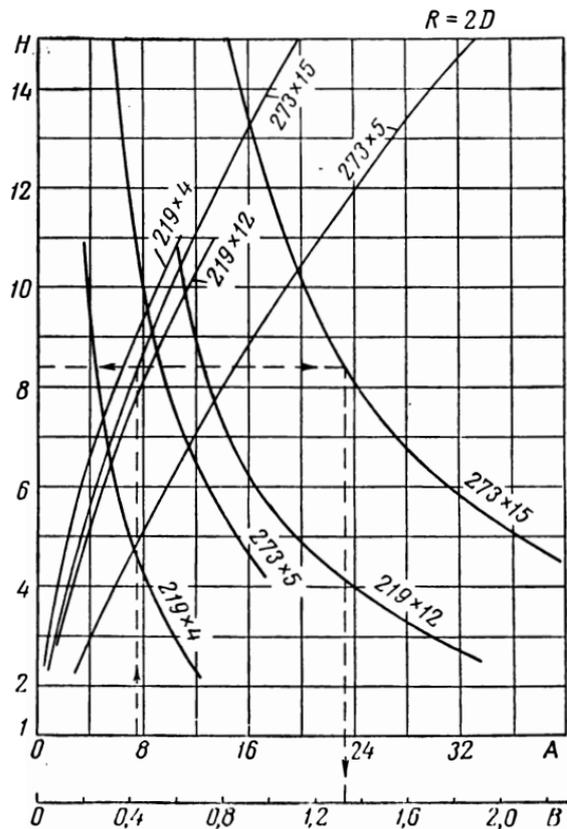


Рис. 82. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 мм с отводами $R = 2D$.

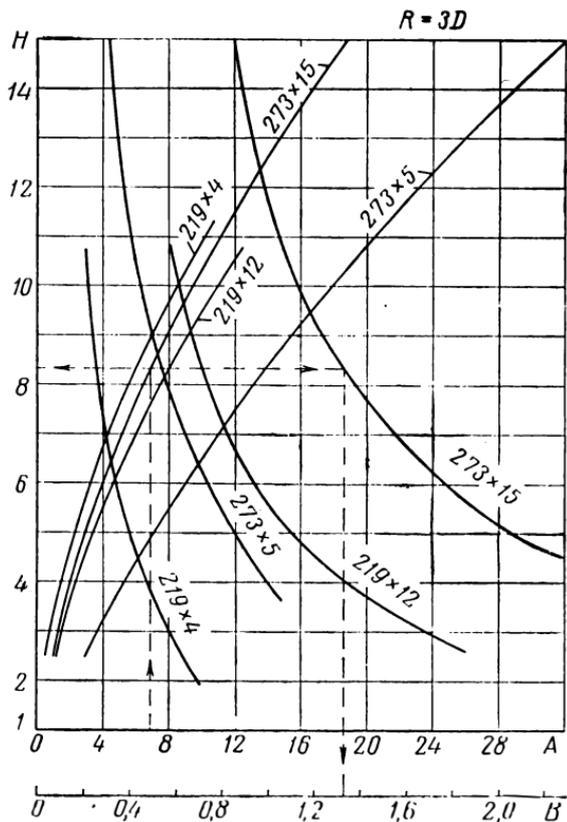


Рис. 83. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 мм с отводами $R = 3D$.

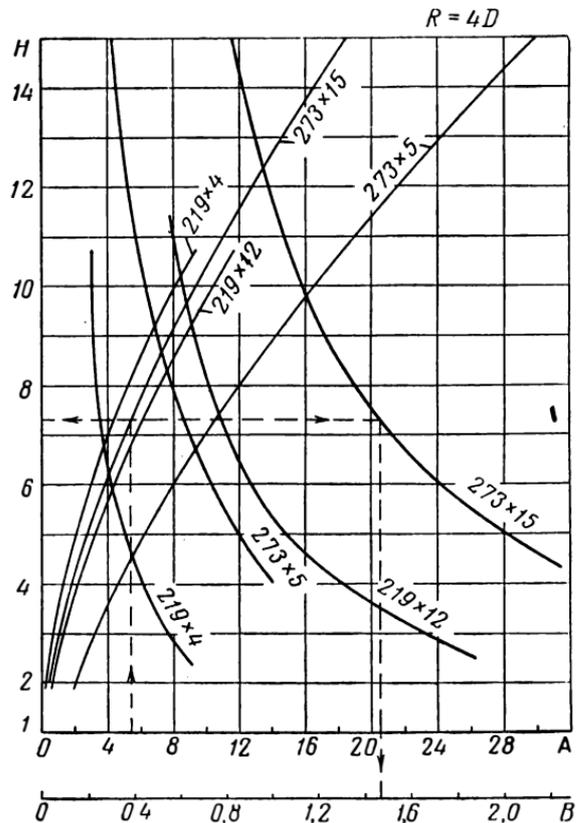


Рис. 84. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 мм с отводами $R = 4D$.

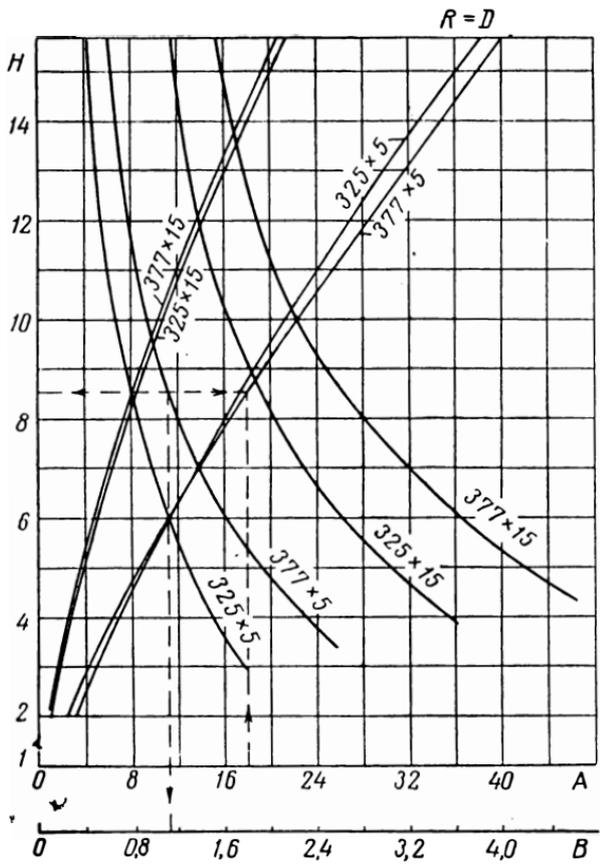


Рис. 85. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм с отводами $R = D$.

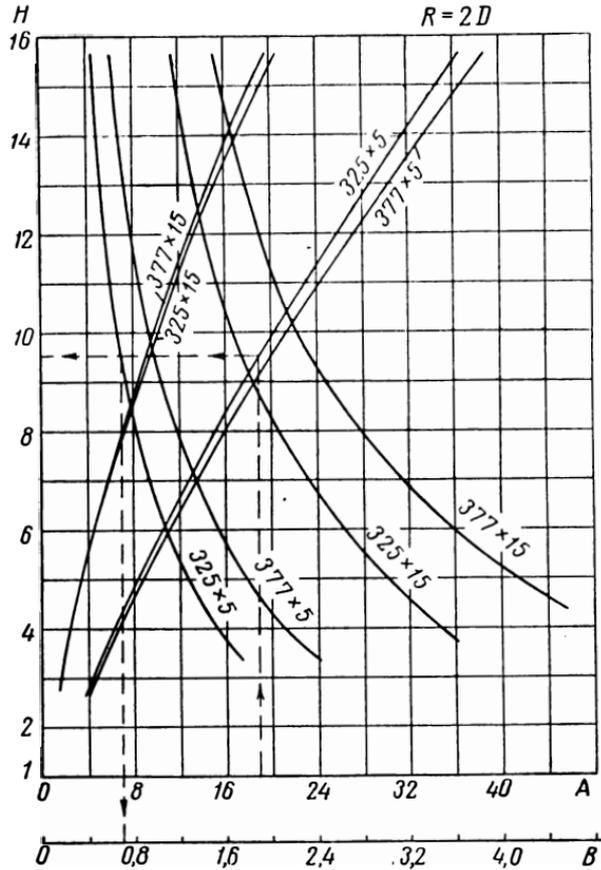


Рис. 86. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм с отводами $R = 2D$.

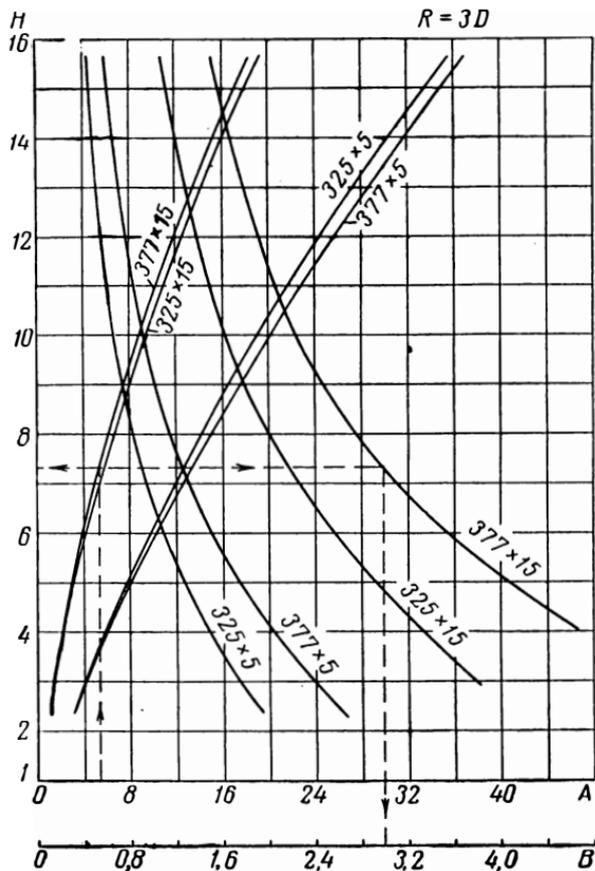


Рис. 87. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм с отводами $R = 3D$.

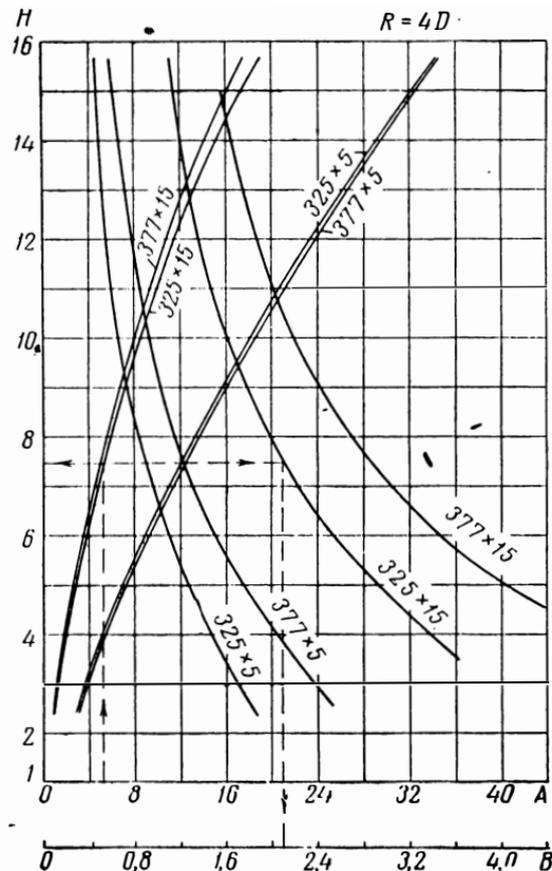


Рис. 88. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм с отводами $R = 4D$.

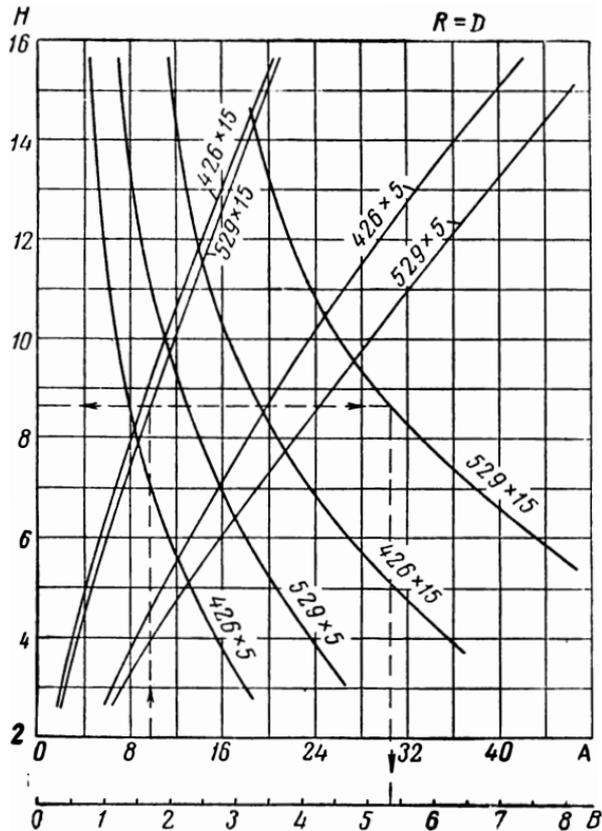


Рис. 89. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с отводами $R = D$.

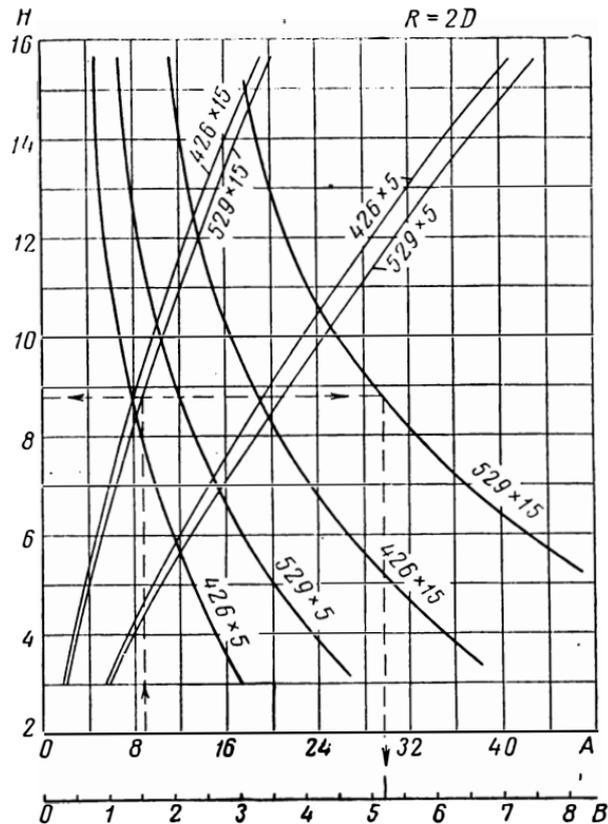


Рис. 90. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с отводами $R = 2D$.

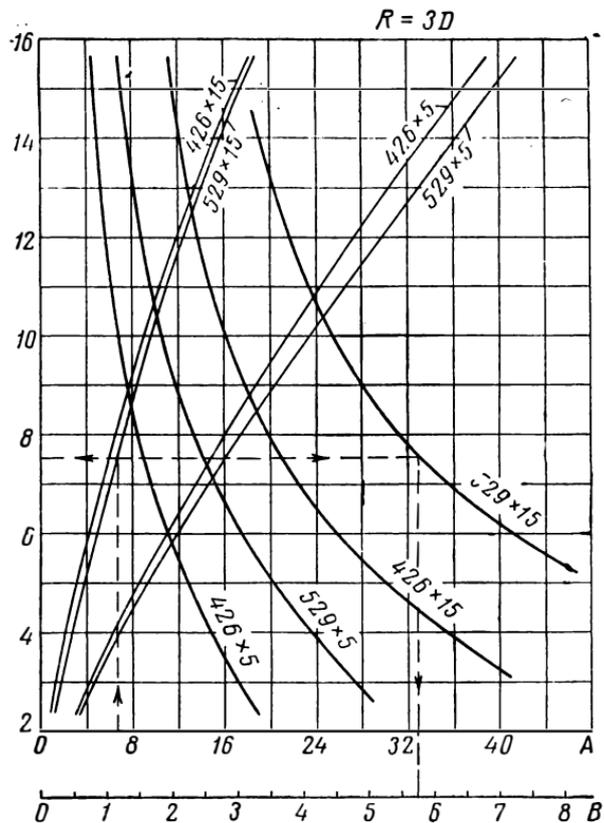


Рис. 91. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с отводами $R = 3D$.

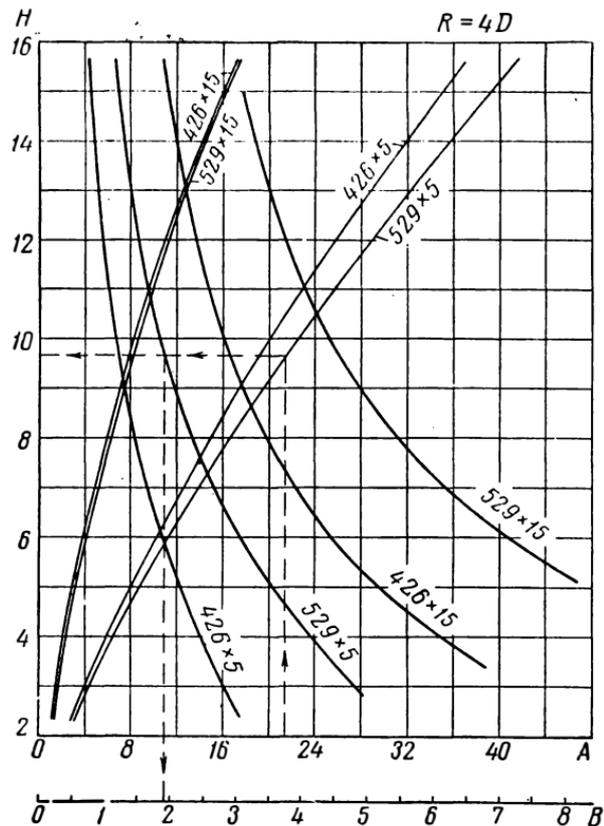


Рис. 92. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с отводами $R = 4D$.

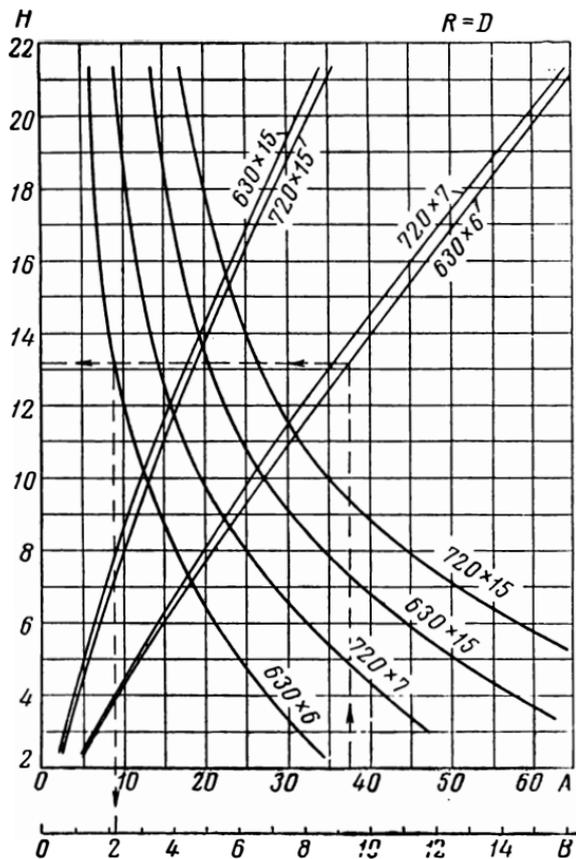


Рис. 93. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов на труб диаметром 630 и 720 мм с отводами $R = D$.

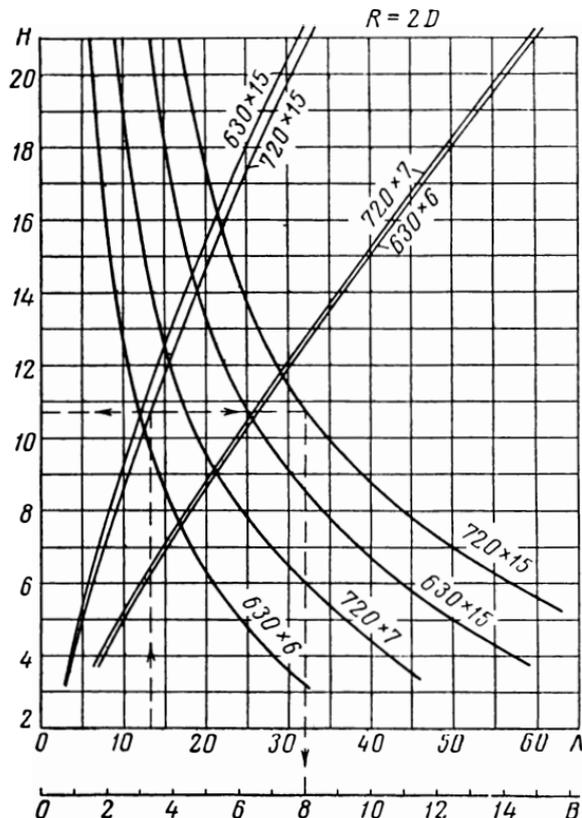


Рис. 94. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов на труб диаметром 630 и 720 мм с отводами $R = 2D$.

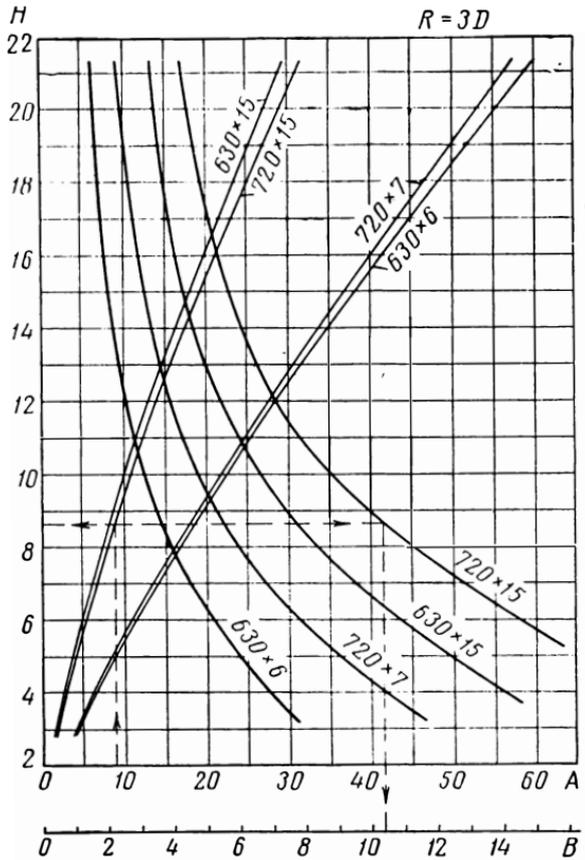


Рис. 95. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм с отводами $R = 3D$.

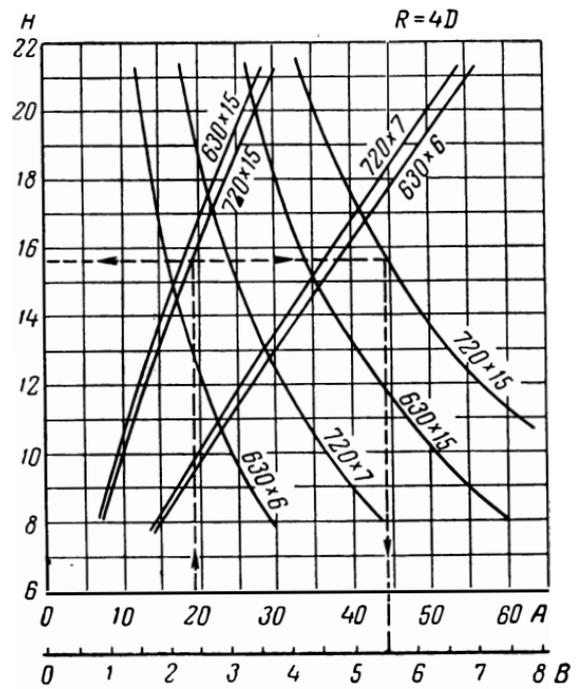


Рис. 96. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм с отводами $R = 4D$.

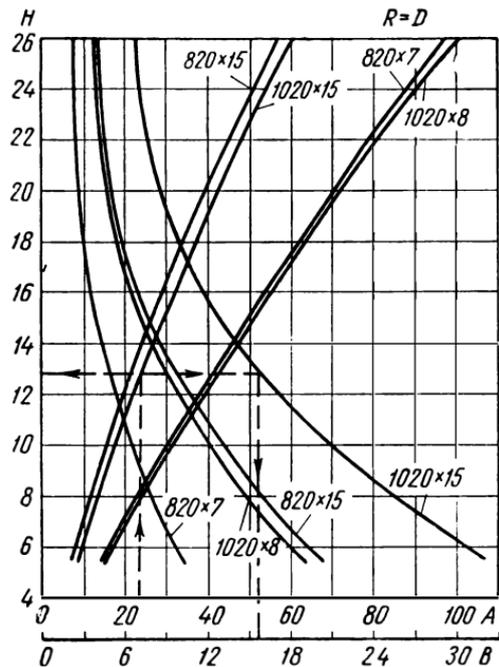


Рис. 97. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 мм с отводами $R = D$.

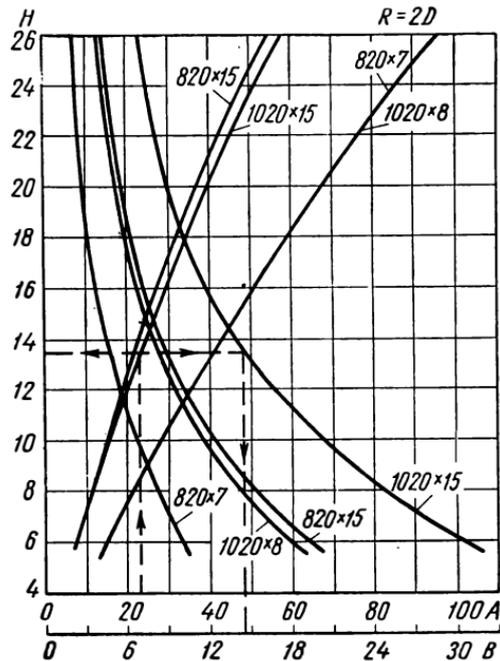


Рис. 98. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 мм с отводами $R = 2D$.

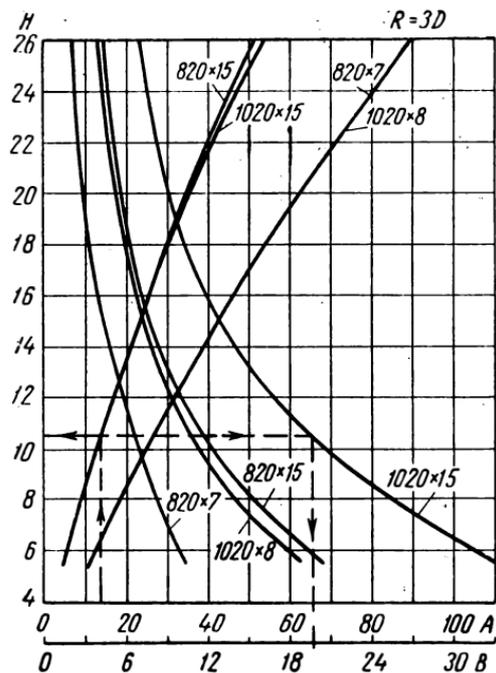


Рис. 99. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 мм с отводами $R = 3D$.

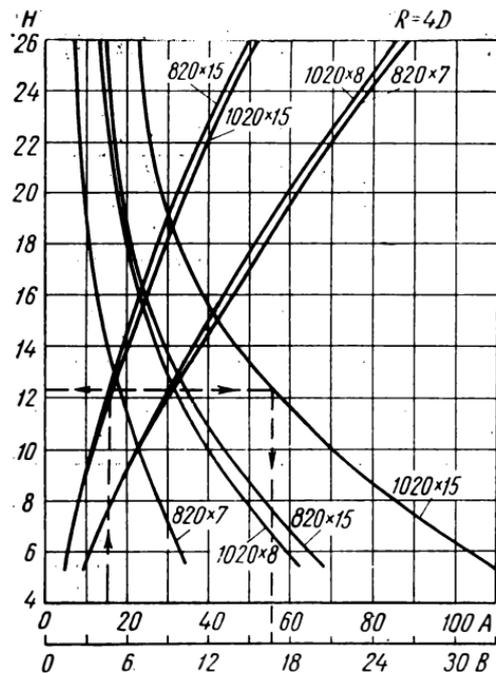


Рис. 100. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 мм с отводами $R = 4D$.

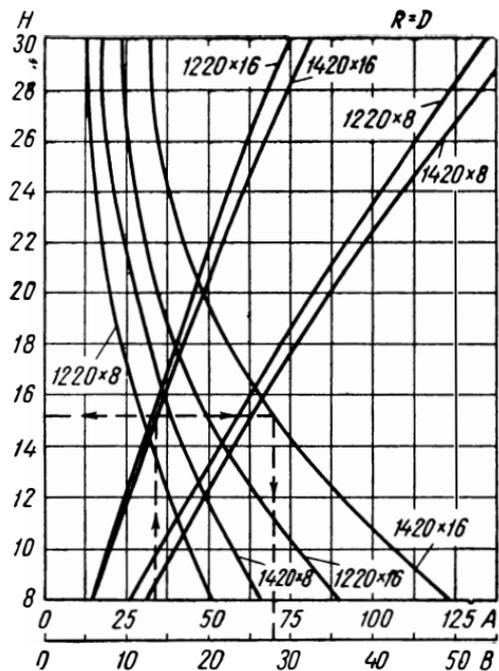


Рис. 101. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 1220 и 1420 мм с отводами $R = D$.

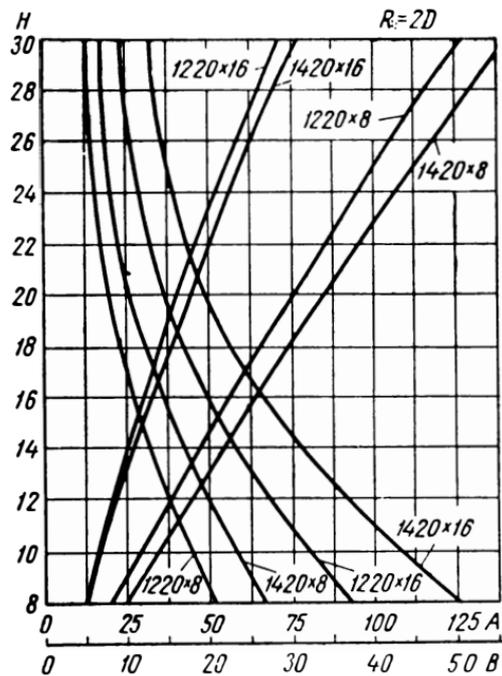


Рис. 102. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 1220 и 1420 мм с отводами $R = 2D$.

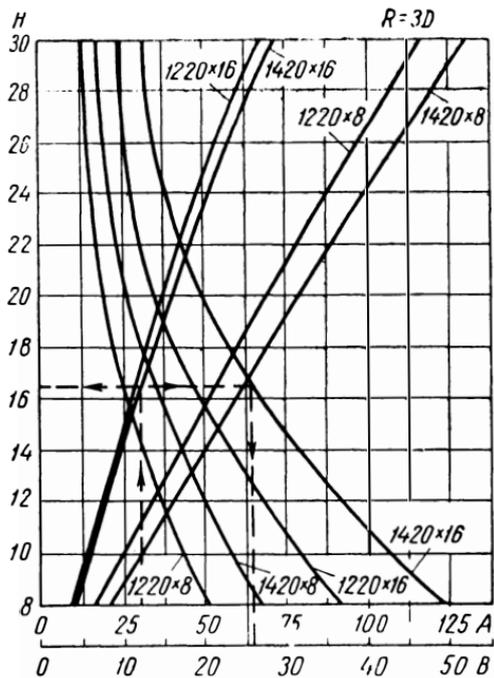


Рис. 103. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 1220 и 1420 мм с отводами $R = 3D$.

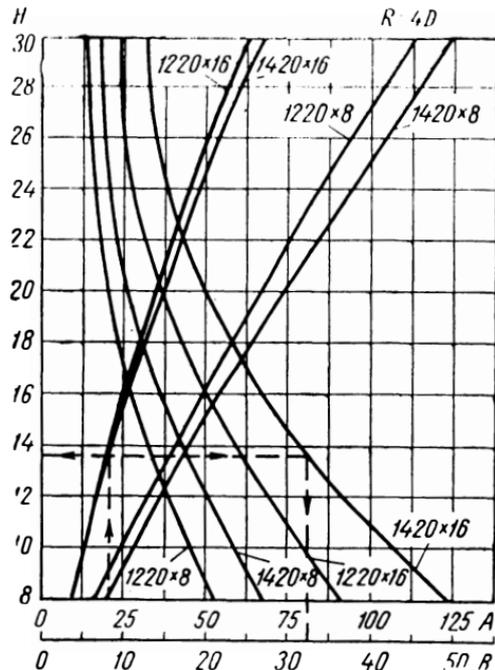


Рис. 104. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 1220 и 1420 мм с отводами $R = 4D$.

После вычисления коэффициента A по соответствующему графику находят вылет компенсатора H .

Для определения силы упругого отпора на том же графике находят коэффициент B , который подставляется в формулу упругого отпора

$$P_x = B \frac{R_2^2}{m\gamma}. \quad (3.156)$$

Значения величин, входящих в эту формулу, те же, что и в формуле (3.155).

На рис. 77—104 представлены графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов с гнутыми или сварными из секторов криволинейными элементами.

Для толщин стенок, отсутствующих в графиках, вылет и упругий отпор компенсатора определяется путем линейной интерполяции величин вылетов и упругих отпоров, определенных для крайних значений толщин стенок.

§ 31. ПРИБЛИЖЕННЫЙ СПОСОБ РАСЧЕТА ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ПРОСТЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Для расчета пространственных простых трубопроводов без промежуточных опор способом «упругого центра» основные неизвестные размещаются в упругом центре тяжести, который соединен с начальной точкой трубопровода бесконечно жесткой консолью (рис. 105, *a*). Однако точное решение задачи определения основных неизвестных весьма трудоемко, поэтому обычно пользуются приближенным способом, который дает точность, достаточную для практических целей.

Приближенный способ расчета пространственного простого трубопровода состоит в том, что заданный пространственный трубопровод заменяется тремя плоскими трубопроводами. Эти плоские

Таблица 22

Номер плоского трубопровода (согласно рис. 105, б)	Плоскость, в которой расположен плоский трубопровод	Силы, действующие на плоский трубопровод
1	xy	$P_x; P_y$
2	yz	$P_y; P_z$
3	zx	$P_z; P_x$

трубопроводы представляют собой проекции заданного пространственного трубопровода на координатные плоскости (рис. 105, б). В упругих центрах тяжести каждого плоского трубопровода действуют силы, приведенные в табл. 22; они равны основным неизвестным, параллельным соответствующим координатным плоскостям.

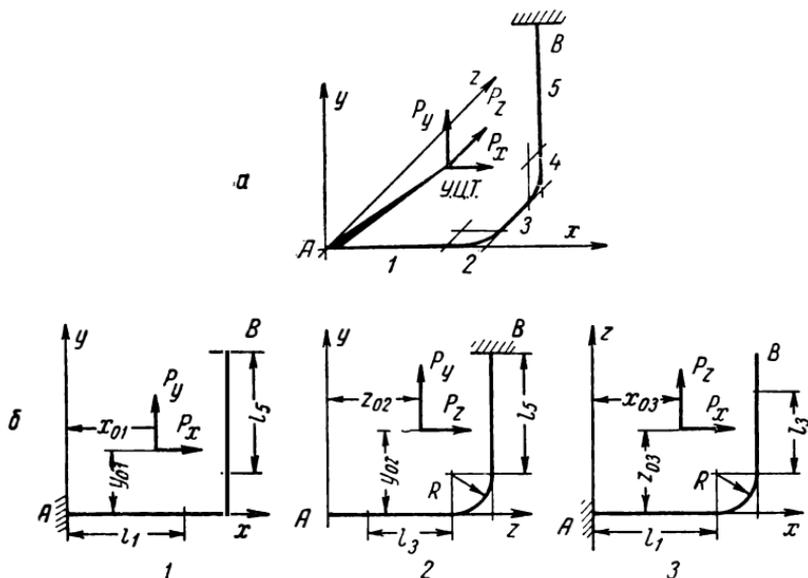


Рис. 105. Расчетные схемы пространственного простого трубопровода.

а — заданный пространственный трубопровод; б — проекции заданного пространственного трубопровода на координатные плоскости.

Величины основных неизвестных, приложенных к упругим центрам тяжести каждого плоского трубопровода, определяются уравнениями:

$$\begin{aligned} P_x &= \alpha \Delta t E J \frac{a_1 L_x + a_2 L_y + a_3 L_z}{A}; \\ P_y &= \alpha \Delta t E J \frac{a_2 L_x + a_4 L_y + a_5 L_z}{A}; \\ P_z &= \alpha \Delta t E J \frac{a_3 L_x + a_5 L_y + a_6 L_z}{A}, \end{aligned} \quad (3.157)$$

где

$$\begin{aligned} a_1 &= (J_{1y0} + J_{2y0})(J_{2x0} + J_{3x0}) - J_{y20}^2 \\ a_2 &= (J_{2x0} + J_{3x0})J_{xy0} + J_{yz0}J_{zx0}; \\ a_3 &= (J_{1y0} + J_{2y0})J_{zx0} + J_{xy0}J_{yz0}; \\ a_4 &= (J_{1x0} + J_{3x0})(J_{2x0} + J_{3x0}) - J_{z20}^2 \\ a_5 &= (J_{1x0} + J_{3x0})J_{yz0} + J_{zx0}J_{xy0}; \end{aligned}$$

$$a_6 = (J_{1x0} + J_{3x0})(J_{1y0} + J_{2y0}) - J_{xy0}^2;$$

$$A = (J_{1x0} + J_{3x0})(J_{1y0} + J_{2y0})(J_{2z0} + J_{3z0}) - (J_{1x0} + J_{3x0})J_{yz0}^2 -$$

$$- (J_{1y0} + J_{2y0})J_{zx0}^2 - (J_{2z0} + J_{3z0})J_{xy0}^2 - 2J_{xy0}J_{yz0}J_{zx0};$$

здесь α — коэффициент температурного удлинения; Δt — разность температур горячего и холодного состояний трубопровода; EJ — жесткость поперечного сечения трубопровода в $\kappa\Gamma \cdot \text{м}^2$; J_{1x0} , J_{1y0} , J_{2y0} , J_{2z0} , J_{3x0} , J_{3z0} — центральные моменты инерции приведенных длин осевых линий первого, второго и третьего плоских трубопроводов в м^3 ; J_{xy0} , J_{yz0} , J_{zx0} — центральные центробежные моменты инерции приведенных длин осевых линий первого, второго и третьего плоских трубопроводов в м^3 ; L_x , L_y , L_z — проекции расстояния между опорными точками рассчитываемого трубопровода на соответствующие координатные оси в м .

Центральные и центральные центробежные моменты инерции относительно осей, проходящих через упругие центры тяжести соответствующих плоских трубопроводов, определяются по следующим формулам:

$$J_{1x0} = \sum J_{1x} - y_{01}^2 \sum l_{np1};$$

$$J_{1y0} = \sum J_{1y} - x_{01}^2 \sum l_{np1};$$

$$J_{xy0} = \sum J_{xy} - x_{01}y_{01} \sum l_{np1};$$

$$J_{2y0} = \sum J_{2y} - z_{02}^2 \sum l_{np2};$$

$$J_{2z0} = \sum J_{2z} - y_{02}^2 \sum l_{np2};$$

$$J_{yz0} = \sum J_{yz} - y_{02}z_{02} \sum l_{np2};$$

$$J_{3z0} = \sum J_{3z} - x_{03}^2 \sum l_{np3};$$

$$J_{3x0} = \sum J_{3x} - z_{03}^2 \sum l_{np3};$$

$$J_{zx0} = \sum J_{zx} - z_{03}x_{03} \sum l_{np3};$$
(3.158)

где J_{1x} , J_{1y} , J_{xy} , J_{2y} , J_{2z} , J_{yz} , J_{3z} , J_{3x} , J_{zx} — моменты инерции и центробежные моменты инерции отдельных элементов первого, второго и третьего плоских трубопроводов относительно исходной системы координат; l_{np1} , l_{np2} , l_{np3} — приведенные длины осевых линий отдельных элементов первого, второго и третьего плоских трубопроводов; x_{01} , y_{01} , y_{02} , z_{02} , z_{03} , x_{03} — координаты упругих центров тяжести первого, второго и третьего плоских трубопроводов относительно исходной системы координат.

Координаты упругих центров тяжести плоских трубопроводов определяются по формулам:

для первого трубопровода

$$\begin{aligned} x_{01} &= \frac{\sum S_{1y}}{\sum l_{np1}}; \\ y_{01} &= \frac{\sum S_{1x}}{\sum l_{np1}}; \end{aligned} \quad (3.159)$$

для второго трубопровода:

$$\begin{aligned} y_{02} &= \frac{\sum S_{2z}}{\sum l_{np2}}; \\ z_{02} &= \frac{\sum S_{2y}}{\sum l_{np2}}; \end{aligned} \quad (3.160)$$

для третьего трубопровода:

$$\begin{aligned} z_{03} &= \frac{\sum S_{3x}}{\sum l_{np3}}; \\ x_{03} &= \frac{\sum S_{3z}}{\sum l_{np3}}. \end{aligned} \quad (3.161)$$

В формулах (3.159) — (3.161):

S_{1x} , S_{1y} , S_{2y} , S_{2z} , S_{3z} , S_{3x} — статические моменты приведенных длин отдельных элементов первого, второго и третьего плоских трубопроводов в исходной системе координат.

Суммирование в формулах (3.158) — (3.161) распространяется на все элементы соответствующего плоского трубопровода.

Приведенные длины осевых линий, статические моменты, моменты инерции и центробежные моменты инерции отдельных элементов первого, второго и третьего плоских трубопроводов определяются по табл. 23 в зависимости от формы и положения элементов в пространстве.

В табл. 23:

l — длина прямолинейного элемента трубопровода в m ;

R — радиус погиба криволинейного элемента в m ;

k — коэффициент понижения жесткости криволинейных элементов трубопровода;

\bar{x} , \bar{y} , \bar{z} — координаты центров тяжести отдельных элементов соответствующих плоских трубопроводов в исходной системе координат в m .

Знак в выражениях центробежных моментов инерции (J_{xy} , J_{yz} , J_{zx}) принимается на основании следующего правила: если направление обеих осей, проведенных из вершины центрального угла дуги, совпадает или противоположно направлениям принятых осей,

Номер плоского трубопровода	Расчетная величина	Прямолинейные элементы, параллельные оси			Криволинейные элементы с центральным углом 90°, параллельные плоскости		
		x	y	z	xy	yz	zx
1	$l_{уп1}$	l	l	$1,3l$	$1,57 \frac{R}{k}$	$1,8R$	$1,8R$
	S_{1x}	$\bar{l}y$	$\bar{l}y$	$1,3\bar{l}y$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{y}$	$1,8R\bar{y}$	$1,8R\bar{y}$
	S_{1y}	$\bar{l}x$	$\bar{l}x$	$1,3\bar{l}x$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{x}$	$1,8R\bar{x}$	$1,8R\bar{x}$
	J_{1x}	$\bar{l}y^2$	$\frac{l^3}{12} + \bar{l}y^2$	$1,3\bar{l}y^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{y}^2$	$0,17R^3 + 1,8R\bar{y}^2$	$1,8R\bar{y}^2$
	J_{1y}	$\frac{l^3}{12} + \bar{l}x^2$	$\bar{l}x^2$	$1,3\bar{l}x^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{x}^2$	$1,8R\bar{x}^2$	$0,17R^3 + 1,8R\bar{x}^2$
	J_{xy}	$\bar{l}x\bar{y}$	$\bar{l}x\bar{y}$	$1,3\bar{l}x\bar{y}$	$\pm 0,137 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{x}\bar{y}$	$1,8R\bar{x}\bar{y}$	$1,8R\bar{x}\bar{y}$
	$l_{уп2}$	$1,3l$	l	l	$1,8R$	$1,57 \frac{R}{k}$	$1,8R$
	S_{2y}	$1,3\bar{l}z$	$\bar{l}z$	$\bar{l}z$	$1,8R\bar{z}$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{z}$	$1,8R\bar{z}$

2	S_{2z}	$1,3l\bar{y}$	\bar{y}	\bar{y}	$1,8R\bar{y}$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{y}$	$1,8R\bar{y}$
	J_{2y}	$1,3l\bar{z}^2$	\bar{z}^2	$\frac{l^3}{12} + \bar{z}^2$	$1,8R\bar{z}^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{z}^2$	$0,17R^3 + 1,8R\bar{z}^2$
	J_{2z}	$1,3l\bar{y}^2$	$\frac{l^3}{12} + \bar{y}^2$	\bar{y}^2	$0,17R^3 + 1,8R\bar{y}^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{y}^2$	$1,8R\bar{y}^2$
	J_{yz}	$1,3l\bar{y}\bar{z}$	$\bar{y}\bar{z}$	$\bar{y}\bar{z}$	$1,8R\bar{y}\bar{z}$	$\pm 0,137 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{y}\bar{z}$	$1,8R\bar{y}\bar{z}$
3	l_{np3}	l	$1,3l$	l	$1,8R$	$1,8R$	$1,57 \frac{R}{k}$
	S_{3z}	\bar{x}	$1,3l\bar{x}$	\bar{x}	$1,8R\bar{x}$	$1,8R\bar{x}$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{x}$
	S_{3x}	\bar{z}	$1,3l\bar{z}$	\bar{z}	$1,8R\bar{z}$	$1,8R\bar{z}$	$1,57 \frac{R}{k} \bar{z}$
	J_{3z}	$\frac{l^3}{12} + l\bar{x}^2$	$1,3l\bar{x}^2$	\bar{x}^2	$0,17R^3 + 1,8R\bar{x}^2$	$1,8R\bar{x}^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{x}^2$
	J_{3x}	\bar{z}^2	$1,3l\bar{z}^2$	$\frac{l^3}{12} + \bar{z}^2$	$1,8R\bar{z}^2$	$0,17R^3 + 1,8R\bar{z}^2$	$0,149 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{z}^2$
	J_{zx}	$\bar{z}\bar{x}$	$1,3l\bar{z}\bar{x}$	$\bar{z}\bar{x}$	$1,8R\bar{z}\bar{x}$	$1,8R\bar{z}\bar{x}$	$\pm 0,137 \frac{R^3}{k} + 1,57 \frac{R}{k} \bar{z}\bar{x}$

то принимается знак минус, если же направление только одной из осей не совпадает с принятым направлением, то принимается знак плюс.

После определения основных неизвестных P_x , P_y , P_z по формулам (3.157), величины моментов, действующих в начальной точке A заданного пространственного трубопровода (рис. 105, a) от температурного воздействия, вычисляются по выражениям:

$$\begin{aligned} M_{xy} &= P_y x_{01} - P_x y_{01}; \\ M_{yz} &= P_z y_{02} - P_y z_{02}; \\ M_{zx} &= P_x z_{03} - P_z x_{03}. \end{aligned} \quad (3.162)$$

Пример 9. Пространственный простой трубопровод без промежуточных опор.

Геометрическая схема заданного трубопровода, проекции его на координатные плоскости и исходные данные при расчете приближенным способом представлены в табл. *И-1*.

Приведенные длины осевых линий, статические моменты, моменты инерции и центробежные моменты инерции отдельных элементов первого, второго и третьего плоских трубопроводов вычисляются в табл. *М-1*.

Координаты упругих центров тяжести плоских трубопроводов вычисляются по формулам (3.159) — (3.161):

для первого трубопровода

$$x_{01} = \frac{32,40}{10,63} = 3,05 \text{ м};$$

$$y_{01} = \frac{19,15}{10,63} = 1,80 \text{ м};$$

для второго трубопровода

$$y_{02} = \frac{15,94}{11,08} = 1,43 \text{ м};$$

$$z_{02} = \frac{6,49}{11,08} = 0,59 \text{ м};$$

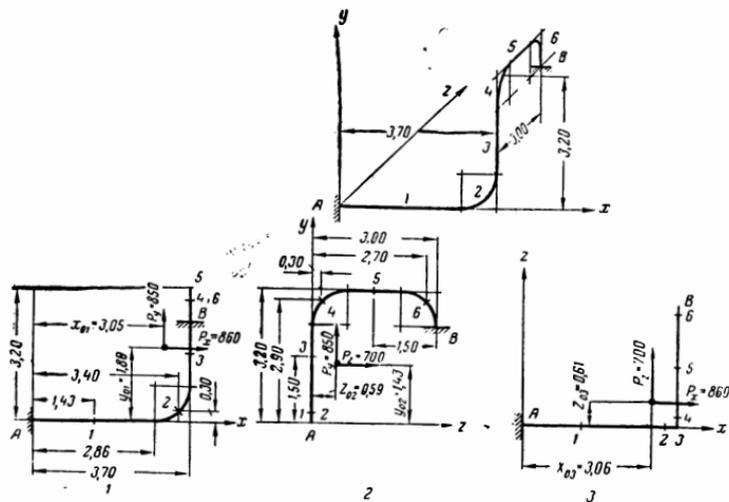
для третьего трубопровода

$$z_{03} = \frac{6,52}{10,70} = 0,61 \text{ м};$$

$$x_{03} = \frac{32,65}{10,70} = 3,06 \text{ м}.$$

Центральные и центральные центробежные моменты инерции относительно осей, проходящих через упругие центры тяжести

N по пор.	Элементы	A—B
I	D_H , см	18,0
II	δ , см	1,8
III	J , см ⁴	3040
IV	k	0,878
V	α , м/(м·град)	$14,25 \cdot 10^{-6}$
VI	Δt , град	500
VII	E_t , кг/см ²	$1,65 \cdot 10^6$
VIII	$E_t \cdot J$, кг·м ²	$50,16 \cdot 10^4$
IX	L_x , м	3,7
X	L_y , м	3,2
XI	L_z , м	3,0



И-1

Исходные данные и геометрическая схема трубопровода

Пример 9

Номер плоского трубо- провода	Расчет- ная величина	Элементы						Σ	Значение
		1	2	3	4	5	6		
1	l_{np1}	2,86	1,50	1,52	1,51	1,73	1,51	10,63	Σl_{np1}
	\bar{x}	1,43	3,40	3,70	3,70	3,70	3,70		
	\bar{y}	0	0,30	1,60	2,90	3,20	2,90		
	S_{1x}	0	0,45	2,44	5,37	5,52	5,37	19,15	ΣS_{1x}
	S_{1y}	4,10	5,10	5,62	5,59	6,40	5,59	32,40	ΣS_{1y}
	J_{1x}	0	0,23	4,17	12,8	17,54	12,8	47,54	ΣJ_{1x}
	J_{1y}	7,8	17,5	20,8	20,54	23,7	20,54	110,88	ΣJ_{1y}
	J_{xy}	0	1,62	9,0	16,2	20,32	16,2	63,34	ΣJ_{xy}
2	l_{np2}	3,73	1,51	1,52	1,50	1,32	1,50	11,08	Σl_{np2}
	\bar{y}	0	0,30	1,60	2,90	3,20	2,90		
	\bar{z}	0	0	0	0,30	1,50	2,70		
	S_{2y}	0	0	0	0,45	1,98	4,06	6,49	ΣS_{2y}
	S_{2z}	0	0,46	2,48	4,35	4,30	4,35	15,94	ΣS_{2z}
	J_{2y}	0	0	0	0,24	3,16	11,01	14,41	ΣJ_{2y}
	J_{2z}	0	0,25	4,17	12,76	13,45	12,76	43,39	ΣJ_{2z}
	J_{yz}	0	0	0	1,39	6,35	11,64	19,38	ΣJ_{yz}
3	l_{np3}	2,86	1,51	1,99	1,51	1,38	1,51	10,70	Σl_{np3}
	\bar{z}	0	0	0	0,30	1,50	2,70		
	\bar{x}	1,43	3,40	3,70	3,70	3,70	3,70		
	S_{3z}	4,10	5,14	7,35	5,59	4,88	5,59	32,65	ΣS_{3z}
	S_{3x}	0	0	0	0,45	1,98	4,09	6,52	ΣS_{3x}
	J_{3z}	7,80	17,60	27,3	20,54	18,10	20,54	111,88	ΣJ_{3z}
	J_{3x}	0	0	0	0,23	3,14	11,10	14,47	ΣJ_{3x}
	J_{zx}	0	0	0	1,67	7,31	15,13	24,11	ΣJ_{zx}
M-1	Вычисление геометрических характеристик трубопровода							Пример 9	

соответствующих плоских трубопроводов, определяются по формулам (3.158) и данным табл. *M-I*:

$$\begin{aligned} J_{1x0} &= 47,54 - 10,63 \cdot 1,80^2 = 13,04 \text{ м}^3; \\ J_{1y0} &= 110,88 - 10,63 \cdot 3,05^2 = 11,88 \text{ м}^3; \\ J_{xy0} &= 63,34 - 10,63 \cdot 3,05 \cdot 1,80 = 4,84 \text{ м}^3; \\ J_{2y0} &= 14,41 - 11,08 \cdot 0,59^2 = 10,55 \text{ м}^3; \\ J_{2x0} &= 43,39 - 11,08 \cdot 1 \cdot 4,3^2 = 20,79 \text{ м}^3; \\ J_{yz0} &= 19,38 - 11,03 \cdot 0,59 \cdot 1,43 = 10,03 \text{ м}^3; \\ J_{3z0} &= 111,98 - 10,70 \cdot 3,06^2 = 11,68 \text{ м}^3; \\ J_{3x0} &= 14,47 - 10,70 \cdot 0,61^2 = 10,49 \text{ м}^3; \\ J_{zx0} &= 24,11 - 10,70 \cdot 0,61 \cdot 3,06 = 4,11 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Затем вычисляются коэффициенты $a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$ и A :

$$\begin{aligned} a_1 &= (11,88 + 10,55) (20,79 + 11,68) - 10,03^2 = 634 \text{ м}^6 \\ a_2 &= (20,79 + 11,68) \cdot 4,84 + 10,03 \cdot 4,11 = 199 \text{ м}^6; \\ a_3 &= (11,88 + 10,55) \cdot 4,11 + 4,84 \cdot 10,03 = 141 \text{ м}^6; \\ a_4 &= (13,04 + 10,49) \cdot (20,79 + 11,68) - 4,11^2 = 754 \text{ м}^6; \\ a_5 &= (13,04 + 10,49) \cdot 10,03 + 4,11 \cdot 4,84 = 256 \text{ м}^6; \\ a_6 &= (13,04 + 10,49) (11,88 + 10,55) - 4,84^2 = 506 \text{ м}^6; \\ A &= (13,04 + 10,49) (11,88 + 10,55) (20,79 + 11,68) - \\ &\quad - (13,04 + 10,49) \cdot 10,03^2 - (11,88 + 10,55) \cdot 4,11^2 - \\ &\quad - (20,79 + 11,68) \cdot 4,84^2 - 2 \cdot 4,84 \cdot 10,03 \cdot 4,11 = 13\,355 \text{ м}^9. \end{aligned}$$

Теперь величины основных неизвестных, на основании (3.157), равны:

$$\begin{aligned} P_x &= 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 500 \cdot 50,16 \cdot 10^4 \frac{634 \cdot 3,7 + 199 \cdot 2,36 + 141 \cdot 3,0}{13\,355} = 860 \text{ кгГ}; \\ P_y &= 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 500 \cdot 50,16 \cdot 10^4 \frac{199 \cdot 3,7 + 754 \cdot 2,36 + 141 \cdot 3,0}{13\,355} = 850 \text{ кгГ}; \\ P_z &= 14,25 \cdot 10^{-6} \cdot 500 \cdot 50,16 \cdot 10^4 \frac{141 \cdot 3,7 + 256 \cdot 2,36 + 506 \cdot 3,0}{13\,355} = 700 \text{ кгГ}; \end{aligned}$$

и моменты, действующие в точке A , согласно формуле (3.162), равны:

$$\begin{aligned} M_{xy} &= 850 \cdot 3,05 - 860 \cdot 1,80 = 1040 \text{ кгГ} \cdot \text{м}; \\ M_{yz} &= 700 \cdot 1,43 - 850 \cdot 0,59 = 600 \text{ кгГ} \cdot \text{м}; \\ M_{zx} &= 860 \cdot 0,61 - 700 \cdot 3,06 = 1615 \text{ кгГ} \cdot \text{м}. \end{aligned}$$

Глава четвертая

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, УКЛАДЫВАЕМЫХ НА ОПОРЫ

§ 32. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБЫ

Расчет системы заводских технологических трубопроводов и их опор на прочность имеет целью определение трех основных параметров: толщины стенки трубопроводов, допускаемых пролетов трубопроводов (т. е. максимально возможных расстояний между их опорами) и нагрузок, действующих на опоры трубопроводов.

При определении толщины стенки трубы рассматриваются два предельных состояния:

а) по несущей способности, при которой кольцевые напряжения в стенке трубы достигают предела прочности σ_v и происходит разрушение трубы, сопровождающееся раскрытием продольных трещин;

б) по развитию чрезмерных деформаций, при которых кольцевые напряжения в стенке трубы достигают предела текучести σ_x , вследствие чего материал трубы начинает работать в упруго-пластической стадии.

В соответствии с этими предельными состояниями основными расчетными характеристиками сталей, применяемых для трубопроводов различного назначения, являются:

расчетное сопротивление материала труб и их соединений R_1 , определяемое по формуле

$$R_1 = R_1^n k_1 m_1 m_2; \quad (4.1)$$

расчетное сопротивление R_2 , определяемое по формуле

$$R_2 = R_2^n k_2 m_2 m_3. \quad (4.2)$$

В формулах (4.1) — (4.2)

R_1^n — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб и сварных соединений, принимаемое по стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб, в кг/см^2 ;

R_2^n — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб и сварных соединений, принимаемое по стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб, в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;

k_1, k_2 — коэффициенты однородности материала труб;

m_1 — коэффициент условий работы материала при разрыве труб;

m_2 — коэффициент условий работы трубопровода;

m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах.

Для заводских технологических трубопроводов применяются трубы электросварные и бесшовные, изготовленные из углеродистых, низколегированных и легированных сталей. При этом основными рекомендуемыми марками являются:

углеродистые стали: Ст.2, Ст.3, Ст.4, 10, 20, 15к, 20к;

низколегированные стали: 10Г2, 15Г2С, 10Г2СД, 10Г2С1, 09Г2С, 14ХГС, Х5, Х5М, Х5ВМ, Х5МУ, 12МХ и 12ХМ1Ф;

легированные стали: ОХ13, Х18Н10Т, Х17Н13М2Т, ОХ17Н16М3Т и ОХ21Н5Т.

Выбор марки стали производится в зависимости от назначения трубопровода и характеристик транспортируемой среды.

Значения коэффициентов однородности материала труб и коэффициенты условий работы материала при разрыве регламентированы Строительными нормами и Правилами. Они приведены в табл. 24.

При назначении коэффициентов условий работы конструкции при расчете по пределу прочности следует учитывать огромное разнообразие заводских технологических трубопроводов. Наиболее правильно дифференцировать трубопроводы, исходя из вида транспортируемого по ним продукта и места расположения трубопровода.

Таблица 24

Значения коэффициентов k_1, k_2, m_1

Коэффициент	Обозначение	Величина
Коэффициент однородности при разрыве стали: для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали и для бесшовных труб из углеродистой и нержавеющей сталей	k_1	0,8
для сварных труб из нормализованной низколегированной стали и из углеродистой и нержавеющей сталей	k_1	0,85
Коэффициент однородности труб, изготовленных из сталей:		
низколегированной и нержавеющей	k_2	0,85
углеродистой	k_2	0,90
Коэффициент условий работы материала при разрыве труб	m_1	0,8

Так, например, с точки зрения разрушения трубопровода газообразные продукты более опасны, чем жидкие; при этом разрушение трубопроводов с токсическими, горючими и взрывоопасными продуктами представляет большую опасность, нежели с инертными продуктами.

В соответствии с этим заводские технологические трубопроводы подразделяются на три категории, характеризующиеся различными значениями коэффициента условий работы m_2 (табл. 25)

Таблица 25

Значения коэффициента условий работы трубопровода m_2

Категория трубопровода	Характеристика трубопроводов	m_2
I	Трубопроводы, транспортирующие токсические горючие, взрывоопасные и сжиженные газы	0,6
II	Трубопроводы, транспортирующие инертные газы (азот, воздух, пар и т. п.), а также токсические, горючие и взрывоопасные жидкости	0,75
III	Трубопроводы, транспортирующие инертные жидкости	0,9

Коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах зависит от марки стали и рабочей температуры трубопровода. Значения его для рекомендуемых марок стали приведены в табл. 26.

Таблица 26

Значения коэффициента m_3

Марки сталей	Рабочая температура, °С		
	0—100	+250	+430
Углеродистые и низколегированные: Ст.2, Ст.3, Ст.4, 10, 20, 15к, 20к, 10Г2, 09Г2С, 10Г2С1, 10Г2СД, 15Г2С, 17ГС, 14ХГС, Х5	1,0	0,85	0,45 (0,75) *
Высоколегированные: Х5М, Х5МУ, Х5ВФ, ОХ13, 12МХ, 12Х1МФ, ОХ21Н5Т, Х18Н10Т, Х17Н13М2Т, ОХ17Н16М3Т	1,0	0,90	0,70

* Это значение коэффициента m_3 соответствует маркам сталей Ст.2, Ст.3, Ст.4 при рабочей температуре трубопровода 300° С, выше которой эти стали применять не рекомендуется.

Примечание. Для промежуточных значений рабочей температуры значения коэффициента m_3 определяются путем интерполяции двух ближайших значений, имеющих в таблице.

Теперь формулы для определения толщины стенки трубы имеют вид:

$$\text{при } \frac{R_2^{\#} m_3}{R_1^{\#} m_2} \geq 0,75 \quad \delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}; \quad (4.3)$$

$$\text{при } \frac{R_2^{\#} m_3}{R_1^{\#} m_2} < 0,75 \quad \delta = \frac{npD_n}{2(0,9R_2^{\#} m_3 + np)}. \quad (4.4)$$

В формулах (4.3) и (4.4):

- δ — расчетная толщина стенки трубы в см;
 D_n — наружный диаметр трубы в см;
 p — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе в кг/см²;
 n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,20.

Примечания. 1. Максимальное возможное давление при эксплуатации или испытании трубопроводов должно быть не выше давления, на которое были испытаны трубы на заводе.

2. Для труб, сваренных односторонним швом, величины расчетных и нормативных сопротивлений следует умножать на 0,8.

Номинальная толщина стенки трубы с учетом коррозии определяется по формуле

$$\delta = \delta_0 + c, \quad (4.5)$$

где c — добавка на коррозию, устанавливаемая в зависимости от коррозионных свойств транспортируемого продукта по отношению к той марке стали, из которой изготовлен трубопровод.

Перед вводом в эксплуатацию все трубопроводы подвергаются гидравлическому или воздушному испытанию.

Значение испытательного давления должно быть больше значения рабочего давления. Однако оно не должно быть настолько велико, чтобы возникающие при испытании кольцевые напряжения в стенке трубы достигали предела текучести.

Исходя из этих соображений, предельное испытательное давление можно принять

$$p_n = \frac{2\delta_0 R_2}{D_n}. \quad (4.6)$$

При этом кольцевые напряжения в трубе составят 0,9 σ_T для труб из углеродистой стали и 0,85 σ_T — для труб из низколегированной стали.

В тех случаях, когда рассчитываемый трубопровод изготавливается из сталей других, не рекомендованных марок, остаются в силе все рекомендации и формулы, приведенные ранее. Если материал представляет собой легированную сталь, коэффициенты однородности и условий работы берутся такими же, как и для низколегированных сталей. За нормативные сопротивления $R_1^{\#}$ и $R_2^{\#}$ по-прежнему принимаются предел прочности и предел текучести стали.

§ 33. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСКАЕМОГО ПРОЛЕТА ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопровод, прокладываемый на отдельно стоящих опорах, представляет собой неразрезную балку, для которой приходится различать так называемые «крайние» и «средние» пролеты (рис. 106). К «крайним» относятся пролеты, непосредственно примыкающие к компенсаторам температурных деформаций, а также концевые пролеты трубопровода. Все остальные пролеты относятся к «средним».

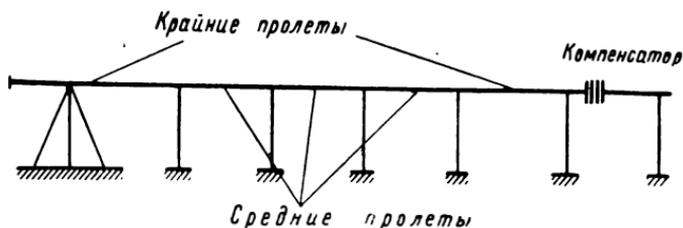


Рис. 106. Расположение «крайних» и «средних» пролетов трубопроводов.

В таком трубопроводе, кроме кольцевых напряжений и продольных напряжений от давления на задвижки или заглушки, возникают также изгибные напряжения, равные

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{M}{W},$$

где M — изгибающий момент, возникающий в трубопроводе под действием весовой нагрузки (вес трубы, продукта и изоляции);

W — момент сопротивления поперечного сечения трубы.

Максимальные изгибающие моменты в крайних пролетах трубопровода весьма близки по значению к максимальным изгибающим моментам, возникающим в однопролетной опертой балке; таким образом, для крайних пролетов значение максимального изгибающего момента

$$M = \frac{ql_{\text{кр}}^2}{8},$$

где q — весовая нагрузка на единицу длины;

$l_{\text{кр}}$ — длина крайнего пролета.

Максимальные изгибающие моменты в средних пролетах близки по значению к максимальным изгибающим моментам, возникающим в однопролетной балке с заделанными концами; следовательно,

для средних пролетов значение максимального изгибающего момента в сечениях над опорами можно определять по формуле

$$M = \frac{q l_{\text{ср}}^2}{12},$$

где $l_{\text{ср}}$ — длина среднего пролета.

Кроме того, на значение изгибающего момента, возникающего в трубопроводе от действия весовой нагрузки, оказывает влияние способ укладки (монтажа) трубопровода на опоры. Различаются два способа монтажа: «разрезной» монтаж и «неразрезной» монтаж.

При первом способе укладки труб на опоры трубопровод монтируется отдельными секциями, равными по длине расстоянию между опорами. Значит при действии собственного веса трубы, веса изоляции (если трубы укладываются изолированными), такой трубопровод представляет собой балку с шарнирным опиранием концов, а при действии веса продукта — неразрезную балку.

При втором способе укладки трубопровода он монтируется плетями, значительно превосходящими расстояние между опорами, поэтому при определении действия всех весовых нагрузок трубопровод рассматривается как неразрезная балка.

Как показали экспериментальные исследования, при испытании трубопровода, опирающегося на отдельно стоящие опоры, его прогибы остаются постоянными, несмотря на увеличение внутреннего давления, до тех пор, пока продольные напряжения, вызванные изгибом и давлением на заглушки, не достигнут предела текучести. Дальнейшее увеличение давления приводит к резкому нарастанию прогибов. Те же явления наблюдаются и при увеличении весовой нагрузки на единицу длины трубопровода при постоянном давлении.

Так обстоит дело в трубопроводах с естественной компенсацией (Π -образные, Ω -образные компенсаторы и т. п.).

Поэтому для трубопроводов с естественной компенсацией температурных деформаций при определении допускаемых пролетов следует исходить из указанного выше предельного состояния, соответствующего появлению текучести в продольном направлении и резкому нарастанию прогибов.

Это предельное состояние может быть описано уравнением

$$\sigma_{\text{прод}} + \sigma_{\text{изг}} = \sigma_{\tau}. \quad (4.7)$$

Подставляя в это уравнение значения $\sigma_{\text{прод}}$ и $\sigma_{\text{изг}}$ и вводя коэффициенты однородности, перегрузки и условий работы, получим формулу для определения допустимой величины среднего пролета трубопровода:

$$l = \sqrt{\left(R_2 - \frac{n p D_n}{4 \delta}\right) \frac{W}{a}}. \quad (4.8)$$

Следует иметь в виду, что паро- и газопроводы могут подвергаться гидравлическому испытанию, при котором весовая нагрузка возрастает за счет веса воды. Поэтому для таких трубопроводов вводится дополнительная проверка, соответствующая режиму гидравлического испытания.

Значит для паро- и газопроводов, подлежащих гидравлическому испытанию, расстояние между опорами трубопровода во время испытания должно быть не больше величины:

$$l_{\text{исп}} = \sqrt{\left(R_2^0 - \frac{n_{\text{исп}} p D_n}{4\delta}\right) \frac{W}{a}}. \quad (4.9)$$

В формулах (4.8) — (4.9):

- l — допустимый средний пролет трубопровода в м;
- $l_{\text{исп}}$ — расстояние между опорами трубопровода при гидравлическом испытании в м;
- $n_{\text{исп}}$ — коэффициент превышения рабочего давления во время испытания трубопровода, устанавливаемый нормами проектирования трубопроводов различного назначения и правилами приемки этих трубопроводов в эксплуатацию;
- p — давление в трубопроводе;
- δ — толщина стенки трубы в см;
- W — момент сопротивления поперечного сечения трубы в см³;
- R_2 — расчетное сопротивление материала труб и их соединений в кг/см²;
- R_2^0 — расчетное сопротивление материала труб и их соединений при температуре гидравлического испытания в кг/см²;
- a — нагрузочный коэффициент, определяемый в зависимости от метода монтажа трубопровода.

Значения коэффициента a принимаются: при монтаже трубопровода плетями, в несколько раз превосходящими по длине расстояние между опорами (неразрезной метод монтажа):

$$a = a_1 (q_{\text{тр}} n_1 + q_{\text{из}} n_2 + q_{\text{пр}} n_3 + q_{\text{лед}} n_4); \quad (4.10)$$

при монтаже трубопровода отдельными секциями, равными по длине расстоянию между опорами (разрезной метод монтажа):

а) при укладке труб изолируемых трубопроводов на опоры без изоляции:

$$a = a_2 q_{\text{тр}} n_1 + a_3 (q_{\text{из}} n_2 + q_{\text{пр}} n_3 + q_{\text{лед}} n_4); \quad (4.11)$$

$$a = a_4 (q_{\text{из}} n_2 + q_{\text{пр}} n_3 + q_{\text{лед}} n_4); \quad (4.12)$$

б) при укладке труб на опоры с изоляцией:

$$a = a_2 (q_{\text{тр}} n_1 + q_{\text{из}} n_2) + a_3 (q_{\text{пр}} n_3 + q_{\text{лед}} n_4); \quad (4.13)$$

$$a = a_4 (q_{\text{пр}} n_3 + q_{\text{лед}} n_4). \quad (4.14)$$

Примечания. 1. При подстановке в выражения для пролетов значений a , подсчитанных по формулам (4.11) и (4.12) и по формулам (4.13) и (4.14), принимается большая величина.

2. При определении значения a для использования в формуле (4.9) величина $q_{\text{лед}}$ принимается равной нулю.

3. Для теплопроводов обледенение не учитывается.

В формулах (4.10) — (4.14):

$q_{\text{тр}}$ — собственный вес 1 м длины трубы в кг/м;

$q_{\text{на}}$ — вес изоляции на единицу длины трубы в кг/м;

$q_{\text{пр}}$ — вес транспортируемого продукта в единице длины трубы в кг/м;

$q_{\text{лед}}$ — вес обледенения (если оно возможно) на единицу длины трубы в кг/м, определяемый согласно «Указаниям по определению гололедных нагрузок» СН 318-66;

n_1, n_2, n_3, n_4 — коэффициенты перегрузки, принимаемые по табл. 27;

a_1, a_2, a_3, a_4 — коэффициенты, принимаемые по табл. 28 в зависимости от расчетной формулы.

Допускаемый крайний пролет трубопровода $l_{\text{кр}}$ легко определить, если учесть, что максимальный изгибающий момент в этом

Таблица 27

Значения коэффициентов перегрузки

Показатели	Обозначение	Величина
Собственный вес трубы	n_1	1.1
Вес изоляции	n_2	1.2
Вес транспортируемого продукта:	n_3	
газ, пар		1.2
жидкость		1.0
Вес обледенения трубопроводов	n_4	1.3

Таблица 28

Значения коэффициентов a_1, a_2, a_3, a_4

Метод монтажа	Коэффициент	При расчете по формулам		
		(4.8) и (4.9)	(4.20)	(4.21)
Неразрезной	a_1	8,33	0,062	1,0
Разрезной	a_2	12,5	0,31	1,0
	a_3	4,17	0,062	0,2
	a_4	3,33	0	0

пролете в 1,5 раза больше, чем в среднем пролете. Таким образом,

$$l_{\text{кр}} = l_{\text{ср}} \sqrt{\frac{1}{1,5}} = 0,82 l_{\text{ср}}. \quad (4.15)$$

Ранее принималось, что паро- и газопроводы не должны иметь обратного уклона, что соответствует полному отсутствию «мешков», в которых может собираться образующийся конденсат. Следует заметить, что это условие является весьма жестким и в ряде случаев резко ограничивает величину допускаемых пролетов трубопроводов.

В отношении паропроводов это условие обычно обосновывалось следующими доводами:

а) конденсат, собирающийся в «мешке», возникающем при наличии обратного уклона, уменьшает живое сечение трубопровода, а следовательно, и его пропускную способность;

б) тот же конденсат будет увлажнять пар, ухудшая его параметры;

в) при пуске паропровода наличие конденсата приведет к гидравлическим толчкам, а в случае замерзания конденсата — к неравномерному прогреву трубы по периметру и появлению дополнительных температурных напряжений.

Нетрудно заметить, что первые два условия противоречат друг другу, так как увлажнение пара влечет за собой испарение конденсата.

В самом деле, при стационарной работе паропровода конденсат в «мешке» скапливаться не может, так как температура стенок трубы близка к температуре транспортируемого пара. При выключении паропровода и отсутствии дренажей в каждом пролете конденсат действительно будет образовываться. Однако его количество будет ничтожным и не сможет оказать существенного влияния на работу паропровода после включения¹.

Таким образом, приведенные выше опасения являются в значительной мере преувеличенными, и поэтому можно считать возможным допустить некоторое провисание трубы в пролете.

Рассмотрим, каким путем можно определить допускаемый пролет трубопровода, если задаться величиной провисания.

Предположим, что уклон трубопровода $i = \frac{h}{l}$ (рис. 107) задан. Тогда горизонтальная прямая, проходящая через вершину низшей

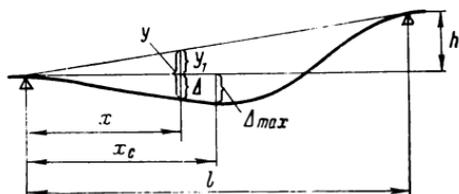


Рис. 107. Схема деформированного трубопровода при обратном уклоне.

¹ См. «Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между опорами». ОНТИ, ВНИИСТ, 1959 г.

●поры, представит собой секущую по отношению к упругой линии трубопровода, и провисание трубопровода будет характеризоваться величиной $\Delta = y - y_1$.

Обычно принимается, что Δ_{\max} не должно быть больше $0,02D_y$ (условного диаметра трубы), т. е.

$$\Delta_{\max} \leq 0,02D_y. \quad (4.16)$$

Значение x_0 , соответствующее Δ_{\max} , определяется из условия

$$\frac{d\Delta}{dx} = 0.$$

Таким образом, для определения пролета из условия его провисания необходимо решить систему двух уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \Delta &= 0,02D_y \\ \frac{d\Delta}{dx} &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (4.17)$$

В зависимости от способа монтажа система уравнений (4.17) принимает вид:

при неразрезном методе монтажа

$$\left. \begin{aligned} \frac{q}{24EJ} (l^2x^2 - 2lx^3 + x^4) - ix &= 0,02D_y \\ \frac{q}{24EJ} (2l^2x - 6lx^2 + 4x^3) - i &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (4.18)$$

при разрезном методе монтажа

$$\left. \begin{aligned} \frac{q_1}{24EJ} (l^3x - 2lx^3 + x^4) + \\ + \frac{q_2}{24EJ} (l^2x^2 - 2lx^3 + x^4) - ix &= 0,02D_y \\ \frac{q_1}{24EJ} (l^3 - 6lx^2 + 4x^3) + \\ + \frac{q_2}{24EJ} (2l^2x - 6lx^2 + 4x^3) - i &= 0 \end{aligned} \right\}. \quad (4.19)$$

В уравнениях (4.18) — (4.19):

q — расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода при неразрезном методе монтажа;

q_1 — расчетная нагрузка на единицу длины, действующая на трубопровод при разрезном методе монтажа до сварки стыков на опорах;

q_2 — дополнительная расчетная нагрузка на единицу длины, действующая на трубопровод после сварки на опорах;

l — определяемый пролет;

EJ — жесткость поперечного сечения трубы.

Непосредственное решение этих систем уравнений практически возможно только путем подбора, т. е. задаваясь величиной x , стремиться к совпадению величин l , определенных по первому и второму уравнениям в каждой системе.

Поэтому для наиболее употребительных диаметров труб, толщин стенок и уклонов трубопроводов решения этих систем представлены в виде графиков. При этом величина допустимого среднего пролета паропроводов и газопроводов, в которых

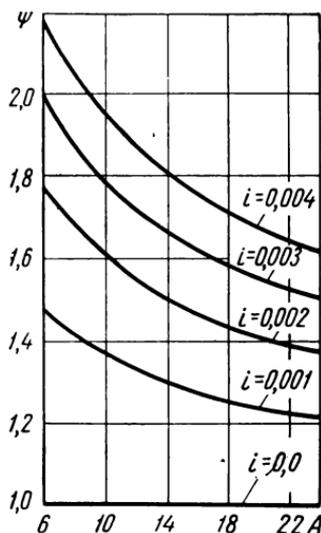


Рис. 108. График для определения значения ψ при неразрезном методе монтажа.

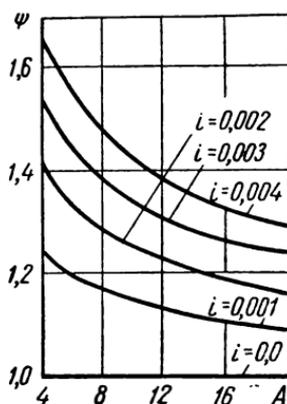


Рис. 109. График для определения значения ψ при разрезном методе монтажа.

возможно образование конденсата при их отключении, определяется по формуле

$$l_{\text{пр}} = \psi \sqrt[4]{\frac{JD_{\text{п}}}{a}}, \quad (4.20)$$

где $l_{\text{пр}}$ — допустимый средний пролет трубопровода по условию провисания в пролете в м;

ψ — безразмерный коэффициент, принимаемый по графикам на рис. 108—109 в зависимости от метода монтажа, заданного уклона трубопровода i и параметра A .

Значение параметра A определяется по формуле

$$A = bD_{\text{п}} \sqrt[3]{\frac{a}{J}}, \quad (4.21)$$

где b — коэффициент, равный 3,0 — при неразрезном методе монтажа трубопровода и 1,2 — при разрезном методе монтажа трубопровода.

Тонкостенные трубопроводы большого диаметра могут разрушиться вследствие потери устойчивости в зоне максимальных изгибающих моментов.

Для проверки устойчивости таких трубопроводов, прокладываемых на отдельно стоящих опорах, можно ограничиться следующей хорошо известной формулой, предназначенной для упругой стадии работы конструкции:

$$\sigma_{кр} = 0,44E \frac{\delta_0}{D_n}, \quad (4.22)$$

где $\sigma_{кр}$ — максимальное продольное сжимающее напряжение в трубопроводе, вызывающее потерю устойчивости;

E — модуль упругости стали.

Вводя заведомо завышенный коэффициент запаса, равный 3,0, получим значение допускаемого продольного сжимающего напряжения в стенке трубы

$$\sigma_{доп} = \frac{0,44}{3} E \frac{\delta_0}{D_n}. \quad (4.23)$$

Если положить теперь $E = 2,1 \cdot 10^6 \text{ кг/см}^2$, то формула (4.23) примет вид:

$$\sigma_{доп} = 30,8 \cdot 10^4 \frac{\delta_0}{D_n} \text{ кг/см}^2. \quad (4.24)$$

Следует иметь в виду, что расчет по этой формуле носит весьма условный характер. Положение, однако, облегчается тем, что для подавляющего большинства технологических трубопроводов потеря устойчивости практически не может иметь места. Поэтому необходимость в уменьшении допускаемых пролетов при проверке по формуле (4.24) возникает крайне редко.

Указанная проверка заключается в том, что определяются максимальные сжимающие продольные напряжения в трубопроводе

$$\sigma_{сж} = \frac{q l_{ср}^2}{12W} + 1,2 \frac{p D_n}{4 \delta_0} \quad (4.25)$$

и сравниваются с допускаемыми напряжениями, вычисляемыми по формуле (4.24).

Напряжения $\sigma_{сж}$ не должны быть больше, чем $\sigma_{доп}$. В противном случае пролет трубопровода должен быть уменьшен.

Отметим, что второе слагаемое в первой части формулы (4.25) принимается во внимание лишь для трубопроводов с линзовыми компенсаторами.

В табл. 29—36 приведены допустимые средние пролеты в m для неизолированных и изолированных газопроводов и для неизолированных и изолированных продуктопроводов при различных методах монтажа трубопроводов и рабочих давлениях 25 и 64 кг/см^2 .

Допустимые средние пролеты между опорами неизолированных газопроводов при $p = 25 \text{ кг/см}^2$

D мм	δ, мм	l _{ср} , м, при R ₂ (кг/см ²)							Из условия провисания при уклонах				
		1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
102	4—8	19	20	21	21	22	23	24	7	9	10	12	13
		15	16	16	17	18	18	19	4	5	6	6	7
127	4—8	21	22	23	24	24	26	27	8	11	12	14	15
		16	17	18	19	20	20	21	5	6	7	8	8
168	4—8	23	24	26	27	28	28	30	10	13	15	17	18
		19	19	20	21	22	23	23	6	8	9	9	10
219	6—10	27	28	29	30	32	33	34	12	16	18	20	22
		21	22	23	24	25	26	27	8	9	10	11	12
273	6—10	29	31	33	34	36	37	38	14	18	21	23	25
		23	24	25	26	28	29	30	9	11	12	13	14
325	7—11	31	33	35	36	38	41	41	16	21	24	26	28
		24	26	27	29	30	31	31	11	13	14	15	16
373	7—9	32	34	36	38	39	41	43	18	23	26	29	32
		27	28	30	31	32	34	45	12	14	16	17	18
	10—11	35	37	39	41	42	44	44					
		28	29	31	32	34	35	35					
426	6—8	32	34	37	39	40	42	44	20	25	29	32	34
		25	27	28	30	31	33	34	13	15	17	18	20
	9—10	35	37	40	42	43	45	47					
		28	30	32	33	34	36	37					

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при разрезном методе монтажа.

D _н , мм	δ, мм	l _{ср} , м, при R ₂ (кг/см ²)													Из условия провисания при уклонах				
		1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
529	6	31	34	36	39	41	43	45	47	49	51	52	54	56	24 16	29 18	34 20	37 21	40 23
		25	27	29	31	33	35	37	38	39	41	43	44	45					
	7	34	36	39	41	43	45	47	49	51	51	52	54	56					
		27	29	31	33	35	36	38	39	41	42	44	45	46					
	8	36	38	41	43	45	47	49	51	51	54	56	57	59					
		28	30	32	34	36	37	39	40	42	43	45	46	47					
	9	36	40	41	43	45	47	49	51	54	54	56	57	59					
		29	32	33	35	37	38	40	41	43	44	46	47	48					
	10	38	40	43	45	47	49	51	51	54	54	56	57	59					
		30	32	34	36	37	39	40	42	43	45	46	47	49					
630	6	29	33	36	39	41	44	46	48	50	52	54	56	58	27 18	33 21	38 23	42 24	45 26
		24	26	29	31	34	36	37	39	41	43	44	46	47					
	7	33	36	39	42	44	47	49	51	53	55	57	59	61					
		27	29	31	34	36	37	39	41	43	45	46	47	49					
	8	36	39	42	44	47	49	51	51	53	55	57	59	61					
		29	31	33	35	38	39	41	43	44	46	47	49	50					
	9	38	41	44	46	47	49	51	55	57	58	60	62	64					
		30	33	35	37	39	40	42	44	45	47	48	50	51					
	10	40	41	44	46	50	52	54	55	57	58	60	62	64					
		32	34	36	38	40	41	43	45	46	48	49	50	52					
720	6	26	31	34	37	41	43	46	49	51	53	55	59	60	30 20	36 23	41 25	45 27	49 28
		22	25	28	31	33	36	38	40	42	45	45	47	49					
	7	32	35	39	42	45	47	60	52	54	57	59	59	63					
		26	29	32	34	36	38	40	42	44	46	48	49	51					
	8	36	39	42	45	47	50	50	55	57	57	59	63	63					
		29	31	34	36	38	40	42	44	46	48	49	51	53					
	9	38	41	44	47	50	50	54	55	57	61	63	63	67					
		31	33	36	38	40	42	44	46	47	49	51	52	54					
	10	40	43	46	49	50	54	54	58	60	61	63	66	67					
		33	35	37	39	41	43	45	47	48	50	52	53	55					

Допустимые средние пролеты между опорами не

D_n , мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_s (кг/см ²)					
		1200	1300	1400	1500	1600	
102	4	15	16	17	18	19	
		12	13	14	15	16	
	5	16	17	18	19	20	
		13	14	15	16	17	
	6	17	18	19	20	21	
		14	15	15	16	17	
	7	18	18	19	20	21	
		14	15	16	16	17	
	8	18	19	20	21	21	
		14	15	16	16	17	
	127	4	16	17	18	19	20
			13	14	15	16	17
5		17	18	20	21	22	
		14	15	16	17	17	
6		18	19	20	21	22	
		15	16	16	17	18	
7		19	20	21	22	23	
		15	16	17	18	18	
8		19	20	21	22	23	
		16	16	17	18	19	
168		4	14	16	18	19	21
			12	13	15	17	17
	5	17	19	20	22	23	
		14	15	16	18	19	
	6	19	21	22	23	24	
		15	17	17	18	20	
	7	20	22	23	24	25	
		16	17	19	19	20	
	8	21	22	24	25	25	
		17	18	19	20	21	
	219	6	19	21	22	24	25
			15	18	18	19	20
7		21	22	24	25	27	
		17	18	19	20	22	

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра —

Таблица 30

изолированных газопроводов при $p = 64 \text{ кг/см}^2$

		Из условия провисания при уклонах				
1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
20	21	7	9	10	12	13
16	17	4	5	6	6	7
21	22					
17	18					
22	22					
17	18					
22	23					
17	18					
22	23					
17	18					
21	22	8	10	12	13	15
17	18	5	6	7	8	8
23	24					
18	19					
23	24					
19	19					
24	24					
19	20					
24	24					
19	20					
22	23	10	13	15	16	18
18	19	6	8	9	9	10
24	25					
20	21					
26	27					
20	21					
26	27					
21	22					
26	27	10	13	15	16	18
22	23					
27	28	12	15	18	20	21
22	23	8	9	10	11	12
27	30					
22	24					

при разрезном методе монтажа.

D_n , мм	δ , мм	l_{cp} , м, при R_2 (кг/см ²)				
		1200	1300	1400	1500	1600
219	8	22	24	24	25	27
		18	19	20	21	23
	9	23	24	26	25	29
		18	20	21	22	23
	10	24	24	26	28	29
		19	20	21	23	23
273	6	17	19	21	23	25
		14	16	17	19	20
	7	20	22	24	26	28
		16	18	19	21	22
	8	22	24	26	28	28
		18	19	21	22	24
	9	24	24	27	28	30
		19	20	22	23	24
	10	25	27	27	30	30
		20	21	22	24	25
325	7	18	21	23	25	27
		14	13	19	20	22
	8	21	23	26	28	30
		17	17	21	22	24
	9	23	25	26	28	30
		19	19	22	24	25
	10	25	27	29	31	32
		20	21	23	25	26
	11	25	27	29	31	32
		21	22	24	26	27
373	7	14	18	21	24	26
		11	14	17	19	21
	8	19	22	24	27	29
		15	18	20	22	24
	9	22	25	27	29	31
		18	20	22	23	25
	10	24	27	29	31	33
		19	21	23	25	27
	11	26	27	29	31	33
		21	23	24	26	28

Продолжение табл. 30

		Из условия провисания при уклонах				
1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
29 23	30 24					
29 23	30 25					
31 24	32 25					
27 22	29 23	14 9	18 11	21 12	24 13	25 14
29 23	31 25					
31 25	31 26					
31 25	33 27					
33 26	33 27					
29 24	31 25	16 11	20 12	23 14	26 15	28 16
31 25	33 27					
33 26	33 28					
33 27	36 29					
35 28	36 30					
28 23	30 25	18 12	22 14	26 15	28 17	31 18
31 25	33 27					
33 27	35 28					
35 28	37 29					
35 29	37 30					

$D_{п'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)				
		1200	1300	1400	1500	1600
426	8	15	19	22	25	28
		12	16	18	21	23
	9	20	23	26	28	31
		16	19	21	23	25
	10	23	26	28	31	33
		18	21	23	25	27
	11	25	28	30	33	35
		20	22	25	26	28
	12	27	30	32	33	35
		22	24	26	27	29

$D_{п'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)							
		1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900
529	8			14	19	23	26	29	32
			4	12	16	19	22	24	27
	9	11	17	21	25	28	31	33	36
		9	14	17	20	23	25	27	29
	10	17	22	25	29	31	34	36	39
		14	18	21	23	26	28	30	32
	11	22	25	28	31	34	36	39	41
		17	20	23	25	29	29	31	33
	12	24	28	31	34	36	38	41	43
		20	23	25	27	29	31	33	35
	13	27	30	33	34	38	40	41	43
		22	24	27	29	30	32	34	36
	14	29	32	33	37	38	40	43	45
		23	26	28	30	31	33	35	37
630	9			10	17	22	26	30	33
				8	14	18	22	24	27
	10		13	19	24	28	31	34	37
			11	16	20	23	25	28	30
	11	14	20	24	28	31	34	37	40
		11	16	20	23	26	28	30	33
	12	19	24	28	31	34	37	40	42
		16	20	23	26	28	30	32	35

Продолжение табл. 30

		Из условия провисания при уклонах				
1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
30	32	20	25	28	31	33
23	26	13	15	17	18	20
33	35					
27	28					
35	37					
28	30					
37	37					
29	31					
37	40					
30	32					

Продолжение табл. 30

					Из условий провисания при уклонах				
2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
34	37	39	41	43	23	29	32	36	39
29	31	32	34	36	15	18	20	21	23
38	40	42	44	46					
31	33	35	36	38					
41	43	45	47	48					
33	34	37	38	40					
43	45	47	49	50					
35	35	38	39	41					
45	47	47	49	50					
36	37	39	41	42					
45	47	50	51	53					
37	37	40	41	43					
27	49	50	51	53					
38	38	41	42	44					
36	38	41	43	45	27	32	37	40	43
30	32	36	36	37	18	20	22	24	26
39	42	44	46	48					
33	35	37	38	40					
42	45	47	49	51					
35	37	38	40	42					
45	47	49	51	51					
37	38	40	42	43					

$D_{\text{нп}},$ мм	$\delta,$ мм	$l_{\text{ср}}, \text{ м, при } R_2 (\text{кг/см}^2)$							
		1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900
630	13	23	27	31	34	37	39	42	44
		19	22	25	28	30	32	34	36
	14	26	30	33	36	39	41	44	46
		21	24	27	30	32	33	36	37
	15	28	32	35	38	39	43	44	48
23		26	28	31	33	35	7	38	
16	30	34	37	38	42	43	47	48	
	25	27	30	32	34	36	38	39	
720	10			6	16	22	26	30	34
				5	10	18	22	25	28
	11	8	9	18	23	28	31	35	38
			8	15	19	23	26	29	32
	12	10	18	24	28	32	35	38	41
		8	15	19	23	26	29	32	34
	13	17	23	28	32	35	38	41	44
		14	19	23	26	29	31	34	36
	14	22	27	31	34	38	41	43	46
		18	22	25	28	31	33	36	38
	15	25	30	33	37	40	43	45	48
		21	24	27	30	33	35	37	39
	16	28	32	35	39	42	43	47	48
23		26	29	32	34	36	38	40	
17	30	34	37	39	42	46	47	51	
	24	27	30	33	35	37	39	41	
18	32	34	39	42	44	46	50	51	
	26	29	31	34	36	38	40	42	
820	12			15	22	27	31	35	39
				12	18	22	26	29	32
	13		15	22	27	31	35	39	42
			12	18	23	26	29	32	35
	14	14	21	27	31	35	39	42	45
		11	17	22	26	29	32	35	37
	15	20	25	30	34	38	41	44	47
		16	21	25	28	31	34	36	39
	16	24	29	33	37	40	43	46	49
		19	23	27	30	33	36	38	40
	17	27	31	35	39	42	45	48	51
22		25	29	32	35	38	39	42	
18	29	34	37	41	44	47	50	51	
	24	26	30	33	36	38	40	43	
19	31	36	39	41	46	47	50	54	
	26	29	32	35	37	39	42	44	

Продолжение табл. 30

					Из условия провисания при уклонах				
2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
47	51	51	51	55					
38	39	41	43	45					
47	49	51	54	55					
39	39	42	44	46					
50	52	54	54	55					
40	42	43	45	47					
50	52	54	57	59					
41	42	44	46	47					
37	40	42	45	47	29	35	40	44	47
31	33	36	38	40	20	23	25	27	28
41	43	46	48	51					
34	36	38	40	42					
44	46	49	51	51					
36	38	40	42	44					
46	49	51	51	55					
38	40	42	44	46					
48	51	51	55	55					
40	42	44	45	47					
50	51	55	55	59					
41	43	45	46	48					
52	54	55	58	59					
42	44	46	47	49					
52	54	55	58	59					
43	45	48	48	50					
54	54	58	58	62					
44	46	47	49	51					
42	45	47	50	53	32	39	44	48	52
35	37	40	42	45	22	25	27	29	31
45	48	50	53	53					
37	40	42	44	46					
48	50	53	53	58					
39	42	44	46	48					
50	50	53	57	58					
41	43	45	47	49					
50	54	57	57	61					
43	45	47	48	50					
53	54	57	61	61					
44	46	50	50	51					
53	57	60	61	64					
45	47	49	50	52					
56	57	60	61	64					
46	48	50	51	53					

Допустимые средние пролеты между опорами

$D_{н'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м при R_2 (кг/см ²)						
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400
102	4	7	8	8	9	9	10	10
		6	6	7	7	7	8	8
	5	8	8	9	10	10	11	11
		7	7	7	8	8	9	9
	6	8	9	10	10	11	11	12
7		8	8	8	9	9	10	
7	9	10	10	11	11	12	12	
	7	8	8	9	9	10	10	
8	9	10	11	11	12	12	13	
	8	8	9	9	10	10	11	
127	4	8	9	9	10	11	11	12
		7	7	8	8	9	9	9
	5	9	10	10	11	12	12	13
		7	8	8	9	9	10	10
	6	10	10	11	12	12	13	14
8		9	9	10	10	11	11	
7	10	11	12	12	13	14	14	
	8	9	10	10	11	11	12	
8	11	11	12	13	14	14	15	
	9	10	10	11	11	12	12	
168	4	9	10	11	11	12	13	13
		7	8	9	9	10	10	11
	5	10	11	12	13	14	14	15
		8	9	10	10	11	12	12
	6	11	12	13	14	15	15	16
9		10	11	11	12	12	13	
7	12	13	14	15	15	16	17	
	10	11	11	12	12	13	14	
8	12	13	14	15	16	17	17	
	10	11	12	12	13	13	14	
219	6	12	14	15	16	17	17	18
		10	11	12	13	13	14	15
7	13	15	16	17	18	18	19	
	11	12	13	13	14	15	15	

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при

Таблица 31

изолированных газопроводов при $\rho=25 \text{ кг/см}^2$

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
10	11	11	12	3	4	4	5	5
9	9	9	10	3	4	4	5	5
12	12	12	13					
9	10	10	10					
12	13	13	14					
10	10	11	11					
13	13	14	14					
11	11	11	12					
13	14	14	15					
11	11	12	12					
12	13	13	13	6	8	9	10	10
10	10	11	11	4	4	5	5	6
13	14	14	15					
11	11	12	12					
14	15	15	16					
12	12	12	13					
15	15	16	16					
12	13	13	13					
15	16	16	17					
13	13	14	14					
14	15	15	16	8	9	11	12	13
11	12	12	13	5	6	6	7	7
15	16	17	17					
13	13	14	14					
17	17	18	18					
13	14	15	15					
17	18	19	19					
14	15	15	16					
18	19	19	20					
15	15	16	16					
19	20	21	21	10	13	15	16	17
16	16	17	17	6	7	8	8	9
20	21	22	22					
16	17	18	18					

разрезном методе монтажа.

$D_{вн}$ мм	δ , мм	$l_{оп}$, м, при R_2 (кг/см ²)							
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	
219	8	14	15	16	17	18	19	20	
		12	13	13	14	15	16	17	
	9	15	16	17	18	19	20	21	
		12	13	14	15	16	16	17	
	10	15	16	18	19	20	20	21	
		13	14	15	15	16	17	17	
273	6	13	15	16	17	18	19	20	
		11	12	13	14	15	16	16	
	7	14	16	17	18	19	20	21	
		12	13	14	15	16	17	17	
	8	15	17	18	19	20	21	22	
		13	14	15	16	17	18	18	
	9	16	18	19	20	21	22	23	
		13	14	16	16	17	18	19	
	10	17	18	19	21	22	23	24	
		14	15	16	17	18	19	20	
	325	7	15	17	18	19	21	22	23
			12	14	15	16	17	18	19
8		16	18	19	21	22	23	24	
		13	15	16	17	18	19	20	
9		17	19	20	22	23	24	25	
		14	15	17	18	19	20	21	
10		18	20	21	22	24	25	26	
		15	16	17	18	19	20	21	
11		19	20	22	23	24	25	26	
		15	17	18	19	20	21	22	
373		7	15	17	19	20	22	23	24
			12	14	15	17	18	19	20
	8	17	19	20	22	23	24	26	
		14	15	16	18	19	20	21	
	9	18	20	21	23	24	25	27	
		15	16	17	19	20	21	22	
	10	19	20	22	24	25	26	28	
		16	17	18	19	21	22	23	
	11	19	21	23	24	26	27	28	
		16	18	19	20	21	22	23	
	426	6	13	15	17	19	21	22	23
			10	12	14	15	17	18	19
7		15	17	19	21	23	24	25	
		12	14	16	17	18	19	21	

Продолжение табл. 31

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
21	22	23	23					
17	18	18	19					
22	22	23	24					
18	18	19	19					
22	23	24	25					
18	19	20	20					
21	22	23	24	12	15	17	19	20
17	18	19	19	7	9	10	10	11
22	23	24	25					
18	19	20	20					
23	24	25	26					
19	19	20	21					
24	25	26	27					
20	21	21	22					
25	26	27	28					
21	21	22	23					
24	25	26	27	14	17	20	22	23
20	21	21	22	9	10	11	12	13
25	26	27	28					
21	22	22	23					
26	27	28	29					
22	22	23	24					
27	28	29	30					
22	23	24	25					
28	29	30	31					
23	24	25	26					
25	27	28	29	16	19	22	24	26
21	22	23	23	10	11	12	13	14
27	28	29	30					
22	23	24	25					
28	29	30	31					
23	24	25	26					
29	30	31	32					
24	25	26	27					
29	31	32	33					
24	25	26	27					
25	26	27	28	18	21	24	26	28
20	21	22	23	11	12	13	14	15
27	28	29	30					
22	23	24	25					

$D_{н'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, ж при R_2 (кг/см ²)						
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400
426	8	17	19	21	23	24	26	27
		14	16	17	18	20	21	22
	9	18	20	22	24	25	27	28
		15	17	18	19	21	22	23
	10	19	21	23	25	26	28	29
		16	18	19	20	22	23	24

$D_{н'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, ж, при R_2 (кг/см ²)									
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
529	6	11	14	17	19	21	23	24	26	27	29
		8	11	13	15	17	18	20	21	22	23
	7	14	17	19	21	23	25	27	28	30	31
		11	14	16	18	19	20	22	23	24	25
	8	17	19	21	23	25	27	29	30	32	33
		14	15	17	19	21	22	23	25	26	27
	9	19	21	23	25	27	29	30	32	33	35
		15	17	19	21	22	23	25	26	27	28
	10	20	22	24	27	28	30	31	33	34	36
		16	18	20	22	23	25	26	27	28	30

630	6		10	15	17	20	22	24	26	28	30
			8	12	14	16	18	20	21	23	24
	7	11	15	18	21	23	25	28	29	31	33
		9	12	15	17	19	21	22	24	25	27
	8	16	18	21	24	26	28	30	32	33	35
		12	15	17	19	21	23	24	26	27	29
	9	18	21	23	26	28	30	32	33	35	37
		15	17	19	21	23	24	26	28	29	30
	10	20	22	25	27	29	31	33	35	36	38
		16	19	21	23	24	26	27	29	30	32

720	6			11	15	18	28	24	26	28	30
				8	12	15	17	19	21	23	24
	7	6	12	17	20	23	25	28	30	32	33
		5	10	13	16	18	20	22	24	26	27
	8	13	17	20	23	26	28	30	32	34	36
		10	14	17	19	21	23	25	26	28	29
	9	16	20	23	26	28	30	32	34	36	38
		13	16	19	21	23	25	27	28	30	31
	10	19	22	25	28	30	32	34	36	38	40
		16	18	21	23	25	27	28	30	31	33

Продолжение табл. 31

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
28	29	31	32					
23	24	25	26					
29	31	32	33					
24	25	26	27					
30	32	33	34					
25	26	27	28					

Продолжение табл. 31

							Из условия провисания при уклонах				
1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
30	32	33	34	35	36	37	21	25	28	31	33
24	26	27	28	29	29	30	13	15	16	17	18
33	34	35	36	38	39	40					
27	28	29	30	31	32	32					
35	36	37	38	39	41	42					
28	29	30	31	32	33	34					
36	37	38	40	41	42	43					
30	31	32	33	34	35	36					
37	38	40	41	42	43	44					
31	32	33	34	35	36	37					
31	33	34	36	38	39	40	24	28	32	35	37
25	27	28	29	30	31	32	14	16	18	19	20
34	36	37	39	40	41	42					
28	29	30	31	32	33	34					
36	38	39	41	42	43	45					
30	31	32	33	34	35	36					
38	40	41	42	44	45	46					
31	33	34	35	36	37	38					
40	41	42	44	45	46	48					
33	34	35	36	38	39	40					
32	33	35	37	38	40	41	26	32	36	39	42
26	27	28	30	31	32	33	16	18	20	21	22
35	37	38	40	41	43	44					
29	30	31	32	34	35	36					
38	39	41	43	44	45	47					
30	32	33	35	36	37	38					
40	41	43	46	47	47	49					
33	34	36	37	38	39	40					
41	43	45	46	47	49	50					
34	36	37	38	39	41	42					

Допустимые средние пролеты между опорами

D _{вн} , мм	δ, мм	l _{оп} , м, при R ₂ (кг/см ²)						
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400
102	4	5	6	7	7	8	8	9
		4	5	5	6	6	7	7
	5	6	7	8	8	9	9	10
		5	6	6	7	7	8	8
	6	7	8	9	9	10	10	11
6		6	7	8	8	8	9	
7	8	9	9	10	10	11	11	
	6	7	8	8	9	9	9	
8	8	9	10	10	11	11	12	
	7	7	8	9	9	9	10	
127	4	5	6	7	8	8	9	10
		4	5	5	6	7	8	8
	5	6	7	8	9	10	10	11
		5	6	7	7	8	9	9
	6	8	9	9	10	11	11	12
6		7	8	8	9	9	10	
7	8	9	10	11	12	12	13	
	7	8	8	9	10	10	11	
8	9	10	11	12	12	13	14	
	8	8	9	10	10	11	11	
168	4		4	6	7	8	9	10
			3	5	6	7	7	8
	5	5	7	8	9	11	11	12
		4	6	7	8	8	9	10
	6	7	8	10	11	12	13	13
6		7	8	9	10	10	11	
7	9	10	11	12	13	14	15	
	7	8	9	10	11	11	12	
8	10	11	12	13	14	15	15	
	8	9	10	11	11	12	13	
219	6	5	8	9	11	12	13	14
		4	6	8	9	10	11	12
7	8	10	11	13	14	15	16	
	7	8	9	10	11	12	13	

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при

Таблица 32

изолированных газопроводов при $p = 64 \text{ кг/см}^2$

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
9	10	10	11	3	4	4	5	5
8	8	8	9	3	4	4	5	5
10	11	11	12					
9	9	10	10					
11	12	12	13					
9	10	10	10					
12	12	13	13					
10	10	11	11					
12	13	13	14					
10	11	11	11					
10	11	11	12	6	8	9	10	10
8	9	9	10	4	5	6	6	6
12	12	13	13					
9	10	10	11					
13	13	14	14					
10	11	11	12					
14	14	15	15					
11	12	12	13					
14	15	15	16					
12	12	13	13					
11	12	12	13	8	9	11	12	13
9	9	10	10	5	6	6	7	7
13	13	14	15					
10	11	12	12					
14	15	16	16					
12	12	13	13					
16	16	17	17					
13	13	14	14					
16	17	18	18					
13	14	15	15					
15	16	17	18	10	13	15	16	17
12	13	14	15	6	7	8	8	9
17	18	19	19					
14	15	15	16					

разрезном методе монтажа.

$D_{н, мм}$	$\delta, мм$	$l_{оп}, м, \text{ при } R_2 (\kappaГ/см^2)$						
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400
219	8	10	11	13	14	15	16	17
		8	9	10	11	12	13	14
	9	11	12	14	15	16	17	18
		9	10	11	12	13	14	15
	10	12	13	14	15	17	18	19
		10	11	12	13	14	15	16
273	6			7	9	11	13	14
				4	8	9	10	12
	7	5	8	10	12	14	15	16
		4	6	8	10	11	12	13
	8	8	10	12	14	15	17	18
		7	8	10	11	13	14	15
	9	10	12	14	15	17	18	19
		8	10	11	13	14	15	16
	10	11	13	15	16	18	19	20
		9	11	12	13	15	16	17
325	7			7	10	12	14	16
				6	8	10	12	13
	8		8	11	13	15	16	18
			6	9	11	12	14	15
	9	8	11	13	15	17	18	20
		6	9	10	12	14	15	16
	10	10	12	14	16	18	19	21
		8	10	12	14	15	16	17
	11	11	14	16	17	19	20	22
		10	12	13	15	16	17	18
373	7				7	10	13	15
					5	8	10	12
	8			8	11	14	16	18
				7	9	11	13	14
	9		8	11	14	16	18	19
			7	9	11	13	15	16
	10	7	11	13	16	18	19	21
		6	9	11	13	15	16	18
	11	10	13	15	17	19	20	22
		8	11	13	15	16	17	19
426	8				7	11	14	16
					6	9	11	13
9			8	12	15	17	19	
			7	10	12	14	16	

Продолжение табл. 32

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
18	19	20	21					
15	16	16	17					
19	20	21	21					
16	16	17	18					
19	20	21	22					
16	17	18	19					
15	17	18	19	12	15	17	19	20
13	14	14	15	8	9	10	10	11
18	19	20	21					
14	15	16	17					
19	20	21	22					
16	17	17	18					
20	21	22	23					
17	18	19	19					
21	22	23	24					
18	19	20	20					
17	19	20	21	14	17	19	21	23
14	15	16	17	9	10	11	12	12
19	21	22	23					
16	17	18	19					
21	22	23	24					
17	18	19	20					
22	23	24	25					
19	20	21	22					
23	24	25	26					
20	21	22	22					
17	18	20	21	16	19	22	24	26
14	15	16	17	10	11	13	13	14
19	21	22	23					
16	17	18	19					
21	22	24	25					
17	19	20	21					
22	24	25	26					
19	20	21	22					
23	25	26	27					
20	21	22	23					
18	20	22	23	17	21	24	26	28
15	17	18	19	11	13	14	15	16
21	22	24	25					
17	19	20	21					

D_{II} , мм	δ , мм	l_{cp} , м, при R_2 (кг/см ²)						
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400
426	10		8	12	14	17	19	21
			7	10	12	14	16	17
	11	6	11	14	16	18	20	22
		6	9	12	14	16	17	19
	12	9	13	15	18	20	21	23
		8	11	13	15	17	19	20

D_{II} , мм	δ , мм	l_{cp} , м, при R_2 (кг/см ²)									
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
529	8						5	11	14	17	20
							4	9	12	14	16
	9					8	13	16	18	21	23
						7	10	13	15	17	19
	10				9	13	16	19	21	23	25
					7	11	14	16	18	20	21
	11			8	13	16	19	21	23	25	27
				7	11	14	16	18	20	22	23
	12		7	12	15	18	20	23	25	26	28
			6	10	13	16	18	20	22	23	25
	13	4	10	14	17	20	22	24	26	27	29
		4	9	13	15	17	19	21	23	25	26
	14	8	13	16	18	21	23	25	26	28	30
		7	11	14	17	19	21	22	24	26	27

630	9						8	13	17	20	
							7	11	14	16	
	10						10	14	18	21	23
							8	12	15	18	20
	11			6	11	15	18	21	23	26	
				5	11	13	16	18	20	23	
	12			10	14	18	21	23	25	27	
				9	13	16	18	20	22	24	
	13			9	13	17	20	22	25	27	29
				8	12	15	18	20	22	24	26
	14		6	12	16	19	21	24	26	28	30
			6	11	14	17	20	22	24	26	27

Продолжение табл. 32

				Из условия провисания при уклонах				
1500	1600	1700	1800	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
22	24	26	27					
19	20	22	23					
24	25	27	28					
20	22	23	24					
25	26	27	29					
22	23	24	25					

Продолжение табл. 32

							Из условия провисания при уклонах				
1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
22	24	26	27	29	30	32	20	24	28	30	32
18	19	21	22	24	25	26	13	15	16	17	18
25	27	28	30	31	33	34					
21	22	24	25	26	27	28					
27	29	30	32	33	34	36					
23	24	26	27	28	29	30					
28	30	32	33	34	36	37					
25	26	27	28	30	31	32					
30	31	33	34	35	37	38					
26	27	28	30	31	32	33					
30	32	33	35	36	37	38					
27	29	30	31	32	33	34					
31	32	34	35	36	38	39					
28	30	31	32	33	34	36					
22	25	27	29	31	32	34	23	28	31	34	37
19	21	23	24	26	27	28	15	17	19	20	21
26	28	30	31	33	35	36					
22	23	25	27	28	30	31					
28	30	31	33	35	36	38					
24	26	27	29	30	31	33					
29	31	33	35	36	38	39					
26	28	29	31	32	33	34					
31	32	34	35	37	38	40					
28	29	31	32	33	35	36					
31	33	35	36	38	39	40					
29	31	32	33	35	36	37					

$D_{п'}$ мм	δ мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)									
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700
630	15		10 9	14 13	17 16	20 19	23 21	25 23	27 25	29 27	30 29
	16	7 6	12 12	16 15	19 16	21 20	23 23	25 25	27 26	29 28	31 30
720	10							5 4	12 10	17 14	20 17
	11						7 6	13 12	17 15	21 18	24 20
	12					8 7	14 12	18 15	21 16	24 21	26 23
	13				7 6	13 12	17 15	20 18	23 21	26 23	28 25
	14			4 4	12 11	16 15	19 18	22 21	25 23	27 25	29 27
	15			10 9	14 14	18 17	21 20	24 22	26 25	28 27	30 29
	16		6 6	12 12	16 16	19 19	22 22	25 24	27 26	29 28	31 30
	17		10 9	14 14	18 18	21 21	23 23	25 25	27 27	29 29	31 31
	18	6 6	12 12	16 16	19 19	21 22	24 24	26 26	28 28	30 30	31 32
820	12							11 10	16 14	20 18	23 21
	13						11 10	16 15	20 18	23 21	26 24
	14					10 9	15 14	19 18	22 21	25 24	28 26
	15				8 8	14 13	18 17	21 21	24 23	27 26	29 28
	16			5 4	12 12	16 16	20 20	23 23	25 25	28 28	30 30
	17			9 9	14 15	18 19	21 22	24 24	26 27	29 29	31 31
	18		5 6	12 13	16 17	19 20	22 23	25 26	27 28	29 30	31 33
	19		9 10	14 15	17 19	20 22	23 25	25 27	28 30	29 32	31 34

Продолжение табл. 32

							Из условия провисания при уклонах				
1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	0,000	0,001	0,002	0,003	0,004
32	34	35	37	38	39	41					
30	32	33	35	36	37	38					
32	34	35	37	38	39	41					
31	33	34	36	37	38	39					
23	26	28	30	32	34	36	26	31	34	38	41
19	22	24	26	27	30	31	17	19	21	23	24
26	28	30	32	35	36	38					
23	25	27	28	30	31	33					
28	30	32	34	36	38	39					
25	27	28	30	32	34	35					
30	32	34	35	37	39	40					
27	29	31	32	34	35	37					
31	33	35	36	38	39	41					
29	31	32	34	36	37	38					
32	34	35	37	38	40	41					
31	32	34	35	37	38	40					
32	34	36	37	39	40	42					
32	33	35	37	38	39	40					
33	34	36	37	39	40	42					
33	34	36	37	39	40	42					
33	35	36	38	39	40	42					
34	36	37	39	40	41	43					
26	29	31	33	35	37	39	28	33	37	41	44
23	26	28	30	32	33	35	20	22	24	26	27
28	31	33	35	37	38	40					
26	28	30	32	34	35	37					
30	32	34	36	38	39	41					
28	30	32	34	36	37	39					
31	33	35	37	38	40	42					
30	32	34	36	37	39	40					
32	34	36	37	39	40	42					
32	34	35	37	39	40	42					
32	34	36	38	39	41	42					
33	35	37	38	40	42	43					
33	35	36	38	39	41	42					
34	36	38	40	41	43	44					
33	35	36	38	39	41	42					
36	37	39	41	42	44	45					

Допустимые средние пролеты между опорами неизолированных продуктопроводов при $p = 25 \text{ кг/см}^2$

$D_{п'}$ мм	δ , мм	$l_{оп}$, м, при R_2 (кг/см ²)						
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
102	4	17 15	17 15	18 16	19 17	19 17	20 18	20 18
	5	17 15	18 16	19 17	20 17	20 18	21 18	21 19
	6	18 16	19 16	20 17	20 17	21 18	22 18	22 19
	7	19 16	19 16	20 17	21 18	21 18	22 19	23 19
	8	19 16	20 17	20 17	21 18	22 18	22 19	23 19
127	4	17 16	18 17	19 18	20 18	20 19	21 19	22 20
	5	19 17	19 17	20 18	21 19	21 19	22 20	23 20
	6	19 17	20 18	21 19	22 19	23 20	23 20	24 21
	7	20 17	21 18	22 19	22 19	23 20	24 20	24 21

	8	21 17	21 18	22 19	23 20	24 20	24 21	25 21
168	4	18 17	19 18	20 19	21 20	21 20	22 21	23 22
	5	20 18	21 19	21 20	22 21	23 21	24 22	24 23
	6	21 19	22 20	23 20	23 21	24 22	25 23	26 23
	7	22 20	23 20	24 21	24 22	25 22	25 23	26 24
	8	22 20	23 20	24 21	25 22	25 23	27 24	26 24
219	6	22 21	23 21	24 22	25 25	26 24	26 25	27 26
	7	23 21	24 22	25 23	25 24	26 25	28 26	29 26
	8	24 22	25 23	25 24	27 24	28 25	28 26	29 27
	9	25 22	25 23	27 24	27 25	28 26	30 26	29 27
	10	25 22	25 23	27 24	27 25	28 26	30 27	31 27

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при разрезном методе монтажа.

D _н , мм	δ, мм	l _{ср} , м, при R ₂ (кг/см ²)						
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
273	6	22	23	24	25	26	27	28
		22	23	24	25	26	27	27
	7	24	25	26	27	28	29	30
		23	24	25	26	27	27	28
	8	25	25	26	27	28	29	30
23		24	25	26	27	28	29	
9	25	27	28	29	30	31	32	
	24	25	26	27	28	29	29	
10	27	27	28	29	30	31	32	
	24	25	26	27	28	29	30	
325	7	24	24	27	28	29	30	31
		24	25	26	27	28	29	30
	8	26	27	27	28	29	30	31
		25	26	27	28	29	30	31
9	26	27	29	30	31	32	33	
	25	26	27	28	29	30	31	
10	28	29	29	30	31	32	33	
	26	27	28	29	30	31	32	

	11	28 26	29 27	31 28	32 29	33 30	34 31	35 32
373	7	28 24	29 26	30 27	31 28	32 29	33 30	34 31
	8	28 25	29 27	30 28	31 29	32 30	33 31	34 32
	9	30 26	31 27	32 29	33 30	34 31	36 32	36 33
	10	30 27	31 28	32 29	33 30	36 31	36 32	38 34
	11	32 27	33 29	34 30	35 31	36 32	38 33	38 34
426	6	27 23	28 24	29 26	30 27	31 28	32 29	33 30
	7	29 25	30 26	31 27	32 28	31 30	34 31	35 32
	8	29 26	30 27	31 29	32 30	34 31	34 32	35 33
	9	31 27	32 28	33 30	34 31	34 32	36 33	38 34
	10	31 27	32 29	33 30	34 31	37 33	38 34	38 35

$D_{н'}$ мм	δ , мм	$l_{оп}$, м, при R_2 (кг/см ²)													
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700
529	6	21 23	23 25	24 26	25 27	26 29	28 30	29 31	30 32	31 33	32 35	33 36	34 37	35 38	35 39
	7	24 25	25 27	27 28	28 30	29 31	30 32	31 33	32 34	34 36	35 37	35 38	36 39	37 40	38 41
	8	26 27	27 28	29 30	30 31	31 32	32 34	34 35	35 36	36 37	37 38	38 39	39 40	40 41	41 42
	9	28 28	29 30	31 31	32 32	33 34	34 35	34 36	37 37	38 38	39 40	40 41	41 42	42 43	43 44
	10	28 29	31 31	31 32	32 34	35 35	36 36	37 37	37 38	38 40	39 41	40 42	43 43	44 44	45 45
630	6	20 22	21 24	23 26	24 27	26 29	27 30	28 31	29 32	30 33	31 35	32 36	33 37	34 38	35 39
	7	23 25	24 27	26 28	27 30	29 31	30 32	31 34	32 35	33 36	34 37	35 39	36 40	37 41	38 42
	8	25 27	27 29	28 30	30 32	31 33	32 34	34 36	35 37	36 38	37 40	38 41	39 42	40 43	41 44
	9	27 29	29 30	30 32	32 33	33 34	34 36	36 37	37 39	38 40	39 41	40 42	41 43	42 44	43 46
	10	29 30	31 32	32 33	34 35	35 36	36 38	38 39	39 40	40 41	41 42	42 43	43 45	44 46	45 47
	6	18 24	20 26	22 28	23 29	25 31	26 32	27 34	28 35	30 36	31 38	32 39	33 40	34 41	35 42

720	7	22 27	23 28	25 30	26 32	28 33	29 35	30 36	32 37	33 39	34 40	35 41	36 42	37 44	38 45
	8	24 29	26 30	28 32	29 34	31 35	32 37	33 38	34 39	36 40	37 42	38 43	39 44	40 46	41 46
	9	27 29	28 30	30 32	31 34	33 35	34 37	35 38	37 39	38 41	39 42	40 43	41 44	43 45	44 47
	10	29 30	30 32	32 33	33 35	35 37	36 38	38 40	39 41	40 42	41 43	42 45	44 46	45 47	46 48
820	8	23 26	25 28	27 30	28 32	30 33	31 35	33 36	34 38	35 39	36 40	37 42	39 43	40 44	41 45
	9	26 28	28 30	29 32	31 34	32 35	34 37	35 38	36 40	38 41	39 43	40 44	41 45	42 46	44 48
	10	28 30	30 32	32 33	33 35	35 37	36 38	37 40	39 41	40 43	41 44	42 45	44 46	45 48	46 49
	11	30 31	32 33	32 35	35 37	37 38	38 40	39 41	41 43	42 44	43 45	45 47	46 48	47 49	48 50
	12	32 33	34 35	35 36	37 38	37 40	40 41	41 43	43 44	44 45	45 47	45 48	48 49	49 51	50 52
920	8	22 24	24 26	26 28	27 30	29 32	30 34	32 35	33 37	34 39	36 40	37 41	38 43	39 44	40 45
	9	25 27	27 29	28 31	30 33	32 35	33 36	35 38	36 40	37 41	39 42	40 44	41 45	42 46	43 48
	10	27 29	29 31	31 33	32 35	34 37	36 38	37 40	38 42	40 43	41 44	42 46	44 47	45 48	46 50
	11	29 31	31 33	33 36	35 37	36 39	36 40	39 42	41 43	42 45	43 46	45 48	46 49	47 50	46 51
	12	31 33	33 35	35 37	37 38	38 40	40 42	41 43	43 45	44 46	45 48	47 49	48 50	49 52	50 53

Допустимые средние пролеты между опорами неизолированных продуктопроводов при $p=64$ кг/см²

$D_{в'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)						
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
102	4	14	15	16	17	17	18	19
		13	14	14	15	16	16	17
	5	16	16	17	18	19	19	20
		14	14	15	16	16	17	17
	6	17	17	18	19	20	20	21
14		15	16	16	17	17	18	
7	17	18	19	20	20	21	22	
	15	15	16	16	17	18	18	
8	18	19	19	20	21	21	22	
	15	15	16	17	17	18	18	
127	4	14	15	16	17	18	18	19
		13	14	15	15	16	17	18
	5	16	17	18	19	19	20	21
		14	15	16	17	17	18	19
6	17	18	19	20	21	21	22	
	15	16	17	17	18	19	19	
7	18	19	20	21	22	22	23	
	16	16	17	18	19	19	20	

	8	19 16	20 17	21 18	22 18	22 19	23 20	24 20
168	4	13 13	14 14	15 15	16 16	17 17	18 17	19 18
	5	16 15	17 16	18 17	19 18	20 18	21 19	21 20
	6	18 16	19 17	20 18	21 19	22 20	22 20	23 21
	7	19 17	20 18	21 19	22 20	23 20	24 21	24 22
	8	20 18	21 19	22 19	23 20	24 21	25 22	26 22
219	6	17 16	18 17	20 18	21 19	22 20	23 21	24 22
	7	19 17	20 19	21 20	22 21	23 22	24 22	25 23
	8	21 19	22 20	23 21	24 22	25 22	26 23	27 24
	9	22 19	23 20	24 21	25 22	25 23	26 24	27 25
	10	23 20	24 21	25 22	25 23	27 24	28 25	29 25

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при разрезном методе монтажа.

$D_{п'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)						
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000
273	6	16	17	18	20	21	22	23
		15	17	18	19	20	21	22
	7	18	20	21	22	23	24	25
		17	19	20	21	22	23	24
	8	20	20	23	24	25	26	27
19		20	21	22	23	24	25	
9	22	23	23	25	27	28	29	
	20	21	22	23	24	25	26	
10	22	23	25	27	27	28	29	
	21	22	23	24	25	26	27	
325	7	17	18	20	21	23	24	25
		16	18	19	21	22	23	24
	8	19	21	22	24	25	26	27
		18	20	21	22	24	25	26
9	21	23	24	24	27	28	29	
	20	21	23	24	25	26	27	
10	23	23	26	27	27	28	29	
	21	22	24	25	26	27	28	

	11	23 22	26 23	26 25	27 26	29 27	31 28	32 29
373	7	15 15	17 16	18 18	20 20	21 21	23 23	24 24
	8	18 17	20 19	21 21	23 22	24 23	25 25	27 26
	9	20 19	22 21	23 22	25 24	26 25	28 26	29 28
	10	22 21	24 22	25 24	27 25	28 26	28 28	31 29
	11	24 22	25 24	27 25	27 26	28 27	31 29	31 30
426	6	4 4	9 9	11 12	14 14	16 16	17 18	19 20
	7	12 12	14 14	16 17	18 18	20 20	21 22	23 23
	8	16 16	18 18	20 20	21 21	23 23	24 24	26 26
	9	19 18	21 20	22 22	24 23	25 25	27 26	28 28
	10	21 20	23 22	24 24	26 25	28 26	29 28	30 29

D _{вн.} , мм	δ, мм	l _{ср.} , м, при R ₂ (кг/см ²)													
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700
529	7		5 6	10 11	13 14	15 16	17 18	19 21	21 22	23 24	24 26	25 27	27 28	28 30	29 31
	8	10 10	13 14	16 16	18 19	20 21	22 22	23 24	25 26	26 27	28 29	29 30	30 32	32 33	33 34
	9	15 15	17 18	19 20	21 22	23 24	25 25	26 27	28 28	29 30	31 31	32 33	33 34	34 35	36 36
	10	18 18	20 20	22 22	24 24	26 26	27 28	29 29	30 31	32 32	33 33	34 35	36 36	37 37	38 38
	11	21 21	23 23	25 24	26 26	28 28	30 29	31 31	33 32	34 34	35 35	37 36	38 37	39 39	40 40
	12	23 22	25 24	27 26	28 28	30 29	32 31	33 32	33 34	36 35	37 36	37 37	40 39	41 40	42 41
630	8			8 9	12 13	15 16	17 18	20 21	22 23	23 25	25 27	27 28	28 30	29 31	31 33
	9	7 7	11 12	15 15	17 18	20 21	22 23	24 25	25 27	27 28	29 30	30 32	31 33	33 35	34 36
	10	13 14	16 17	19 20	21 22	23 24	25 26	27 28	29 29	30 31	32 33	33 34	34 35	36 37	37 38
	11	17 17	20 20	22 22	24 24	26 26	28 28	30 30	31 32	33 33	34 35	36 36	37 38	38 39	40 40

12	20 20	22 22	24 25	27 28	28 28	30 30	32 32	33 34	35 36	36 37	38 38	39 39	40 40	42 42
13	22 22	25 25	27 27	29 28	30 30	32 32	34 34	35 35	37 37	38 38	40 39	41 41	42 42	44 44
14	24 24	27 26	29 28	29 30	32 32	34 35	36 35	37 36	39 38	40 39	42 41	43 42	44 43	44 44
15	26 25	27 28	29 29	32 31	34 33	36 35	36 36	39 38	39 39	42 40	42 42	43 43	46 44	47 46
10	4 5	10 11	14 15	17 18	20 21	22 24	24 26	26 28	28 30	30 31	31 33	33 35	34 36	36 38
11	12 13	16 16	19 20	21 22	24 25	26 27	28 29	29 30	31 32	33 34	34 36	36 37	37 39	39 40
12	16 17	19 20	22 23	24 25	26 27	28 29	30 31	32 33	34 35	35 36	37 38	38 39	40 41	41 42
13	20 20	22 23	25 25	27 27	29 29	31 31	33 33	34 35	36 36	38 38	39 39	40 41	42 42	43 44
14	22 22	25 25	27 27	29 29	31 31	33 33	35 35	36 36	38 38	40 39	41 41	42 42	44 44	45 45
15	24 24	27 26	29 29	31 31	33 33	35 34	35 36	38 38	40 39	40 41	43 42	44 44	46 45	47 46
16	26 25	27 28	31 30	33 32	35 34	35 36	38 37	40 39	40 41	43 42	43 43	46 45	46 46	49 48
17	28 27	30 29	31 31	33 33	35 35	38 37	40 38	40 40	43 42	43 43	46 44	46 46	49 47	49 48

$D_{к'}$ мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кГ/см ²)													
		1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400	2500	2600	2700
820	11		8 9	13 14	17 18	20 21	22 24	25 26	27 28	29 30	30 32	32 34	34 36	35 38	37 39
	12	10 10	14 15	18 19	21 22	23 25	26 27	28 29	30 31	32 33	33 35	35 37	37 39	38 40	40 42
	13	15 15	18 19	21 22	24 25	26 27	29 30	31 31	33 34	34 36	36 37	38 39	39 41	41 42	42 44
	14	18 19	22 22	24 25	27 27	29 30	31 32	33 34	35 36	37 38	38 39	40 41	42 42	43 44	44 45
	15	21 22	24 24	27 27	29 29	31 32	33 33	35 35	37 37	39 39	40 41	42 42	44 44	45 45	46 47
	16	24 23	26 27	29 29	31 31	33 33	35 35	37 37	39 39	41 41	42 42	44 44	44 45	47 47	48 48
	17	26 25	28 28	31 30	33 33	35 34	37 37	39 39	41 40	41 42	44 43	46 45	47 47	49 48	50 50
	18	26 27	30 30	31 32	35 34	37 36	39 38	39 40	41 41	44 43	44 45	46 46	49 48	49 49	50 50
	19	29 28	32 31	34 33	35 35	37 37	39 39	42 41	44 42	44 44	47 46	48 47	49 49	49 50	53 52

Допустимые средние пролеты между опорами изолированных продуктопроводов при $p = 25$ кг/см²

$D_{п.м.м}$	$\delta, м.м$	$l_{ср}, м, при R_2 (кг/см^2)$											
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	
102	4	7	7	8	8	9	9	10	10	10	11	11	
		6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	10	
	5	8	8	9	9	10	10	11	11	12	12	12	
		7	7	8	8	8	9	9	10	10	10	10	
	6	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	
		7	8	8	9	9	10	10	10	11	11	11	
	7	9	10	11	11	12	12	13	13	14	14	15	
		7	8	9	9	10	10	11	11	12	12	12	
	8	10	11	11	12	13	13	14	14	15	15	16	
		8	9	10	10	11	11	11	12	12	13	13	
	127	4	7	8	9	9	10	10	11	11	12	12	12
			6	7	7	7	8	8	9	9	10	10	10
		5	9	9	10	11	11	12	12	13	13	14	14
			7	8	8	9	9	10	10	10	11	11	12
		6	10	10	11	12	12	13	13	14	14	15	15
			8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	13
7		11	11	12	13	13	14	15	15	16	16	17	
		9	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	
8		11	12	13	14	14	15	16	16	17	17	18	
		10	10	11	12	12	13	13	14	14	15	15	

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при разрезном методе монтажа.

D _{нп} мм	δ, мм	l _{ср} , м, при R ₂ (кг/см ²)										
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800
168	4	8	9	10	10	11	11	12	13	13	14	14
		7	8	8	9	10	10	11	11	11	12	12
	5	9	10	11	12	12	13	14	14	15	15	16
		8	9	10	10	10	11	12	13	13	14	14
	6	11	12	12	13	14	15	15	16	16	17	18
		9	10	11	11	12	13	13	14	14	14	16
	7	12	13	14	14	15	16	17	17	18	19	19
		10	11	12	13	13	14	15	15	15	16	17
8	13	14	15	16	16	17	18	19	19	20	21	
	11	12	13	13	14	15	15	16	17	17	17	
219	6	10	11	12	13	13	14	15	15	16	17	
		10	10	11	12	13	13	14	15	15	16	16
	7	11	12	12	13	14	15	15	16	17	18	
		11	12	12	13	14	15	15	16	17	18	19
	8	12	13	14	15	16	17	17	18	19	19	
		11	13	14	14	15	16	17	17	18	19	19
	9	13	14	15	16	17	18	19	20	20	21	
		13	14	15	15	16	17	18	18	19	20	21
	10	14	15	16	17	18	19	20	20	21	22	
		13	14	15	16	17	18	19	20	20	21	22
6	11	12	13	14	15	15	16	17	18	18		
	10	11	12	13	14	15	15	16	17	17	18	
7	12	13	14	15	16	17	18	19	19	20		
	11	13	14	14	15	16	17	18	19	19	20	

273	8	13 13	14 14	15 15	16 16	17 17	18 17	19 18	20 19	21 20	22 20	22 21
	9	14 14	16 15	17 16	18 17	19 18	20 19	21 19	22 20	22 21	23 22	23 22
	10	15 15	17 16	18 17	19 18	20 19	21 20	22 21	23 22	24 23	24 23	25 24
325	7	12 12	13 13	14 14	15 15	16 16	17 17	18 18	18 19	19 20	20 21	20 21
	8	13 13	14 15	15 16	16 17	17 18	18 19	19 20	20 21	20 21	21 22	22 23
	9	14 14	15 16	17 17	18 18	18 19	19 20	20 21	21 22	22 23	23 24	23 25
	10	15 16	17 17	18 18	19 19	20 20	21 22	21 23	22 23	23 24	24 25	25 26
	11	16 17	17 18	19 19	20 21	21 22	22 23	23 24	23 25	24 26	25 27	26 28
373	7	13 12	14 13	15 15	16 16	17 17	18 18	19 19	20 20	20 21	21 22	22 22
	8	14 14	15 15	16 16	17 17	18 19	19 20	20 21	21 22	22 23	23 23	24 24
	9	15 15	17 16	18 18	19 19	20 20	21 21	22 22	23 23	24 24	24 25	25 26
	10	16 16	18 18	19 19	20 20	21 22	22 23	23 24	24 25	25 26	26 27	27 28
	11	17 17	19 19	20 20	21 22	22 23	23 24	24 25	25 26	26 27	27 28	28 29

$D_{н'}$, мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)																					
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800											
426	6	11	12	14	15	16	17	18	19	19	20	21	10	11	13	14	15	16	17	18	19	20	21
		13	14	15	17	18	19	20	20	21	22	23	12	13	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	7	14	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	14	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25
		16	17	18	20	21	22	23	24	25	26	27	15	17	18	20	21	22	23	24	25	26	27
	8	17	18	20	21	22	23	24	26	27	28	29	16	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28
		17	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	17	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28

Продолжение табл. 35

$D_{н'}$, мм	δ , мм	$l_{ср}$, м, при R_2 (кг/см ²)																																	
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400																	
529	6	8	10	12	14	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	27	8	10	12	13	15	16	17	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
		11	13	15	16	18	19	20	22	23	24	25	26	27	28	29	30	30	11	13	14	16	17	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	7	13	15	17	19	20	21	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	13	15	17	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32
		13	15	17	19	20	21	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	13	15	17	18	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32

	9	15 15	17 17	19 19	21 20	22 22	24 23	25 24	26 26	27 27	29 28	30 29	31 30	32 31	33 32	34 33	35 34	36 35
	10	17 17	19 19	21 20	22 22	24 23	25 25	26 26	28 27	29 29	31 30	32 31	33 32	34 33	35 34	36 35	37 36	38 37
630	6		7 7	10 10	12 12	14 14	16 16	17 17	18 18	20 20	21 21	22 22	23 23	24 24	25 25	26 26	27 27	28 28
	7	8 8	11 11	13 13	15 15	17 17	19 19	20 20	21 21	23 23	24 24	25 25	26 26	27 27	28 28	29 29	30 30	31 31
	8	12 11	14 14	16 16	18 18	20 20	21 21	23 23	24 24	25 25	26 27	28 28	29 29	30 30	31 31	32 32	33 33	34 34
	9	14 14	16 16	18 18	20 20	22 22	23 23	25 25	26 26	28 28	29 29	30 30	31 31	32 32	33 33	35 35	36 36	37 37
	10	16 16	18 18	20 20	22 22	24 24	26 26	27 27	28 28	30 30	31 31	32 32	34 34	35 35	36 36	37 37	38 38	39 39
720	6			7 7	10 10	12 12	14 14	16 16	17 17	19 19	20 20	21 21	22 22	24 23	25 25	26 26	27 27	28 27
	7	4 4	9 9	12 12	14 14	16 16	18 18	19 20	21 21	22 22	23 24	25 25	26 26	27 27	29 29	30 30	31 31	32 31
	8	9 9	12 13	15 15	17 17	19 19	21 21	22 23	23 24	25 25	26 27	28 28	29 29	30 31	31 32	32 33	33 34	34 34
	9	12 13	15 15	17 18	19 20	21 22	23 23	25 25	26 27	28 28	29 29	30 31	30 32	31 33	32 34	34 36	35 37	36 37
	10	15 15	17 18	20 20	22 22	24 24	25 26	27 27	28 29	30 30	31 32	33 33	34 35	35 36	36 37	37 38	39 39	40 40

Допустимые средние пролеты между опорами изолированных продуктопроводов при $p=64$ кг/см²

$D_{н},$ мм	$\delta,$ мм	$l_{ср},$ м, при R_2 (кг/см ²)										
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800
102	4	5 4	6 5	6 5	7 6	7 6	8 7	8 7	9 7	9 8	10 8	10 8
	5	6 5	7 6	8 6	8 7	9 7	9 8	10 8	10 9	11 9	11 9	12 10
	6	7 6	8 7	9 7	9 8	10 8	10 9	11 9	11 10	12 10	12 10	13 11
	7	8 7	9 7	10 8	10 9	11 9	11 10	12 10	12 11	13 11	13 11	14 12
	8	9 8	10 8	10 9	11 9	12 9	12 10	12 11	13 11	14 11	14 12	15 13
127	4	4 4	5 5	6 5	7 6	8 7	8 7	9 8	9 8	10 9	10 9	11 9
	5	6 5	7 6	8 7	9 7	9 8	10 9	11 9	11 10	12 10	12 10	13 11
	6	8 6	8 7	9 8	10 8	11 9	11 10	12 10	13 11	13 11	14 12	14 12
	7	9 7	10 8	10 9	11 10	12 10	13 11	14 11	14 12	15 12	15 13	16 13
	8	10 8	11 9	11 10	12 10	13 11	14 12	14 12	15 13	16 13	16 14	17 14
	4	4	5 3	6 4	7 5	8 6	9 7	10 8	10 8	11 9	11 10	11 10

168	5	5 4	6 6	8 7	9 8	10 8	10 9	11 10	12 10	13 11	13 12	14 12
	6	7 6	8 7	10 8	10 9	11 10	12 11	13 11	14 12	14 13	15 13	16 14
	7	9 8	10 9	11 10	12 11	13 11	14 12	15 13	15 13	16 14	17 15	17 15
	8	10 9	11 10	12 11	13 12	14 13	15 13	16 14	17 15	18 15	18 16	19 17
219	6	4 4	6 6	8 7	9 8	10 9	11 10	12 11	12 12	13 13	14 13	15 14
	7	7 6	8 8	9 9	10 10	11 11	12 12	13 13	14 14	15 14	16 15	16 16
	8	8 8	10 9	11 10	12 12	13 12	14 13	15 14	16 15	16 16	17 17	18 17
	9	10 9	11 11	12 12	13 13	14 14	15 15	16 15	17 16	18 17	19 18	20 19
	10	11 10	12 12	13 13	15 14	16 15	16 16	17 17	18 17	19 18	20 19	21 20
273	6			6 5	7 7	9 8	10 10	11 11	12 12	13 13	14 14	15 14
	7	4 4	7 6	8 8	10 9	11 11	13 12	14 13	15 14	16 15	17 16	18 16
	8	7 6	9 8	11 10	12 11	13 13	15 14	16 15	17 16	18 17	18 18	19 18
	9	9 8	11 10	12 12	14 13	15 14	16 15	17 16	18 17	19 18	20 19	21 20
	10	11 10	12 11	14 13	15 14	16 16	18 17	19 18	20 19	21 20	22 21	23 22

Примечание. Верхняя цифра — при неразрезном методе монтажа; нижняя цифра — при разрезном методе монтажа.

$D_{\text{н}},$ мм	$\delta,$ мм	$l_{\text{оп}}, \text{ м, при } R_2 (\text{кг/см}^2)$										
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800
325	7	7	9 2	10 6	11 8	13 10	14 11	14 13	15 14	16 15	17 16	18 17
	8	9 3	11 8	12 9	13 11	14 12	15 14	16 15	17 16	18 17	19 18	20 19
	9	11 7	12 9	13 11	15 13	16 14	17 16	18 17	19 18	20 19	21 20	22 21
	10	12 9	13 11	15 13	16 14	17 16	18 17	19 18	20 20	21 21	22 22	23 23
	11	13 11	14 13	16 14	17 16	18 17	19 19	20 20	21 21	22 22	23 23	24 24
373	7	4	7	9	10 5	12 8	13 10	14 11	15 13	16 14	17 15	18 17
	8	7	9	11 6	13 9	14 11	15 13	16 14	17 16	19 17	19 18	20 19
	9	9	11 7	13 9	15 12	16 13	17 15	18 17	19 18	20 19	21 20	22 21
	10	11 6	13 9	15 12	16 14	17 16	19 17	20 19	21 20	22 21	23 22	24 23
	11	13 9	14 12	16 14	18 16	19 17	20 19	21 20	22 22	24 23	25 24	26 25
	6				4	7	9	11 4	12 7	13 9	14 11	15 12

426	7			6	9	10 4	12 7	14 10	15 12	16 13	17 15	18 16
	8	3	7	10	11 6	13 9	15 11	16 13	17 15	18 16	20 18	21 19
	9	7	10	12 7	14 10	15 12	17 14	18 16	19 17	21 19	22 20	23 21
	10	10	12 7	14 10	16 13	17 15	19 17	20 18	21 20	22 21	24 22	25 24

Продолжение табл. 36

D _н , мм	δ, мм	l _{ср} , м, при R ₂ (кг/см ²)																
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400
529	7								5 5	9 8	11 10	13 13	15 15	17 16	18 18	19 19	21 20	22 21
	8						4 4	9 8	12 11	14 13	16 15	17 17	19 19	20 20	22 21	23 23	24 24	25 25
	9					7 7	11 10	13 13	15 15	17 17	19 19	21 20	22 22	24 23	25 24	26 26	28 27	29 28
	10			8 8	12 11	14 14	17 16	19 18	20 20	22 22	24 23	25 25	27 26	28 27	29 28	30 30	32 31	32 31
	11		8 8	12 11	15 14	17 17	19 19	21 21	23 23	25 24	26 26	28 27	29 28	30 30	32 31	33 32	34 32	34 32
	12	7 7	12 11	15 14	17 17	20 19	22 21	24 23	25 25	27 26	29 28	30 29	32 31	32 32	34 33	35 34	37 34	37 36

$D_{\text{н}},$ мм	$\delta,$ мм	$l_{\text{ср}},$ м, при R_2 (кг/см ²)																
		800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900	2000	2100	2200	2300	2400
630	8									7 7	11 11	13 13	16 16	18 18	19 19	21 21	22 22	24 24
	9							6 6	11 10	13 13	16 16	18 18	20 20	22 22	23 23	25 25	26 26	27 27
	10						8 8	12 12	15 15	18 18	20 20	22 22	23 23	25 25	27 27	28 28	29 29	31 31
	11				6 6	9 9	13 13	16 16	19 19	21 21	23 23	25 25	26 26	28 28	29 29	31 31	32 34	34 34
	12				9 9	13 13	17 17	19 19	22 22	24 24	26 26	27 27	29 29	31 31	32 32	34 34	35 35	36 36
	13			8 8	13 13	17 17	19 19	22 22	24 24	26 26	28 28	30 30	32 31	33 33	35 35	36 36	38 37	39 39
	14		6 6	12 12	16 16	19 19	22 22	24 24	27 26	29 28	30 30	32 32	34 34	35 35	37 37	38 38	40 40	41 41
	15		11 10	15 15	19 19	22 21	24 24	27 26	29 29	31 31	33 32	34 34	36 36	38 37	39 39	41 41	42 42	43 43
	10						4 4	10 10	14 14	16 17	19 19	21 21	23 23	25 25	26 27	28 28	29 30	
	11					6 6	12 12	15 15	18 18	20 21	22 23	24 25	26 27	28 28	30 30	31 32	33 33	
	12				7 7	12 12	16 16	19 19	21 22	24 24	26 26	28 28	29 30	31 32	33 33	34 35	36 36	

720	13			6	12	16	19	22	24	26	28	30	32	34	35	37	38
				6	12	16	20	22	25	27	29	31	33	34	36	37	39
	14			12	16	19	22	25	27	29	31	33	35	36	38	39	41
				12	16	20	22	25	27	30	32	33	35	37	39	40	42
	15		10	15	19	22	25	27	29	31	33	35	37	39	40	42	43
		10	15	19	22	25	27	30	32	34	36	38	39	41	42	44	
16		7	14	18	21	24	27	29	32	34	36	37	39	41	43	44	46
		7	14	18	22	25	27	30	32	34	36	37	40	42	43	45	46
17		11	16	20	24	26	29	31	34	36	38	40	41	43	45	46	48
		11	17	21	24	27	29	32	34	36	38	40	42	43	45	47	48
820	11							8	13	16	18	21	23	25	27	28	30
								8	13	16	19	21	23	25	27	29	31
	12						9	14	17	20	22	24	26	28	30	32	33
							10	14	17	20	23	25	27	29	31	32	34
	13				10	14	18	21	23	25	27	29	31	33	35	36	
					10	15	18	21	24	26	28	30	32	34	35	37	
	14			9	14	18	21	24	26	28	30	32	34	36	37	39	40
				10	15	18	21	24	27	29	31	33	35	36	38	40	
	15			8	14	18	21	24	26	29	31	33	35	36	38	40	41
				8	14	18	21	24	27	29	31	33	35	37	39	41	42
	16			5	13	17	21	24	26	29	31	33	35	37	39	41	42
			5	13	17	21	24	27	29	32	34	36	38	40	41	43	45
17			10	16	20	23	26	29	31	33	35	37	39	41	43	44	46
			10	16	20	24	27	29	32	34	36	38	40	42	44	45	47
18			6	14	19	22	25	28	31	33	35	38	39	41	43	45	47
			6	14	19	23	26	31	34	36	38	40	42	44	46	47	49
19			11	17	21	24	28	30	33	35	37	39	41	43	45	47	49
			11	17	21	25	28	31	33	36	38	40	42	44	46	48	49

При пользовании этими таблицами следует иметь в виду следующее.

1. Таблицы составлены для различных значений расчетного сопротивления R_2 , соответствующих рекомендуемым маркам стали при разных рабочих температурах трубопроводов.

2. Величины пролетов трубопроводов при рабочих давлениях, отсутствующих в таблицах, определяются путем линейной интерполяции двух ближайших значений, имеющих в таблицах.

3. В табл. 33—36 при определении допустимых пролетов продуктопроводов объемный вес продукта принят равным 800 кг/м^3 .

4. Допускаемые из условия провисания пролеты не зависят от температуры и толщины стенки и, как правило, меньше допускаемых из условий эксплуатации. Поэтому их значения следует принимать лишь в тех случаях, когда из требований технологии вытекает необходимость резко ограничить количество конденсата, образующегося в трубопроводе после его отключения.

§ 34. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Правильный выбор расчетных нагрузок имеет очень важное значение с точки зрения создания рациональных и экономичных опор под трубопроводы.

Ниже излагаются рекомендации по этому вопросу разработанные ВНИИСТ и Гипрогазтоппромом, учитывающие по возможности действительные условия совместной работы трубопроводов и их опор.

Вертикальные нагрузки

Вертикальные нагрузки на отдельную траверсу опоры определяются по следующим формулам:

нормативная нагрузка

$$Q_{\text{норм}} = (q_{\text{тр}} + q_{\text{изол}} + q_{\text{прод}}) l; \quad (4.26)$$

расчетная нагрузка

$$Q_{\text{расч}} = (n_1 q_{\text{тр}} + n_2 q_{\text{изол}} + n_3 q_{\text{прод}}) l; \quad (4.27)$$

здесь $q_{\text{тр}}$ — вес единицы длины трубопровода в кг/м ;

$q_{\text{изол}}$ — вес изоляции, приходящейся на единицу длины трубопровода, в кг/м ;

$q_{\text{прод}}$ — вес продукта, приходящегося на единицу длины трубопровода, в кг/м ;

l — расстояние между траверсами в м;

n_1, n_2 и n_3 — коэффициенты [перегрузки, принимаемые по табл. 27.

Нагрузку от одного из паро- или газопроводов, подлежащего по техническим условиям гидравлическому испытанию, следует определять по формуле

$$Q_{\text{расч}} = (n_1 q_{\text{тр}} + n_2 q_{\text{вод}}) l + q_{\text{вод}} l, \quad (4.28)$$

где $q_{\text{вод}}$ — вес воды при гидравлическом испытании.

В проектных материалах необходимо оговорить, что одновременно может опрессовываться лишь один из паро- или газопроводов, проходящих через данную опору.

При этом следует рассмотреть все возможные невыгодные схемы загрузки опоры. Так, например, пусть на двухъярусной опоре (рис. 110) расположено девять паро- и газопроводов, подлежащих гидравлическому испытанию. Требуется определить расчетные схемы загрузки при расчете опоры на вертикальные нагрузки.

При расчете консолей AB , CD , EF следует учитывать поочередное заполнение водой каждого из трубопроводов, расположенных на этих консолях; при расчете консоли GH водой заполняется трубопровод диаметром 200 мм, при расчете траверсы BC и стоек BM и CN — трубопровод диаметром 500 мм, при расчете траверсы FG — трубопровод диаметром 300 мм.

Если в рабочих условиях трубопроводы не будут заполнены жидкостью, то при определении сил трения не следует включать в нагрузку вес воды при гидравлическом испытании.

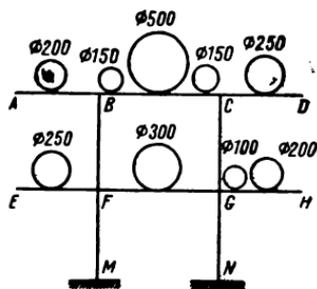


Рис. 110. Схема загрузки поперечного сечения опоры.

Ветровые нагрузки

Нормативная ветровая нагрузка, передающаяся пучком горизонтально расположенных трубопроводов на траверсу опоры, определяется по формуле

$$P_{\text{норм}} = QD_{\text{max}} l, \quad (4.29)$$

где Q — скоростной напор ветра в $\text{кг}/\text{м}^2$;

D_{max} — диаметр трубопровода, наибольшего в пучке, с учетом изоляции в м;

l — пролет трубопровода (расстояние между траверсами) в м.

Коэффициент перегрузки принимается равным 1,2.

Расчетная ветровая нагрузка

$$P_{\text{расч}} = 1,2 Q D_{\text{max}} l. \quad (4.30)$$

Горизонтальные усилия, действующие вдоль трассы трубопроводов, проходящих через одиночно стоящие опоры

Одиночно стоящие опоры подразделяются на анкерные (мертвые) и промежуточные.

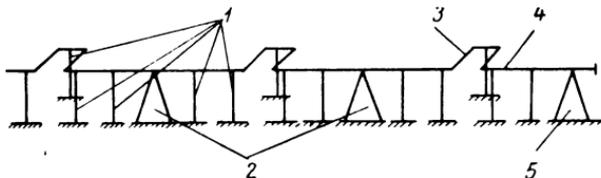


Рис. 111. Трубопровод на одиночно стоящих опорах.
1 — промежуточные опоры; 2 — разгруженные анкерные опоры; 3 — компенсатор; 4 — трубопровод; 5 — конечная неразгруженная анкерная опора.

Анкерные опоры (рис. 111) делятся на разгруженные и неразгруженные (концевые), а промежуточные опоры (рис. 112) — на двухшарнирные гибкие и жесткие.

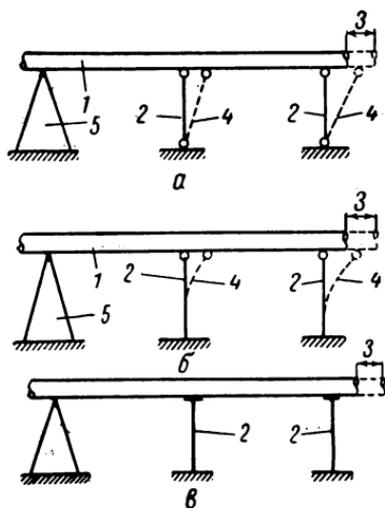


Рис. 112. Виды промежуточных опор.

а — двухшарнирная опора; б — гибкая опора; в — жесткая опора; 1 — трубопровод; 2 — промежуточные опоры; 3 — температурная деформация трубопровода; 4 — положение промежуточных опор после температурной деформации трубопровода; 5 — анкерная опора.

Двухшарнирные промежуточные опоры (рис. 112, а) имеют шарниры внизу опоры и допускают, таким образом, свободное перемещение трубопровода, расположенного на этой опоре и связанного с ней при помощи шарнира, на требуемую величину температурной деформации.

Гибкие промежуточные опоры (рис. 112, б) способны обеспечить перемещение своего верхнего конца на величину требуемой температурной деформации трубопровода, расположенного на опоре.

Жесткие промежуточные опоры (рис. 112, в) неспособны обеспечить перемещение своего верхнего конца на величину требуемой температурной деформации трубопровода, расположенного на данной опоре; в этом случае температурное удлинение трубопровода сопровождается его проскальзыванием по опоре.

Горизонтальные усилия, действующие на отдельно стоящие опоры, подразделяются на:

силы, трения, возникающие между трубопроводом и соответствующим опорным устройством,

распоры компенсирующих устройств,

осевые усилия, появляющиеся вследствие давления на заглушку или закрытую задвижку трубопровода; эти усилия отсутствуют, если в качестве компенсирующих устройств используются гнутые (П-образные, лирообразные и т. п.) компенсаторы.

Распор П-образных компенсаторов находят по обычным правилам строительной механики путем расчета П-образной рамы, нагруженной заданными горизонтальными перемещениями на концах стоек. Его можно определять также по графикам и таблицам (см. гл. третью).

Распор линзовых компенсаторов определяют по приведенным ранее формулам (см. гл. вторую).

Горизонтальные усилия вдоль трассы, действующие на верхний конец промежуточной опоры при прокладке одного трубопровода, определяют следующим путем:

а) для промежуточных двухшарнирных опор горизонтальное усилие вдоль трассы равно нулю;

б) для гибких промежуточных опор это усилие определяется как упругая реакция верхнего конца опоры, возникающая вследствие его горизонтального смещения на заданную величину, соответствующую температурной деформации трубопровода; таким образом, гибкая стойка рассчитывается как консольная балка, нагруженная заданным смещением конца;

в) для жестких промежуточных опор со скользящими или катковыми опорными устройствами для определения горизонтального усилия вдоль трассы применяется формула

$$P_{\text{расч}} = q\mu l, \quad (4.31)$$

где q — вес единицы длины трубопровода в $кг/м$;

l — расстояние между опорами в $м$;

μ — коэффициент трения.

Для скользящих опорных устройств этот коэффициент принимается равным: при трении стали о сталь и стали о чугун — 0,3, при трении стали о бетон — 0,6.

Применяемые катковые устройства должны гарантировать отсутствие заклинивания катка в процессе эксплуатации. При этих устройствах

$$\mu = \frac{0,05}{R}, \quad (4.32)$$

где R — радиус катка в $см$.

Расчетные горизонтальные усилия вдоль трассы, действующие на разгруженные анкерные опоры при прокладке одного трубопровода (рис. 113) определяются следующим путем:

а) при отсутствии в смежных пролетах задвижек (рис. 113, а и в) горизонтальное усилие находят как разность усилий, включающих распор компенсатора и силы трения, или упругие реакции на промежуточных опорах, действующих слева и справа от рассматриваемой анкерной опоры; при этом меньшее по величине усилие умножается на коэффициент, равный 0,8.

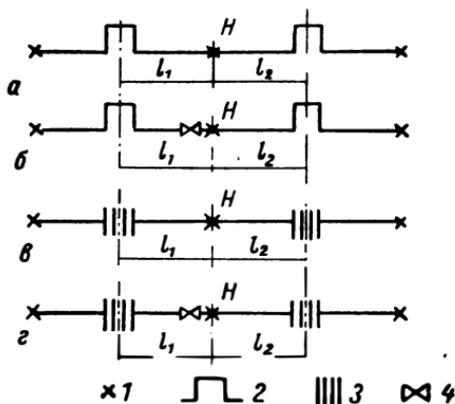


Рис. 113. Схемы участка трассы.
1 — мертвая точка; 2 — П-образный компенсатор; 3 — линзовый компенсатор; 4 — задвижка

В этих формулах принято, что суммарное усилие слева больше, чем справа: под $\sum R_1$ и $\sum R_2$ подразумеваются суммы упругих реакций промежуточных гибких опор, расположенных слева и справа от опоры H ;

б) если в одном из смежных пролетов имеется задвижка (рис. 113, б и г), для определения усилия на опору H имеем:

при двухшарнирных опорах:

по схеме б

$$P_{\text{расч}} = P_1, \quad (4.36)$$

по схеме г

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \frac{\pi d^2}{4} p, \quad (4.37)$$

при гибких опорах:

по схеме б

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \sum R_1, \quad (4.38)$$

по схеме г

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \sum R_1 + \frac{\pi d^2}{4} p, \quad (4.39)$$

при жестких опорах:

Таким образом, усилие, действующее на опору H , определяется по следующим формулам: при двухшарнирных промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = P_1 - 0,8P_2; \quad (4.33)$$

при гибких промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = (P_1 + \sum R_1) - 0,8(P_2 + \sum R_2); \quad (4.34)$$

при жестких промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = (P_1 + q\mu l_1) - 0,8(P_2 + q\mu l_2). \quad (4.35)$$

по схеме б

$$P_{\text{расч}} = P_1 + q\mu (l_1 - 0,8l_2), \quad (4.40)$$

по схеме г

$$P_{\text{расч}} = P_1 + q\mu (l_1 - 0,8l_2) + \frac{\pi d^2}{4} p. \quad (4.41)$$

Усилие, определенное по формулам (4.33) — (4.41), должно быть принято не меньше горизонтального усилия, действующего на промежуточную опору.

При двухшарнирных и гибких промежуточных опорах одновременная прокладка нескольких трубопроводов допускается лишь

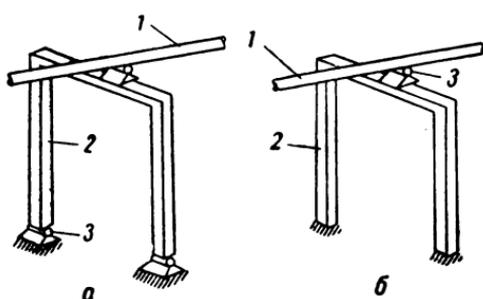


Рис. 114. Одноярусные промежуточные опоры. а — двухшарнирная опора; б — гибкая опора; 1 — трубопровод; 2 — опоры; 3 — шарнир; 4 — зашпеленные концы стоек.

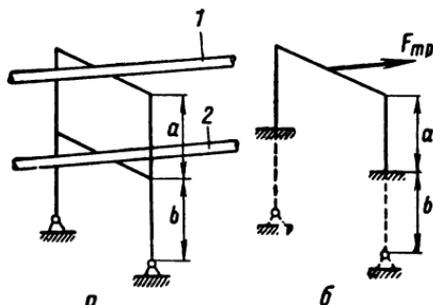


Рис. 115. Расчетная схема двухъярусной двухшарнирной опоры (а) и схема для расчета стоек (б).

1 — ведущий трубопровод; 2 — ведомый трубопровод.

при условии, что один из трубопроводов максимального диаметра, называемый «ведущим», шарнирно связан с траверсами промежуточных опор. В этом случае горизонтальное усилие, действующее на стойки промежуточных опор, определяется следующим путем:

а) при одноярусных двухшарнирных опорах (рис. 114, а) горизонтальное усилие вдоль трассы, действующее на стойки промежуточных опор, равняется нулю;

б) при одноярусных гибких опорах (рис. 114, б) их стойки рассчитываются как консольные балки, загруженные на конце горизонтальным смещением, равным величине температурного удлинения «ведущего» трубопровода; таким образом, искомое горизонтальное усилие определяется как упругая реакция стойки, возникающая вследствие смещения ее верхнего конца на заданную величину;

в) при двухъярусных двухшарнирных опорах (рис. 115, а) стойки рассчитываются на горизонтальные усилия, равные суммарной силе трения, возникающей на скользящих или катковых опорных устройствах ведомых трубопроводов, расположенных на траверсе, не несущей «ведущий» трубопровод; определенное таким образом

горизонтальное усилие прикладывается к верхним концам стоек опоры, причем последние считаются заземленными на уровне нижнего яруса опоры (рис. 115, б);

г) при двухъярусных гибких опорах (рис. 116) стойки рассчитываются как консольные балки, нагруженные на конце смещением, равным величине температурного удлинения ведущего трубопровода.

Расчет траверс двухшарнирных и гибких опор производится в соответствии со следующими схемами загрузки:

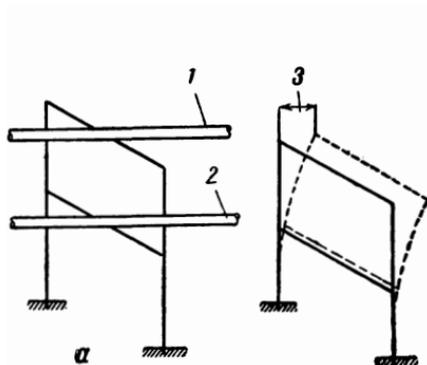


Рис. 116. Расчетная схема двухъярусной гибкой опоры (а) и схема для расчета стоек (б).

1 — ведущий трубопровод; 2 — ведомый трубопровод; 3 — температурная деформация ведущего трубопровода.

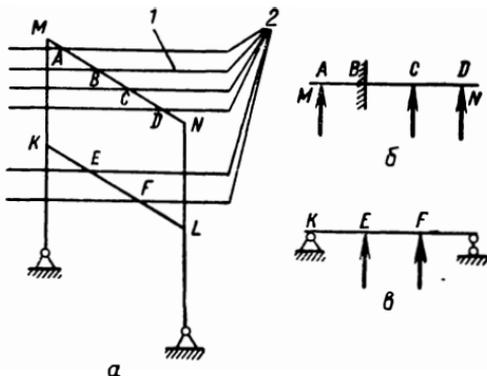


Рис. 117. Расчетная схема траверс двухъярусной опоры (а), расчетная схема для траверсы MN (б) и расчетная схема для траверсы KL (в).

1 — ведущий трубопровод; 2 — ведомые трубопроводы.

а) сечение траверсы, несущей ведущий трубопровод, в месте шарнирного соединения с ним принимается жестко заземленным; если по одну сторону от ведущего трубопровода через траверсу проходят дополнительно один-два трубопровода, то траверса рассчитывается на сосредоточенные усилия, приложенные в местах опирания дополнительных ведомых трубопроводов (рис. 117, б), которые определяются по формуле (4.31);

б) траверсы, не несущие ведущий трубопровод, рассчитываются как свободно опертые балки, нагруженные силами трения от расположенных на них ведомых трубопроводов (рис. 117, в); если число ведомых трубопроводов не больше двух, силы трения прикладываются в местах опирания ведомых трубопроводов и определяются по формуле (4.31); если же число ведомых трубопроводов, расположенных по одну сторону от ведущего трубопровода или на траверсе, не несущей ведущий трубопровод, больше двух, то при определении усилий, действующих на стойки и траверсы опоры, следует руководствоваться указаниями, приводимыми ниже.

При одновременной прокладке нескольких трубопроводов на жестких промежуточных опорах горизонтальные усилия, действующие на стойки и траверсы опор, определяются для каждого из трубопроводов по формуле (4.31), а затем умножаются на «коэффициент одновременности», равный:

при прокладке двух трубопроводов — 1,0,

при прокладке трех трубопроводов — 0,67,

при прокладке четырех и более трубопроводов — 0,5.

Если при одновременной прокладке трех трубопроводов вертикальная нагрузка от одного из трубопроводов равна или превышает 0,67 суммарной вертикальной нагрузки, действующей на опору, то в расчет вводится лишь горизонтальное усилие, вызываемое указанным трубопроводом. То же принимается и при одновременной прокладке четырех и более трубопроводов, когда вертикальная нагрузка от одного из трубопроводов равна или превышает 0,50 суммарной вертикальной нагрузки, действующей на опору.

При прокладке двух и трех трубопроводов горизонтальные усилия, определенные в соответствии с предыдущим, принимаются как сосредоточенные в местах опирания трубопроводов; при прокладке четырех и более трубопроводов суммарную нагрузку можно принимать равномерно распределенной по траверсе.

Консоли траверс П-образной опоры и траверсы Т-образной опоры следует рассчитывать на сосредоточенные усилия, приложенные в местах опирания трубопроводов.

Стойку Т-образной опоры необходимо проверять на прочность дважды: при проектном расположении трубопроводов и при одностороннем расположении трубопроводов по одну сторону от стойки; последнем случае учитывается лишь вертикальная нагрузка, создаваемая оставшимися трубопроводами.

Если через траверсу проходит несколько трубопроводов резко различного диаметра, то необходимо распределять расчетные нагрузки по траверсе в соответствии с расположением трубопроводов.

Горизонтальные усилия, действующие на разгруженные анкерные опоры, при одновременной прокладке нескольких трубопроводов определяются следующим образом:

а) при одновременной прокладке двух трубопроводов горизонтальные усилия от каждого из трубопроводов прикладываются в местах опирания трубопроводов и определяются по формулам (4.33) — (4.41);

б) при одновременной прокладке трех трубопроводов горизонтальные усилия слагаются из:

разности распоров $P_1 - 0,8 P_2$ для каждого из трубопроводов,

разности сил трения $q \mu (l_1 - 0,8l_2)$, умноженных на коэффициент одновременности, равный 0,67,

осевых усилий, вызванных давлением на задвижки;

найденные таким путем усилия прикладываются в местах опирания трубопроводов;

в) при одновременной прокладке четырех и более трубопроводов горизонтальные усилия слагаются из:

разности распоров $P_1 - 0,8 P_2$ для каждого из трубопроводов,

разности сил трения $q \mu (l_1 - 0,8l_2)$, умноженных на коэффициент одновременности, равный 0,5,

осевых усилий, вызванных давлением на задвижки и умноженных на коэффициент одновременности; этот коэффициент принимается равными: при двух задвижках в пролетах, смежных с опорой, — 1,0, при трех задвижках в пролетах, смежных с опорой, — 0,67, при четырех и более задвижках в пролетах, смежных с опорой, — 0,50.

Найденные таким образом усилия можно суммировать и суммарную нагрузку принимать равномерно распределенной по траверсе. Если при наличии трех или четырех и более задвижек в пролетах, смежных с опорой, осевое усилие, действующее на одну из задвижек, превышает соответственно 0,67 или 0,50 суммарного усилия, полученного путем суммирования всех осевых усилий на задвижки, то в расчет вводится лишь усилие на указанную задвижку. Точно так же если при одновременной прокладке трех, четырех или более трубопроводов одна из разностей сил трения превышает соответственно 0,67 или 0,50 суммарного усилия, полученного путем суммирования всех разностей сил трения, то в расчет вводится лишь указанная разность сил трения.

Горизонтальные усилия, действующие на концевые анкерные опоры, определяются так же, как и для разгруженных анкерных опор, за исключением того, что в расчет вводятся лишь усилия, действующие по одну сторону от опоры.

**О п р е д е л е н и е у с и л и й , д е й с т в у ю щ и х
н а э л е м е н т ы о п о р , п р и э с т а к а д н о й п р о к л а д к е
т р у б о п р о в о д о в**

Трубопроводная эстакада (рис. 118) состоит из отдельных температурных блоков, которые подразделяются на промежуточные и концевые. Температурный блок в свою очередь состоит из:

пролетного строения, воспринимающего вертикальные и горизонтальные усилия,

одной анкерной опоры, предназначенной для восприятия горизонтальных усилий, действующих вдоль трассы,

промежуточных стоек, воспринимающих вертикальные нагрузки, действующие на пролетное строение,

траверс, на которых прокладываются трубопроводы.

Траверсы эстакадного блока рассчитываются на сумму вертикальных нагрузок $Q_{\text{расч}}$, определяемых по формуле (4.27), и равномерно распределенную горизонтальную нагрузку, расчетная интенсивность которой находится по следующей формуле:

$$q_{\text{расч}} = \frac{\sum Q_{\text{расч}} \mu n}{b}, \quad (4.42)$$

где μ — коэффициент трения;

b — длина траверсы;

n — коэффициент одновременности.

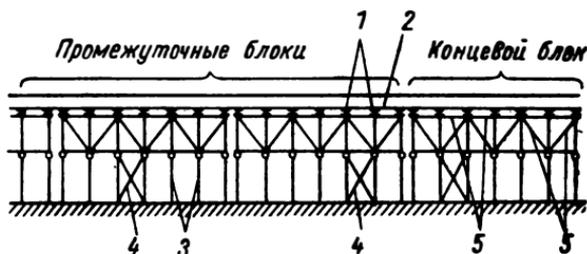


Рис. 118. Схема трубопроводной эстакады.

1 — траверсы; 2 — трубопровод; 3 — промежуточные стойки; 4 — анкерные опоры; 5 — пролетное строение.

Если через траверсу проходит несколько трубопроводов резко различного диаметра, то расчетные нагрузки по траверсе следует распределять в соответствии с расположением трубопроводов.

Концевые траверсы конечного блока необходимо проверять на прочность в соответствии с истинными усилиями, определенными из условий действительного расположения фикспунктов, задвижек или заглушек.

Анкерная опора конечного блока рассчитывается на горизонтальное усилие, слагающееся из суммы распоров компенсирующих устройств всех трубопроводов, проложенных на данном блоке, и неуравновешенной силы трения, равной $0,75 q_0$, где q_0 вертикальная нагрузка на единицу длины блока в t/m .

Анкерная опора промежуточного блока рассчитывается на горизонтальное усилие, включающее суммарную разность распоров $P_1 - 0,8 P_2$ компенсирующих устройств всех трубопроводов, проложенных на данном блоке, неуравновешенную силу трения, равную $0,15 q_0$, и осевое усилие на задвижку, равное $0,68 q_0$.

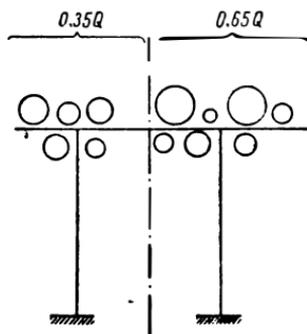


Рис. 119. Схема допустимой перегрузки поперечного сечения эстакады.

Пролетное строение эстакадного блока рассчитывается на вертикальные и горизонтальные нагрузки, передаваемые траверсами в местах их присоединения к пролетному строению.

Горизонтальные нагрузки, перпендикулярные к линии трассы, возникающие вследствие наличия отводов, можно не учитывать. При этом в местах подключения отводов следует давать развязку повышенной гибкости.

При отсутствии уточненной раскладки трубопроводов, компенсаторов, задвижек и фиксунктов горизонтальные усилия, действующие на анкерные опоры блоков, принимаются равными:

на анкерную опору концевого блока — $4q_a$;

на анкерную опору промежуточного блока — $2q_a$.

Пролетное строение рассчитывается с учетом возможной перегрузки одной из сторон поперечного сечения до 30% (рис. 119).

Глава пятая

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 35. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одним из главных показателей экономичности магистральных трубопроводов является их металлоемкость. Магистральные трубопроводы, как правило, имеют большую протяженность, и поэтому необоснованное увеличение расчетной толщины стенок труб хотя бы на 1 мм приводит к перерасходу стали на десятки и даже сотни тысяч тонн. В связи с этим вопросам расчета магистральных трубопроводов на прочность должно уделяться самое серьезное внимание.

В СССР (главным образом во ВНИИСТ) уже в течение многих лет систематически изучаются действительные условия работы конструкций магистральных трубопроводов, транспортирующих газ, нефть и нефтепродукты. Конечной целью этих исследований являются тщательное изучение и оценка основных факторов, влияющих на несущую способность трубопроводов. В результате представилось возможным разработать методику расчета трубопроводов по предельному состоянию.

По сравнению с расчетом по допускаемым напряжениям, применяющимся в зарубежных странах, эта методика расчета является прогрессивной, так как она более правильно отражает действительные условия работы трубопроводов. По этой методике рассматривается предельное состояние сооружения, т. е. такое, при котором исчерпывается несущая способность трубопроводов. Любые напряжения, возникающие в металле труб и не влияющие на предельное состояние трубопроводов, при расчете не учитываются. Это очень важное принципиальное положение расчета дает возможность при определенных условиях более полно использовать резервы несущей способности трубопроводов.

Так, например, при расчете не учитывается овальность труб, хотя известно, что трубы, поставляемые для магистральных трубопроводов, обычно обладают той или иной овальностью. Под действием внутреннего давления в овальных трубах возникают дополнительные напряжения от изгиба стенки в результате выпрямления трубы. Однако, как показали исследования, проведенные в лабора-

тории прочности ВНИИСТ, благодаря пластическим свойствам трубных сталей эти дополнительные напряжения не оказывают влияния на несущую способность труб. Под действием внутреннего давления овальные трубы постепенно выпрямляются, принимают круглую форму и разрушаются при достижении в металле труб напряжений, равных временному сопротивлению. Таким образом, дополнительные напряжения от овальности, несмотря на их значительную величину и на достижение ими предела текучести, не оказывают влияния на предельное состояние трубопроводов.

Многочисленные исследования показали, что достижение в металле труб предела текучести не исчерпывает несущей способности трубопроводов, и они могут эксплуатироваться вплоть до разрушения, т. е. до достижения в металле напряжений, равных временному сопротивлению. Следовательно, при расчете трубопроводов, укладываемых в грунт, основным расчетным критерием является не предел текучести, а временное сопротивление металла.

Таким образом, для стальных трубопроводов, укладываемых в грунт, установлено предельное состояние, определяемое несущей способностью трубопроводов, а именно прочностью на разрыв от воздействия внутреннего давления. Для газопроводов, прокладываемых через реки, озера, пруды, болота и заливаемые поймы, кроме того, установлено предельное состояние на устойчивость положения против всплытия газопровода. Для надземных трубопроводов, укладываемых на опоры и подверженных поперечному изгибу от воздействия собственного веса и веса транспортируемого продукта, предельным состоянием является достижение в металле труб напряжений, равных пределу текучести.

Следует заметить, что в тех случаях, когда за предельное состояние трубопроводов, укладываемых в грунт, принималось достижение предела текучести, расчет трубопроводов на прочность приводил к неправильным и даже парадоксальным выводам. Так, например, согласно этой методике при расчете двух труб при всех прочих равных условиях, одинаковом значении временного сопротивления и толщине стенок, но при разных величинах предела текучести металла получатся различные значения разрушающего внутреннего давления. В действительности же обе рассматриваемые трубы разрушатся при одной и той же величине внутреннего давления. Это положение было неоднократно подтверждено экспериментальными данными.

§ 36. СИЛОВЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РАБОТУ ТРУБОПРОВОДОВ

В процессе эксплуатации подземные магистральные трубопроводы подвергаются воздействию ряда силовых факторов, которые в той или иной степени влияют на работу трубопроводов. При расчете необходимо ясно представить себе значение этих факторов

и их влияние на предельное состояние трубопроводов. К числу таких силовых воздействий относятся: внутреннее давление, продольные растягивающие и сжимающие усилия, изгиб трубопровода по рельефу местности, давление засыпки грунта и подвижных нагрузок и т. д.

Внутреннее давление. Внутреннее давление является одним из основных и решающих силовых воздействий, которое определяет собой работу трубопроводов. Поэтому при расчете трубопроводов толщину стенок труб находят, исходя из заданного внутреннего давления.

Как показали проведенные исследования, подземные магистральные трубопроводы заземлены в грунте и не могут перемещаться в продольном направлении. Те незначительные продольные перемещения, которые имеют место, не дают основания полагать, что трубопроводы, уложенные в грунт, могут свободно перемещаться. Наоборот, сила заземления настолько велика, что при расчете трубопроводов следует рассматривать как заземленные.

В связи с этим наряду с кольцевыми напряжениями внутреннее давление вызывает также продольные растягивающие напряжения, которые равны $\mu\sigma_k$, где μ — коэффициент Пуассона, равный 0,3, а σ_k — кольцевые напряжения. В непосредственной близости от резких поворотов трубопроводов на очень ограниченных участках продольные напряжения от внутреннего давления могут достигать значений, составляющих 50% кольцевых напряжений.

Продольные растягивающие напряжения. Помимо продольных растягивающих напряжений, возникающих в трубопроводах под действием внутреннего давления, в металле труб возникают также напряжения, вызываемые другими причинами, а именно:

а) температурным перепадом, появляющимся в результате разности между температурой трубопроводов во время укладки и засыпки и температурой металла труб в процессе эксплуатации. Так как трубопроводы заземлены в грунте, то при охлаждении они не могут деформироваться, и в металле труб возникают продольные растягивающие напряжения;

б) продольными усилиями, появляющимися в трубопроводах за счет деформаций грунта, вызванных горными разработками или иными причинами. Эти напряжения могут иметь место только в особых условиях прокладки трубопроводов.

При оценке температурных напряжений в трубопроводах принимают, что прямолинейные участки трубопроводов не имеют возможности изменять свою длину, в результате чего в металле труб возникают продольные напряжения, равные

$$\sigma_t = \alpha E \Delta t, \quad (5.1)$$

где α — коэффициент линейного расширения (для стали $\alpha = 0,000012$);

E — модуль упругости в кг/см^2 ;

Δt — температурный перепад, т. е. разность между температурой металла труб при укладке и в процессе эксплуатации.

Как показали исследования, продольные растягивающие температурные напряжения не оказывают влияния на предельное состояние трубопроводов при условии обеспечения равнопрочности поперечных сварных соединений основному металлу труб; анализ причин разрушений поперечных стыков показал, что все разрушившиеся сварные стыки имели те или иные дефекты. Поэтому при определении толщины стенок труб эти напряжения не учитываются.

Продольные сжимающие усилия. Наряду с растягивающими напряжениями отдельные участки трубопроводов испытывают также сжимающие напряжения. Это может иметь место в том случае, когда температура трубопроводов в процессе эксплуатации выше, чем при укладке. В таких условиях работы находятся, например, так называемые «теплые» участки газопроводов у компрессорных станций. После компрессии поступающий в газопровод газ может иметь температуру до $60\text{—}70^\circ\text{C}$. причем при транспорте температура газа падает относительно медленно. В связи с этим на участках значительной протяженности температура металла труб будет всегда выше температуры при укладке, и здесь могут появиться сжимающие напряжения. Сжимающие напряжения, так же как и растягивающие, не оказывают влияния на предельное состояние трубопроводов и не учитываются при расчете.

Однако следует иметь в виду, что под воздействием сжимающих напряжений может иметь место потеря устойчивости трубопроводов. Такие явления наблюдались на так называемых «теплых» участках магистральных газопроводов на выходе из компрессорных станций, куда поступает нагретый до $60\text{—}80^\circ\text{C}$ газ. В результате температурного перепада на этих участках возникают сжимающие усилия, которые при определенных условиях могут привести к выпучиванию трубопровода. Такие явления могут происходить в тех случаях, когда трубопроводы уложены в малосвязанных грунтах (торф, ил, мелкозернистый сухой песок и т. д.), не обеспечивающих необходимого заземления трубопроводов грунтом. Особенно опасна в таких условиях укладка криволинейных участков, которые могут потерять устойчивость и «выпучиться» из траншей даже при относительно небольшом температурном перепаде.

Поэтому при проектировании таких участков необходимо предусматривать ряд мероприятий, а именно: увеличивать глубину заложения трубопровода не менее чем на 50%, избегать укладки криволинейных участков с малым радиусом изгиба или применять какие-либо иные меры, обеспечивающие устойчивость положения трубопровода, как например, винтовые анкерные крепления.

И з г и б т р у б о п р о в о д о в. При укладке профиль трубопроводов следует за профилем поверхности земли, в связи с чем под действием собственного веса трубопроводы изгибаются в вертикальной плоскости. Кроме того, на поворотах трассы трубопроводы изгибаются также и в горизонтальной плоскости. В результате в трубопроводах возникают напряжения изгиба, определяемые по формуле

$$\sigma_{\kappa} = \frac{ED_{\kappa}}{2\rho}, \quad (5.2)$$

где ρ — радиус изгиба.

Как показали исследования, предварительный изгиб не оказывает влияния на предельное состояние трубопровода под воздействием внутреннего давления и продольных усилий. Было установлено, например, что прямые и кривые трубы (предварительно изогнутые с большим радиусом закругления) при всех прочих равных условиях разрушались практически при одном и том же внутреннем давлении.

Исследования показали также, что в процессе растяжения изогнутых элементов (сохраняющих при растяжении свое криволинейное очертание), что имеет место в трубопроводах, уложенных в грунт, с достижением предела текучести металла происходит выравнивание напряжений по поперечным сечениям. Отсюда следует, что при растяжении изогнутых труб после достижения предела текучести напряжения по поперечным сечениям будут практически постоянными, причем по мере увеличения продольных деформаций влияние изгиба будет сказываться все меньше и меньше. В предельном же состоянии в момент разрушения трубопровода предварительный изгиб уже практически не оказывает никакого влияния на их прочность.

Следовательно, как прямолинейные, так и предварительно изогнутые трубы при всех прочих равных условиях по существу обладают одним и тем же запасом прочности, и поэтому при определении толщины их стенок изгиб трубопроводов учитывать не следует.

Д а в л е н и е г р у н т а и п о д в и ж н ы х н а г р у з о к. Подземные трубопроводы испытывают также силовые воздействия от давления засыпки грунта и подвижных нагрузок, которые могут находиться над трубопроводом (автомобили, тракторы, различные сельскохозяйственные машины и т. д.). При расчете трубопроводов, обладающих в поперечном направлении большой жесткостью (например бетонных, асбестоцементных, чугунных), необходимо учитывать, что основание и грунт играют роль опоры, реакция которой уравнивает нагрузку. Наоборот, достаточно гибкие трубы, как, например, стальные, ведут себя в грунте значительно лучше, чем жесткие, так как деформации их стенок от действия активных сил встречают сопротивления грунта; в результате деформации и изгибающие моменты уменьшаются, и воздействие этих сил не оказывает столь большого влияния на предельное состояние стальных трубо-

проводов. Следует указать, что часто значение давления грунта и подвижных нагрузок при оценке несущей способности стальных трубопроводов преувеличивается, и в ряде случаев, когда в этом нет никакой необходимости, производятся расчеты на эти воздействия.

Если магистральный стальной трубопровод рассчитан по первому предельному состоянию, т. е. на прочность под действием внутреннего давления, то нет оснований опасаться, что трубы могут потерять устойчивость от внешних нагрузок. Обычно трубопроводы работают при значительном внутреннем давлении, которое с избытком воспринимает все возможные в процессе эксплуатации внешние нагрузки. Следовательно, совместное действие внутреннего давления и внешних нагрузок только улучшает работу трубопроводов, так как влияние последних незначительно по сравнению с внутренним давлением. Как справедливо указывает Г. К. Клейн, при соотношении δ/D порядка 0,005 нет основания опасаться потери устойчивости стальных труб, уложенных в грунт; для магистральных же трубопроводов это соотношение значительно больше, порядка 0,01—0,12.

Таким образом, при расчете магистральных трубопроводов давление грунта и подвижных нагрузок учитывать не следует. Что касается водоводов больших диаметров, работающих при низком давлении и в которых может иметь место вакуум, то вопросы их расчета на устойчивость должны решаться отдельно в каждом конкретном случае.

Рассматривая указанную проблему, нельзя не указать на интересные опыты, выполненные С. В. Виноградовым и Ю. М. Кружаловым под руководством Л. М. Емельянова в Московском институте инженеров водного хозяйства (МИИВХ). Указанные опыты проводились с целью оценки действительных условий работы подземных стальных тонкостенных труб большого диаметра при различных нагрузках. Испытанию подвергались трубы диаметром 2840 мм с толщиной стенок 6 мм, т. е. при отношении $\delta/D = 0,002$; толщина слоя грунтовой засыпки составляла от 1 до 3 м, внутреннее давление отсутствовало. Во время опытов на трубы устанавливались тяжелые нагрузки в виде экскаватора весом в 42 т.

Исследования показали, что даже при таких тяжелых условиях работы трубы не теряли устойчивость. Было зафиксировано только незначительное изменение овальности труб в результате увеличения и уменьшения взаимно перпендикулярных диаметров, максимальное приращение которых не превышало 35 мм при наиболее невыгодных условиях приложения внешней нагрузки.

Совместное влияние внутреннего давления и продольных усилий на работу трубопроводов. Как указывалось выше, в трубопроводах наряду с кольцевыми действуют также и продольные напряжения. Учитывая это обстоятельство, магистральные трубопроводы ранее расчи-

ывали по энергетической теории прочности, и условие прочности выражалось следующим образом:

$$\sigma_{\text{доп}} > \sqrt{\sigma_0^2 + \sigma_t^2 - \sigma_0 \sigma_t}, \quad (5.3)$$

где σ_0 и σ_t — кольцевые и продольные напряжения.

Из этой формулы видно, что наиболее невыгодно сочетание кольцевых растягивающих и продольных сжимающих напряжений. Применение энергетической теории прочности к расчету магистральных подземных трубопроводов, как показывает анализ, следует признать необоснованным по следующим причинам.

1. Предельным состоянием для магистральных трубопроводов является достижение в металле труб напряжений, равных временному сопротивлению; указанная же теория прочности и соотношение (5.3) справедливы только в упругой области и в момент перехода материала в пластическую стадию. При достижении металлом труб пластических деформаций соотношение между кольцевыми и продольными напряжениями будет иным. Кроме того, несущая способность трубопроводов (в отличие от многих других конструкций) в момент перехода металла из упругой в пластическую стадию не исчерпывается.

2. Кольцевые напряжения подсчитываются довольно точно и являются практически постоянными, зависящими только от внутреннего давления транспортируемого продукта. Продольные же напряжения непостоянны и зависят от ряда факторов, в том числе случайных, и поэтому не могут быть точно определены. Эти напряжения зависят от температуры укладки, защемления труб в грунте и температуры транспортируемого продукта. Так, например, вблизи компрессорных станций (на выходе), где газ имеет максимальные температуры, трубопроводы могут испытывать сжимающие напряжения. Продольные напряжения на этих участках вообще могут не иметь места в случае, когда температурные сжимающие напряжения будут примерно соответствовать растягивающим напряжениям от внутреннего давления, равным $\mu \sigma_0$. Кроме того, трубопроводы, укладываемые по рельефу местности, в результате изгиба в одном и том же сечении будут испытывать как растягивающие, так и сжимающие напряжения.

Как известно, прочность материала, т. е. его способность сопротивляться действию усилий, вызывающих те или иные деформации, зависит от напряжений, относительных удлинений и сдвигов. Эти факторы неотделимы друг от друга и в той или иной степени оказывают влияние на прочность материалов. Теорией и практикой выдвигаются различные гипотезы о преимущественном влиянии на прочность того или иного фактора или их сочетания. Однако предложенные теории прочности не отражают полностью действительных условий разрушения материалов при сложном напряженном состоянии

и подтверждаются опытными данными лишь в отдельных частных случаях. Фактическое сопротивление разрушению и пластические свойства не являются постоянными для материалов и изменяются с изменением напряженного состояния. Поэтому приведенные в литературе опытные данные носят в ряде случаев разноречивый характер и в них отсутствуют необходимые характеристики.

В связи с этим с целью уточнения вопроса о влиянии совместного действия внутреннего давления и растягивающих усилий на изменение прочности труб и их пластических свойств в лаборатории прочности ВНИИСТ были проведены исследования на образцах труб, которые испытывались на внутреннее давление с продольным растяжением. Исследования показали, что при совместном действии этих нагрузок относительное удлинение труб при разрыве уменьшается, т. е. ухудшаются их пластические свойства, а разрушающее давление несколько возрастает; на значительно меньшую величину, чем это следует из энергетической теории прочности, увеличиваются также и напряжения на пределе текучести. Прочность подземных трубопроводов следует рассматривать в условиях ограниченности продольных деформаций при достаточной свободе поперечных деформаций; кроме того, необходимо иметь в виду, что в этом случае продольные напряжения значительно меньше кольцевых. Поэтому расчет таких трубопроводов с достаточной для практических целей точностью можно производить только на основное воздействие, т. е. на внутреннее давление, по обычной «котельной» формуле.

§ 37. ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБАМ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Выше указывалось, что магистральные трубопроводы испытывают различные силовые воздействия и находятся в довольно тяжелых условиях работы. Наряду с внутренним давлением как основной и решающей нагрузкой они испытывают также продольные напряжения, изгиб, напряжения от возможных неравномерных осадок основания (воздействие наружных нагрузок, защемление и т. д.). Поэтому для обеспечения безаварийной работы магистральных трубопроводов, которые должны воспринимать все возможные в условиях эксплуатации деформации, материал труб должен обладать высокими пластическими свойствами, полностью обеспечивающими возможность восприятия этих деформаций без разрушения. Можно считать, что пластические свойства и гибкость трубопроводов являются залогом их безаварийной работы. Не меньшее значение имеет также и качество сварных соединений, как продольных, так и поперечных. Ничтожная ширина стыков по сравнению с длиной трубы приводит к тому, что при появлении в трубопроводах продольных или других деформаций последние могут сосредоточиваться в сварном стыке, если в нем имеются какие-либо дефекты. В результате

этого даже небольшие по абсолютным значениям деформации могут полностью исчерпывать деформационные способности сварных соединений и приводить к образованию трещин или к полному разрушению трубопровода.

Современные методы сварки в сочетании с эффективным контролем позволяют обеспечить высокое качество сварных соединений, равнопрочных основному металлу, что является основным положением расчета трубопроводов на прочность. К выбору марки стали необходимо относиться со всей серьезностью в части таких показателей, как относительное удлинение при разрыве, ударная вязкость, отношение предела текучести к пределу прочности, однородность качества и т. д.

Для стальных магистральных трубопроводов и ответвлений от них должны применяться сварные трубы из низколегированной или углеродистой стали, удовлетворяющие требованиям технических условий, утвержденных в установленном порядке и согласованных с Министерством газовой промышленности СССР, а также бесшовные трубы по ГОСТ 8731—66 и ГОСТ 8732—58 из углеродистых сталей, поставляемых по подгруппе А ГОСТ 380—60. Так как магистральные трубопроводы являются исключительно ответственными сооружениями, необходимо, чтобы трубы и арматура при их поставке имели сертификаты заводов-изготовителей, свидетельствующие об их соответствии техническим условиям или стандартам, а также данным расчета. При отсутствии сертификатов трубы могут быть использованы лишь после того, как механическими испытаниями образцов, взятых из каждой партии одной плавки или отдельной трубы, и химическим анализом металла труб будет установлено их соответствие указанным требованиям.

При расчете на прочность трубы и марки сталей следует назначать исходя их технико-экономических показателей трубопровода и условия минимального расхода металла на его сооружение при полном использовании несущей способности. Металл готовых труб, применяемых для сооружения магистральных трубопроводов (включая сварные соединения), должен удовлетворять следующим требованиям:

отношение предела текучести к временному сопротивлению не должно быть более 0,8;

относительное удлинение — не менее 20 % для пятикратных образцов, или 16 % — для десятикратных;

ударная вязкость стали при температуре минус 40° С — не менее 3 кГ·м/см²;

сталь труб должна хорошо свариваться применяемыми методами сварки;

сварные соединения должны быть равнопрочны основному металлу труб.

§ 38. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТенок ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Толщина стенок труб магистральных газо- и нефтепродуктопроводов определяется по следующим формулам:

$$\delta = \frac{pnD_n}{2(R_1 + pn)}; \quad (5.4)$$

$$\delta = \frac{npD_n}{2(0,9R_2^n + p)}. \quad (5.4')$$

Принимается большая из полученных величин. Для определения кольцевых напряжений в стенках труб от воздействия внутреннего давления исходят из выражений:

$$\frac{pnD_{вн}}{2\delta} \leq R_1, \quad (5.5)$$

$$\frac{npD_{вн}}{2\delta} \leq 0,9R_2^n, \quad (5.5')$$

где δ — номинальная толщина стенки труб в см;
 D_n — наружный диаметр трубы в см;
 $D_{вн} = D_n - 2\delta$ — внутренний диаметр трубы в см;
 p — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе в кг/см^2 ;
 n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе; для газопроводов, а также нефте- и продуктопроводов при температуре вспышки нефти или нефтепродукта до 45°C $n = 1,15$, для остальных нефте- и нефтепродуктопроводов $n = 1,1$;
 R_1 — расчетное сопротивление металла трубы в кг/см^2 ;
 $R_2^n = \sigma_r$ — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении металла труб перпендикулярно их оси, установленному стандартом или техническими условиями.

Нормативные характеристики материала стальных труб принимаются по табл. 37.

Расчетное сопротивление материала труб и их соединений R_1 определяется как произведение нормативного сопротивления R_1^n на коэффициенты однородности k_1 и условий работы металла m_1 , принимаемые по табл. 37, а также на коэффициент условий работы m_2 . Значения коэффициента m_2 , учитывающего особенности работы трубопровода в различных условиях, т. е. категории участка трубопровода, приведены в табл. 38.

Расчетное сопротивление R_2 определяется как произведение нормативного сопротивления R_2^n на коэффициент однородности k_2

Таблица 37

Нормативные характеристики материала стальных труб

Наименование	Условное обозначение	Значение
Нормативное сопротивление растяжению материала труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	R_1^H	$\sigma_{вр}$
Коэффициент однородности при разрыве стали:		
низколегированной в сварных трубах и углеродистой в бесшовных трубах	$k_{1 \text{ н.л}}$	0,8
низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	$k_{1 \text{ у}}$	0,85
Коэффициент условий работы материала при разрыве труб	m_1	0,8
Нормативное сопротивление растяжению, сжатию и изгибу материала труб и сварных соединений, определяемое из условий достижения предела текучести . . .	R_2^H	σ_T
Коэффициенты однородности труб, изготовленных из:		
низколегированной стали	$k_{2 \text{ н.л}}$	0,85
углеродистой стали	$k_{2 \text{ у}}$	0,9

Примечания. 1. Значение временного сопротивления $\sigma_{вр}$ применяется по техническим условиям или стандартам на соответствующие трубы.

2. Нормативное сопротивление сварных соединений применяется равным нормативному сопротивлению основного металла труб.

и коэффициент условий работы m_2 (см. табл. 38). Значения расчетных сопротивлений R_1 и R_2 в зависимости от значений временного сопротивления или предела текучести металла труб приведены в табл. 38.

Магистральные трубопроводы пересекают обширные территории и прокладываются под железными и шоссейными дорогами, реками, каналами, пересекают болота, заболоченные земли, поймы рек и т. д. В зависимости от места прохождения газопроводов, условий безопасности, доступности для ремонта, защиты от коррозии и т. д. к отдельным участкам предъявляются различные требования в части их расчета, испытания, защиты от коррозии и т. д. Так, например, участки газопроводов, пересекающие железные и шоссейные дороги, должны обладать большим запасом прочности по сравнению с обычной линейной частью газопровода, проходящей вдали от населенных пунктов, так как в случае разрушения этих участков могут иметь место очень тяжелые последствия. То же относится к подводным участкам трубопроводов, ремонт которых связан с большими трудностями.

Учитывая эти особенности, магистральные газопроводы разделяют на участки четырех категорий.

Участки I категории проектируются из труб с повышенной толщиной стенки (коэффициент условий работы 0,75) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных

Значения коэффициента условий работы m_2 и расчетных сопротивлений R_1 и R_2

Участки трубопровода	Коэффициент условий работы m_2	Расчетные сопротивления			
		R_1		R_2	
		Для труб из стали		Для труб из стали	
		низколегированной нормализованной в сварных трубах и углеродистой в бесшовных трубах	низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	низколегированной	углеродистой
Участки газопроводов III и IV категорий; участки нефте- и нефтепродуктопроводов II и III категории	0,9	$0,58\sigma_{вр}$	$0,61\sigma_{вр}$	$0,76\sigma_T$	$0,81\sigma_T$
Участки газопроводов I и II категорий; участки нефте- и нефтепродуктопроводов I и II категорий; участки подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях; переходы висячих, арочных и шпренгельных систем, независимо от категории участка трубопровода	0,75	$0,48\sigma_{вр}$	$0,51\sigma_{вр}$	$0,64\sigma_T$	$0,68\sigma_T$

соединений физическими методами и предварительным испытанием при давлении $p_{исп} = 1,25 p_{раб}$.

К участкам I категории относятся наиболее ответственные участки газопроводов;

а) подземные переходы через железные дороги Министерства путей сообщения, включая расстояние 40 м по нормали от осей крайних путей, но не менее 25 м по нормали от подошвы насыпи земляного полотна;

б) подземные переходы через автомобильные дороги I и II категорий, включая расстояние 25 м по нормали от подошвы насыпи земляного полотна дороги;

в) подземные переходы через подъездные пути промышленных железных дорог, включая расстояние 25 м по нормали от осей крайних путей;

г) надводные переходы через все судоходные водные преграды, а также надземные переходы через все железные и автомобильные дороги всех категорий;

д) подводные переходы через все судоходные и несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень 20 м и более, включая не менее чем 10 м от урезов меженных вод.

Участки II категории проектируются из труб с повышенной толщиной стенки (коэффициент условий работы 0,75) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных стыков физическими методами.

К участкам газопроводов II категории относятся:

а) подземные переходы через автомобильные дороги III и IV категорий, а также промышленные автомобильные дороги I и II категорий, включая расстояние 25 м по нормали от подошвы насыпи земляного полотна дороги;

б) подземные газопроводы, прокладываемые на болотах, при укладке газопровода на основание с неустойчивыми грунтами (торф, ил и т. п.) с несущей способностью менее $0,25 \text{ кг/см}^2$;

в) участки газопроводов, примыкающие к компрессорным станциям, протяженностью по 250 м от границ станций;

г) участки газопроводов, примыкающие к переходам через все железные дороги и автомобильные дороги I, II, III и IV категорий, а также промышленные подъездные автодороги I и II категорий.

д) подводные переходы через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень менее 20 м, включая не менее чем по 10 м от урезов меженных вод;

е) участки газопроводов, прокладываемые на заливаемых поймах водных преград или переходах по ним в одну нитку;

ж) участки газопроводов при подземных и надземных пересечениях с канализационными и водосточными коллекторами, водоводами, нефтепродуктопроводами и газопроводами, включая не менее чем по 10 м от стенки коллектора и оси трубы.

Участки III категории сооружаются из труб с нормальной толщиной стенки (коэффициент условий работы 0,9) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных соединений физическими методами.

К участкам газопроводов III категории относятся:

а) подземные газопроводы, прокладываемые на болотах, при укладке газопровода на основание с устойчивыми грунтами с несущей способностью не менее $0,25 \text{ кг/см}^2$;

б) надземные переходы через болота и несудоходные водные преграды;

в) подземные переходы через автомобильные дороги V категории и промышленные подъездные автодороги III категории, включая расстояние не менее чем 15 м по нормали от подошвы насыпи земляного полотна.

Участки IV категории сооружаются из труб с нормальной толщиной стенки (коэффициент условий работы 0,9) с контролем 5% монтажных сварных стыков физическими методами.

К участкам газопроводов IV категории относятся:

- а) основная линейная часть газопроводов, прокладываемая вне переходов через естественные и искусственные препятствия как при подземной, так и надземной прокладке;
- б) подземные и надземные переходы через несложные препятствия — мелкие балки, рвы, пересыхающие ручьи и т. п.;
- в) участки газопроводов, прокладываемые в земляных насыпях;
- г) участки газопроводов, прокладываемые на заливаемых поймах водных преград, при переходах в две и более нитки.

Примечание. В особых случаях, при наличии соответствующих обоснований, проектным организациям предоставляется право переносить отдельные участки газопроводов на категорию выше.

Классификация участков магистральных нефтепродуктопроводов основана на тех же принципах. Учитывая, однако, что жидкость является практически несжимаемой и что аварийное разрушение труб при этом не сопровождается взрывом, принято возможным допустить прокладку трубопроводов под насыпями железных и шоссейных дорог всех категорий без увеличения толщины стенок труб по сравнению с обычной линейной частью. Ниже приведена расчетная классификация участков нефтепродуктопроводов.

Участки I категории проектируются из труб с повышенной толщиной стенок (коэффициент условий работы 0,75) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных стыков физическими методами и с предварительным гидравлическим испытанием при $p_{исп} = 1,25 p_{раб}$.

К I категории относятся следующие участки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов:

- а) подводные и надводные переходы через все судоходные водные преграды;
- б) подводные переходы через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень 20 м и более, включая участки на расстоянии не менее чем по 10 м от урезом меженных вод;
- в) надземные переходы через железные и автомобильные дороги всех категорий.

Участки II категории проектируются с повышенной толщиной стенок (коэффициент условий работы 0,75) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных стыков физическими методами.

К II категории относятся следующие участки:

- а) подводные и надводные переходы через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень менее 20 м, включая участки на расстоянии не менее 10 м от урезом меженных вод;
- б) подземные трубопроводы, укладываемые на заливаемых поймах водных преград при переходах в одну нитку;

в) подземные трубопроводы, прокладываемые по болотам при укладке их на основание с неустойчивыми грунтами (торф, ил и т. д.) с несущей способностью менее $0,25 \text{ кг/см}^2$.

Участки III категории проектируются с нормальной толщиной стенок (коэффициент условий работы 0,9) с осуществлением контроля всех без исключения монтажных сварных стыков физическими методами.

К III категории относятся следующие участки:

а) надземные трубопроводы, прокладываемые на заливаемых поймах водных преград при переходах в одну нитку;

б) подземные и надземные трубопроводы, прокладываемые на заливаемых поймах в две и более ниток;

в) подземные трубопроводы, прокладываемые по болотам на основании с устойчивыми грунтами с несущей способностью $0,25 \text{ кг/см}^2$ и более;

г) подземные переходы через железные дороги Министерства путей сообщения, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии (по нормали) 40 м от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы земляного полотна;

д) подземные переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны от дороги на расстоянии (по нормали) 25 м от осей крайних путей;

е) подземные переходы через автомобильные дороги I, II, III и IV категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии (по нормали) 25 м от подошвы насыпи земляного полотна;

ж) подземные переходы через автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии (по нормали) 15 м от подошвы насыпи земляного полотна;

з) участки трубопроводов, примыкающие к переходам через все железные и автомобильные дороги I, II и III категорий.

и) участки трубопроводов, примыкающие к насосным станциям в пределах 150 м по обе стороны от границ территории станций;

к) участки трубопроводов, прокладываемые выше населенных пунктов, промышленных предприятий и общественных зданий на расстоянии менее 400 м при уклоне местности более 0,01.

Участки IV категории проектируются с нормальной толщиной стенок (коэффициент условий работы 0,9) с осуществлением контроля 5% монтажных сварных стыков физическими методами.

К IV категории относятся следующие участки:

а) подземные и надземные трубопроводы, прокладываемые вне переходов через естественные и искусственные препятствия;

б) подземные переходы, прокладываемые в земляных насыпях;

в) подземные и надземные переходы через несложные препятствия (овраги, балки, рвы, ручьи и т. д.);

г) участки подземных трубопроводов, пересекающие трубопроводы любого назначения в пределах 10 м от их осей.

Примечания: 1. В особых случаях, при наличии соответствующих обоснований, проектным организациям предоставляется право повышать категорию отдельных участков.

2. Границы перехода трубопроводом железных и автомобильных дорог устанавливаются величинами противопожарных разрывов для соответствующего трубопровода (в каждую сторону). Границей переходов рек, ручьев, балок, оврагов и т. д. являются расстояния по осям береговых колодцев, а при их отсутствии — точка выхода трубопровода на расчетную глубину траншеи.

§ 39. МИНИМАЛЬНО ДОПУСТИМАЯ ТОЛЩИНА СТЕНОК ТРУБ

Магистральные газопроводы и нефтепродуктопроводы, как правило, рассчитываются на высокое давление, когда представляется возможным полностью использовать несущую способность труб. Однако в ряде случаев, когда проектируются трубопроводы низкого давления, толщина стенок труб назначается не из условий расчета, а по конструктивным соображениям, так как в результате расчета получаются очень незначительные толщины. Поэтому перед инженерами, проектирующими трубопроводы, очень часто возникает вопрос — какую минимальную толщину стенок труб можно допустить при укладке трубопроводов в грунт.

Проведенные экспериментальные и теоретические исследования, а также многолетний опыт показали, что стальные тонкостенные трубы, уложенные в грунт, обладают высокой устойчивостью, достаточной для восприятия давления грунта и возможных внешних нагрузок без появления в трубах каких-либо опасных деформаций, могущих отразиться на предельной несущей способности трубопроводов. Так, например, трубы с отношением $\delta/D = 0,005$, уложенные в грунт, будут работать вполне удовлетворительно, т. е. трубопровод диаметром $D = 1020$ мм можно укладывать с толщиной стенки 5 мм. Небезынтересно отметить, что нормами США допускается укладка газопроводов $D = 900$ мм с толщиной стенки 4,2 мм, т. е. при тех соотношениях δ/D , которые Г. К. Клейн считает допустимыми из условий потери устойчивости.

§ 40. ГЛУБИНА ЗАЛОЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Глубина заложения магистральных стальных нефтегазопроводов по действовавшим ранее нормам и техническим условиям назначалась ниже зоны сезонного промерзания грунтов. В результате трубопроводы укладывались на значительной глубине, что приводило к необходимости выполнения большого объема земляных работ.

Объяснялось это следующими причинами. Во-первых, предположениями о влиянии низких температур на возможность замерзания или изменения физико-химических свойств транспортируемых продуктов, во-вторых, необходимостью защиты трубопроводов от воз-

действия различных подвижных нагрузок (автомобилей, тракторов и т. д.), которые могут находиться над трубопроводом, и, в третьих, тем, что при небольшом заглублении возможно появление значительных температурных напряжений, которые могут привести к разрушению трубопроводов.

Проведенные экспериментальные исследования этого вопроса и многолетний опыт эксплуатации трубопроводов, уложенных на малых глубинах, показали необоснованность указанных выше опасений. Было установлено, что стальные трубопроводы, уложенные в грунт, хорошо воспринимают находящиеся над ними значительные сосредоточенные, равномерно распределенные и динамические нагрузки. Так, например, опыты, проведенные в Московском институте инженеров водного хозяйства, показали, что трубы диаметром $D = 2860$ мм с толщиной стенки $\delta = 6$ мм, уложенные на глубине от 1 до 3 м, хорошо воспринимали воздействие нагрузки в 42 т, расположенной на траншее; деформации труб при этом оказались незначительными.

В результате исследований, проведенных на опытном газопроводе, уложенном на глубине от 0,5 до 0,8 м от верха трубы, было доказано, что сезонное замерзание и оттаивание грунтов не оказывают влияния на несущую способность стальных трубопроводов. Многолетние наблюдения за температурным режимом грунтов показали, что даже при оголенной поверхности, т. е. при отсутствии растительного слоя и снегового покрова, амплитуда сезонного колебания температур грунта на глубине 0,8 м по сравнению с глубиной 2,5 м увеличивается всего на 15—20° С, что может привести к увеличению температурных напряжений в трубопроводах до 375—500 кг/см². Следует, однако, иметь в виду, что на трассах магистральных трубопроводов оголенная поверхность никогда не может иметь места. Наоборот, над трубопроводом всегда находится растительный слой и в большинстве случаев снеговой покров, в результате чего амплитуда колебания температуры на глубине заложения трубопровода уменьшается. Таким образом, с точки зрения несущей способности трубопроводов условие обязательного заглубления их ниже зоны сезонного промерзания грунтов является необязательным.

Более важным в этой проблеме является вопрос о влиянии уменьшения глубины заложения на работу трубопроводов, транспортирующих нефть или нефтепродукты, вязкость которых возрастает с понижением температуры. То же самое относится и к водоводам, при укладке которых в зоне сезонного промерзания грунтов не исключена возможность замерзания воды. Поэтому для определения глубины заложения нефтепроводов и водоводов в каждом отдельном конкретном случае необходимо производить специальные расчеты.

Магистральные газопроводы. Так как по магистральным газопроводам транспортируется осушенный газ,

то опасения в части возможности выпадения и замерзания влаги, находящейся в нем, отпадают.

Кроме того, следует иметь в виду, что в результате компрессии газ нагревается и поступает в газопровод при относительно высокой температуре (60—80° С). Наблюдения показали, что положительная температура транспортируемого газа сохраняется на участках, длина которых исчисляется десятками километров; на этих участках грунт вокруг газопроводов также имеет положительные температуры.

Учитывая, что в настоящее время трассы магистральных газопроводов засеваются различными сельскохозяйственными культурами, при определении глубины заложения газопроводов необходимо гарантировать их сохранность от повреждения плугом при вспашке. Ввиду того, что глубина вспашки достигает 0,5 м, минимальная глубина заложения газопроводов устанавливается в 0,8 м, за исключением особых участков (табл. 39).

Таблица 39

Минимальная глубина заложения газопроводов

Наименование участков	Минимальная величина засыпки над верхом трубы, м
Пустынные районы, скальные грунты, болота	0,5
Переходы под железными дорогами в обычных инженерногеологических условиях:	
в насыпях, считая от подошвы рельса до верхней образующей трубы защитного кожуха	1,5
в выемках, считая от дна кювета до верхней образующей трубы защитного кожуха	0,5
переходы под автомобильными дорогами: в насыпях, считая от бровки земляного полотна до верхней образующей трубы защитного кожуха	1,0
в выемках, считая от дна кювета до верхней образующей трубы защитного кожуха	0,5
на переходах под автомобильными дорогами в насыпях без защитного кожуха, считая от верхней образующей трубы газопровода	1,3
на переходах под автомобильными дорогами в выемках без защитного кожуха, считая от дна кювета до верхней образующей трубы газопровода	0,8

При укладке газопроводов на переходах через болота, подлежащие осушению и использованию в качестве пахотных земель, минимальная глубина засыпки над верхом трубы принимается равной 1,1 м, так как в процессе осушки толщина слоя засыпки уменьшается.

Магистральные нефтепродуктопроводы. Глубина заложения магистральных нефтепродуктопроводов должна

назначаться на основании анализа совокупности условий технологической и теплотехнической их работы, а также технико-экономических соображений. При этом следует иметь в виду, что необоснованное уменьшение глубины заложения трубопроводов, транспортирующих вязкие и парафинистые нефти и нефтепродукты, может ухудшить технико-экономические показатели их работы, так как с понижением температуры грунтов вокруг трубопровода вязкость транспортируемых продуктов может возрасти и производительность трубопровода должна будет соответственно снизиться. В этом случае некоторое снижение стоимости производства земляных работ по рытью траншеи приводит к значительному увеличению эксплуатационных затрат.

В тех случаях, когда по магистральным трубопроводам транспортируются светлые нефтепродукты, вязкость которых не изменяется при тех температурах, которые имеют место в грунтах на глубине 0,8 м от поверхности, глубина заложения может назначаться такой же, как и для газопроводов (табл. 39).

То же относится и к выбору глубины заложения нефтепроводов, транспортирующих беспарафинистые и маловязкие нефти. Однако в этих случаях следует произвести технико-экономические расчеты, целью которых является сопоставление строительных затрат и эксплуатационных расходов, связанных с сезонным изменением производительности нефтепровода, вызванным уменьшением глубины его заложения.

Глубина заложения магистральных нефтепродуктопроводов, транспортирующих вязкие, парафинистые и быстрозастывающие нефти и нефтепродукты (а также нефти, требующие подогрева), должна назначаться в каждом отдельном случае в зависимости от физико-химических свойств транспортируемых продуктов (температура застывания, вязкость, условия выпадения парафина, статическое напряжение сдвига и т. д.), температурного режима нефтепровода в условиях эксплуатации, а также технико-экономических сравнений строительных затрат и эксплуатационных расходов.

§ 41. РАСЧЕТ АНКЕРНЫХ КРЕПЛЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Обеспечение устойчивости положения трубопроводов при помощи утяжеляющих грузов резко удорожает стоимость строительства. Так, например, железобетонные грузы при балластировке трубопровода $D = 1220$ мм удорожают стоимость строительства на 15—20%. Более экономичным решением рассматриваемого вопроса является обеспечение устойчивости положения трубопроводов, укладываемых в заболоченных и обводненных местах, при помощи анкерных креплений, ввинчиваемых в грунт. Анкерное крепление, изображенное на рис. 120, состоит из двух металлических винтовых

анкеров 1, силового пояса 2, футеровочного мата 3, прокладки из трех слоев бризола 4, накладываемых на трубу 5. Анкер 1 представляет собой конструкцию, способную погружаться, если приложить к ней крутящий момент. Анкер состоит из сердечника *a*, наконечника *б*, винтовой лопасти *в*, оголовка *г* и стержня *д*. Оптимальные размеры

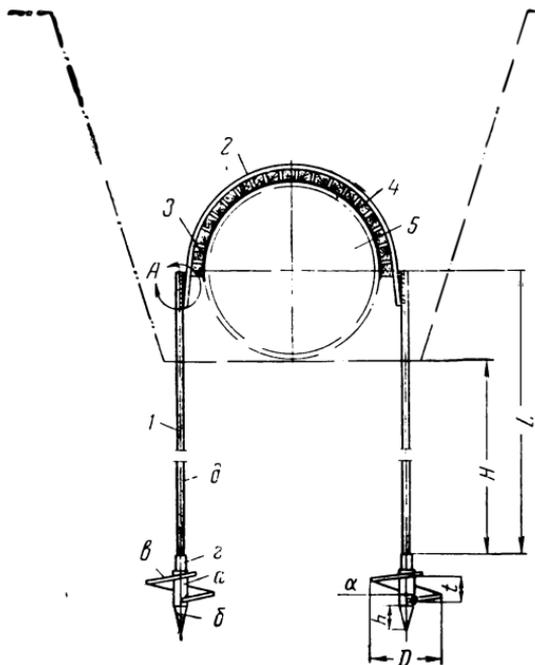


Рис. 120. Конструкция анкерного крепления трубопроводов.

проводах рекомендуется применять чугунные винтовые анкера.

Несущая способность анкерных устройств указанных выше размеров определяется свойствами грунтов, в которые они ввинчиваются. В зависимости от грунтов расчетная нагрузка на анкерные устройства составляет:

в крупнозернистых и среднезернистых устойчивых влажных грунтах — 9000 кг;

в твердых глинах, тяжелых суглинках, плотных супесях и мелкозернистых устойчивых влажных песках — 6000 кг;

в мягкопластичных глинах, илистых суглинках, супесях — 3000 кг;

При недостаточной изученности грунтов на трассе трубопроводов производится опытное завинчивание анкеров на глубину $H=2,5$ м и их выдергивание, чем определяется несущая способность конструкции. Максимальная нагрузка на один анкер, при которой он начинает

анкера, получившего наибольшее распространение на практике, следующие: сердечник $d = 90$ мм, наконечник конической формы $h = 2d$, винтовая лопасть $D = 300$ мм, толщина лопасти 10 мм, шаг $t = 90$ мм, диаметр стального прутка 20 мм.

Через оголовок крутящий момент при помощи специальной машины передается на анкер. Оголовок может иметь форму правильной призмы (с четырьмя или шестью гранями) или цилиндра (с ленточной резьбой или другими элементами соединения).

На нефтепродуктопроводах могут использоваться анкера со стальной или чугунной винтовой частью. На газо-

вытягиваться из грунта, принимается расчетной на анкерное устройство, включающее два анкера. При этом величина расчетной нагрузки принимается не выше 9000 кг на анкерное устройство.

Размещение анкерных устройств вдоль трубопровода определяется расчетом.

Расстояние между анкерными устройствами (пролет в м) вычисляется по формуле

$$l_{\text{пр}} \leq \frac{0,0127N_{\text{доп}}}{D_{\text{н}}^2 \left(\gamma_{\text{в}} - 4 \frac{\delta}{D_{\text{н}}} \gamma \right)}, \quad (5.6)$$

где $N_{\text{доп}}$ — допускаемая расчетная нагрузка на анкерное устройство в кг;

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр труб в см;

$\gamma_{\text{в}}$ — объемный вес жидкой среды погружения трубопровода в кг/см³;

δ — толщина стенки трубы в см;

γ — объемный вес материала трубы (для стали 0,00785 кг/см³).

При этом величина $l_{\text{пр}}$, вычисленная по формуле (5.6), должна удовлетворить условиям:

$$l_{\text{пр}} \leq 0,02 \sqrt[4]{\frac{12E\delta D_{\text{н}} f_{\text{доп}}}{\gamma_{\text{в}} - 4 \frac{\delta}{D_{\text{н}}} \gamma}}; \quad (5.7)$$

$$l_{\text{пр}} \leq 0,02 \sqrt[4]{\frac{3k_2 R_2^{\text{н}} \delta k}{\gamma_{\text{в}} - 4 \frac{\delta}{D_{\text{н}}} \gamma}}, \quad (5.8)$$

где E — модуль упругости материала трубы в кг/см² (для стали $E = 2,1 \cdot 10^6$ кг/см²);

$f_{\text{доп}}$ — допускаемый прогиб (подъем) трубопровода в середине пролета между двумя соседними анкерными устройствами в см;

k_2 — коэффициент однородности материала трубы (для труб из низколегированной стали $k_{2\text{нл}} = 0,85$, а для труб из углеродистой стали $k_{2\text{г}} = 0,9$);

$R_2^{\text{н}}$ — нормативное сопротивление растяжению, сжатию и изгибу материала и сварных соединений, определяемое из условия достижения предела текучести ($R_2^{\text{н}} = \sigma_{\text{т}}$), в кг/см²;

k — коэффициент, учитывающий нагружение трубопровода (для нефтепроводов $k = 1,0$, для газопроводов $k = 0,5$).

§ 42. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТенок ЗАЩИТНЫХ КОЖУХОВ ДЛЯ ПРОПУСКА ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМИ НАСЫПЯМИ

При прокладке магистральных трубопроводов возникает необходимость в пересечении линий железных дорог. В этих случаях трубопровод укладывается в защитный кожух — патрон. Конструктивная схема патрона при пересечении линии железной дороги показана на рис. 121.

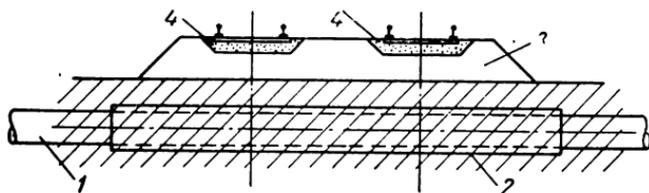


Рис. 121. Конструктивная схема патрона при пересечении линии железной дороги.

1 — трубопровод; 2 — защитный кожух — патрон; 3 — железнодорожная насыпь; 4 — полотно железной дороги.

Толщина стенки патрона определяется по формуле

$$\delta = \frac{0.5N + \sqrt{0.25N^2 + 6MR_2^2}}{R_2^2}, \quad (5.9)$$

где M , N — расчетные изгибающий момент и нормальная сила в наиболее напряженном сечении патрона от действия давления грунта и давления, вызываемого весом подвижного железнодорожного состава, определяемые с учетом упругого отпора грунта;

R_2^2 — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести материала патрона.

Значения расчетных изгибающего момента и нормальной силы равны:

$$M = 0,25\xi r^2 \left[\gamma_{гр} n_{гр} \left(H_{экр} - H_{экр}^0 \frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \right) + q_p n_p \right]; \quad (5.10)$$

$$N = r (\gamma_{гр} H_{экр} n_{гр} + q_p n_p).$$

Здесь ξ — коэффициент, учитывающий влияние упругого отпора грунта;

r — наружный радиус защитного кожуха в см;

$H_{экр}$, $H_{экр}^0$ — эквивалентные высоты грунта в см;

$\gamma_{гр}$ — объемный вес основного грунта в кг/см³;

φ — угол внутреннего трения грунта в градусах;

- q_p — давление, вызываемое весом подвижного железнодорожного состава, в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;
- $n_{гр}$ — коэффициент перегрузки веса и давления грунта, равный 1,2;
- n_p — коэффициент перегрузки веса подвижного состава, равный 1,2.

Значение коэффициента, учитывающего влияние упругого отпора грунта, определяется по формуле

$$\xi = \frac{1}{1 + \frac{(4k + k_1)r}{3E} \left(\frac{r}{\delta}\right)^3}, \quad (5.11)$$

где k и k_1 — коэффициенты сопротивления грунта радиальному и тангенциальному перемещениям в $\kappa\Gamma/\text{см}^3$;

E — модуль упругости материала патрона в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Эквивалентные высоты грунта, необходимые для определения расчетных усилий, равны:

$$H_{э\kappa\text{в}} = h_0 + \frac{\gamma_{\text{нас}}}{\gamma_{\text{гр}}} h_n; \quad (5.12)$$

$$H_{э\kappa\text{в}}^0 = h_0 + r + \frac{\gamma_{\text{нас}}}{\gamma_{\text{гр}}} h_n,$$

где $\gamma_{\text{нас}}$ и $\gamma_{\text{гр}}$ — объемные веса насыпи и основного грунта в $\kappa\Gamma/\text{см}^3$;

h_n и h_0 — высоты насыпи и основного грунта, определяемые по рис. 122, а в см.

Давление q_p в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$, вызываемое весом подвижного железнодорожного состава при двухпутной линии железной дороги, определяется по графику, приведенному на рис. 122, б горизонтальной проекции трубы, при различных расстояниях от головки рельса до верха патрона. Коэффициент k на графике означает класс нагрузки, а значение его подставляется в T .

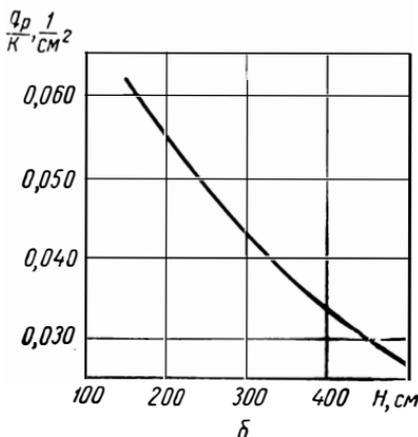
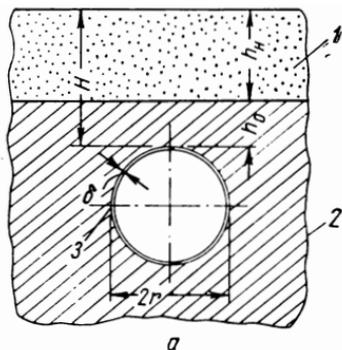


Рис. 1 2. Расположение патрона в грунте и график для определения величины давления от подвижной железнодорожной нагрузки широкой колеи.

а — патрон в грунте; б — график для определения давления: 1 — железнодорожная насыпь; 2 — основной грунт; 3 — защитный кожух — патрон.

Динамический эффект подвижной нагрузки оценивается общим динамическим коэффициентом, значение которого при глубине заложения верха патрона более 1 м принимается равным единице.

§ 43. РАСЧЕТ АСБЕСТОЦЕМЕНТНЫХ ТРУБ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время в нашей стране все в большем объеме выпускаются асбестоцементные трубы, которые находят широкое применение при строительстве напорных водоводов, магистральных газопроводов низкого давления и разводящих газовых сетей. Рабочее давление в асбестоцементных трубах назначается по марке трубы. Так, например, для прокладки трубопровода, рассчитанного на давление 6 кг/см^2 , применяются трубы марки ВТ-6, независимо от того, в каких условиях работает трубопровод и каким внешним силовым воздействиям он подвергается. А между тем экспериментальные и теоретические исследования, проведенные канд. техн. наук Алиференковым А. Д., показали, что в отличие от стальных тонкостенных труб форма поперечного сечения асбестоцементных труб, деформированная внешними нагрузками, не восстанавливается под действием внутреннего давления, а несущая способность труб, находящихся под совместным воздействием внутреннего давления и внешних нагрузок, уменьшается.

В связи с этим расчет асбестоцементных трубопроводов в отличие от стальных должен производиться на совместное воздействие внутреннего давления, веса грунта над трубопроводом и временных нагрузок в тех комбинациях, которые оказываются наиболее опасными для асбестоцементных труб.

Расчет труб должен производиться на основе прочностных показателей труб, определяемых ГОСТ 539—59. В качестве исходных расчетных данных, характеризующих несущую способность труб, следует принимать нагрузки, которые воспринимают трубы в процессе заводских испытаний: внутреннее давление p при отсутствии внешних нагрузок и внешнюю нагрузку в виде двух диаметрально противоположных линейных нагрузок P_{np} при отсутствии внутреннего давления.

Определение необходимой несущей способности труб, исходя из воздействия только внутреннего давления p , производится по формуле

$$P_{np}^0 \geq \frac{P}{m_1 m_2 m_3}, \quad (5.13)$$

где p — наибольшее возможное давление в трубопроводе с учетом гидравлического удара;

m_1 — коэффициент, учитывающий кратковременность испытания, которому подвергаются трубы на заводе;

- m_2 — коэффициент, учитывающий снижение прочностных показателей труб в процессе эксплуатации в результате старения материала, коррозии или абразивного износа;
- m_3 — коэффициент условий работы трубопровода.

Для асбестоцементных трубопроводов, стыковые соединения которых равнопрочны трубам, коэффициент $m_1 = 0,9$. Значение коэффициента m_2 при отсутствии коррозии и возможности абразивного износа принимается равным 1.

Коэффициент условий работы m_3 принимается в зависимости от категории трубопровода:

0,8 — для трубопроводов, прокладываемых в местах, трудно доступных для ремонта (I категория);

0,9 — для трубопроводов, укладываемых под усовершенствованными покрытиями (II категория);

1,0 — для всех прочих трубопроводов (III категория).

Несущая способность труб $P_{\text{нр}}^0$, исходя из воздействия только внешней приведенной сосредоточенной нагрузки, определяется по формуле

$$P_{\text{нр}}^0 = \frac{P}{m_1 m_2 m_3}, \quad (5.14)$$

где P — расчетная внешняя нагрузка на трубопровод, приведенная к двум линейным противоположно направленным силам, приложенным к верхней и нижней точкам поперечного сечения трубы.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

Расчетную приведенную внешнюю нагрузку на трубы при прокладке их в насыпях или траншее следует определять как сумму расчетной приведенной внешней нагрузки от воздействия транспорта и других нагрузок.

В качестве временных нагрузок надлежит принимать:

для трубопроводов, укладываемых под железнодорожными путями — расчетные нагрузки, соответствующие классу данной железнодорожной линии, определяемые в соответствии с СН 200-62 («Технические условия проектирования железнодорожных, автодорожных и городских мостов и труб»);

для трубопроводов, укладываемых под автомобильными дорогами — расчетную нагрузку от колонны автомобилей Н-30 или колесного транспорта НК-80, в зависимости от того, какая из этих нагрузок вызывает большее силовое воздействие на трубопровод;

для трубопроводов, укладываемых в местах, где возможно движение автомобильного транспорта — расчетную нагрузку от колонны автомобилей Н-18 или гусеничного транспорта НГ-60, в зависимости

от того, какая из этих нагрузок вызывает большее силовое воздействие на трубопровод;

для трубопроводов, укладываемых на местах, где движение автомобильного транспорта невозможно — равномерно распределенную нагрузку 500 кг/м^2 .

Расчетная приведенная внешняя вертикальная нагрузка на трубы от давления грунта определяется по формулам:

при укладке труб в насыпи

$$P_1^a = \gamma H D \alpha_1 \eta; \quad (5.15)$$

при укладке труб в траншею

$$P_1^p = \frac{1}{2} \gamma H D \left(\frac{B_{\text{тр}}}{D} + 1 \right) \alpha_2 k_{\text{тр}} \eta. \quad (5.16)$$

В этих формулах γ — объемный вес грунта засыпки в кг/м^3 . При отсутствии опытных данных допускается принимать для расчета следующие значения объемных весов грунта (в кг/м^3):

Растительный грунт, песок крупный, средней крупности и мелкий	1700
Гравий, щебень, гравелистый песок, супесь, суглинок	1800
Глина	1900

H — высота засыпки (считая от верха трубы) в м ;

D — наружный диаметр трубы в м ;

α_1 — коэффициент, выбираемый в соответствии с табл. 40 в зависимости от грунта основания (в коэффициент α_1 включен коэффициент перегрузки, принятый равным 1,2) и способа опирания трубы. В табл. 40 даны значения α_1 для $\frac{H}{D} \geq 2,5$.

Для $0,5 \leq \frac{D}{H} \leq 2,5$ вместо коэффициента α_1 в формуле (5.15) используется коэффициент α'_1 , определяемый выражением:

$$\alpha'_1 = 1,04 \left[\alpha_1 - 0,04 \alpha_2 - (\alpha_1 - \alpha_2) \left(\frac{D}{2H} \right)^2 \right]. \quad (5.17)$$

Значение α'_1 при $\frac{H}{D} < 0,5$ надлежит принимать таким же, как при $\frac{H}{D} = 0,5$.

η — коэффициент, учитывающий боковое давление грунта на трубы и принимаемый в соответствии с табл. 41.

$B_{\text{тр}}$ — ширина траншеи по верху в м ;

α_2 — безразмерный коэффициент, зависящий от способа опирания трубопровода на основание и принимаемый по табл. 40 (в коэффициент α_2 включен коэффициент перегрузки, принимаемый равным 1,2);

$k_{тр}$ — коэффициент, зависящий от отношения $\frac{H_{пр}}{B_{тр}}$ и от вида грунта засыпки, и принимаемый в соответствии с табл. 42;
 $H_{пр}$ — приведенная глубина заложения труб, определяемая по формуле (5.19).

Таблица 40

Значения коэффициентов α_1 (при $\frac{H}{D} \geq 2,5$) и α_2

Грунты основания	Обычный способ опирания труб	Улучшенный способ опирания труб	Опираие на бетонный фундамент (с установкой на растворе)
Коэффициент α_1			
Скальные	1,35	1,10	0,77
Крупнообломочные: глины, суглинки, супеси твердые	1,25	1,05	0,72
Пески гравелистые, крупные и средней крупности; глины и суглинки полутвердые, туго-, мягко- и текуче-пластичные, супеси пластичные	1,10	0,91	0,63
Пески мелкие и пылеватые	1,0	0,83	0,57
Коэффициент α_2			
Независимо от вида грунтов основания	0,9	0,70	0,50

Таблица 41

Значения коэффициента η , учитывающего боковое давление грунта на трубы

Виды грунта засыпки	Значение коэффициента η
Пески гравелистые, крупные, средней крупности, мелкие и пылеватые . .	0,8
Супеси пластичные, суглинки полутвердые, туго-, мягко- и текуче-пластичные	0,9
Супеси и суглинки твердые; глины полутвердые, твердые, туго-, мягко- и текуче-пластичные	1,0

Если произведение $\frac{1}{2} \left[\frac{B_{тр}}{D} + 1 \right] \alpha_2 k_{тр}$ окажется больше α_1 , определенного для аналогичного грунта основания и способа опирания трубы по табл. 40, то вместе формулы (5.17) используется формула (5.15).

Таблица 42

Значения коэффициента $k_{тр}$

$\frac{H_{пр}}{B_{тр}}$	Пески гравелистые, крупные, средние и мелкие супеси и суглинки твердые	Пески пылеватые; супеси пластичные, суглинки полутвердые, туго-мягко- и текучепластичные, глины твердые и полутвердые	Глины туго-, мягко- и текучепластичные
0	1,000	1,000	1,000
0,1	0,981	0,984	0,986
0,2	0,962	0,968	0,974
0,3	0,944	0,952	0,961
0,4	0,928	0,937	0,948
0,5	0,910	0,923	0,936
0,6	0,896	0,910	0,925
0,7	0,881	0,896	0,913
0,8	0,867	0,983	0,902
0,9	0,852	0,872	0,891
1,0	0,839	0,862	0,882
1,1	0,826	0,849	0,873
1,2	0,816	0,840	0,865
1,3	0,806	0,831	0,857
1,4	0,796	0,823	0,849
1,5	0,787	0,816	0,842
1,6	0,778	0,809	0,835
1,7	0,765	0,790	0,815
1,8	0,750	0,775	0,800
1,9	0,735	0,765	0,790
2	0,725	0,750	0,780
3	0,630	0,660	0,690
4	0,555	0,585	0,620
5	0,490	0,520	0,560
6	0,435	0,470	0,505
7	0,390	0,425	0,450
8	0,350	0,385	0,425
9	0,315	0,350	0,390
10	0,290	0,320	0,360
15	0,195	0,220	0,255

Примечание. Определение $k_{тр}$ для промежуточных значений, не приведенных в таблице, надлежит производить по линейной интерполяции.

Приведенные выше значения коэффициентов соответствуют укладке трубопроводов на глубине не менее 0,5 м (считая от верха трубы до поверхности грунта или покрытия) с соблюдением следующих требований:

а) при обычном способе опирания труб траншея должна быть вырыта без нарушения естественной структуры грунта в основании;

подчистку основания до проектной отметки, а также рытье приямков для стыковых соединений следует производить непосредственно перед укладкой труб; основания в скальных грунтах должны выравниваться слоем песчаного грунта толщиной не менее 0,15 м; при обычном способе укладки основание должно быть тщательно выровнено до проектной отметки;

б) при улучшенном способе опирания труб естественное основание или подготовка из песка должны быть спрофилированы по форме трубы на ширину не менее 0,6 (или на глубину не менее 0,1) ее наружного диаметра путем устройства специального углубления;

в) при опирании труб на бетонный фундамент или на бетонную подготовку трубу укладывают в лоток на глубину не менее $\frac{1}{4}$ ее диаметра, причем толщина бетонного фундамента или подготовка под трубой должна быть также не менее $\frac{1}{4}$ ее диаметра и во всяком случае не менее 0,15 м.

Засыпку траншей глинистым грунтом механизированным способом при отсутствии в грунте камней следует производить без подсыпки верха трубы талым грунтом.

При наличии камней в грунте трубы должны подсыпаться грунтом на высоту не менее 0,2 м над верхом трубы.

При засыпке песчаным грунтом в зимнее время никакого ограничения не налагается.

Расчетная приведенная вертикальная внешняя нагрузка на трубопровод от автомобильного транспорта определяется по формуле

$$P_2 = q\chi\alpha_1 D\eta, \quad (5.18)$$

где q — давление от автотранспорта, передаваемое через грунт на трубу, определяемое по формулам теории упругости для однородного изотропного полупространства. Значения q для автомобильных нагрузок Н-18 (НГ-60) и Н-30 (НК-80) приведены в табл. 43—46.

Примечание. Для автомашин грузоподъемностью 3 Т и 5 Т значение q можно принимать равным значению q для Н-18, умноженному соответственно на коэффициент 0,3 и 0,5.

χ — динамический коэффициент подвижной нагрузки, зависящий от приведенной высоты $H_{\text{пр}}$ и принимаемый равным:

при $0,5 \leq H_{\text{пр}} < 0,6$ — 1,13
 при $0,6 \leq H_{\text{пр}} < 0,7$ — 1,06
 при $H_{\text{пр}} \geq 0,7$ м — 1,00

α_1 — коэффициент, выбираемый по табл. 40, исходя из условий опирания трубы;

η — коэффициент, учитывающий боковое давление грунта на трубы и принимаемый по табл. 41.

Значение q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для нагрузки Н-18

Глубина заложения труб H , м	Наружный диаметр труб $D_{\text{н}}$, м										
	0,1	0,3	0,5	0,7							
0,50	11 400	11 330	10 610	9480							
0,75	5 420	5 290	4 920	4750							
1,00	2 900	2 870	2 770	2610							
1,25	1 920	1 870	1 820	1780							
1,50	1 390	1 370	1 360	1340							
1,75	1 130	1 120	1 110	1100							
2,00	880	870	870	860							
Глубина заложения труб H , м	2,25	2,50	2,75	3,00	3 25	3,50	3,75	4,00	4,25	4 50	4,75
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для всех диаметров . .	780	700	630	560	490	430	370	310	270	250	230
Глубина заложения труб H , м	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00	6,25	6,50	6,75	7,00	7,25	7,5
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для всех диаметров . .	210	190	180	170	160	150	140	130	130	120	110

Значение q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для нагрузки НГ-60

Глубина заложения труб H , м	Наружный диаметр труб $D_{\text{н}}$, м											
	0,1	0,3	0,5	0,7								
0,5	6200	6100	6000	5800								
0,75	4570	4500	4420	4350								
1,00	3620	3600	3550	3500								
Глубина заложения труб H , м	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для всех диа- метров	3040	2590	2210	1910	1790	1680	1580	1480	1400	1320	1240	1160
Глубина заложения труб H , м	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для всех диа- метров	1080	1000	930	860	790	730	680	630	550	480	440	400

Значение q , $\text{кг}/\text{м}^2$, для нагрузки Н-30

Глубина заложения труб H , м	Наружный диаметр труб D_n , м											
	0,1	0,3	0,5	0,7								
0,50	11 400	11 330	10 630	-								
0,75	5 920	5 750	5 420	5080								
1,00	3 100	3 050	2 980	2880								
1,25	2 210	2 190	2 170	2080								
1,50	1 690	1 660	1 640	1630								
1,75	1 500	1 480	1 470	1460								
2,00	1 350	1 330	1 310	1290								
2,25	1 210	1 200	1 180	1170								
3,00	880	870	860	850								
3,50	710	710	700	700								
Глубина заложения труб H , м	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	6,00	6,50	7,00	7,50	8,00
q , $\text{кг}/\text{м}^2$, для всех диа- метров	570	520	480	440	410	380	350	300	260	220	200	180

Значение q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для нагрузки НК-80

Глубина заложения труб H , м	Наружный диаметр труб $D_{\text{н}}$, м											
	0,1	0,3	0,5	0,7								
0,50	15 100	13 600	11 680	10 130								
0,75	8 030	7 950	7 550	6 900								
1,00	5 530	5 500	5 370	5 070								
1,25	4 130	4 100	4 050	3 930								
1,50	3 470	3 450	3 420	3 340								
1,75	3 070	3 060	3 000	2 950								
2,00	2 720	2 710	2 670	2 630								
Глубина заложения труб H , м	2,25	2,50	2,75	3,00	3,25	3,50	3,75	4,00	4,25	4,50	4,75	5,00
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$ для всех диа- метров	2450	2290	2140	2000	1870	1740	1610	1500	1400	1300	1210	1130
Глубина заложения труб H , м	5,25	5,50	5,75	6,00	6,25	6,50	6,75	7,00	7,25	7,50	7,75	8,00
q , $\kappa\Gamma/\text{м}^2$, для всех диа- метров	1050	980	920	860	800	750	700	650	620	570	540	520

Приведенная глубина заложения труб определяется по формуле

$$H_{\text{пр}} = H + h \left(\sqrt{\frac{E_{\text{покр}}}{R_{\text{гр}}}} - 1 \right), \quad (5.19)$$

где H — глубина заложения труб (считая от верха трубы до поверхности грунта или до верха покрытия) в м;

h — толщина слоя покрытия в м;

$E_{\text{покр}}$ — модуль деформации грунта засыпки в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$, который в случае отсутствия экспериментальных данных определяется согласно табл. 47.

Таблица 47

Ориентировочные значения модулей деформации засыпки

Наименование грунтов засыпки	$E_{\text{гр}}, \kappa\Gamma/\text{см}^2$	
	при намыве	при насыпи
Пески крупные и средней крупности	260	170
Пески мелкие	150	100
Пески пылеватые	130	90
Супеси и суглинки	90	60
Глины	60	40

Расчетная вертикальная приведенная внешняя нагрузка, передающаяся на трубопровод от равномерно распределенной нагрузки интенсивностью $P_{\text{н}} \kappa\Gamma/\text{м}^2$, действующей по большой площади поверхности земли (например, толпа, штабели материалов и т. п.), определяется по формуле

$$P_3 = P_{\text{н}} D \alpha_1 \eta. \quad (5.20)$$

В этой формуле D — наружный диаметр трубы в м;

α_1 — коэффициент, определяемый по табл. 40;

η — коэффициент, определяемый по табл. 41.

Расчетная вертикальная приведенная внешняя нагрузка $P_{\text{н}}$, передающаяся на трубопровод от подвижного состава железных дорог, определяется по формуле

$$P_{\text{н}} = 1000q D \alpha_2 \eta \kappa\Gamma/\text{м}, \quad (5.21)$$

где q — давление в $T/\text{м}^2$, определяемое в соответствии с п. 124 технических условий проектирования железнодорожных, автодорожных и городских мостов и труб (СН 200-62);

D — наружный диаметр труб в м;

η — коэффициент, определяемый по табл. 41;

α_2 — коэффициент, зависящий от способа опирания труб и принимаемый по табл. 40.

Расчет асбестоцементных трубопроводов

Асбестоцементные трубопроводы должны быть рассчитаны на совместное воздействие расчетного внутреннего давления p и приведенной внешней нагрузки P .

Определение необходимой несущей способности труб, исходя из совместного воздействия расчетного внутреннего давления и внешней нагрузки, надлежит производить по формуле

$$P_{np} \geq \frac{p}{m_1 m_2 m_3}, \quad (5.22)$$

где P_{np} — предельная величина допускаемого внутреннего давления в трубах, соответствующая внешней приведенной нагрузке, определяемой по формуле

$$P' = \frac{p}{m_1 m_2 m_3}, \quad (5.23)$$

где P' — расчетная приведенная внешняя нагрузка;

p — расчетное внутреннее давление в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Предельную величину допустимого внутреннего давления в асбестоцементных трубах, изготовленных по ГОСТ 539-59, надлежит определять по формуле

$$P_{np} = P_{исп}^0 \left(1 - \frac{p}{P_{np}^0} \right), \quad (5.24)$$

где $P_{исп}^0$ — внутреннее давление в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$, испытанию которым трубы подвергаются после изготовления, согласно п. 13 ГОСТ 539-59;

P_{np} — расчетная приведенная внешняя нагрузка;

P_{np}^0 — предельная величина внешней нагрузки для труб данного класса при отсутствии внутреннего давления в $\kappa\Gamma/\text{м}$.

Ввиду того что ГОСТ 539-59 не предусматривает заводского испытания труб на воздействие внешней нагрузки, величины P_{np}^0 должны быть определены расчетом по формуле

$$P_{np}^0 = \frac{1,03 P_{исп}^0 D_0 h b}{D_0 + h}, \quad (5.25)$$

где D_0 — внутренний диаметр трубы в см ;

$P_{исп}^0$ — величина испытательного давления, равная удвоенному избыточному давлению, определяющему марку трубы, согласно п. 13 ГОСТ 539-59, в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;

h — номинальная толщина стенок труб в см ;

b — длина участка трубы, равная 100 см .

С целью упрощения расчетов на графиках рис. 123—128 приведены прочностные характеристики асбестоцементных труб, изготовленных по ГОСТ 539-59. По оси абсцисс отложены предельные

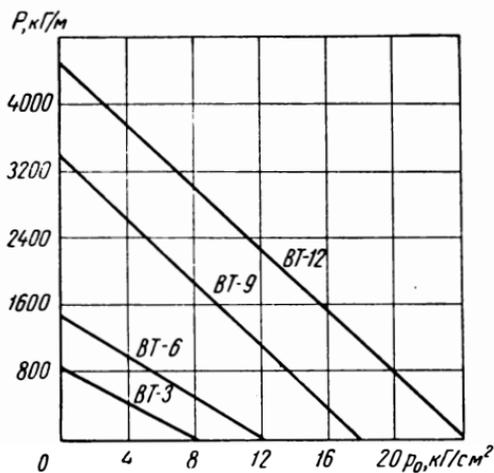


Рис. 123. График для расчета асбестоцементных труб $D = 200$ мм.

Рис. 124. График для расчета асбестоцементных труб $D = 250$ мм.

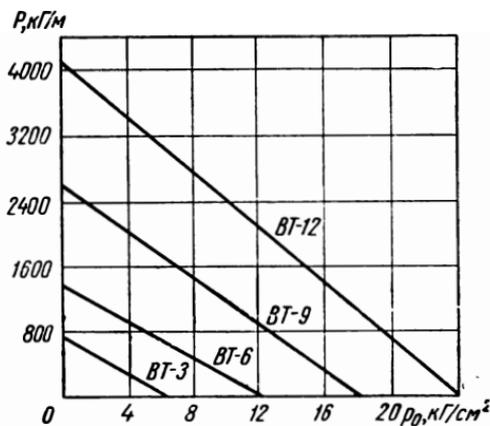


Рис. 125. График для расчета асбестоцементных труб $D = 300$ мм.

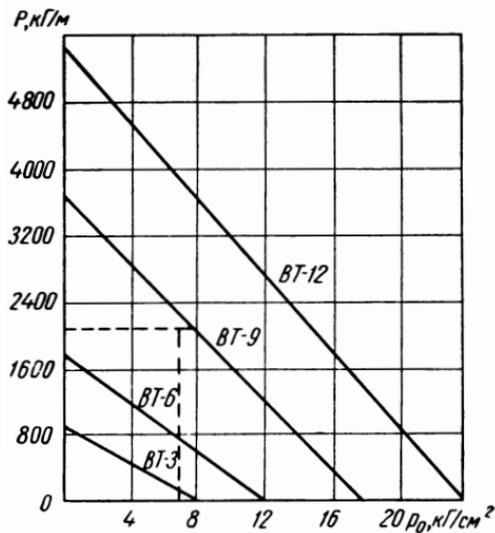


Рис. 126. График для расчета асбестоцементных труб $D = 350$ мм.

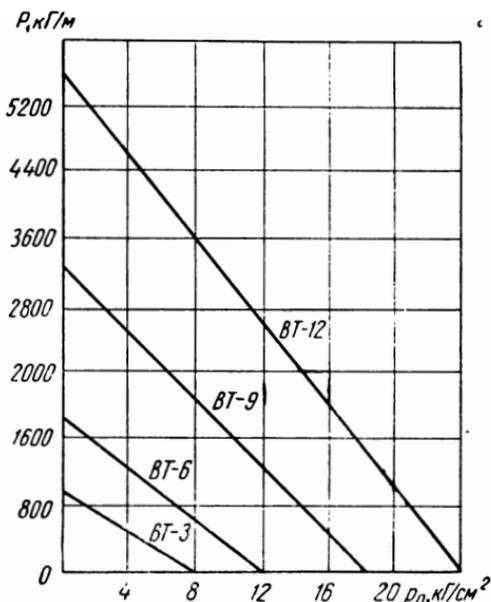


Рис. 127. График для расчета асбестоцементных труб $D = 400$ мм.

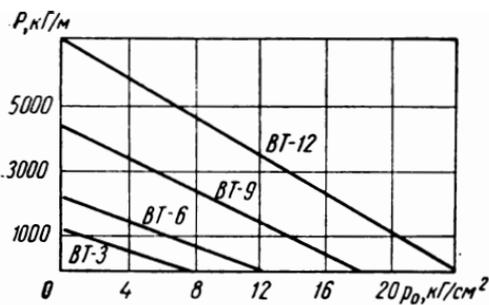
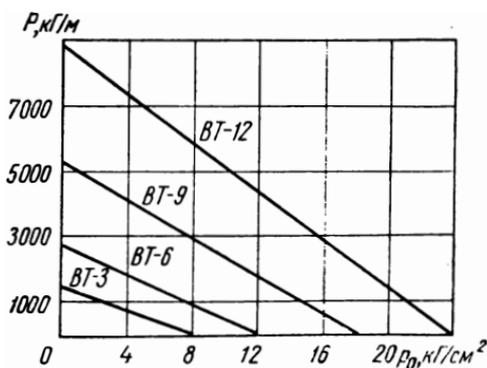


Рис. 128. График для расчета асбестоцементных труб $D = 500$ мм.



значения величин внутреннего давления, а по оси ординат — предельные значения приведенной внешней нагрузки. Приведенные на графиках прямые представляют собой зависимость несущей способности труб различных марок от величины внутреннего давления и внешней нагрузки.

Так, например, при расчетном внутреннем давлении $p_0 = 6 \text{ кг/см}^2$ (рис. 125) на асбестоцементные трубы $D = 300 \text{ мм}$ может быть допущена внешняя нагрузка $P = 4000 \text{ кг/м}$. При снижении внешней нагрузки до $P = 3200 \text{ кг/см}^2$ давление в трубопроводе может быть повышено до 10 кг/см^2 .

Пример расчета

При проектировании трубопровода условным диаметром 300 мм на рабочее давление 6 кг/см^2 необходимо определять марку асбестоцементных труб при следующих условиях.

Внутреннее рабочее давление в трубопроводе $p = 6 \text{ кг/см}^2$.

Трубопровод укладывается в насыпи из крупного песка на глубине $H = 2,5 \text{ м}$; насыпь имеет покрытие.

Объемный вес грунта $\gamma = 1700 \text{ кг/м}^3$.

Модуль деформации грунта $E_{\text{гр}} = 170 \text{ кг/см}^2$ (согласно табл. 47).

Толщина покрытия $h = 0,2 \text{ м}$.

Объемный вес покрытия $\gamma_{\text{п}} = 2400 \text{ кг/м}^3$.

Модуль деформации покрытия $E_{\text{покр}} = 5000 \text{ кг/см}^2$.

Расчетная временная нагрузка $\bar{H} = 18$ (НГ-60).

1. Определяем средний объемный вес покрытия:

$$\gamma_{\text{п}} = \frac{\gamma(H-h) + \gamma_{\text{п}}h}{H} = \frac{1700(2,5-0,2) + 2400 \cdot 0,2}{2,5} = 1750 \text{ кг/м}^3.$$

2. По формуле (5.19) определяем приведенную глубину заложения трубопровода

$$H_{\text{пр}} = H + h \left(\sqrt[3]{\frac{E_{\text{покр}}}{E_{\text{гр}}}} - 1 \right) = 2,5 + 0,2 \left(\sqrt[3]{\frac{5000}{17}} - 1 \right) = 2,92 \text{ м}.$$

3. Расчетная внешняя нагрузка от давления грунта определяется по формуле (5.15). С учетом условий прокладки труб $\alpha_1 = 1,10$ (согласно табл. 40), а $\eta = 0,8$ (согласно табл. 41)

$$P_1 = \gamma H D \alpha_1 \eta = 1750 \cdot 2,5 \cdot 0,33 \cdot 1,10 \cdot 0,80 = 1270 \text{ кг/м}.$$

Согласно табл. 44 для нагрузки НГ-60 при глубине заложения $H_{\text{пр}} = 2,92$ путем интерполяции определяем внешнюю нагрузку на трубопровод:

$$q = 1480 + \frac{1580 - 1480}{3,0 - 2,75} (3,0 - 2,92) = 1512 \text{ кг/м}^2.$$

Определяем величину приведенной внешней расчетной нагрузки по формуле (5.18), принимая динамический коэффициент $\chi = 1,0$ поскольку $H_{пр} > 0,7$;

$$P_2 = q\chi\alpha_1'D\eta = 1512 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 0,33 \cdot 0,8 = 440 \text{ кг/м.}$$

Суммарная внешняя расчетная нагрузка составит

$$P = P_1 + P_2 = 1270 + 440 = 1710 \text{ кг/м.}$$

4. Определяем необходимую несущую способность труб при работе на внутреннее давление по формуле (5.13).

$$P_{пр} = \frac{P}{m_1 m_2 m_3} = \frac{1710}{0,9 \cdot 1,0 \cdot 0,9} = 2100 \text{ кг/см}^2.$$

5. Определяем необходимую несущую способность труб при работе на внешнюю нагрузку по формуле (5.14)

$$P_{пр} = \frac{P}{m_1 m_2 m_3} = \frac{1710}{0,9 \cdot 1,0 \cdot 0,9} = 2100 \text{ кг/м.}$$

6. По графику рис. 125 устанавливаем, что при расчетной внешней нагрузке $P_{пр} = 2100 \text{ кг/м}$ и давлении $7,4 \text{ кг/см}^2$ необходимо запроектировать трубопровод из труб марки ВТ-9.

7. Если в трубопроводе может иметь место явление гидравлического удара с повышением давления до 8 кг/см^2 , то в этих условиях работы

$$P_{пр} = \frac{8}{0,9 \cdot 1,0 \cdot 0,9} = 9,9 \text{ кг/см}^2.$$

Согласно графику рис. 125 для этих условий необходимо иметь трубы марки ВТ-12.

Глава шестая

РАСЧЕТ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 44. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

При проектировании магистральных трубопроводов в ряде случаев более целесообразным решением является применение надземных переходов через небольшие реки, овраги, балки, каналы и другие виды естественных преград. Опыт показал, что надземные переходы во многих случаях являются более экономичными по сравнению с подземными, и поэтому они находят все большее применение при сооружении магистральных газопроводов и нефтепродуктопроводов.

Надземная прокладка магистральных газопроводов применяется в пустынных районах, вдали от населенных пунктов и промышленных предприятий, в болотистых и горных местах, северных районах и районах вечной мерзлоты, районах горных выработок и оползней, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

В каждом отдельном случае надземная прокладка трубопроводов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами и должна удовлетворять требованиям безопасности.

При проектировании надземных переходов применяются следующие конструктивные системы: балочные, шпренгельные, арочные и висячие. При любом конструктивном решении должна использоваться несущая способность самого газопровода.

Величины перекрываемых пролетов зависят от принятой схемы и конструкции перехода, диаметра и толщины стенки труб, марки стали, метода монтажа и района укладки трубопровода.

Надземные переходы проектируются как с самокомпенсацией, так и без самокомпенсации продольных деформаций.

Для компенсации продольных деформаций применяются П-, Г- и Z-образные компенсаторы, а также зигзагообразная укладка трубопровода в плане («змейка»).

Г-образные компенсаторы устанавливаются по концам открытого участка под углом или вертикально. Вертикально установленные компенсаторы могут воспринимать нагрузку и служить опорой для трубопровода.

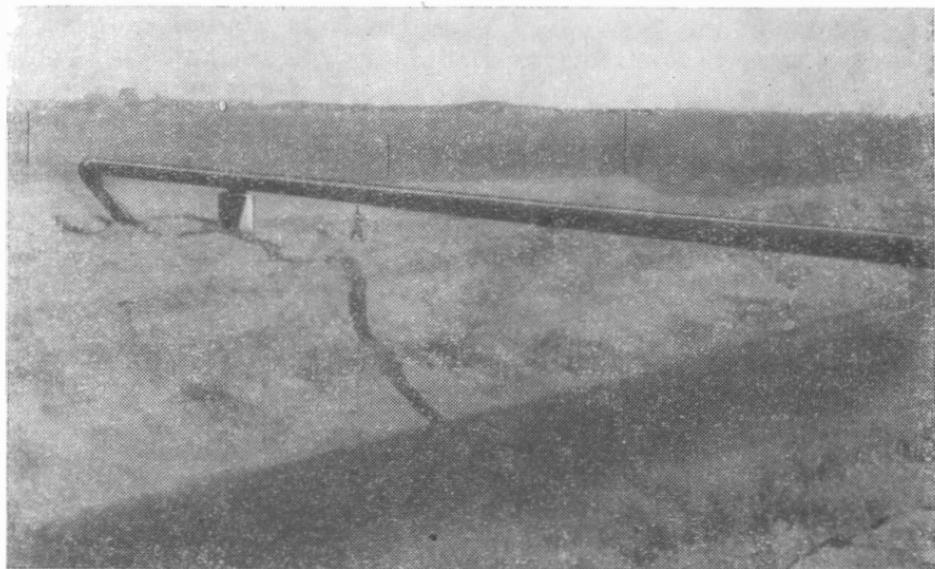


Рис. 129. Надземный балочный консольный переход $D = 720$ мм.

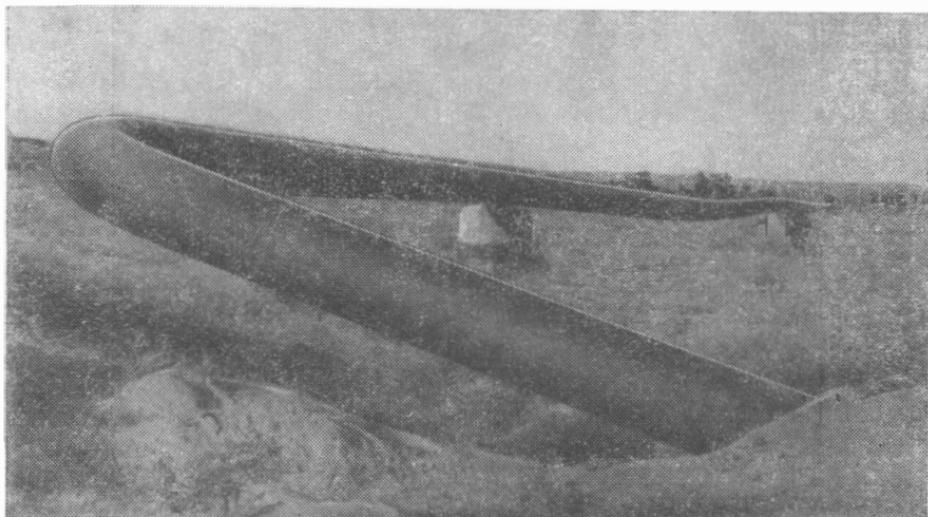


Рис. 130. Надземный переход с наклонным компенсатором $D = 720$ мм.

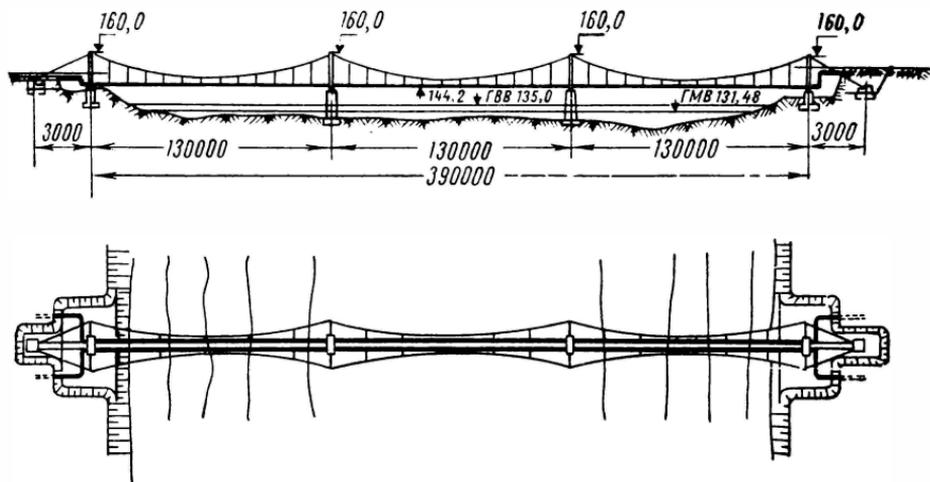


Рис. 131. Схема висячего перехода.

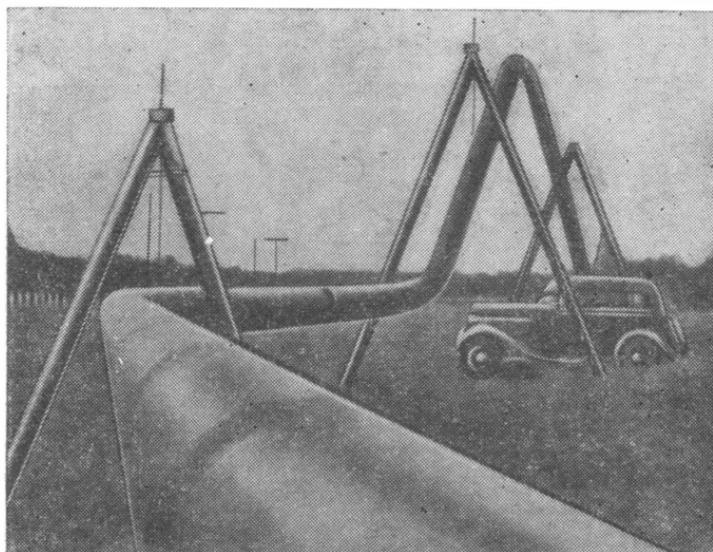
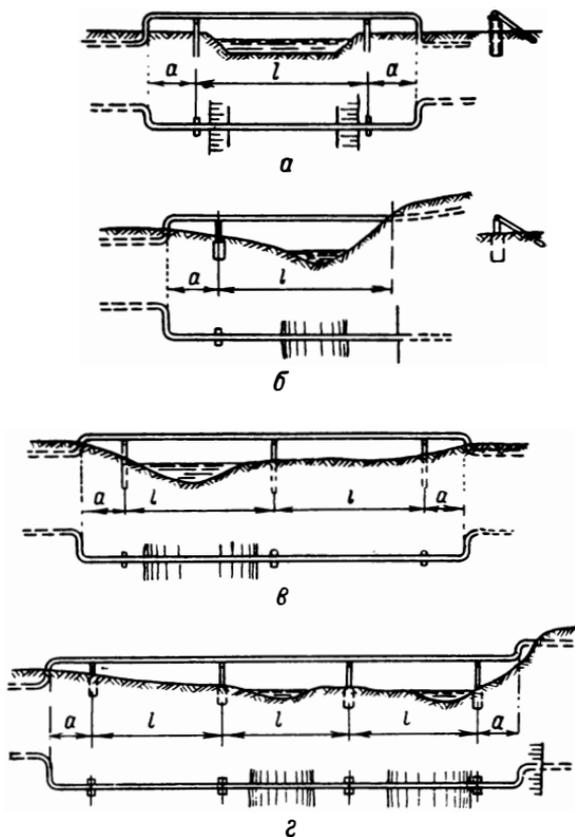


Рис. 132. Надземная прокладка газопровода «змейкой».

Для компенсации температурных деформаций допускается применение гнутых, штампованных или сварных колен радиусом изгиба, равным не менее 1,5 диаметра трубы.

При зигзагообразной укладке в виде ломаной линии в местах излома желательно применять колена, допускающие проход ерша для очистки трубопровода.

Рис. 133. Схемы консольных балочных переходов через естественные препятствия.
 а — однопролетный двухконсольный переход; б — одноконсольный переход; в — двухпролетный консольный переход; г — многопролетный консольный переход



Как показали проверочные расчеты и опыт, прямолинейные балочные переходы, имеющие не более трех пролетов (60—80 м), могут проектироваться без компенсаторов. При отсутствии компенсирующих устройств опоры трубопроводов не должны допускать поперечных смещений последних.

В зависимости от условий местности переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия могут проектироваться симметричными, несимметричными, горизонтальными и наклонными.

При надземной прокладке трубопроводов через водные преграды, овраги и балки, возвышения низа трубы или деталей пролетного строения устанавливаются:

а) при пересечении небольших оврагов и балок, где не может быть ледохода, — не менее 0,5 м от горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности;

б) на несудоходных и несплавных реках, при пересечении больших оврагов, где возможен ледоход, на судоходных и сплавных реках, в несудоходных и несплавных пролетах — не менее 0,75 м над горизонтом высоких вод 1%-ной обеспеченности и над наивысшим горизонтом ледохода;

в) при наличии на реке заломов или корчехода возвышение низа пролетных строений устанавливается особо для каждого частного случая, но должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод 1%-ной обеспеченности;

г) на судоходных и сплавных водных преградах — в соответствии с утвержденными нормами¹.

Основные виды переходов показаны на рис. 129—133.

§ 45. ОСНОВЫ РАСЧЕТА

Расчет надземных переходов и трубопроводов (при их надземной прокладке) производится на воздействие внутреннего давления и на изгиб, растяжение и сжатие от воздействия собственного веса, веса транспортируемого продукта, снега, возможного обледенения, давления ветра и температурных деформаций.

При расчете переходов на изгиб, осевое сжатие или растяжение за расчетное сопротивление принимается величина R_2 в зависимости от предела текучести, т. е. предельным состоянием считается достижение в металле труб напряжений, равных пределу текучести. Такое предельное состояние в отличие от подземных трубопроводов принято в связи с тем, что в данном случае при достижении в металле труб пластических деформаций может иметь место недопустимое неограниченное нарастание прогибов переходов.

Нагрузки, подлежащие учету при расчете на изгиб надземных трубопроводов, и значения соответствующих коэффициентов перегрузки приведены в табл. 48.

Сочетания нагрузок и воздействий должны приниматься в наиболее невыгодных комбинациях для трубопровода и отдельных элементов конструкции (опор, тросов, шпренгелей, подвесок, узлов и т. п.).

Основные сочетания нагрузок состоят из собственного веса, веса транспортируемого продукта, продольных усилий от внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов и температурных воздействий.

Дополнительные сочетания состоят из нагрузок, входящих в основное сочетание, с добавлением нагрузки от обледенения и ветровой

¹ «Нормы проектирования подмостовых габаритов на судоходных и сплавных реках и основные требования к расположению мостов» (НСП 103-52) Госстроя СССР.

или снеговой нагрузки с умножением расчетных нагрузок (кроме собственного веса и веса транспортируемого продукта) на коэффициент 0,9.

Таблица 48

Виды нагрузок и значения коэффициентов перегрузки при расчете на изгиб надземных трубопроводов

Нагрузки	Коэффициент перегрузки
Собственный вес трубопровода	1,1
Вес транспортируемого продукта	1,0
Вес обледенения трубы	1,2
Снеговая нагрузка	1,4
Ветровая нагрузка	1,2
Температурные воздействия	1,0
Продольные (вдоль оси трубы) напряжения или усилия от расчетного значения внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов	1,0
Сейсмические воздействия	1,0
Вес строительного оборудования (и материалов), устанавливаемого на трубопровод при его монтаже или ремонте	1,2

Особыми сочетаниями нагрузок являются сейсмические нагрузки, а также нагрузки, входящие в основные сочетания, с добавлением снеговой нагрузки или нагрузки от обледенения с умножением расчетных нагрузок (кроме собственного веса и веса транспортируемого продукта) на коэффициент 0,8. Сочетание нагрузок с учетом монтажных нагрузок при расчете на период строительства или ремонта трубопровода относится к дополнительным.

Расчетный вес транспортируемого газа определяется по следующей формуле:

$$q_{\text{газ}} = \gamma_{\text{газ}} \frac{\pi T_0}{4zT} p_0 D_{\text{вн}}^2 = 215 \gamma_{\text{газ}} \frac{p_0 D_{\text{вн}}^2}{zT} \text{ кг/м}, \quad (6.1)$$

где p_0 — расчетное давление газа в кг/см^2 ;

$D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубы в м;

$\gamma_{\text{газ}}$ — объемный вес газа (при $T_0 = 273^\circ \text{К}$ (0°C) и избыточном давлении $p_0 = 1 \text{ кг/см}^2$) в кг/м^3 ;

z — коэффициент сжимаемости газа;

T — абсолютная температура в $^\circ \text{К}$ ($T = 273 + t$, где t — температура газа в $^\circ \text{C}$).

В случае природного газа (приближенно) можно принимать

$$q_{\text{газ}} \cong p_0 D_{\text{вн}}^2 \text{ кг/м}. \quad (6.2)$$

Для определения расчетного веса транспортируемой нефти или нефтепродукта имеем

$$q_{\text{прод}} = \gamma \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \kappa \Gamma / \text{м}; \quad (6.3)$$

здесь γ — объемный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта.

Расчетные нагрузки от обледенения трубы (с учетом коэффициента перегрузки $n = 1,2$) находятся по формуле

$$q_{\text{лед}} = K_{\text{лед}} D_{\text{н}} \kappa \Gamma / \text{м}, \quad (6.4)$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы в м;

$K_{\text{лед}}$ — некоторый коэффициент, выбираемый в зависимости от района гололедности (табл. 49).

Таблица 49

Значения коэффициента $K_{\text{лед}}$

Район гололедности	I	II	III	IV
$K_{\text{лед}}$	35	35	50	65

Район гололедности устанавливается в соответствии с картой климатических районов гололедности или по данным наблюдений гидрометеослужбы.

Расчетная снеговая нагрузка на 1 м^2 горизонтальной проекции конструкции перехода (пешеходный мостик, примыкающий к нему трубопровод и т. п.) принимается с коэффициентом перегрузки 1,4, равной

$$q_c = 1,4 P_0^c; \quad (6.5)$$

здесь P_0^c — нормативный вес снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли (берется из табл. 4, гл. II-Б1 СНиП).

Расчетные нагрузки от воздействия ветра в горизонтальной плоскости для одиночной трубы перпендикулярно ее оси определяются по формуле

$$q_v = 1,3 \cdot 0,6 Q D_{\text{н}} \kappa \Gamma / \text{м}, \quad (6.6)$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы в м;

Q — скоростной напор ветра в $\kappa \Gamma / \text{м}$ (берется по гл. II-Б, I СНиП¹).

¹ Изменение табл. 2 гл. II-Б, I СНиП см. «Бюллетень строительной техники», № 6, 1959.

Расчетные значения сжимающих или растягивающих напряжений σ_t и усилия N_t вдоль оси трубы от воздействия изменения температуры без компенсации температурных деформаций в продольном направлении определяются по следующим формулам:

$$\sigma_t = E\alpha \Delta t = 25,2\Delta t \text{ кг/см}^2, \quad (6.7)$$

$$N_t = \sigma_t F = 25,2 \Delta t F \text{ кг}; \quad (6.8)$$

здесь F — площадь поперечного сечения стенки трубы в см^2 ;
 $\Delta t = 50 \text{ град}$ — расчетный перепад температуры; для районов с расчетной температурой воздуха t_p ниже -40°C или выше $+40^\circ \text{C}$ значение температурного перепада принимается равным $\Delta t = 40 + t_p$.

Следует учесть, что на участках газопроводов, расположенных на расстоянии до 25 км от компрессорных станций со стороны высокого давления, при определении расчетного температурного перепада нужно учитывать нагрев трубопровода транспортируемым продуктом.

При расчете переходов без компенсации продольных деформаций с количеством пролетов не более трех продольное усилие N_t (напряжение σ_t) в трубопроводе от изменения температуры уменьшается на 20%, а при расчете однопролетных переходов — на 40%.

Расчетные значения продольного растягивающего напряжения и продольного усилия от расчетного значения внутреннего давления газа, нефти или нефтепродукта находятся по формулам:

$$\sigma_{p. \text{ вн}} = \xi \sigma_{\text{кц}}; \quad (6.9)$$

$$N_{p. \text{ вн}} = \sigma_{p. \text{ вн}} F, \quad (6.10)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения от расчетного значения внутреннего давления;

ξ — коэффициент, имеющий следующие значения:

0,5 — для прямолинейных балочных, шпренгельных и висячих систем при наличии самокомпенсации продольных деформаций, а также для арочных систем;

0,3 — для балочных, шпренгельных и прямолинейных висячих систем без компенсации продольных деформаций при проверке напряжений в растянутой зоне;

0,2 — то же, при проверке напряжений в сжатой зоне.

При расчете арочных систем продольные относительные деформации, возникающие от внутреннего давления:

$$\epsilon_{\text{прод}} = 0,2 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{E}. \quad (6.11)$$

Определение усилий в балочных, шпренгельных, висячих и арочных системах производится по упругой стадии их работы согласно

общим правилам строительной механики; при этом трубопровод принимается за упругий стержень (прямолинейный или криволинейный), поперечное сечение которого в напряженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круговую форму.

При определении усилий следует учитывать изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода в данной конструктивной системе. Например, при расчете арочной системы на собственный вес в зависимости от метода монтажа арка может рассчитываться как двух- или трехшарнирная, а на остальные нагрузки после сварки стыков трубопроводов — как бесшарнирная.

Сжатые трубопроводы в балочных, арочных, шпренгельных и других системах должны быть рассчитаны на продольную устойчивость как в плоскости, так и из плоскости системы.

Висячие переходы пролетом более 150 м при расчете на ветровую нагрузку должны проверяться на резонанс¹.

В висячих системах трубопроводы и вспомогательные конструкции подвешивают к тросам или цепям, а для восприятия ветровой нагрузки устанавливают в соответствии с расчетом ветровые связи (расчалки) из тросов к самостоятельным анкерам.

В конструкциях пролетов до 150 м вместо специальных ветровых связей могут быть поставлены наклонные, поддерживающие трубопровод подвески, прикрепленные к раздвинутым по ширине основным несущим тросам.

Переходы трубопроводов можно осуществлять в виде провисающих нитей конструкции Г. А. Тартаковского. В этом случае переходы подвешивают на пилонах без несущих тросов и цепей.

В шпренгельных системах поперечная жесткость трубопровода обеспечивается устройством двух наклонных или одного вертикального и двух горизонтальных шпренгелей, воспринимающих ветровую нагрузку. Шпренгели (тяги и стойки) прикрепляют на сварке к муфтам, полумуфтам или накладкам, приваренным кольцевыми швами к трубопроводу.

Арочные переходы устраивают из одной или двух ниток трубопровода, соединенных между собой связями. В однониточных арочных переходах при недостаточной или поперечной жесткости следует устанавливать связи (расчалки) из тросов к самостоятельным анкерам или устраивать вспомогательные арки из труб меньшего диаметра (или из другого профиля), соединенные с основными трубопроводами связями жесткости; расстояние между арками может быть постоянным или увеличивающимся к опорам.

В висячих шпренгельных и арочных системах, в тяжах, тросах и расчалках, воспринимающих ветровую нагрузку, следует созда-

¹ См. «Технические условия расчета высоких сооружений на ветровую нагрузку» (СН 40-58).

вать предварительное натяжение, равное усилиям от расчетной ветровой нагрузки.

Надземные трубопроводы при воздействии поперечных нагрузок и продольных (осевых) усилий рассчитываются на внецентренное сжатие по формуле

$$\frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \leq R_2, \quad (6.12)$$

где N — расчетное продольное (осевое) усилие в трубопроводе, полученное как алгебраическая сумма усилий от температурных воздействий, внутреннего давления продукта, а также усилий, определяемых в соответствии с конструктивной схемой сооружения, каждое со своим коэффициентом перегрузки:

$$M = M_1 + M_2; \quad (6.13)$$

M — расчетный изгибающий момент в рассматриваемом сечении от воздействия поперечных расчетных нагрузок (M_1) и от внецентренного приложения расчетной продольной силы с учетом прогиба трубопровода (M_2). Моменты M_1 и M_2 определяются в зависимости от вида загрузки, схемы конструкции и ее опирания. Если трубопровод в процессе монтажа укладывают на опоры по разрезной схеме с последующей сваркой стыков трубопровода, то это необходимо учитывать при расчете, суммируя значения M_1 и M_2 , найденные при двух различных расчетных схемах и соответствующих им нагрузках;

W, F — момент сопротивления и площадь стенки поперечного сечения трубы;

R_2 — расчетное сопротивление материала трубы.

Для балочных конструкций изгибающие моменты M_1 и M_2 определяются по следующим формулам;

момент от поперечных нагрузок

$$M_1 = aql^2, \quad (6.14)$$

момент от продольных усилий

$$M_2 = \frac{Nf}{1 \pm \psi}; \quad (6.15)$$

здесь a — коэффициент, принимаемый равным 0,125 — при расчете разрезных конструкций; 0,084 — при расчете неразрезных конструкций для определения момента в опорном сечении; 0,042 — то же, для определения момента в сечении по середине пролета;

q — сумма расчетных нагрузок на единицу длины трубопровода;

l — расчетный пролет трубопровода;
 $f = \frac{bql^4}{EJ}$ — прогиб трубопровода в расчетном сечении от расчетной поперечной нагрузки;
 b — коэффициент, имеющий значения: 0,013 — при расчете разрезных конструкций; 0,0026 — при расчете многопролетных неразрезных конструкций с равными пролетами и заземленными концами:

$$\psi = \frac{Nl_0^2}{\pi^2 EJ}, \quad (6.16)$$

где l_0 — свободная длина рассчитываемого участка трубопровода. Для прямолинейных переходов с заземленными концами; при одном пролете $l_0 = 0,6 l$; двух и более пролетах $l_0 = 0,7l$, где l — расчетная длина данного пролета.

При сжимающем усилии N в знаменателе формулы (6.15) принимают знак минус, а при растягивающем усилии — плюс.

В случае зигзагообразной прокладки трубопроводов в виде ломаной линии (с вваренными коленами в местах поворота) напряжения изгиба в местах поворота трубопровода проверяют по формуле

$$\sigma_{\kappa} = \frac{3 \cos \varphi J (Ea l + 0,2\sigma_{\kappa\kappa}) \left(\frac{1}{W} - \frac{1}{f_{\text{зм}} F} \right)}{f_{\text{зм}}} + \frac{0,0833 q_{\text{в}} l^2}{W} + 0,5\sigma_{\kappa\kappa} \leq R_2, \quad (6.17)$$

где φ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные (мертвые) опоры;
 l — величина пролета около вершины угла (расстояние между центрами опор);
 $f_{\text{зм}}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», равная расстоянию от места изгиба трубопровода (вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры;
 J , W и F — момент инерции, момент сопротивления и площадь поперечного сечения трубы;
 $q_{\text{в}}$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод в $\kappa\Gamma/\text{м}$.

§ 46. РАСЧЕТ БАЛОЧНЫХ И КОНСОЛЬНЫХ ПЕРЕХОДОВ

При проектировании переходов необходимо стремиться к максимальному использованию несущей способности труб. Значительно увеличить расстояния между крайними опорами перехода можно за счет применения консолей, разгружающих примыкающие к ним пролеты. Разгружающее влияние консолей особенно эффективно в однопролетных двухконсольных системах (рис. 133, а). Так, на-

пример, на переходах газопроводов диаметром 629 и 1020 мм консоли позволяют увеличить пролеты более чем в полтора раза, т. е. до 40—60 м. В одноконсольных (рис. 133, б) и многопролетных (рис. 133, в) системах разгружающий эффект сказывается меньше и влияние консолей распространяется только на пролеты, примыкающие к консолям.

В консольных системах Г- и Z-образные компенсаторы устанавливаются под углом к горизонту не менее 35° или горизонтально и не воспринимают вертикальных нагрузок. Положительным свойством наклонных компенсаторов является то, что их вылет не лимитируется высотой расположения перехода. Преимуществом таких переходов является также и то, что осадка опор не оказывает влияния на напряженное состояние перехода.

Консольные системы, особенно однопролетные, обладают большой гибкостью. Опыт показал, что даже при пролетах, близких к максимальным, жесткость таких систем вполне достаточна для восприятия ветровых и других нагрузок.

В зависимости от рельефа местности и протяженности надземного участка консоли с компенсаторами могут быть расположены с одной или с обеих сторон перехода. Если из условий рельефа местности переход располагается ниже, чем основная линейная часть трубопровода, компенсатор можно устанавливать так, как это показано на рис. 133, г.

В многопролетных переходах, когда компенсаторы устанавливают по обоим концам открытого участка, одну из средних опор выполняют мертвой. В этом случае температурные деформации трубопровода распространяются в обе стороны от мертвой опоры. Если, кроме конечных имеются также и промежуточные компенсаторы, мертвые опоры устанавливают в средней части каждого прямолинейного участка, расположенного между компенсаторами.

Расчетная длина консоли в однопролетном двухконсольном переходе, находящемся только под воздействием равномерно распределенной нагрузки, определяется из условия равенства моментов в пролете и на опорах. Равенство моментов имеет место при длине консоли, равной $0,354l$, где l — расстояние между опорами.

Расчетная величина консоли в многопролетных и одноконсольных системах определяется из условия равенства моментов на крайних и промежуточных опорах; в этом случае длина консоли равна $0,408l$. Кроме равномерно распределенной нагрузки, консоль испытывает также на конце воздействие сосредоточенной силы, равной весу половины компенсатора. С учетом этого фактора действительная оптимальная длина консоли определяется по следующим формулам:

для однопролетной двухконсольной системы

$$a = -0,5l_x + \sqrt{0,25l_x^2 + 0,125l^2}; \quad (6.18)$$

для многопролетной двухконсольной системы

$$a = -0,5l_k + \sqrt{0,25l_k^2 + 0,161l^2}, \quad (6.19)$$

где l_k — вылет компенсатора;
 l — пролет.

Для определения оптимальной длины консолей может быть использован график, представленный на рис. 134; на этом графике отложены: по оси ординат отношение a/l , а по оси абсцисс — l_k/l . Для определения длины консоли достаточно найденное по

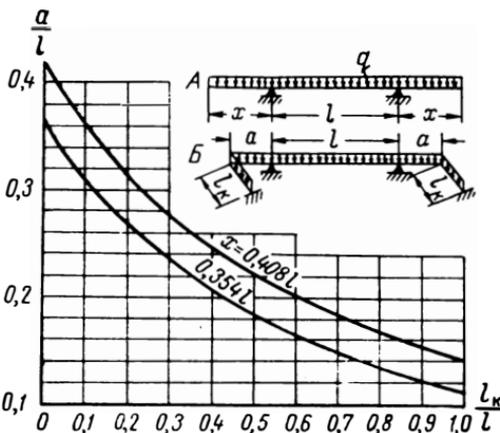


Рис. 134. Схема нагружения однопролетного двухконсольного перехода и график зависимости величины консоли от пролета и длины компенсатора.

графику в зависимости от схемы перехода и отношения l_k/l значение a/l умножить на величину пролета.

Максимально допустимый пролет и прогиб перехода определяются по формулам:

$$l = \sqrt{\frac{mW(R - 0,5\sigma_{\text{кольца}})}{\eta}}; \quad (6.20)$$

$$f = \frac{\beta l^4}{EJ}, \quad (6.21)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы;

J — момент инерции этого же сечения;

η и β — грузовые коэффициенты.

Величина грузовых коэффициентов зависит от нагрузок, расчетной схемы и способа монтажа перехода.

Многопролетные переходы можно монтировать двумя методами: с обеспечением и без обеспечения неразрезности системы при восприятии собственного веса. Указанное обстоятельство следует обязательно учитывать при расчете, так как при монтаже перехода без обеспечения неразрезности конструкция будет работать как разрезная.

Коэффициенты η и β определяются по следующим формулам:

при расчете однопролетных консольных переходов, монтируемых из секций, имеющих длину, равную прямолинейным участкам системы,

$$\eta = 0,0625 (q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0,9q_{\text{об.г}}); \quad (6.22)$$

$$\beta = 0,0052 (q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0,9q_{\text{об.г}}); \quad (6.23)$$

при расчете многопролетных переходов, монтаж которых производится с обеспечением неразрывности конструкции,

$$\eta = 0,083 (q_{тр} + q_{доп} + q_{пр} + 0,9q_{обл}); \quad (6.24)$$

$$\beta = 0,0026 (q_{тр} + q_{доп} + q_{пр} + 0,9q_{обл}); \quad (6.25)$$

в случаях, когда неразрезность системы не может быть обеспечена,

$$\eta = 0,125q_{тр} + 0,0417 (q_{доп} + q_{пр} + 0,9q_{обл}); \quad (6.26)$$

$$\beta = 0,013q_{тр} + 0,0026 (q_{доп} + q_{пр} + 0,9q_{обл}). \quad (6.27)$$

В этих формулах $q_{тр}$, $q_{доп}$, $q_{пр} + q_{обл}$ — соответственно значения расчетных нагрузок (умноженных на коэффициенты перегрузки) от собственного веса трубы, изоляции и мелких деталей, веса нефти, нефтепродукта или газа и от обледенения.

Если необходимо определить прогиб конца консоли многопролетного перехода, то в формулу (6.25) вместо коэффициента 0,0026 следует подставить коэффициент, равный 0,00347.

Определять допустимые пролеты и прогибы переходов можно по графикам, на которых нанесены кривые, соответствующие максимальным пролетам, для труб различных диаметров, изготовленных из разных сталей. На графиках, представленных на рис. 135 и 136, приведены допустимые пролеты и соответствующие им прогибы для однопролетных двухконсольных переходов газопроводов и нефтепродуктопроводов при различных коэффициентах условия работы. Графики, приведенные на рис. 137, 138, 139, дают аналогичные зависимости для многопролетных переходов, за расчетную схему которых принимается многопролетная система с защемленными концами. При этом график рис. 137 составлен исходя из условия обеспечения неразрывности газопровода при монтаже, а график рис. 138 — для условий, когда такое обеспечение не может быть гарантировано.

Во всех графиках коэффициент условий работы принят равным 0,9.

Если толщина стенок труб отлична от указанных на графиках, то перерасчет может быть произведен по формулам:

$$l = l_r \sqrt{\frac{W}{W_r}}; \quad (6.28)$$

$$y = \frac{y_r l^4 J_r}{l_r^4 J}, \quad (6.29)$$

где l_r и y_r — расчетные пролет и прогиб, полученные по графику; J_r и W_r — момент инерции и момент сопротивления труб, указанных на графике;

l и y — искомые расчетные пролет и прогиб для применяемой трубы;

J и W — момент инерции и момент сопротивления применяемой трубы.

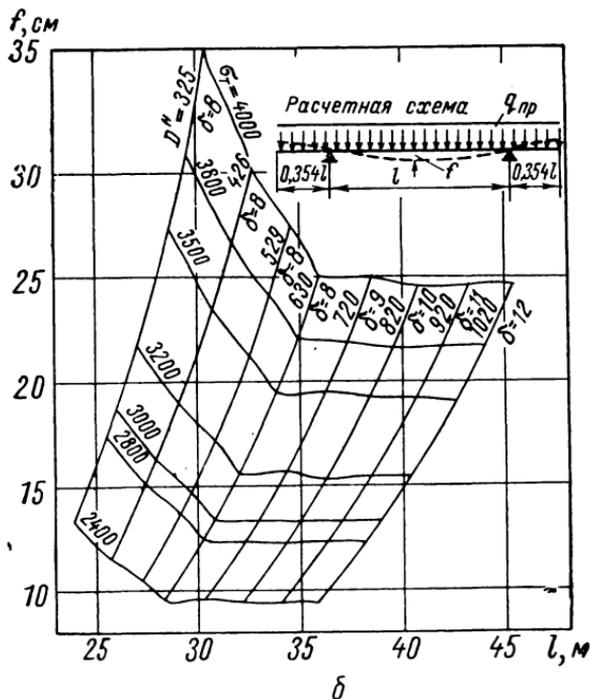
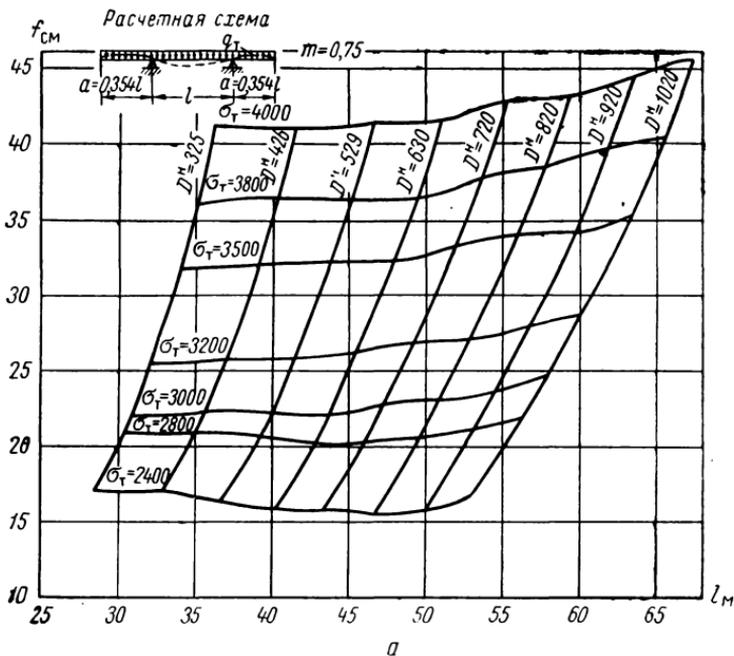


Рис. 135. Зависимость прогиба газопровода f от пролета l в однопролетной консольной системе при различных коэффициентах условий работы: a — при $m = 0,90$; b — при $m = 0,75$.

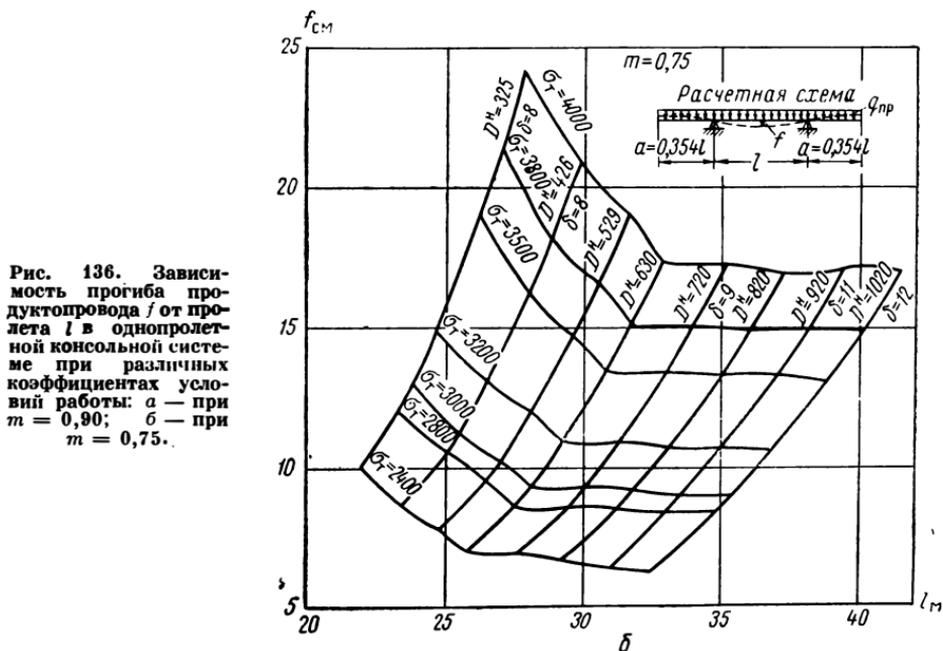
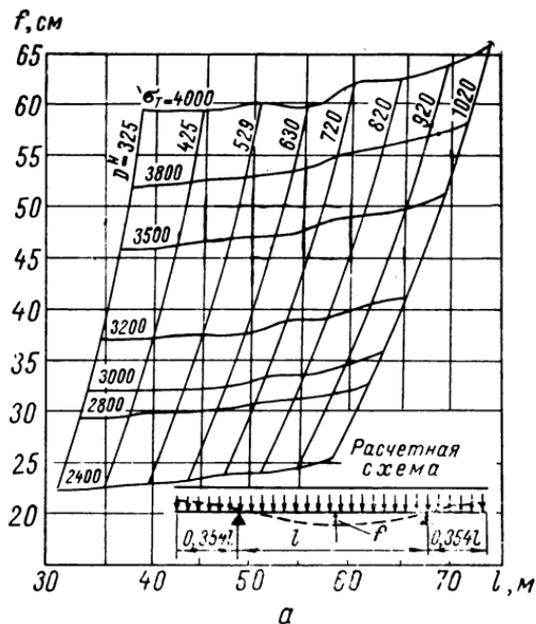


Рис. 136. Зависимость прогиба f от пролета l в однопролетной консольной системе при различных коэффициентах условий работы: а — при $m = 0,90$; б — при $m = 0,75$.

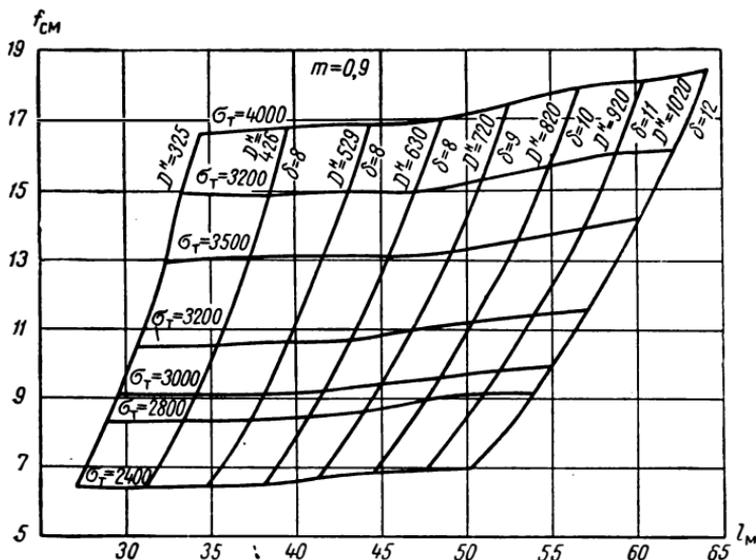


Рис. 137. Зависимость прогиба газопровода от пролета при монтаже с условием обеспечения неразрезности конструкции.

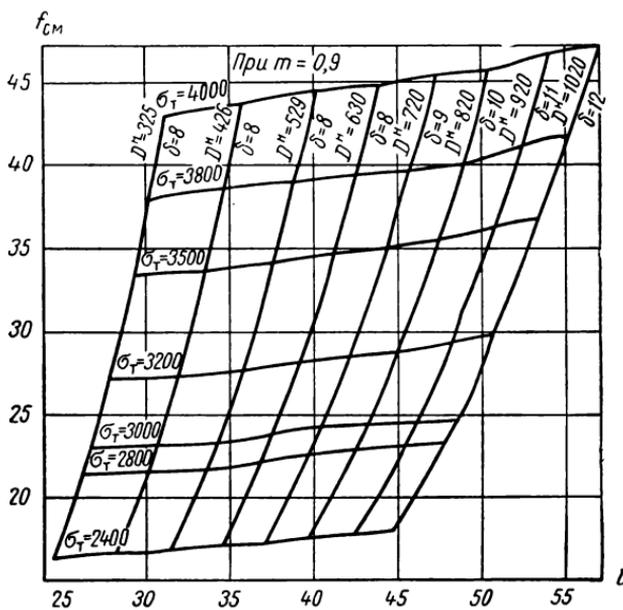


Рис. 138. Зависимость прогиба газопровода от пролета при монтаже без обеспечения неразрезности конструкции.

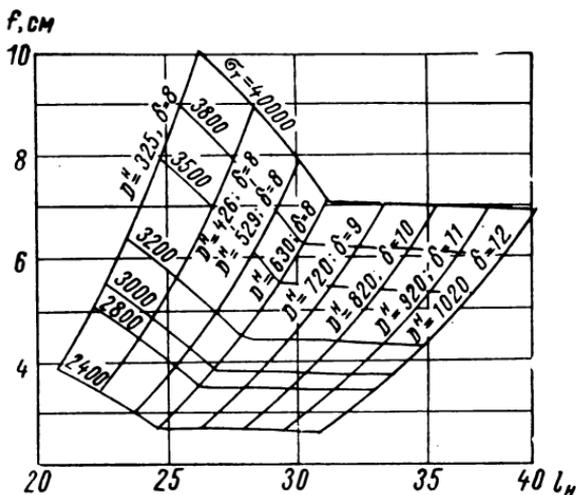


Рис. 139. Зависимость прогиба продуктопровода от пролета с обеспечением неразрезности конструкции.

§ 47. РАСЧЕТ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ИХ «ЗМЕЙКОЙ»

При прокладке трубопроводов через болота, заболоченные земли, заливаемые поймы рек, а также в скальных грунтах в ряде случаев экономически целесообразно осуществлять надземную прокладку трубопроводов, на специальных опорах. В случае надземной прокладки необходимо уделить внимание вопросам компенсации температурных деформаций в трубопроводах, так как сезонные и суточное изменение температуры наружного воздуха, а также изменение внутреннего давления могут привести к серьезным повреждениям трубопроводов и даже к невозможности их дальнейшей эксплуатации.

Защита трубопроводов от чрезмерных деформаций может быть достигнута путем самокомпенсации температурных деформаций за счет укладки трубопроводов с изломами в плане в виде «змейки» с длиной полуволны порядка 100—250 м. В этом случае длина трубопровода получается меньшей, чем при устройстве П-образных компенсаторов; меньше будет и общее гидравлическое сопротивление такого трубопровода. Кроме того, поскольку радиусы изгиба трубы в вершинах волн «змейки» больше, чем при устройстве П-образных компенсаторов, не встретится также затруднений и для прохода ерша при очистке труб.

Для того чтобы обеспечить заданные расчетные деформации «змейки» на каждом прямолинейном участке, в его середине располагают по одной неподвижной, мертвой опоре, между которыми устанавливают несколько промежуточных подвижных опор. Схема укладки трубопровода «змейкой» приведена на рис. 140.

При проектировании трубопроводов такой конструкции необходимо назначить величину стрелки f «змейки», от которой зависит общая длина трубопровода и величина перемещений трубопровода

на опорах, вызываемых изменением температуры наружного воздуха и внутреннего давления.

В результате изменения температуры длина трубопровода между мертвыми опорами изменяется на величину, определяемую по формуле

$$\Delta S_t = \pm S \alpha \Delta t; \quad (6.30)$$

здесь S — длина участка трубопровода между мертвыми опорами, равная $L/\cos \varphi$;

L — расстояние между мертвыми опорами;

Δt — температурный перепад;

φ — угол наклона «змейки» в плане.

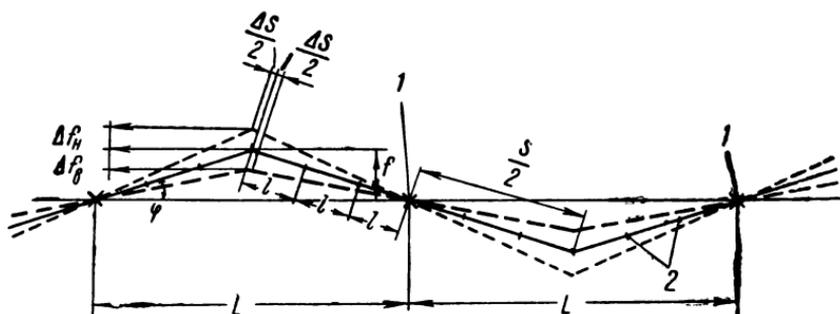


Рис. 140. Схема укладки трубопровода «змейкой». 1 — мертвые опоры; 2 — промежуточные опоры.

При выборе расчетного температурного перепада следует иметь в виду, что температура металла труб не совпадает с температурой наружного воздуха. Даже в летнее время под воздействием солнечных лучей температура металла труб более близка к температуре транспортируемого продукта, чем к температуре наружного воздуха. Обычно для районов средней полосы СССР расчетный перепад температуры газопроводов можно принимать с обеспечением определенного запаса равным 50 град ; при этом изменение длины участка трубопровода длиной S составит $\pm 0,0006 S$.

Удлинение участка трубопровода от внутреннего давления находят по формуле

$$\Delta S_p = \frac{0,2\sigma_p S}{E}, \quad (6.31)$$

где σ_p — кольцевые напряжения в трубопроводе от внутреннего давления;

E — модуль упругости.

Определив удлинение трубопровода от изменения температуры и внутреннего давления $\Delta S = \Delta S_t + \Delta S_p$, можно найти увеличение и уменьшение начальной величины стрелки:

$$\Delta f_{\text{н}} = \sqrt{\left(\frac{S + \Delta S}{2}\right)^2 - 0,5L^2} - f, \quad (6.32)$$

$$\Delta f_{\text{в}} = f - \sqrt{\left(\frac{S - \Delta S}{2}\right)^2 - 0,5L^2}; \quad (6.33)$$

здесь $\Delta f_{\text{н}}$ — увеличение стрелки, вызываемое повышением температуры и внутреннего давления;

$\Delta f_{\text{в}}$ — уменьшение стрелки, вызываемое понижением температуры.

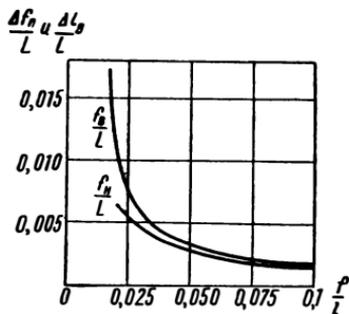


Рис. 141. График смещения вершины угла трубопровода при колебании температуры $\pm 50^\circ \text{C}$.

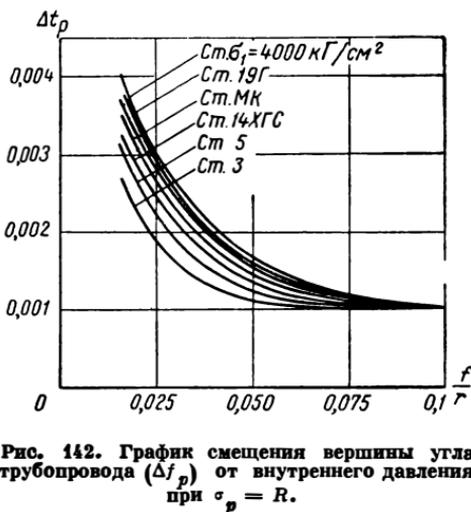


Рис. 142. График смещения вершины угла трубопровода (Δf_p) от внутреннего давления при $\sigma_p = R$.

Этими формулами, однако, не учитывается ряд факторов, а именно: трение трубопровода на промежуточных опорах, возможность искривления трубопровода в плане, а также увеличение вертикальных прогибов трубопровода между промежуточными опорами.

На рис. 141 и 142 приведены графики смещения вершины угла «змейки» при перепаде температуры 50 град и от внутреннего давления, при $\sigma_p = R$, в зависимости от отношения f/L .

При расчете «змейки» очень важно выбрать оптимальную величину стрелки f . Для небольших начальных значений стрелки $f = (0,0173 \div 0,025)L$ имеет место небольшое (по сравнению с воздушной прямой) увеличение длины трубопровода ($\sim 0,1\%$), однако величина дополнительных смещений трубопровода Δf значительна и неодинакова при его укорочении и удлинении.

Если же начальная стрелка $f = (0,075 \div 0,1)L$, длина трубопровода возрастает на $1-2\%$.

Оптимальной величиной стрелки следует считать $f = 0,05L$. В этом случае удлинение трубопровода по сравнению с воздушной прямой составляет 0,5%.

При определении пролетов за расчетную схему принимается многопролетная система с заземленными концами. Величина опорных моментов равна:

$$M_{\text{оп}} = -0,0833ql^2,$$

а момента в пролете

$$M_{\text{прох}} = 0,0417ql^2.$$

Величина максимально допустимого пролета «змейки» определяется по формуле (6.20), применяемой при расчете многопролетных балочных систем. Расчет пролетов при укладке трубопроводов «змейкой» может производиться также по графикам, представленным на рис. 137—139.

§ 48. РАСЧЕТ КОМПЕНСАТОРОВ ПРИ НАДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Под действием внутреннего давления и изменения температуры транспортируемых продуктов и наружного воздуха надземные трубопроводы деформируются. С целью предупреждения возникновения опасных деформаций, в результате которых может иметь место искривление трубопроводов и даже потеря устойчивости их поперечного сечения, а также недопущения чрезмерных напряжений в металле труб, при надземной прокладке применяется самокомпенсация температурных деформаций, обеспечивающая возможность свободных перемещений трубопровода в продольном направлении.

Наиболее простым устройством для самокомпенсации температурных деформаций в надземных переходах и при надземной прокладке участков трубопроводов небольшой протяженности являются П- и Г-образные компенсаторы; по характеру своей работы они делятся на два вида:

компенсаторы, не воспринимающие нагрузку от трубопроводов, компенсаторы, являющиеся одновременно опорами трубопроводов.

Следует иметь в виду, что надземные газопроводы работают при относительно небольшом перепаде температур, и поэтому при их расчете на самокомпенсацию следует учитывать деформации, возникающие под воздействием внутреннего давления. При расчете же тепловых сетей, паропроводов и т. д., работающих при высоких температурах, внутреннее давление не учитывается, так как продольные деформации от внутреннего давления будут незначительны по сравнению с деформациями, возникающими от температурных перепадов.

Удлинение надземного участка трубопровода от колебания температуры и внутреннего давления определяется по формуле

$$\Delta_{t+p} = L\alpha \Delta t + \frac{0.2n p L}{mE} \left(\frac{D_n}{2\delta} - 1 \right), \quad (6.34)$$

где L — длина компенсируемого участка трубопровода в см;
 α — коэффициент линейного расширения стали;
 Δt — расчетный температурный перепад в град;
 p — внутреннее давление в кг/см²;
 δ — толщина стенки трубы в см;
 E — модуль упругости стали в кг/см²;
 n — коэффициент перегрузки;
 m — коэффициент условий работы.

Кольцевые напряжения от внутреннего давления $\sigma_{\text{кольц. р}}$ действуют по всему сечению трубы; максимальные же кольцевые напряжения от изгиба колен и весовой нагрузки имеют узко местный характер и не оказывают влияния на предельное состояние компенсаторов, работающих при ограниченном количестве циклов изменения напряженного состояния. В силу этого фактор усталостной прочности колен не учитывается и толщина стенок труб и колен компенсаторов (при $R \geq 2D$) берется такой же, как и толщина стенок труб надземного перехода.

При расчете компенсаторов принимают

$$\sigma_{\text{прод. комп}} \leq R_2^a k m_2, \quad (6.35)$$

где R_2^a — нормативное сопротивление металла (условный предел текучести);
 k — коэффициент однородности;

Для того чтобы избежать высоких продольных напряжений в компенсаторах-опорах, можно проектировать балочные переходы по специально подобранным схемам с компенсаторами-опорами на концах, в которых отсутствуют повороты сечений трубопровода в верхних коленах компенсаторов (по концам надземного участка). Это условие можно обеспечить путем соответствующего подбора размером пролетов многопролетных переходов; необходимо, чтобы крайние пролеты имели длину порядка 50% длины промежуточных пролетов.

Если компенсаторы служат одновременно опорами надземных переходов, то $\sigma_{\text{прод. комп}}$ определяется по формуле

$$\sigma_{\text{прод. комп}} \leq R_2^a k - 0.5\sigma_{\text{к}}, \quad (6.36)$$

где $\sigma_{\text{к}}$ — кольцевые напряжения от внутреннего давления.

Расчет компенсаторов сводится главным образом к определению максимального перемещения, которое можно допустить для данного

компенсатора исходя из того, чтобы напряжения в элементах компенсатора удовлетворяли условиям (6.35) и (6.36).

По схеме работы Г-образные компенсаторы, устанавливаемые на открытых переходах, делятся на два вида (рис. 143);

компенсаторы, в которых участвует в работе только одно колено;

компенсаторы, в которых оба колена участвуют в работе (Z-образные компенсаторы).

Расчет компенсатора с одним коленом можно производить по схеме расчета консольной балки, пренебрегая при этом повышенной

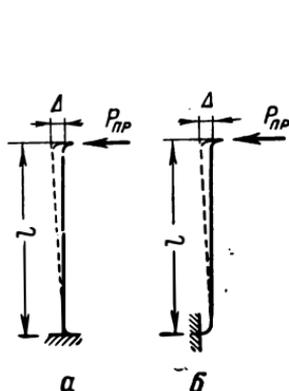


Рис. 143. Г-образные компенсаторы.

а — с одним коленом; б — с двумя коленами.

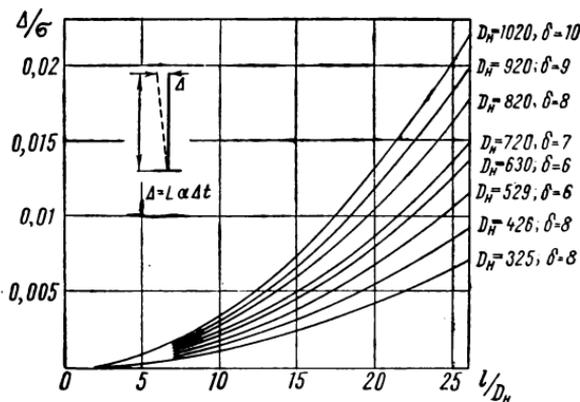


Рис. 144. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб различных диаметров (без учета компенсирующей способности колена).

гибкостью колен. В этом случае допустимый прогиб конца консоли определяется по формуле

$$\Delta = \frac{0,67 m \sigma_{\text{прод. комп}} l^2}{3 E D_n}, \quad (6.37)$$

где m — коэффициент условий работы;

l — вылет компенсатора.

С целью облегчения расчетов по этой формуле построен график (рис. 144), позволяющий находить допустимое перемещение конца компенсатора Δ в зависимости от вылета l , диаметра и толщины стенки труб при $\sigma = 1$. Для определения вылета компенсатора по графику берется соответствующее значение $\frac{\Delta}{\sigma_{\text{прод. комп}}}$ и умножается на $m \sigma_{\text{прод. комп}}$

Z-образные компенсаторы, в которых оба колена участвуют в работе, рассчитывают с учетом понижения жесткости колен по следующей формуле:

$$\Delta = \sigma_{\text{прод. комп}} m \times \frac{\frac{1}{k} (\pi R l^2 - 2,28 R^2 l + 1,4 R^3) + 0,67 l^3 - 2 R l^2 + 2 R^2 l - 1,33 R^3}{E D_n l m_1}, \quad (6.38)$$

Для Г-образного компенсатора с одним рабочим коленом допустимая деформация Δ принимается в 2 раза меньшей.

Допускаемая деформация П-образного компенсатора без предварительной растяжки определяется по формуле

$$\Delta = 2\sigma_{\text{прод. комп}} m \times \frac{1}{k} (\pi R l^2 - 2,28 R^2 l + 1,4 R^2) + l_n l^2 - 4 R l^2 + 2 R^2 l - 1,33 R^3 \quad (6.39)$$

$$\times \frac{1}{E D_n l m_1}$$

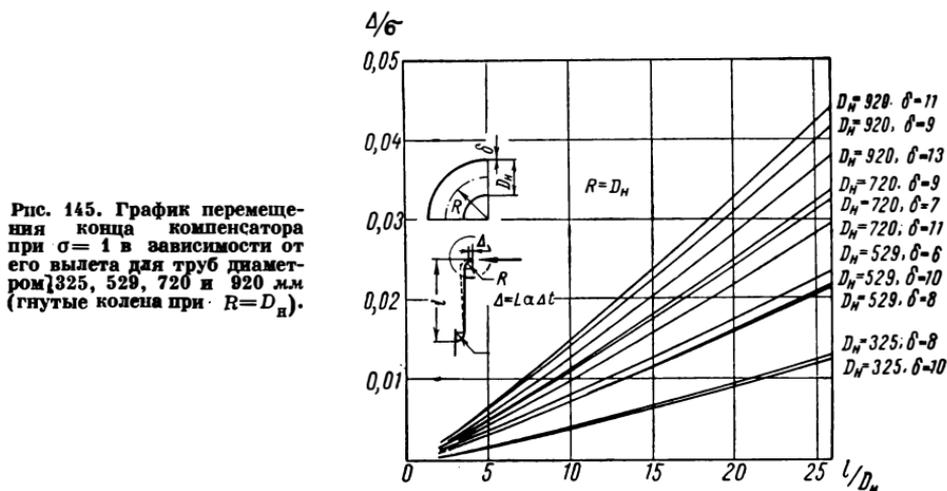
где k — коэффициент понижения жесткости колен;

R — радиус кривизны колена;

l — вылет компенсатора;

l_n — спинка компенсатора;

m_1 — коэффициент интенсификации продольных напряжений в коленах.



На рис. 145—148 приведены расчетные графики для определения допускаемых деформаций конца Г-образного компенсатора в зависимости от его вылета, диаметра и толщины стенок труб, при радиусе кривизны $R = D$ и $R = 2D$. Графики построены с учетом предварительной растяжки компенсатора на половину расчетного удлинения¹.

Так как большинство магистральных трубопроводов работает при ограниченном количестве температурных циклов, то допускаемая деформация компенсаторов, подсчитанная по формулам (6.38) и (6.39) или согласно графикам, может быть увеличена на 30—50% с соответствующим увеличением расчетного распора.

¹ Эти графики не должны применяться для тепловых сетей и паропроводов; основные положения их расчета см. в гл. третьей.

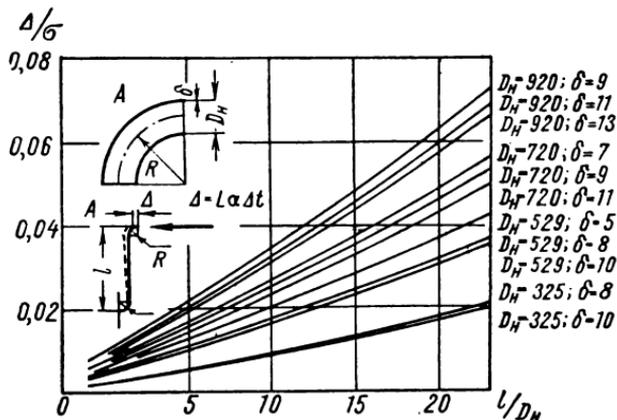


Рис. 146. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметров 426, 630, 820 и 1020 мм (гнутые колена при $R = D_H$).

Рис. 147. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметров 325, 529, 720 и 920 мм (гнутые колена при $R = 2D_H$).

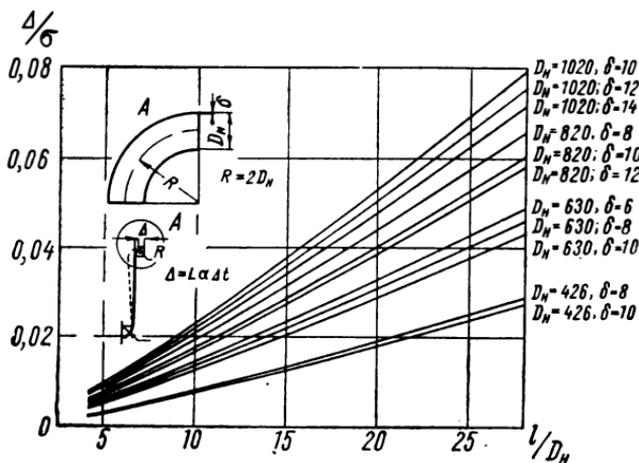
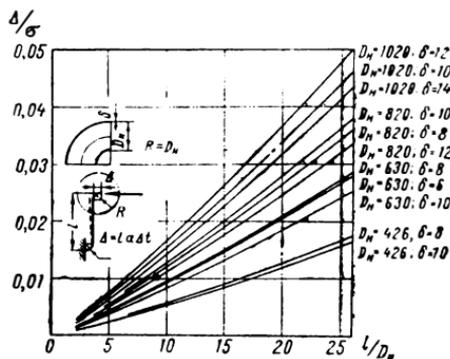


Рис. 148. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметров 426, 630, 820 и 1020 мм (гнутые колена при $R = 2D_H$).

Для определения горизонтальных нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, необходимо знать величины распора компенсаторов.

Распор компенсатора с одним коленом, пренебрегая его гибкостью, определяют по формуле

$$P_k = \frac{\sigma_{\text{прод. комп}} W}{l}. \quad (6.40)$$

Распор компенсатора с учетом работы двух колен определяется по формуле

$$P_k = \frac{2\sigma_{\text{прод. комп}} W}{m_1 l}. \quad (6.41)$$

§ 49. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОПОРЫ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Опоры надземных трубопроводов и переходов балочной конструкции воспринимают как вертикальные, так и горизонтальные нагрузки. Основной нагрузкой для опор почти всегда являются горизонтальные усилия от трубопровода, действующие на уровне опорных частей, возникающие от температурных деформаций трубопровода, распора компенсаторов и давления ветра.

Опоры надземных трубопроводов устраиваются свайными, сборными из железобетонных колец, рамными из железобетонных элементов, бутобетонными, каменными, а также в виде земляных отсыпок.

Трубопровод может опираться на опоры сверху либо подвешиваться к ригелям или балкам снизу. В балочных системах надземных трубопроводов крайние (береговые) опоры, как правило, не устраиваются; при слабых грунтах, неустойчивых откосах и при максимальных расчетных пролетах применяются опоры из железобетонных плит.

Размер плитных опор определяется величиной вертикальной опорной реакции опирающегося на них трубопровода и характером грунта; площадь должна быть не менее $0,4 \text{ м}^2$. Поверх плит (под трубопровод) подсыпается песчаная подушка толщиной 12—18 см или устраивается специальное бетонное ложе, допускающее продольные перемещения трубопровода.

При наличии электрозащиты трубопровода от коррозии на участках, прилегающих к месту надземной прокладки на переходах небольшой протяженности (до 100—200 м), следует в пределах открытого участка предусмотреть электроизоляцию трубопровода от опор.

В прямолинейных балочных переходах опорные части не должны допускать поперечных смещений, а при зигзагообразной укладке опорные части неподвижных опор лучше устраивать вращающимися.

Опорные части на подвижных опорах при зигзагообразной укладке должны допускать свободное перемещение трубопровода вдоль его оси и перпендикулярно к ней в пределах расчетных деформаций, увеличенных в 1,5 раза. По краям опорных частей ставятся ограничительные упоры.

Все опоры и опорные части должны рассчитываться на восприятие как вертикальных, так и горизонтальных усилий, передаваемых трубопроводами и вспомогательными конструкциями.

Опоры висячих и арокных конструкций рассчитывают на совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок.

При расчете опор арокных систем и анкерных опор висячих систем обязательна проверка на опрокидывание и сдвиг.

Промежуточные опоры в балочных конструкциях при подвижных опорных частях должны проверяться на изгиб вдоль оси трубопровода от воздействия силы трения.

При жестком креплении трубопровода к опорам последние вдоль оси трубопровода проверяются на величину возможного продольного смещения трубопровода от изменения внутреннего давления и температуры стенок труб. Смещение прямолинейного трубопровода определяется по следующим формулам:

при укладке без устройства компенсаторов

$$\Delta_{\text{оп}} = 0,2L \frac{\sigma_{\text{рвн}} + \sigma_t}{E}; \quad (6.42)$$

при укладке с постановкой компенсаторов

$$\Delta_{\text{оп}} = L_{\text{оп}} \frac{\sigma_{\text{рвн}} + \sigma_t}{E}, \quad (6.43)$$

где L — полная длина открытого участка трубопровода;

$L_{\text{оп}}$ — расстояние от неподвижной опоры до рассчитываемой подвижной опоры;

σ_t и $\sigma_{\text{рвн}}$ — продольные напряжения в трубопроводе от изменения температуры и внутреннего давления (растяжение или сжатие);

E — модуль упругости металла труб.

Промежуточные опоры, помимо вертикальных и горизонтальных продольных нагрузок, должны рассчитываться также на горизонтальные нагрузки, действующие перпендикулярно оси трубопровода.

В прямолинейных конструкциях без компенсации продольных деформаций расчет производится на ветровую нагрузку и составляющую продольных усилий при возможном отклонении трубопровода от прямой линии в плане. В этих случаях расчетное усилие $A_{\text{гор}}$ (горизонтальная составляющая опорной реакции), действующее

на опору перпендикулярно оси перехода в горизонтальной плоскости, определяется по формуле

$$A_{\text{гор}} = A_{\text{в}} + A_{\text{гф}} = q_{\text{в}} \left(\frac{l_{\text{лев}} + l_{\text{прав}}}{2} \right) + 0,01 (N_{\text{рвн}} + N_t). \quad (6.44)$$

В прямолинейных конструкциях с компенсаторами, когда невозможно смещение трубопровода перпендикулярно его оси, горизонтальная составляющая опорной реакции определяется только от ветровой нагрузки:

$$A_{\text{гор}} = A_{\text{в}} = q_{\text{в}} \left(\frac{l_{\text{лев}} - l_{\text{прав}}}{2} \right); \quad (6.45)$$

здесь $A_{\text{в}}$ — усилие от ветровой нагрузки, действующее на опору перпендикулярно оси трубопровода;

$A_{\text{гф}}$ — усилие, возникающее перпендикулярно оси трубопровода вследствие его отклонения в плане от прямой линии (принимается равным 0,01 от величины продольного усилия);

$q_{\text{в}}$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод [находится по формуле (6.6)];

N_t и $N_{\text{рвн}}$ — продольные усилия в трубопроводе [находятся по формулам (6.8), (6.10)].

На подвесных опорах горизонтальная составляющая опорной реакции, приложенная к вершине опоры, находится по формуле

$$A_{\text{гор}} = q_{\text{полн}} \left(\frac{l_{\text{лев}} + l_{\text{прав}}}{2} \right) \frac{S}{h}, \quad (6.46)$$

где $q_{\text{полн}}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

S — суммарное горизонтальное, перемещение, вызываемое изменением внутреннего давления в трубопроводе, изменением температуры и ветровой нагрузкой;

h — расстояние от места крепления подвески к опоре до оси трубопровода.

В трубопроводах, уложенных зигзагообразно в плане в виде «змейки» на неподвижные (мертвые) опоры, вдоль оси трубопровода передается горизонтальная составляющая опорной реакции от изменения температуры и внутреннего давления $A_{\text{тр}}$ и составляющая $A_{\text{в}}$ от ветровой нагрузки.

При скользящих промежуточных опорах

$$A_{\text{тр}} = \frac{3 \cos \varphi_{\text{зм}} J (E\alpha \Delta t + 0,2\sigma_{\text{кц}})}{f_{\text{зм}}^2} + \frac{q_{\text{полн}} \theta_{\text{макс}} k_{\text{оп}} L^2}{8f_{\text{зм}}}; \quad (6.47)$$

$$A_{\text{в}} = \frac{q_{\text{в}} k_{\text{оп}} L^2}{8f_{\text{зм}}}; \quad (6.48)$$

при подвесных промежуточных опорах

$$A_{гр} = \frac{3 \cos \varphi_{зм} J (E\alpha \Delta t + 0,2\sigma_{кп})}{f_{зм}^2} + \frac{q_{полн} L^2 \sum \frac{S}{h}}{8f_{зм. оп}}, \quad (6.49)$$

$$A_{в} = \frac{q_{в} L^2}{8f_{зм}}. \quad (6.50)$$

Передающиеся на неподвижную опору от смежных пролетов усилия от ветровой нагрузки $A_{в1}$ и $A_{в2}$ действуют в одну и ту же сторону, а усилия от изменения температуры и внутреннего давления $A_{t_{p1}}$ и $A_{t_{p2}}$ — в разные стороны. Исходя из этого, расчетное продольное усилие на подвижную опору определяют по следующей формуле:

$$A_{г. п} = A_{в1} + A_{в2} + (A_{t_{p1}} - 0,8A_{t_{p2}}); \quad (6.51)$$

здесь индекс 1 относится к пролету большей длины.

Продольные горизонтальные усилия $A_{г. п}$, действующие на скользящие или катковые промежуточные опоры, находят по формуле

$$A_{г. п} = \theta_{\max} q_{полн} \frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}. \quad (6.52)$$

В последних формулах $\varphi_{зм}$ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные опоры;

L — расстояние между неподвижными опорами по прямой;

$f_{зм}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», т. е. расстояние от места изгиба трубопровода (или вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры;

J — момент инерции поперечного сечения трубопровода;

$q_{полн}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

$q_{в}$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод;

θ_{\max} и θ_{\min} — максимальное и минимальное значения коэффициентов трения (при трении стали по стали $\theta_{\max} = 0,3$, $\theta_{\min} = 0,15$);

$l_{лев}$ и $l_{прав}$ — размеры пролетов, примыкающих к рассчитываемой опоре;

$k_{он}$ — коэффициент, учитывающий передачу части нагрузки на промежуточные опоры, принимается равным при одной промежуточной опоре 0,8, при трех — 0,6, при пяти — 0,5, при семи — 0,4.

При расчете прямолинейных трубопроводов с П- или Г-образными компенсаторами продольное усилие, действующее на неподвижную опору¹,

$$A_{г. н} = (\sum A_{г. н} + N_{к1}) - 0,8 (\sum A_{г. н} + N_{к2}), \quad (6.53)$$

где $N_{к1}$ и $N_{к2}$ — распор компенсаторов на соответствующих участках трубопровода слева и справа от неподвижной опоры;

$\sum A_{г. н}$ — сумма продольных горизонтальных усилий, действующих на промежуточные подвижные опоры на участках от неподвижной опоры до компенсаторов слева и справа.

¹ Индекс 1 относится здесь к большей величине ($\sum A_{г. н} + N_{к}$) слева или справа от рассчитываемой неподвижной опоры.

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, УКЛАДЫВАЕМЫХ В РАЙОНАХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

§ 50. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В обычных условиях прокладки расчет подземных трубопроводов ограничивают определением толщины стенок труб, исходя из величины внутреннего давления. Однако, если трубопроводы укладываются в грунты, которые по каким-либо причинам подвержены деформациям, такой метод расчета является недостаточным. В этих случаях наряду с воздействием внутреннего давления трубопроводы подвергаются влиянию деформаций грунта, ввиду чего в металле труб могут возникать значительные продольные напряжения, которые должны в какой-то степени учитываться.

Как известно, верхние слои земной поверхности, образующие видимый рельеф, несмотря на кажущееся состояние покоя, далеко не всегда и не везде находятся в равновесии. Изменение рельефа и формы дневной поверхности является результатом физико-механических процессов, происходящих непосредственно в недрах земли, а также в верхних ее слоях и на самой поверхности.

Причины, вызывающие изменение рельефа земной поверхности, можно разделить на две группы: причины естественного и искусственного происхождения. К первым относятся землетрясения, обвалы, вызванные атмосферными водами, разрушающими находящиеся в недрах земли горные породы, оползни, обвалы коренных пород и т. д.; ко вторым — различные искусственные выемки, образованные в земной коре в результате деятельности человека, как, например, горные разработки при выемке угля, руды и других полезных ископаемых.

Если медленные изменения и колебания по сравнению с другими видами передвижения земной поверхности не играют особой роли в вопросах расчета трубопроводов и не являются опасными с точки зрения их сохранности и бесперебойной эксплуатации, то перемещения грунтов, происходящие относительно быстро, должны обязательно учитываться при расчете и проектировании трубопроводов любого назначения, так как в противном случае сохранность сооружений не может быть гарантирована.

Указанное положение особенно относится к подземным трубопроводам, весьма чувствительным к любым, даже незначительным, изменениям земной поверхности.

§ 51. ХАРАКТЕР ДЕФОРМАЦИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ В РАЙОНАХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РАБОТУ ТРУБОПРОВОДОВ

Характер деформаций земной поверхности определяется особенностями процесса сдвижения всей толщи горных пород, находящихся над выработкой в той зоне, которая подвержена процессам деформаций. Для расчета трубопроводов практическое значение имеет деформация верхнего слоя земной поверхности, ограниченного глубиной укладки трубопроводов.

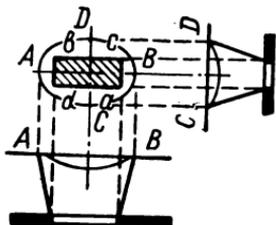


Рис. 149. Положение мульды сдвижения при горизонтальном залегании пластов.

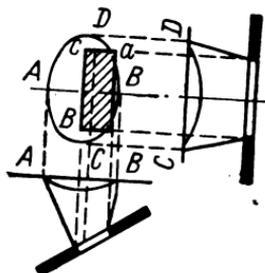


Рис. 150. Положение мульды сдвижения при наклонном залегании пластов.

Район земной поверхности, подверженный влиянию горных разработок, образует так называемую мульду сдвижения, представляющую собой определенный участок, в котором происходит оседание земной поверхности. При наличии в мульде сдвижения провалов или сбросов (что наблюдается редко) нарушаются сплошность среды и нормальное распределение величин сдвижений и деформаций земной поверхности; в подобных случаях обычные формулы и методы расчета сдвижения этой поверхности, так же как и исходные параметры процесса сдвижения, неприменимы.

При горизонтальном залегании пластов полезных ископаемых образуется симметричная мульда оседания относительно выработанного пространства (рис. 149). При наклонном залегании пластов мульда сдвижения смещается от выработки в сторону падения пласта (рис. 150).

Может показаться, что в процессе подработки перемещение отдельных точек земной поверхности носит хаотический характер. В действительности, однако, это не так, и в перемещениях указанных точек имеется определенная закономерность — все они перемещаются

навстречу очистным работам, т. е. в направлении к образовавшейся в недрах пустоте.

Вектор перемещения каждой точки земной поверхности в мульде сдвижения может быть разложен на составляющие: вертикальную (оседание земной поверхности η_0) и две горизонтальных, направленных вкрест простирания и по простиранию (абсолютное горизонтальное сдвижение ϵ). В пределах мульды сдвижения имеются зоны с наибольшим оседанием и наибольшим горизонтальным сдвижением. Взаимное положение этих зон на мульде сдвижения зависит от угла падения пластов.

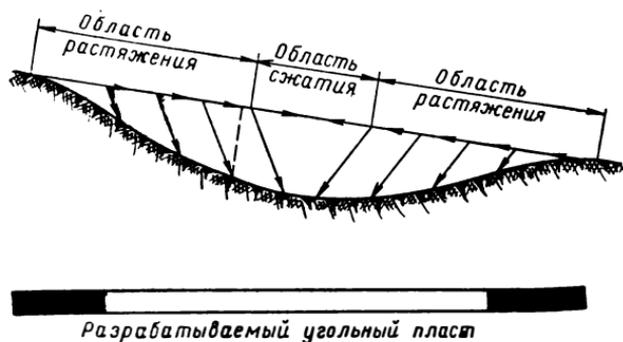


Рис. 151. Схема перемещений отдельных точек земной поверхности при производстве горных работ.

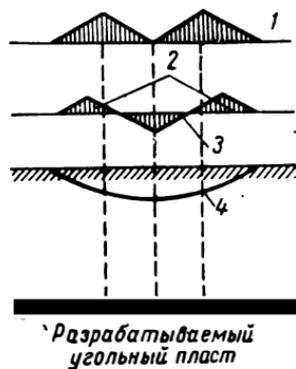


Рис. 152. Схема распределения формаций в мульде оседания. 1 — горизонтальное сдвижение; 2 — область растяжения; 3 — область сжатия; 4 — кривая оседания поверхности.

Горизонтальные и вертикальные деформации. Движение подрабатываемых точек земной поверхности схематично представлено на рис. 151. Разложив перемещения этих точек на вертикальные и горизонтальные составляющие, можно увидеть, что наряду с оседанием в мульде сдвижения происходит также и горизонтальное движение грунта, в результате чего на земной поверхности образуется как область растяжения, так и область сжатия.

Наблюдениями установлено, что горизонтальное движение достигает максимума у границ выработок, и деформации растяжения имеют наибольшее значение над целиком, между границей выработок и границей мульды сдвижения. Наоборот, к середине мульды сдвижения горизонтальные деформации почвы уменьшаются, приближаясь к нулевому значению. Область же сжатия земной поверхности достигает максимума в середине мульды, т. е. над серединой выработок. Схема распределения деформаций в мульде сдвижения приведена на рис. 152.

Деформации наклона. В связи с тем, что оседание точек земной поверхности в процессе горных работ происходит неравномерно, отдельные участки мульды сдвижения получают различные наклоны.

Пусть (рис. 153) положения точек 1, 2, 3, 4, находящихся друг от друга на расстоянии l , соответствуют положению земной поверхности до подработки, т. е. до образования мульды сдвижения. После подработки происходит оседание земной поверхности и точки 2, 3, 4 перемещаются в положения 2', 3', 4'; величины оседаний этих точек обозначим соответственно через h_2 , h_3 и h_4 . Деформации наклона каждого участка поверхности рассматриваются по отношению к их первоначальному положению. В практике горного дела эти деформации обычно измеряются в относительных величинах (миллиметры на метр):

$$q = \frac{h_2 - h_1}{l} \text{ мм/м.} \quad (7.1)$$

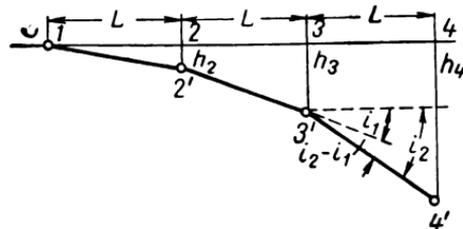


Рис. 153. Схема образования вертикальных смещений земной поверхности.

Например, если вертикальное оседание точки 3 $h_3 = 120$ мм, точки 2 $h_2 = 20$ мм и горизонтальное расстояние между ними $l = 10$ м, то вертикальное перемещение в интервале 2—3 будет равно $h_3 - h_2 = 120 - 20 = 100$ мм и деформация наклона

$$q = \frac{h_3 - h_2}{l} = \frac{120 - 20}{10} = 10 \text{ мм/м.}$$

Неравномерность наклонов. В подавляющем большинстве случаев наклоны соседних интервалов мульды сдвижения неодинаковы, что обуславливает собой вид деформации — неравномерность наклонов. Неравномерность наклонов ρ_1 также оценивается в относительных величинах и представляет собой разность наклонов двух соседних интервалов мульды оседания.

Так, например, разность наклонов двух соседних интервалов 3—4 и 2—3 определяется следующим образом:

$$\rho_1 = \frac{h_4 - h_3}{l} - \frac{h_3 - h_2}{l} \text{ мм/м.} \quad (7.2)$$

Неравномерность наклонов можно характеризовать также разностью углов наклона $i_2 - i_1$. Чем больше эта разность, тем больше величина рассматриваемой деформации.

К р и в и з н а. Как уже указывалось, мульда сдвижения представляет собой впадину, имеющую определенную кривизну и характеризующую радиусом кривизны, выражаемым в метрах.

Рассматривая характер изменения земной поверхности, можно констатировать, что трубопроводы, попадая в мульду сдвига, подвергаются весьма серьезным и опасным с точки зрения их прочности деформациям. Так как трубопроводы защемлены в грунте, то в зоне растяжения они испытывают растягивающие напряжения, опасные как для сварных стыков стальных труб, так и для раструбных стыков чугунных труб. В практике эксплуатации трубопроводов в районах горных разработок нередко наблюдаются случаи разрыва сварных стыков с расхождением их концов и выход гладких концов

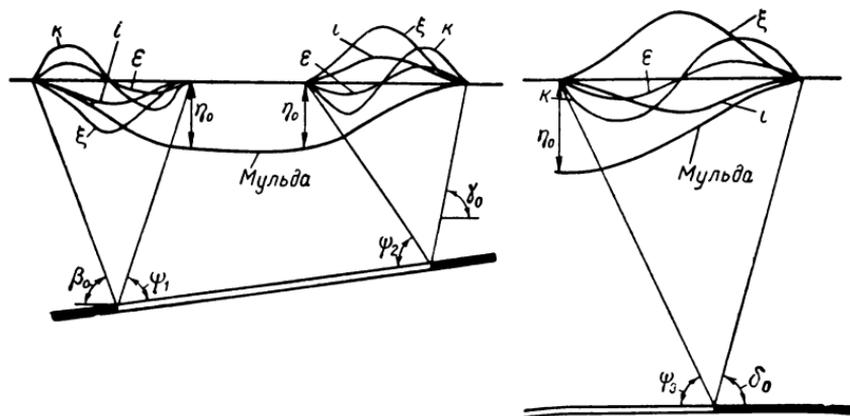


Рис. 154. Распределение сдвигов и деформаций в мульде вкострестрирования и по простиранию.

i — наклоны; k — кривизна; e — горизонтальные деформации; ξ — горизонтальные сдвиги; η_0 — максимальное оседание; ψ_1 — угол полного сдвига у нижней границы выработки; ψ_2 — угол полного сдвига у верхней границы выработки; β_0 — угол полного сдвига у границы выработки по простиранию пласта; δ_0 — граничный угол у нижней границы выработки; γ_0 — граничный угол у верхней границы выработки; δ_0 — граничный угол у границы выработки со стороны простирания пласта.

чугунных труб из раструбов. Трубопроводы, пересекающие сжатые зоны мульды сдвига, находятся в значительно лучших условиях работы. Случаи смятия труб или местной потери устойчивости в результате действия осевых сжимающих усилий, возникающих под влиянием сжимающих деформаций грунта, крайне редки, так как трубопроводы, находясь в грунте, обладают довольно значительной жесткостью. Неравномерность наклонов на соседних участках мульды сдвига приводит к появлению в трубопроводе поперечных сил. Практика показала, что при разрыве сварных соединений трубопроводов имеет место не только расхождение концов труб, но также и смещение в вертикальной плоскости.

На рис. 154 показаны эпюры, характеризующие распределение сдвигов и деформаций земной поверхности в мульде оседания; кривая ξ представляет собой эпюру распределения горизонтальных сдвигов, кривая e — горизонтальных деформаций, кривая i — наклонов и т. д. Эти эпюры дают представление о зонах максимальных значений тех или иных деформаций в мульде сдвига.

§ 52. ВЕЛИЧИНА ДЕФОРМАЦИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

В связи с заземлением в грунте трубопроводы довольно чувствительны к деформациям земной поверхности. Как показали исследования, деформации в трубопроводах в процессе их подработки следуют за деформацией грунта, и поэтому при расчете трубопроводов необходимо иметь хотя бы приближенное представление о возможных величинах деформации земной поверхности.

Таблица 50

Значения деформаций грунта в зависимости от кратности подработки

Кратность подработки H/m	Наклоны	Неравномерность наклонов	Растяжение — сжатие
	мм/м		
50	22	20	10
100	12	12	7
200	8	7	5
300	6	5	3
400	4	2	2
500	3	2	1,5

Абсолютные величины деформаций земной поверхности зависят от ряда факторов и главным образом от кратности подработки, т. е. от отношения глубины разработки H к мощности (толщине) угольного пласта m . Для условий Донбасса М. В. Коротков дает следующие приблизительные величины деформаций грунта в зависимости от кратности подработки (табл. 50).

В относительно редких случаях деформации растяжения — сжатия могут быть весьма большими, однако даже они, особенно при наличии деформаций растяжения, не приводят к появлению значительных напряжений в стальных трубопроводах.

Вертикальные оседания земной поверхности хотя и достигают в ряде случаев значительных величин (1500 мм и более), сами по себе также не оказывают серьезного влияния на работу трубопроводов, так как кривизна мульды сдвижения в большинстве случаев незначительна. Радиус кривизны мульды исчисляется тысячами метров, и поэтому при изгибе трубопровода в металле труб возникают лишь незначительные напряжения, не опасные с точки зрения их прочности.

§ 53. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ПРОЦЕССА СДВИЖЕНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Большое значение при расчете и проектировании трубопроводов на подрабатываемых территориях имеет вопрос о продолжительности процесса сдвижения земной поверхности. Согласно современным

представлениям весь процесс сдвижения можно разделить на три стадии: начальную, активную и затухающую, каждая из которых имеет свои особенности, количественные и качественные показатели.

Под начальной стадией процесса сдвижения понимается отрезок времени, в течение которого начинают наблюдаться деформации земной поверхности, причем скорость оседания не превышает 50 мм в месяц. Во многих случаях эта стадия наблюдается до подхода очистных работ к рассматриваемому сооружению. Появление и продолжительность начальной стадии зависит от характеристики горных пород, расположенных над выработками.

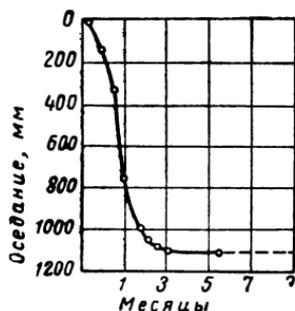


Рис. 155. Интенсивность оседания земной поверхности в процессе подработки.

Наиболее важной и опасной для трубопроводов является активная деформация земной поверхности, которая характеризуется большими скоростями деформаций и бурным протеканием процесса.

В этот период как надземные, так и подземные сооружения испытывают максимальные деформации.

На рис. 155 приведена кривая, характеризующая оседание одного из реперов в процессе подработки; здесь активная стадия процесса оседания выражена очень ярко, причем этот процесс начался раньше момента непосредственной подработки репера.

Для ориентировочных расчетов максимальная скорость оседания земной поверхности может быть определена по формуле

$$v_0 = 2 \frac{u\eta}{H} \quad (7.3)$$

где v_0 — максимальная скорость оседания в мм/сутки;
 u — скорость продвижения очистного забоя лавы в м/сутки;
 η — максимальное оседание в мм;
 H — глубина горных работ в м.

Интенсивность оседаний в сильной степени зависит от кратности подработки. Средние значения максимальных скоростей оседания земной поверхности согласно наблюдениям, проведенным в Донбассе, приведены в табл. 51.

Таблица 51

Средние значения максимальных скоростей оседания земной поверхности

Кратность подработки H/m	До 100	100—200	200—300	300—400
Средняя максимальная скорость оседания, мм в сутки	16	8	3	2

Большие скорости оседания от 15 до 40 мм в сутки наблюдались в Кузнецком и Челябинском бассейнах.

§ 54. БЕЗОПАСНАЯ ГЛУБИНА ПОДРАБОТКИ

В результате обобщения многочисленных наблюдений за деформацией земной поверхности установлено, что между кратностью подработки и величиной деформации грунта существует определенная зависимость: чем больше кратность подработки, тем при прочих равных условиях меньше деформация грунта, и, следовательно, каждой кратности подработки должны соответствовать определенные величины деформации грунта.

На основании этого представляется возможным установить безопасную глубину подработки, под которой понимается такая глубина, ниже которой горные разработки не могут вызывать деформаций грунта, влекущие за собой разрушение подрабатываемых сооружений.

Безопасная глубина горных работ определяется из соотношения

$$H_6 = mk, \quad (7.4)$$

где H_6 — безопасная глубина подработок;

m — выемочная мощность пласта, измеренная по нормали;

k — коэффициент безопасности.

Таким образом, определение безопасной глубины подработки для различных сооружений сводится в основном к правильному выбору коэффициента безопасности. В результате проведенных работ установлены значения коэффициентов безопасности для различных сооружений: зданий, мостов, железных дорог и т. д. и разработаны правила из охраны на подрабатываемых территориях.

В зависимости от характеристики грунта и сооружений и их конструктивных особенностей устанавливается категория охраны, определяемая величиной тех максимально возможных деформаций грунта, которые могут быть восприняты этими сооружениями.

Допустим, что данное сооружение относится к III категории охраны и может нормально эксплуатироваться с коэффициентом безопасности $k = 300$. Если окажется, что при данном расположении сооружения и определенном залегании угольного пласта такой коэффициент не может быть получен, то под сооружением должен быть оставлен целик или приняты соответствующие конструктивные мероприятия, обеспечивающие сохранность сооружения в процессе подработки. Необходимо подчеркнуть, что если указанный метод подхода к охране сооружений является правильным, то в отношении трубопроводов его нельзя признать достаточно обоснованным. Следует иметь в виду, что подземные трубопроводы в отличие от зданий и сооружений непосредственно соприкасаются с окружающим грунтом

на большой длине и поэтому весьма чувствительны даже к небольшим деформациям земной поверхности. Опыт показал, что даже при большой кратности подработки (350—500) продольные деформации грунта достигают 1,5—2,0 мм/м. При этих деформациях в определенных условиях в металле труб могут возникнуть значительные напряжения, достигающие предела текучести, что может привести к разрушению дефектных сварных стыков.

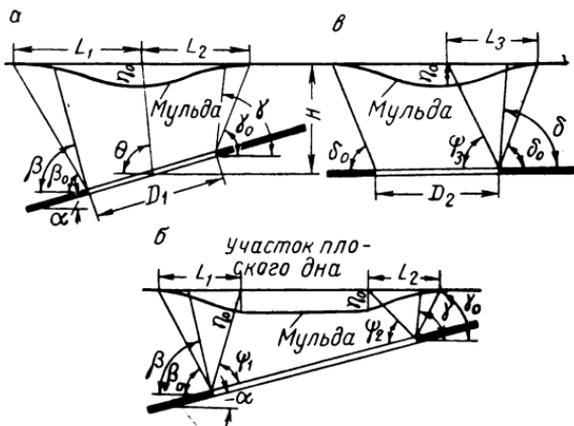


Рис. 156. Образование граничных углов и углов сдвигаения

a — вкrest простираия для неполной подработки; *б* — вкrest простираия для полной подработки; *а* — по простираию для обоих случаев, α — угол падения пласта; β — угол сдвигаения в сечении вкrest простираия, построенный от нижней границы выработки; β_0 — граничный угол в сечении вкrest простираия, построенный от нижней границы выработки; γ — граничный угол сдвигаения в сечении вкrest простираия, построенный от верхней границы выработки; γ_0 — граничный угол в сечении вкrest простираия, построенный от верхней границы выработки; δ — угол сдвигаения в сечении, расположенном по простираию; δ_0 — граничный угол в сечении, расположенном по простираию.

Таким образом, работоспособность трубопроводов в районах горных разработок зависит не столько от величин деформаций грунта, сколько от их несущей способности и главным образом от прочности сварных стыков. Многолетний опыт эксплуатации показывает, что трубопроводы разрушаются только по сварным соединениям, имеющим те или иные дефекты. Случаи же поперечного разрыва трубопроводов непосредственно по целому месту труб никогда не имели места.

§ 55. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФОРМАЦИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К РАСЧЕТУ ТРУБОПРОВОДОВ

Расчет трубопроводов, укладываемых в районах горных разработок, неразрывно связан с определением деформаций земной поверхности, возникающих в процессе ведения горных работ. Фактические величины сдвигаения земной поверхности могут быть установлены при помощи инструментальных наблюдений в районе трассы трубопровода. Однако расчеты трубопроводов и проектирование конструк-

тивных мероприятий по их защите должны быть выполнены до начала горных работ, когда фактические данные по деформациям земной поверхности еще отсутствуют.

Методы расчета сдвижений земной поверхности весьма сложны и представляют собой специальную отрасль науки. Здесь приводятся лишь основные сведения по этому вопросу и рассматриваются необходимые для расчета трубопроводов эмпирические формулы, полученные на основе многолетних наблюдений. Эти формулы, однако, не учитывают весь сложный комплекс вопросов, связанных с деформацией земной поверхности, отражают главным образом влияние только горно-механических факторов, и поэтому расчет по ним является достаточно приближенным. Так, например, максимальные оседания могут быть определены с точностью до 20 %, максимальные наклоны — до 30 %, а максимальные горизонтальные деформации — до 50 %.

Рассматриваемые методы расчета дают возможность вести расчеты сдвижений и деформаций для двух характерных вертикальных сечений — вкрест простирания и по простиранию пластов, называемых главными сечениями мульды сдвижения.

Указанные сечения обладают следующими важными свойствами: вертикальные и горизонтальные сдвижения точек по линиям этих сечений происходят только в вертикальной плоскости сечений; сдвижения и деформации поверхности вдоль линий сечений имеют максимально возможную величину для данной мульды.

Для расчета трубопроводов большое значение имеет форма мульды сдвижения. Будем различать две формы: чашеобразную (рис. 156, а) и с плоским дном (рис. 156, б). Мульды сдвижения с плоским дном образуются при разработке больших лав и при малых глубинах ведения горных работ. Их особенностью является то, что в пределах плоского дна оседание поверхности остается постоянным и имеет максимальную величину. Размеры плоского дна мульды определяются углами полных сдвижений: ψ_1 — у нижней границы лавы, ψ_2 — у верхней и ψ_3 — у границы по простиранию (см. рис. 156). Значения полных углов сдвижения для различных бассейнов Советского Союза приведены в табл. 52.

При расчете трубопроводов необходимо определить размеры мульды сдвижения, т. е. установить протяженность участка трубопровода, подверженного влиянию деформаций земной поверхности.

Границы мульды сдвижения определяются при помощи граничных углов и углов сдвижения.

Граничным углом по главным сечениям мульды называется угол, образованный с горизонтом линией, соединяющей границу подземной выработки и точку на поверхности, принятую за границу мульды.

Углом сдвижения называется угол, образованный с горизонтом линией, соединяющей границу выработки и точку на поверхности,

Значения полных углов сдвижения для различных бассейнов СССР

Наименование бассейна	Граничные углы	Углы полных сдвижений		
		ψ_1	ψ_2	ψ_3
Донецкий	$\beta_0 = \beta - 15^\circ (1 - 0,01a)$ $\gamma_0 = \gamma - 15^\circ$ $\delta_0 = \delta - 15^\circ$	60 (при пологом падении) $60 - \frac{a}{3}$	60 $60 + \frac{a}{2}$ (при $a > 25^\circ$)	60 60
Кузнецкий	—	55 (при пологом падении)	55	55
Карагандинский	—	55 (при пологом падении)	55	55
Кизеловский	$\beta_0 = 70^\circ - 0,6a$ $\gamma_0 = 70^\circ + a; (a \leq 25^\circ)$ $\gamma_0 = 94^\circ; (a = 26 \div 60^\circ)$ $\delta_0 = 70^\circ$	50 — $65 - 0,5a$	$50 + 0,5a$ (при $a \leq 25^\circ$) $40 + 0,8a$ (при $a = 26 \div 60^\circ$)	50 — 50
Челябинский	$\beta_0 = 60^\circ - 0,5a$ $\gamma_0 = 60^\circ + 0,5a$ $\delta = 60^\circ$	$60 - \frac{2}{3} a$	$60 + \frac{1}{3} a$	60
Подмосковный	$\delta_0 = 40^\circ$	—	—	60

принятую за границу опасных деформаций. Значения углов сдвижения для основных каменноугольных бассейнов СССР приведены в табл. 53.

Так как трубопроводы имеют значительную протяженность, то в определенное время на их работу должны оказать влияние деформации земной поверхности в условиях полной подработки. Поэтому расчет трубопроводов производят исходя из этих, наиболее опасных условий полной подработки; для этих же условий составлены и все расчетные формулы.

Величина максимального оседания поверхности в мульде определяется по следующим формулам:

при горизонтальном залегании пласта

$$\eta_0 = q_0 m, \quad (7.5)$$

Таблица 53

Значения углов сдвижения для различных бассейнов СССР

Бассейн	Углы падения пластов или категория охраны	Углы сдвижения, градусы		
		β	γ	δ
Д о н е ц к и й				
В каменноугольных породах	0—5	85	85	85
	6—44	90 — α	90	85
	45—65	90 — α	85	85
	66 и более	100 — α	—	—
		но не менее 25		
В наносах	—	60	60	60
В меловых и крепких третичных породах	—	70	70	70
К и з е л о в с к и й				
В каменноугольных породах	0—5	80	80	80
	6—15	70	85	80
	16—25	65	90	80
	26—45	60	90	80
	46—75	105 — α	85	80
	76—90	30	80	80
В наносах	—	50	50	50
К а р а г а н д и н с к и й				
В каменноугольных породах	0	70	70	70
	10	64	70	70
	20	58	70	70
	30	52	70	70
	40	40	70	70
	50	40	70	70
	60	35	70	70
	70	35	70	70
	80	35	70	70
	80	35	70	70
В мезозойских отложениях при мощности более 20 м	—	60	60	60
В наносах мощностью более 5 м	—	45	45	45
Ч е л я б и н с к о е и Буланашское месторождения				
В мезозойских отложениях	0—10	65	65	65
	11—60	70	70	65
В наносах	Более 60	40	75	65

Продолжение табл. 53

Бассейн	Углы падения пластов или категория охраны	Углы сдвижения, градусы		
		β	γ	δ
Кузнецкий В каменноугольных породах	I	70—0,8 α но не более 30	75	75
	II	80—0,8 α но не более 34	80	80
	III	85—0,8 α но не более 37	85	85
В наносах	—	45	45	45
Подмосковный	I	—	—	50
	II	—	—	50
	III	—	—	65

при наклонном и крутом залегании пласта

$$\eta_0 = q_0 m \cos \alpha; \quad (7.6)$$

здесь η_0 — максимальное оседание; m — мощность разрабатываемого пласта; α — угол падения пласта; q_0 — относительная величина наибольшего оседания.

Значения относительных величин наибольшего оседания для различных бассейнов СССР приводятся в табл. 54.

Таблица 54

Значения относительных величин наибольшего оседания для различных бассейнов СССР

Наименование бассейна	Условия залегания пластов	Относительные величины наибольшего оседания q_0
Донецкий	Пологое залегание, первичная подработка	0,5—0,6
	Повторная подработка	0,66
Кузнецкий Карагандинский	Пологое залегание	0,65
	Горизонтальное залегание	0,70
Кизеловский Челябинский	Пологое залегание	0,60
	Пологое залегание	0,90
Подмосковный	—	0,85

В тех случаях, когда значения q_0 неизвестны, можно пользоваться следующими формулами:

при горизонтальном и пологом залегании пласта

$$\eta_0 = \frac{25}{25 + \sqrt{H}} m, \quad (7.7)$$

при наклонном и крутом залегании

$$\eta_0 = \frac{251}{25 + \sqrt{H}} m \cos \alpha, \quad (7.8)$$

где H — глубина горных работ.

Максимальные деформации поверхности в мульде (углы наклона) определяются дифференцированно для различных бассейнов; соответствующие расчетные формулы приведены в табл. 55.

Таблица 55

Расчетные формулы для определения максимальных углов наклона

Наименование бассейна	Максимальные углы наклона i_0
Донецкий	$i_0 = 2 \frac{\eta_0}{L}$ <p>или</p> $i_0 = 1,5 \frac{m}{H} \quad \text{при } a \leq 45^\circ$ $i_0 = \frac{m}{H} \quad \text{при } 45^\circ < a < 65^\circ$
Кузнецкий	$i_0 = 0,9 \frac{\eta_0}{l}$ <p>(пологое падение)</p>
Челябинский	$i_0 = \frac{330}{1 + 0,22 \frac{H}{\eta_0}} \quad \text{в полумульде по восстанию}$ $i_0 = \frac{330}{1 + 0,22 \frac{H}{\eta_0 \cos \alpha}} \quad \text{в полумульде по падению}$
Кизеловский	$i_0 = \frac{330}{1 + 0,18 \frac{H}{\eta_0 \cos \alpha}}$
Карагандинский	$i_0 = 1,5 \frac{m}{H}$

Таблица 56

Формулы для определения максимальных горизонтальных сдвижений, максимальных горизонтальных деформаций и минимальных радиусов

Наименование бассейнов	Максимальное горизонтальное сдвижение ξ_0	Минимальный радиус кривизны R_{\min}	Максимальные горизонтальные деформации											
			растяжения ϵ_{op}	сжатия ϵ_{oc}										
Донецкий	$\xi_0 = a\eta_0$ при α° <table style="display: inline-table; vertical-align: middle;"> <tr><td></td><td>a</td></tr> <tr><td>0</td><td>0,2—0,25</td></tr> <tr><td>10</td><td>0,35</td></tr> <tr><td>20</td><td>0,50</td></tr> <tr><td>30</td><td>0,60</td></tr> </table>		a	0	0,2—0,25	10	0,35	20	0,50	30	0,60	$R_{\min} = 13 \frac{m}{H}$	$\epsilon_{op} = 0,7 \frac{m}{H}$ $\epsilon_{oc} = 0,7 \frac{m}{H}$ (при $\leq 45^\circ$) $\epsilon_{op} = (1 + 1,5P) \frac{\eta_0}{L_1}$ где $P = \operatorname{tg} \alpha - \frac{cW}{\eta_0}$ (при $45^\circ < \alpha < 65^\circ$); W — мощность насосов, $c = 0,01 \div 0,02$	
	a													
0	0,2—0,25													
10	0,35													
20	0,50													
30	0,60													
Кузнецкий (пологое залегание) Прокопьевско-Киселевский район	$\xi_0 = 0,35\eta_0$ $\xi_0 = \eta_0 \operatorname{tg} \alpha$	$R_{\min} = 13 \frac{m}{H}$ $R_{\min} = \frac{L_2}{5,6\eta_0}$	$\epsilon_{op} = 4 \frac{\xi_0}{H}$ $\epsilon_{op} = 4 \frac{\xi_0}{L}$	$\epsilon_{oc} = 4 \frac{\epsilon_0}{H}$ —										
Кизеловский	$\xi_0 = 0,3\eta_0$	—	$\epsilon_{op} = \frac{1}{125} \eta_0$	$\epsilon_{oc} = \frac{1}{120} \eta_0$										
Карагандинский	$\xi_0 = 0,3\eta_0$ (по простира- нию) $\xi_0 = a_1\eta_0$ (в полумульде по падению) $\xi_0 = a_2\eta_0$ (в полумульде по восстанию)	$R_{\min} = \frac{H}{0,07m}$	$\epsilon_{op} = 0,8 \frac{m}{H}$	$\epsilon_{oc} = 0,8 \frac{m}{H}$										

Здесь L — расстояние от точки максимального оседания до границы сдвижения в рассматриваемой полумульде (см. рис. 154); остальные обозначения прежние.

Величина L может быть определена графически на разрезах или по формулам:

в полумульде по падению

$$L_1 = H_2 (\operatorname{ctg} \beta_0 + \operatorname{ctg} (\psi_1 + \alpha)); \quad (7.9)$$

в полумульде по восстанию

$$L_2 = H_1 [\operatorname{ctg} \gamma_0 + \operatorname{ctg} (\psi_2 - \alpha)]; \quad (7.10)$$

в полумульде по простиранию

$$L_3 = H [\operatorname{ctg} \delta_0 + \operatorname{ctg} \psi_3]. \quad (7.11)$$

Для определения l применяются следующие формулы:

$$l = 0,5H \quad \text{при } D > 1,4H;$$

$$l = 0,14H + 0,25D \quad \text{при } D < 1,4H,$$

где D — размер выработки по рассматриваемому направлению.

Формулы для определения максимальных горизонтальных сдвижений, максимальных горизонтальных деформаций растяжения и сжатия и минимальных радиусов кривизны сглаженной кривой оседания приводятся в табл. 56.

При проектировании трубопроводов приходится также определять величины горизонтальных сдвижений в отдельных точках мульды. Для этой цели предложен ряд формул для разных бассейнов.

Расчет горизонтальных сдвижений поверхности в условиях Кизеловского, Карагандинского, Челябинского и Кузнецкого бассейнов, при пологом и наклонном падении пластов, производится по следующим формулам:

по линии простирания

$$\xi_x = -0,43\xi_0 S'_{(x)}; \quad (7.12)$$

по линии вкрест простирания пласта, в полумульде по падению

$$\xi_x = \eta_0 [PS_{(x)} - 0,43aS'_{(x)}]; \quad (7.13)$$

здесь

$$P = \operatorname{tg} \alpha - \frac{cw}{\eta_0},$$

где w — мощность наносов;

c — некоторый коэффициент при $\alpha \leq 25^\circ$ $c = 0,01$, при $\alpha > 25^\circ$,

$c = 0,02$, а a_1 и a_2 имеют следующие значения:

α	a_1	a_2
0—9	0,30	0,30
35	0,60	0,15
60	0,90	0,10

Величины $S_{(z)}$ и $S'_{(z)}$ имеют следующие значения:

$$S_z = 1 - Z + \frac{1}{2\pi} \sin 2\pi Z - \frac{2}{3\pi} \sin^3 \pi Z; \quad (7.14)$$

$$S'_z = -2(1 + \cos \pi Z) \sin^2 \pi Z, \quad (7.15)$$

где $Z = \frac{x}{L}$ (рис. 157);

L — расстояние от точки максимального оседания до границы мульды сдвижения, которое находят по формулам (7.9) — (7.11);

x — абсциссы определяемой точки (начало координат располагается в точке максимального оседания).

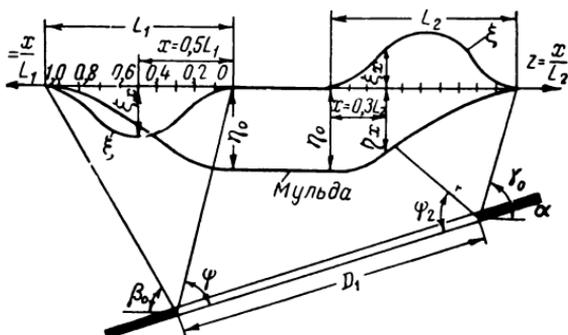


Рис. 157. Схема расчета сдвижений и деформаций в отдельных точках мульды.

Точки, для которых рассчитываются горизонтальные сдвижения, определяют, как показано на рис. 157.

Расчет горизонтальных сдвижений земной поверхности в условиях Донбасса при полной подработке производят по следующим формулам: по линии простирания пласта

$$\xi_{(x)} = \pm 0,15\eta_0 S'_{(z)}; \quad (7.16)$$

по линии вкрест простирания пласта, в полумульде по падению

$$\xi_{(x)} = \eta_0 [PS_{(z)} - 0,5a S'_{(z)}], \quad (7.17)$$

где

$$S_{(z)} = 1 - Z + \frac{1}{2\pi} \sin^2 2\pi Z; \quad (7.18)$$

$$S'_{(z)} = -2 \sin^2 \pi Z; \quad (7.19)$$

$$a = 0,30.$$

При небольшой мощности наносов рекомендуется формула

$$\xi_{(x)} = -\frac{a}{2} \eta_0 S'_{(z)} \quad (7.20)$$

С целью упрощения расчетов можно пользоваться значениями $S_{(z)}$ и $S'_{(z)}$ приведенными в табл. 57.

Таблица 57

Значения $S_{(z)}$ и $S'_{(z)}$

$z = \frac{x}{L}$	Для Донецкого бассейна		Для Кизеловского, Карагандинского, Челябинского и Кузнецкого бассейнов (пологое и наклонное падение пластов)	
	$S_{(z)}$	$S'_{(z)}$	$S_{(z)}$	$S'_{(z)}$
0	1,000	0	1,000	0
0,1	0,994	-0,19	0,988	-0,37
0,2	0,951	-0,69	0,908	-1,25
0,3	0,851	-0,131	0,739	-2,08
0,4	0,694	-1,81	0,512	-2,366
0,5	0,500	-2,00	0,288	-2,00
0,6	0,306	-1,81	0,124	-1,25
0,7	0,149	-1,31	0,037	-0,54
0,8	0,049	-0,69	0,006	-0,13
0,9	0,006	-0,19	0,0005	-0,01
1,0	0	0	0	0

Рассмотренные выше расчетные формулы, определяющие величины сдвижения земной поверхности, относятся к случаю разработки одного пласта. При разработке нескольких пластов расчет деформаций усложняется. В этом случае следует предварительно найти величины деформаций в точках отдельно взятых мульд сдвижения от каждой выработки в отдельности, а затем произвести алгебраическое сложение графиков от всех выработок во всех пластах и построить суммарные графики сдвижения и деформаций в заданных точках земной поверхности.

§ 56. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

При расчете трубопроводов, пересекающих районы мульды сдвижения, главное внимание следует обратить на растянутые зоны мульды, в которых трубопроводы испытывают растягивающие напряжения, более опасные, чем сжимающие.

Ю. И. Караваяв сделал попытку установить функциональную зависимость между деформацией грунта и напряженным состоянием трубопровода. Он рассмотрел участок трубопровода $B-E$ (рис. 158), находящийся в нижней полумульде, расположенной со стороны падения пласта, где возникают наибольшие деформации. На этом участке горизонтальные сдвижения имеют одно направление — от

периферии к центру мульды; на участке $B—Г$ происходит сжатие, а на участке $Г—Е$ — растяжение.

При выводе расчетной формулы сделано допущение, что в точках B и $Д$ горизонтальное смещение грунта относительно трубопровода равно критическому. В этом случае в зоне растяжения, влево от точки $Д$, будет распространяться область срыва. Вправо от точки $Д$ горизонтальные сдвиги и деформации уменьшаются, и поэтому срыв будет распространяться от точки $Д$ к точке $Г$, где эпюра абсолютных горизонтальных сдвигов имеет максимальные значения.

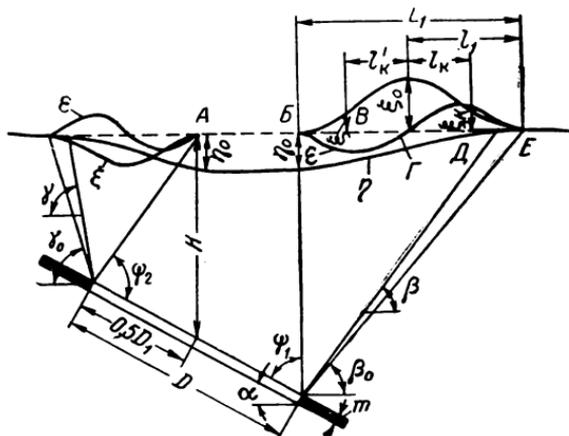


Рис. 158. Обозначение элементов мульды на разрезе вкострест простираения для расчета трубопроводов.

η — распределение оседаний; ξ — распределение горизонтальных деформаций; ξ — распределение горизонтальных сдвигов; L_1 — длина полумульды со стороны падения; l_1 — длина растянутой части полумульды; l_k — длина зоны срыва грунта относительно трубопровода в растянутой части полумульды; l'_k — длина зоны срыва грунта в сжатой части полумульды.

Рассматривая трубопровод как центрально растянутый элемент, защемленный в грунте интенсивностью Q_0 , пропорциональной ординатам эпюры горизонтальных деформаций, и принимая с известным приближением кривую горизонтальных деформаций на участке $Г—Д$ за синусоиду, можно получить следующую весьма приближенную формулу для определения напряжений в трубопроводе, подверженном влиянию деформаций земной поверхности в районах горных разработок:

$$\sigma = \frac{Q_0 l_1}{\pi \delta} \left(1 - \cos \pi \frac{l_k}{l_1} \right); \quad (7.21)$$

- здесь Q_0 — величина защемления трубопровода в грунте в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;
 l_1 — расстояние от точки максимального горизонтального сдвига до границы сдвига, определяемого углом β_{01} , в см;
 δ — толщина стенки трубопровода в см;
 l_k — расстояние от точки максимального горизонтального сдвига до точки критического сдвига в см.

Если трубопровод, проходит по линии простирания, вместо l_1 следует принимать величину l_3 , т. е. расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до границы сдвижения, определяемой углом δ_0 (рис. 159).

При прохождении трубопровода по линии вкрест простирания в полумульде по падению $l_1 = \frac{L_1}{2}$, $l_3 = \frac{L_3}{2}$, где L_1 находится по формуле (7.9), а L_3 —по формуле (7.11).

Расстояние l_{Σ} равняется разности абсцисс на мульде:

$$l_{\Sigma} = X_{\xi_0} - X_{\xi_k}, \quad (7.22)$$

где X_{ξ_0} —абсцисса точки на мульде, имеющей максимальное горизонтальное сдвижение;

X_{ξ_k} —абсцисса точки на мульде, где горизонтальное сдвижение равно ξ_k .

Значения X_{ξ_0} и X_{ξ_k} определяются для направлений вкрест простирания и по простиранию по формулам (7.12) и (7.13).

Если трасса трубопровода проходит относительно разрабатываемых пластов по диагональному направлению к простиранию, то величина l_{Σ} вычисляется по формуле

$$l_{\Sigma, \text{диаг}} = l_{\Sigma, \text{пр}} + \frac{\theta}{90} (l_{\Sigma, \text{пад}} - l_{\Sigma, \text{пр}}), \quad (7.23)$$

где $l_{\Sigma, \text{диаг}}$ —расчетное значение l_{Σ} в диагональном направлении;

$l_{\Sigma, \text{пр}}$ —значение l_{Σ} по простиранию;

$l_{\Sigma, \text{пад}}$ —значение l_{Σ} по падению;

θ —острый угол, образованный направлением простирания и направлением трубопровода, в градусах.

При диагональном направлении трубопровода вместо l_1 принимается величина $l_{\text{диаг}}$, для ее определения применяется следующая формула:

$$l_{\Sigma, \text{диаг}} = l_3 + \frac{\theta}{90} (l_1 - l_3). \quad (7.24)$$

Величина заземления может быть определена по формуле

$$\tau = q_n \operatorname{tg} \varphi + c, \quad (7.25)$$

где φ —угол внутреннего трения грунта в градусах;

c —сила сцепления грунта в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;

q_n —нормальное давление грунта на трубопровод в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

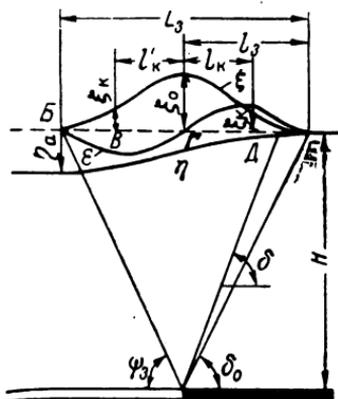


Рис. 159. Обозначение элементов мульды при расчете трубопроводов, укладываемых по простиранию пласта.

η —распределение оседаний; ϵ —распределение горизонтальных деформаций; ϵ_k —распределение горизонтальных сдвижений; L_3 —длина полумульды; l_3 —длина растянутой части полумульды; l_{Σ} —длина зоны срыва грунта относительно трубопровода в растянутой части полумульды.

Для этой цели можно также пользоваться данными табл. 58, в которой приведены значения Q_0 при различных глубинах залегания трубопроводов.

Таблица 58

Значения заземлений трубопроводов в грунте при продолжительном сроке эксплуатации

Виды грунтов	Угол внутреннего трения φ , градусы	Объемный вес γ , кг/м ³	Сила сцепления c , кг/см ²	Заземление Q_0 , кг/см ² при				
				$H_T = 1,0$ м	$H_T = 1,3$ м	$H_T = 1,5$ м	$H_T = 1,8$ м	$H_T = 2,0$ м
Глины тяжелые, плотные	17	2,05	0,45	0,51	0,53	0,54	0,56	0,57
Глины известковые средней плотности . .	14	1,95	0,30	0,35	0,36	0,37	0,39	0,40
Суглинки третичные глинистые, плотные	19	2,00	0,20	0,27	0,29	0,30	0,32	0,34
Суглинки лесовидные пылеватые, средней плотности	23	1,90	0,23	0,31	0,34	0,35	0,37	0,39
Суглинки четвертичные делювиальные пылевато-песчанистые . .	25	1,90	0,13	0,22	0,24	0,26	0,29	0,31
Супеси лесовидные, пылеватые, средней плотности	19	1,85	0,035	1,10	0,12	0,13	0,14	0,16
Пески пылевато-глинистые	31	1,94	0,015	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25
Пески мелкозернистые пылеватые	34	1,92	0	0,13	0,17	0,20	0,23	0,26

Так как величина заземления зависит не только от характеристики грунта, но и от продолжительности эксплуатации трубопровода, заземление трубопровода в функции времени можно определять по опытным данным, приведенным на графике рис. 160 для трех видов грунтов.

Рассмотренная методика расчета трубопроводов исходит из условий их работы в упругой стадии. Однако достижение металлом труб пластических деформаций не исчерпывает несущей способности трубопроводов. Как было установлено, предельным состоянием для трубопроводов является их разрушение, т. е. достижение в продольном направлении напряжений, равных пределу прочности. Следовательно, в условиях подработки благодаря пластическим свойствам металла труб трубопроводы обладают большим резервом несущей способности. Находясь в растянутой зоне мульды сдвига, трубопроводы, прежде чем разорваться, будут деформироваться (вытягиваться), следуя за деформациями растяжения грунта.

Трубная сталь, особенно углеродистая, имеет площадку текучести и сравнительно высокое значение относительных удлинений при разрыве (до 20—25%). Конечно, разрыв труб в продольном направлении происходит при значительно меньших относительных удлинениях. Так, например, при испытаниях опытные трубы из углеродистой стали длиной 1 м разрывались при относительном удлинении от 18 до 23%. Следует отметить также, что относительное удлинение уменьшается с увеличением внутреннего давления; при кольцевых напряжениях порядка 2100 кг/см² относительное удлинение снижалось до 13,0%.

Естественно, что трубопроводы большой протяженности разорвутся при еще меньших удлинениях. В реальных условиях в связи с неравномерностью деформаций земной поверхности и непостоянством эффекта заземления растягивающие деформации могут концентрироваться на участке трубопровода ограниченной длины, и это должно отрицательно сказаться на величине относительного удлинения. Несмотря на это, равнопрочные трубопроводы могут воспринимать обычно возникающие деформации в растянутой зоне мульды сдвига, достигающие в относительно редких случаях 1,2%.

Таким образом, имеется реальная возможность использовать пластические свойства трубопроводов, что будет способствовать значительному удешевлению стоимости работ по сооружению трубопроводов. В этом случае, однако, необходима полная гарантия качества сварных соединений труб. Следует еще раз подчеркнуть, что все без исключения случаи разрыва поперечных сварных соединений в основном объясняются плохим их качеством (т. е. неравнопрочностью основного металлу труб) и в меньшей степени — величиной деформаций земной поверхности.

§ 57. КОНСТРУКТИВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

В тех случаях, когда по каким-либо причинам невозможно получить равнопрочные сварные соединения и обеспечить полный их контроль, или применить трубы с большой толщиной стенок, рекомендуется осуществить ряд следующих конструктивных мероприятий.

Установка компенсаторов и их расчет. Конструкции компенсаторов разработаны для трубопроводов низкого

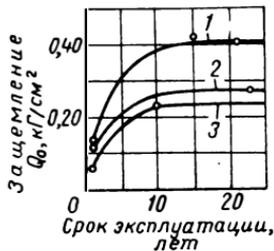


Рис. 160. Кривые, характеризующие зависимость заземления трубопроводов от продолжительности эксплуатации и вида грунта.

1 — для глины при глубине заложения трубопровода 1,3 — 1,4 м; 2 — для суглинка при глубине заложения 1 м; 3 — для песка при глубине заложения 1,9 м.

и среднего давления и применяются главным образом на водоводах. Опыт их применения на магистральных водоводах Донбасса дал положительные результаты.

Для установки на водоводах применяются телескопические односторонние компенсаторы, а также двусторонние компенсаторы типа муфт «Жибо».

Тип компенсатора выбирают исходя из условий подработки и его компенсирующих способностей. На основании опытных данных и расчетов компенсирующая способность компенсаторов должна быть порядка 200 м.м.

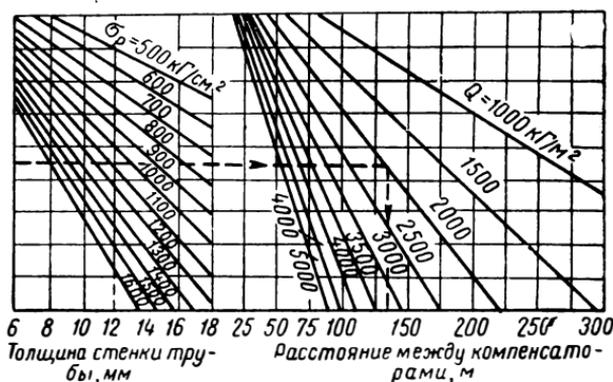


Рис. 161. Номограмма для расчета расстояний между компенсаторами.

Указанные конструкции компенсаторов для газопроводов непригодны, так как они не обеспечивают герметичности. В этих случаях могут быть рекомендованы линзовые компенсаторы (их описание и расчет см. в § 18).

При проектировании трубопроводов с компенсаторами основной задачей является решение вопроса о расстановке компенсаторов по длине трубопровода, т. е. определение оптимальных расстояний между ними.

Решение этой задачи сводится к определению такой предельной длины участка трубопровода, на которой растягивающие усилия не должны превосходить его несущей способности. При этом, кроме усилий, возникающих в трубопроводе в процессе подработки, необходимо учитывать также продольные растягивающие напряжения, появляющиеся в трубопроводе в результате температурных воздействий, внутреннего давления и изгиба.

Расстояния между компенсаторами определяют по следующей приближенной формуле:

$$L_{\kappa} = \frac{2\delta (R_f^{\text{ср}} m - \sum \sigma_x)}{Q_0}, \quad (7.26)$$

- где L_x — расстояние между компенсаторами в см;
 δ — толщина стенок труб в см;
 m — коэффициент условий работы;
 $R_p^{св}$ — нормативное сопротивление сварного шва по пределу прочности в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$,
 $\sum \sigma_x$ — сумма продольных растягивающих напряжений от температурного воздействия, внутреннего давления и упругого изгиба в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$;
 Q_0 — заземление трубопровода в грунте в $\kappa\Gamma/\text{см}^2$.

Для определения расстояний между компенсаторами можно воспользоваться также номограммой, представленной на рис. 161. В левой ее части на оси абсцисс отложены значения толщины стенок труб, в правой — искомые расстояния между компенсаторами. На наклонных прямых левой части приведены значения $R_p^{св} m - \sum \sigma_x$, а на наклонных прямых правой части — значения Q_0 .

При расчете по номограмме поступают следующим образом.

От точки на оси абсцисс, соответствующей заданной толщине стенок труб, проводят вертикальную прямую до пересечения с прямой $R_p^{св} m - \sum \sigma_x$. Затем проводят горизонтальную прямую до пересечения с наклонной прямой, характеризующей величину заземления Q_0 , и, опуская вертикаль вниз до пересечения с горизонтальной осью, находят искомую величину расстояний между компенсаторами.

Применение компенсаторов может идти по двум направлениям: при проектировании и строительстве новых трубопроводов, когда компенсаторы предусматриваются проектом, и при их установке на эксплуатирующихся трубопроводах, отдельные участки которых подвержены горным подработкам.

Установка компенсаторов на вновь строящихся трубопроводах может быть рекомендована только в тех случаях, когда проектируемые трубопроводы пересекают участки горных выработок, разработка которых, по данным горного надзора, будет производиться в ближайшее время после ввода трубопровода в эксплуатацию. Если же подработка проектируемых трубопроводов будет производиться через значительные промежутки времени после их ввода в эксплуатацию, установку компенсаторов в процессе строительства следует признать преждевременной. Это может быть обосновано тем, что, во-первых, установка компенсаторов, потребность в которых в ближайшее время отсутствует, при строительстве трубопроводов за много лет до их подработки приведет к значительному увеличению капитальных затрат и, во-вторых, существенно осложнит условия эксплуатации.

Можно считать, что установка компенсаторов на трубопроводах целесообразна в тех случаях, когда подработка последних будет производиться по крайней мере в ближайшие 3—5 лет. При больших

же сроках компенсаторы (несмотря на связанные с этим трудности) следует устанавливать в процессе эксплуатации непосредственно перед подработкой данных участков трубопроводов.

Разрезка трубопроводов. Напряжения, возникающие в трубопроводах в результате горных разработок, остаются в них в течение всего периода эксплуатации. При повторной подработке в трубопроводах возникают дополнительные напряжения, которые, суммируясь с первоначальными напряжениями, еще более увеличивают напряженное состояние металла труб, что, конечно, нежелательно.

Для снятия напряжений может быть рекомендован весьма простой прием, заключающийся в разрезке трубопроводов. Для этой цели необходимо вскрыть траншею, уложить оголенный трубопровод на лежки и разрезать его примерно через 400—500 м. В результате растягивающих напряжений концы разрезанных труб разойдутся и все накопленные в них напряжения будут сняты. Затем в места разрезки вваривают катушки и трубопровод вновь засыпают.

Опыт показал, что это сравнительно простое мероприятие обеспечивает нормальную работу трубопровода, и его напряженное состояние в результате разрезки снижается до минимальных значений.

Уменьшение эффекта заземления. Как показали расчеты, сила заземления трубопроводов в грунте является одним из основных факторов, влияющих на напряженное состояние труб. При всех прочих равных условиях с увеличением силы заземления напряженное состояние трубопроводов возрастает.

В связи с этим при проектировании укладки трубопроводов в плотных грунтах (глина, плотные суглинки и т. д.) можно рекомендовать засыпать трубопроводы грунтом, обеспечивающим минимальное значение силы заземления. Таким грунтом, как известно, является мелкий песок.

При этом, однако, следует учесть, что указанное мероприятие является дорогостоящим, так как, во-первых, необходимо вывезти вынимаемый из траншеи грунт и, во-вторых, подвезти песок и засыпать им трубопровод. Тем не менее в ряде случаев оно может оказаться экономически эффективным и поэтому пренебрегать им не следует.

Глава восьмая
**РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ
 НА КОЛЕБАНИЯ**

**§ 58. СОБСТВЕННЫЕ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ,
 ЛЕЖАЩИХ НА ЖЕСТКИХ ОПОРАХ**

Частоты собственных изгибных колебаний трубопроводов, лежащих на жестких опорах, определяются по формуле

$$\lambda_i = \frac{1}{2\pi} \frac{\alpha_i^2}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \quad (8.1)$$

где λ_i — частота в *гц*, соответствующая *i*-й форме колебаний;

l — расстояние между опорами трубопровода;

EJ — жесткость поперечного сечения трубопровода;

m — масса единицы длины трубопровода;

α_i — коэффициенты, зависящие от условий закрепления концов трубопровода, количества пролетов и формы колебаний.

Значения коэффициентов α_i для различных схем трубопроводов, лежащих на жестких опорах, приводятся ниже.

Трубопроводы, лежащие на двух опорах

Условия закрепления концов трубопроводов, лежащих на двух опорах, показаны на рис. 162. Значения коэффициентов α_i в зави-

Таблица 59

Коэффициенты α_i для однопролетных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 162)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_i при $i > 4$
<i>a</i>	3,1416	6,2832	9,4248	12,5664	15,7080	$i\pi$
<i>б</i>	4,7300	7,8532	10,9956	14,1372	17,2788	$\sim \frac{2i+1}{2} \pi$
<i>в</i>	3,9266	7,0685	10,210	13,352	16,494	$\sim \frac{4i+1}{4} \pi$
<i>г</i>	1,8751	4,6941	7,8548	10,9955	14,1372	$\sim \frac{2i-1}{2} \pi$

симости от условий закрепления принимаются по табл. 59; α_0 — соответствует колебаниям основного тона, α_1 , α_2 и т. д. — колебаниям первого, второго и т. д. обертонов.

Трубопроводы, лежащие на трех опорах (с равными пролетами)

Возможные условия закрепления концов трубопроводов, лежащих на трех опорах при равных пролетах, показаны на рис. 163. Значения коэффициентов α_i для таких трубопроводов приведены в табл. 60.

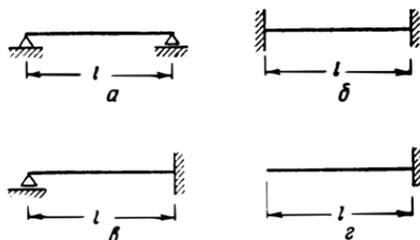


Рис. 162. Схемы трубопроводов, лежащих на двух опорах.

a — шарнирное опирание по двум концам; *б* — заделка с двух сторон; *в* — шарнирное опирание с одной стороны и заделка с другой; *г* — консольный трубопровод.

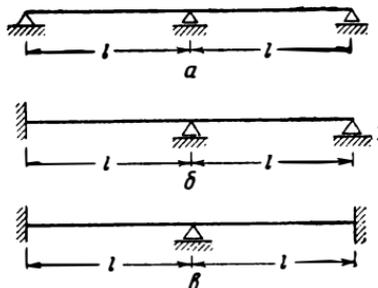


Рис. 163. Схемы двухпролетных трубопроводов.

a — шарнирное опирание обоих концов; *б* — заделка одного конца и шарнирное опирание другого; *в* — заделка двух концов.

Таблица 60

Коэффициенты α_i для двухпролетных трубопроводов с равными пролетами

Условия закрепления (по рис. 163)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4
<i>a</i>	3,1416	3,9266	6,2832	7,0685	9,4248
<i>б</i>	3,39	4,46	6,54	7,59	9,69
<i>в</i>	3,9266	4,7300	7,0685	7,8532	10,210

Трубопроводы, лежащие на нескольких опорах при одинаковых пролетах

Условия закрепления концов трубопроводов, лежащих на нескольких опорах при одинаковых пролетах, показаны на рис. 164.

Многопролетные трубопроводы с равными пролетами и одинаковыми в пролетах жесткостями и равномерно распределенными массами имеют бесконечное число зон сгущения собственных частот. В каждой зоне имеется столько частот, сколько пролетов имеет

трубопровод, причем i -я зона сгущения частот ограничивается снизу и сверху частотами i -й группы $\lambda_{iн}$ и $\lambda_{iв}$.

Для целей динамического расчета достаточно определить четыре частоты собственных колебаний: $\lambda_{0н}$ и $\lambda_{0в}$ — низшую и высшую из частот основного тона, $\lambda_{1н}$ и $\lambda_{1в}$ — низшую и высшую из частот первого обертона.

Значения коэффициентов $\alpha_i^2/2\pi$ для этих случаев приведены в табл. 61.

Трубопроводы, лежащие на трех опорах с неравными пролетами

Схема двухпролетного трубопровода с неравными пролетами показана на рис. 165. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона такого трубопровода определяется по графику рис. 166.

Трубопроводы, лежащие на четырех опорах с неравными пролетами

Схема трехпролетного трубопровода с неравными пролетами приведена

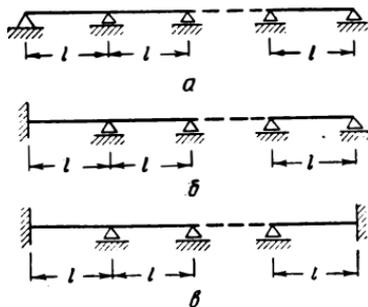


Рис. 164. Схемы многопролетных трубопроводов с одинаковыми расстояниями между опорами.

a — шарнирное опирание концов; $б$ — заделка одного конца и шарнирное опирание другого; $в$ — заделка двух концов.

Таблица 61

Коэффициенты $\alpha_i^2/2\pi$ для многопролетных трубопроводов с равными пролетами

Условия закрепления (по рис. 164)	Количество пролетов	$\frac{\alpha_{0н}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1н}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{0в}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1в}^2}{2\pi}$
a	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
	∞	1,57	3,56	6,28	9,82
$б$	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
	∞	1,57	3,56	6,28	9,82
$в$	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
	∞	1,57	3,56	6,28	9,82

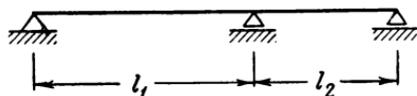


Рис. 166. График для определения частоты колебаний основного тона двухпролетного трубопровода при $l_1 \neq l_2$

Рис. 165. Двухпролетный трубопровод с неравными расстояниями между опорами.

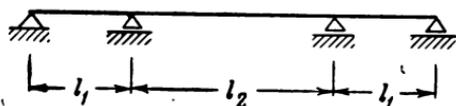
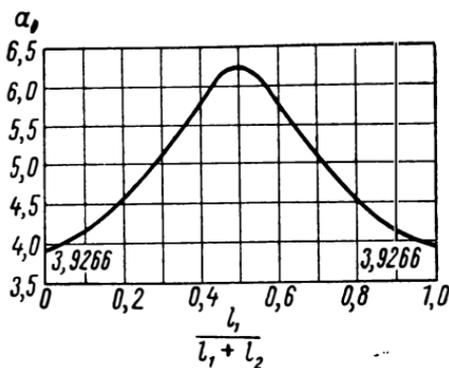


Рис. 168. График для определения частоты колебаний основного тона трехпролетного трубопровода при $l_1 \neq l_2$

Рис. 167. Трубопровод на четырех опорах с неравными пролетами.

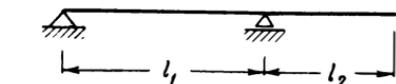
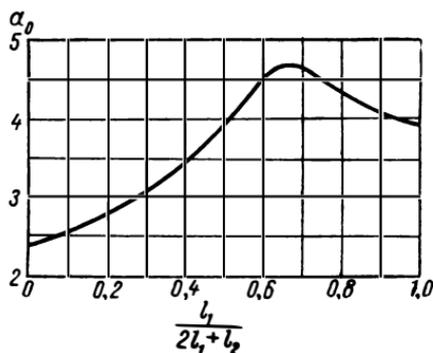


Рис. 169. Одноконсольный трубопровод на двух опорах.

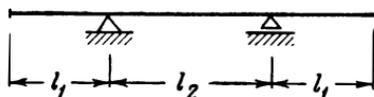


Рис. 170. Двухконсольный симметричный трубопровод на двух опорах.

на рис. 167. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона трубопровода определяется по графику рис. 168.

Одноконсольные трубопроводы

Схема одноконсольного трубопровода с двумя опорами приведена на рис. 169. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона находят по табл. 62 в зависимости от величины отношения $\frac{l_2}{l_1}$.

Таблица 62

Коэффициенты α_0 для одноконсольных трубопроводов

$\frac{l_2}{l_1}$	1	3/4	1/2	1/3	1/4	1/5
α_0	1,5059	1,9017	2,5189	2,9404	3,0588	3,0997
$\frac{l_2}{l_1}$	1/6	1/7	1/8	1/9	1/10	0
α_0	3,1175	3,1265	3,1315	3,1345	3,1364	π

При $\frac{l_2}{l_1} < \frac{1}{2}$ значение α_0 можно определять по формуле

$$\alpha_0 \approx \left[1 - \frac{\pi^2}{6} \left(\frac{l_2}{l_1} \right)^3 \right] \pi. \quad (8.2)$$

Двухконсольные трубопроводы

Схема двухконсольного трубопровода с двумя опорами приведена на рис. 170. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона такого трубопровода определяется по графику рис. 171.

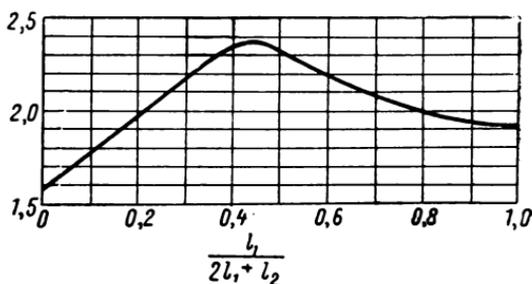


Рис. 171. График для определения частоты колебаний основного тона двухконсольного симметричного трубопровода на двух опорах.

§ 59. СОБСТВЕННЫЕ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ, ИМЕЮЩИХ УПРУГИЕ ОПОРЫ

Частоты собственных изгибных колебаний трубопроводов, имеющих упругие опоры, определяются по формуле (8.1).

Если обозначить жесткость опоры относительно поперечных перемещений ($\kappa\Gamma/\text{см}$) через C_w , а жесткость опоры относительно угловых деформаций ($\kappa\Gamma \cdot \text{см}$) через C_φ , то значения коэффициентов α_0 для определения частоты колебаний основного тона находятся следующим образом.

Т р у б о п р о в о д ы, л е ж а щ и е н а д в у х о п о р а х

Характер закрепления концов трубопроводов, лежащих на двух опорах, показан на рис. 172.

Если ввести обозначения:

$$\begin{aligned}\bar{C}_w &= C_w \frac{l^3}{EJ}, \\ \bar{C}_\varphi &= C_\varphi \frac{l}{EJ},\end{aligned}\tag{8.3}$$

то значения α_0 определяются в зависимости от \bar{C}_w и \bar{C}_φ по следующим графикам: для случая *a* — по рис. 173, для *b* — по рис. 174, для *в* — по рис. 175, для *г* — по рис. 176, для *д* — по рис. 177.

**Т р у б о п р о в о д ы, л е ж а щ и е н а т р е х о п о р а х
(с равными пролетами)**

Схема трубопровода, лежащего на трех опорах и имеющего среднюю упругую опору, приведена на рис. 178. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона такого трубопровода определяется в зависимости от \bar{C}_w по графику рис. 179.

**Т р у б о п р о в о д ы, л е ж а щ и е н а ч е т ы р е х
о п о р а х (с неравными пролетами)**

Схема трубопровода, лежащего на четырех опорах и имеющего крайние упругие опоры, приведена на рис. 180. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона трубопровода определяется в зависимости от \bar{C}_w и $\bar{l} = \frac{l_1}{l_1 + \frac{l_2}{2}}$ по графику рис. 181.

О д н о к о н с о л ь н ы е т р у б о п р о в о д ы

Схема одноконсольного трубопровода с одной упругой опорой приведена на рис. 182. Коэффициент α_0 определяется в зависимости от \bar{C}_w и $\bar{l} = \frac{l_1}{l_1 + l_2}$ по графику рис. 183.

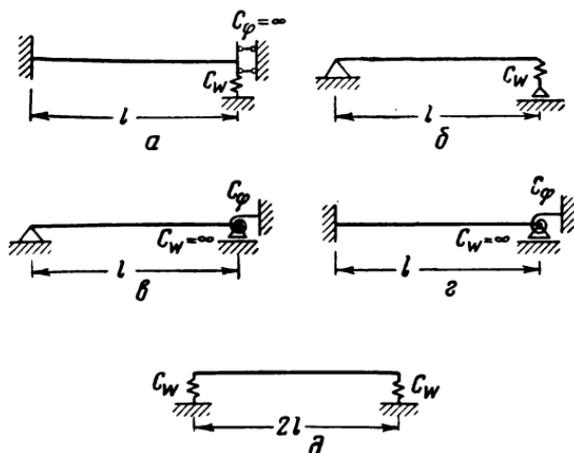


Рис. 172. Схемы однопролетных трубопроводов, лежащих на упругих опорах. а — один конец заделан, другой имеет упругое поперечное перемещение при абсолютно жесткой заделке против угловых деформаций; б — один конец шарнирно оперт, другой имеет упругое поперечное перемещение; в — один конец шарнирно оперт, другой имеет упругие угловые деформации при отсутствии смещения по вертикали; г — один конец заделан, другой имеет упругие угловые деформации при отсутствии смещения по вертикали; д — оба конца имеют упругое поперечное перемещение.

Рис. 173. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 172, а.

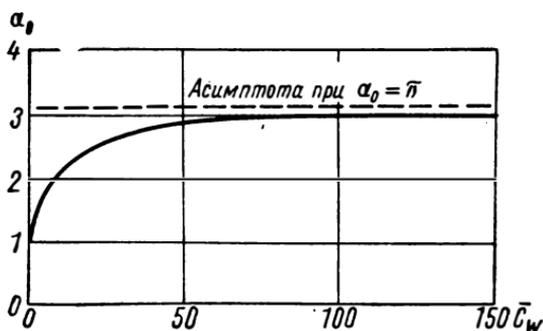
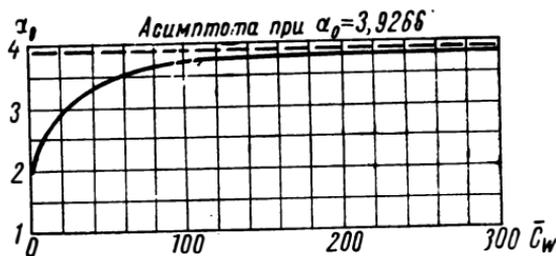


Рис. 174. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 172, б.

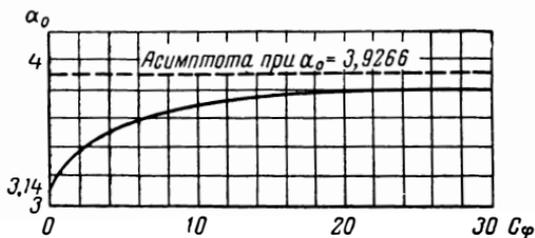


Рис. 175. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 172, в.

Рис. 176. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 172, г.

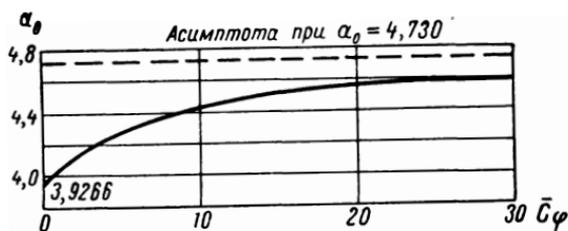


Рис. 177. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 172, д.

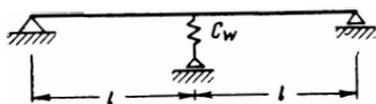


Рис. 178. Двухпролетный трубопровод с упругой средней опорой.

Рис. 179. График для определения частоты колебаний основного тона двухпролетного трубопровода с упругой средней опорой.

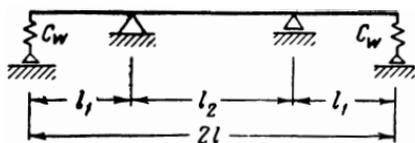
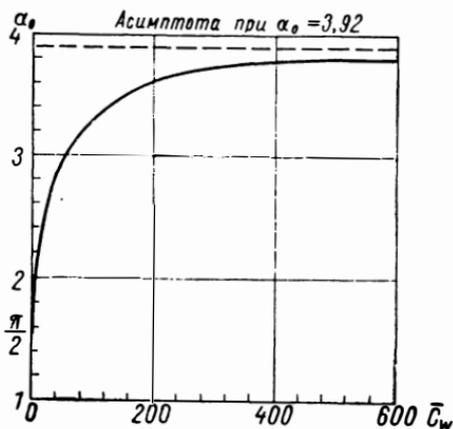


Рис. 180. Трехпролетный трубопровод с упругими крайними опорами.

Рис. 181. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, лежащего на четырех опорах при упругих крайних опорах.

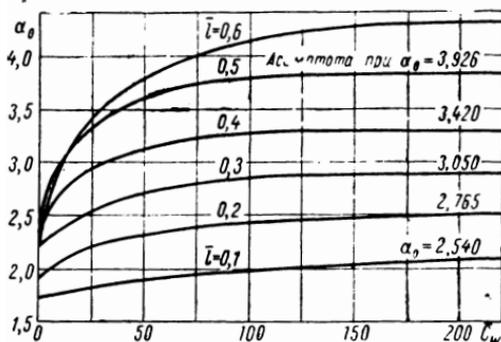
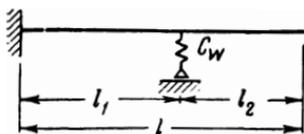


Рис. 182. Однокозольный трубопровод с упругой опорой.



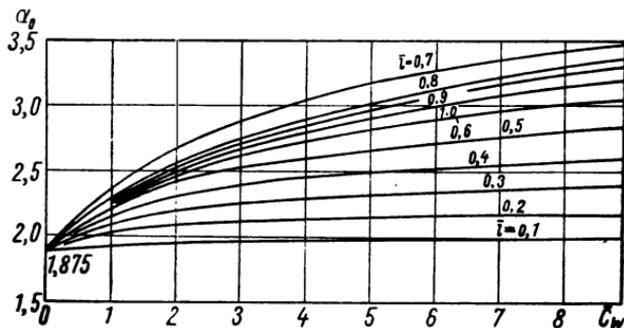


Рис. 183. График для определения частоты колебаний основного тона одноконсольного трубопровода с упругой опорой.

§ 60. СОБСТВЕННАЯ ЧАСТОТА КОЛЕБАНИЙ П-ОБРАЗНОГО КОМПЕНСАТОРА

Схема трубопровода с П-образным компенсатором приведена на рис. 184.

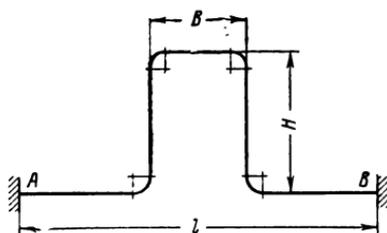


Рис. 184. Участок трубопровода с П-образным компенсатором.

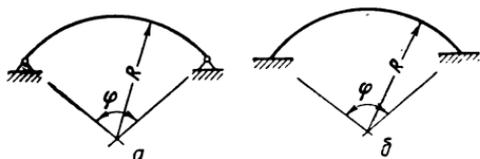


Рис. 185. Схемы арочных трубопроводов. а—двухшарнирная арка; б—бесшарнирная арка.

Приближенное значение частоты колебаний основного тона такого трубопровода из плоскости трубопровода определяется по формуле

$$\lambda_0 = \frac{8,65}{H^2} \sqrt{\frac{2EJ}{q \left(1 + 0,375 \frac{l}{H} + \frac{B}{H}\right) \left[1 + 1,875 \frac{l}{H} + 0,031 \left(\frac{l}{H}\right)^3\right]}}, \quad (8.4)$$

где EJ — жесткость поперечного сечения рассматриваемого трубопровода в $\text{кГ} \cdot \text{см}^2$;

q — вес 1 см длины трубы с учетом веса продукта в кг;

l — расстояние между опорами компенсатора в см;

H — вылет компенсатора в см.

B — длина спинки компенсатора в см.

§ 61. СОБСТВЕННЫЕ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ АРОЧНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Арочные трубопроводы выполняются в виде двухшарнирных или бесшарнирных арок (рис. 185).

Малые колебания арок могут происходить как вследствие изменения длины арки (радиальные колебания), так и изгиба (изгибные колебания). Собственные частоты радиальных колебаний арок трубопроводов определяются по формуле

$$\lambda_i = \frac{1}{2\pi R} \sqrt{\frac{EF}{m} \left(1 + \frac{\alpha_i^4 J}{4R^2 F}\right)}, \quad (8.5)$$

где R — радиус оси арочного трубопровода;

φ — центральный угол;

E — модуль упругости материала трубопровода;

J — момент инерции поперечного сечения трубопровода;

F — площадь поперечного сечения трубопровода;

m — масса единицы длины трубопровода;

α_i — коэффициент, зависящий от условий закрепления концов и формы колебаний (принимается по табл. 63).

Таблица 63

Коэффициенты α_i для арочных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 185)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_i при $i > 4$
<i>a</i>	3.1416	6.2832	9.4248	12.566	15.708	$\frac{i\pi}{2}$
<i>б</i>	4.7300	7.8532	10.996	14.137	17.279	$\sim \frac{2i+1}{2}\pi$

Здесь α_0 соответствует колебаниям основного тона, α_1, α_2 и т. д. — колебаниям первого, второго и т. д. обертонов.

Для определения собственных частот изгибных колебаний арочных трубопроводов применяется формула

$$\lambda_i = \frac{K}{2\pi R^2 \varphi^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}. \quad (8.6)$$

Коэффициент K в этой формуле берется из табл. 64 в зависимости от граничных условий и формы колебаний.

§ 62. КОЛЕБАНИЯ ВЕСЯЧИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Схема висячего трубопровода приведена на рис. 186.

Собственные частоты колебаний висячего трубопровода определяются по следующим формулам:

частоты вертикальных колебаний

$$\lambda_i = \frac{i+1}{2l} \sqrt{\frac{EJ \frac{(i+1)^2 \pi^2}{l^2} + H}{m}}, \quad (8.7)$$

$(i = 0, 1, 2, 3 \dots);$

Таблица 64

Коэффициенты K для арочных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 185)	Форма колебаний	K
a	Основной тон	$\frac{4\pi^2 - \varphi^2}{\sqrt{1 + \frac{3\varphi^2}{4\pi^2}}}$
	1-й обертон	$\frac{9\pi^2 - \varphi^2}{\sqrt{1 + 0,1652 \frac{\varphi^2}{\pi^2}}}$
	2-й обертон	$\frac{16\pi^2 - \varphi^2}{\sqrt{1 + \frac{3}{16} \frac{\varphi^2}{\pi^2}}}$
б	Основной тон	$\sqrt{\frac{3803,2 - 92,101 \varphi^2 + \varphi^4}{1 + 0,06054 \varphi^2}}$
	1-й обертон	$\sqrt{\frac{14620 - 197,84 \varphi^2 + \varphi^4}{1 + 0,01227 \varphi^2}}$
	2-й обертон	$\sqrt{\frac{39942 - 343,16 \varphi^2 + \varphi^4}{1 + 0,02148 \varphi^2}}$

частоты горизонтальных (угловых) колебаний

$$\lambda_{i(\text{гор})} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{EJ \frac{(i+1)^4 \pi^4}{l^4} \frac{1}{m} + \frac{g}{\eta}}, \quad (8.8)$$

$$(i = 0, 1, 2, 3 \dots);$$

здесь l — расстояние между пилонами;

EJ — жесткость поперечного сечения висячего трубопровода;

H — распор;

m — масса единицы длины трубы с учетом массы транспортируемого продукта;

g — ускорение силы тяжести;

η — расстояние от точки крепления троса к пилону до центра трубы.

Вынужденные вертикальные колебания висячего трубопровода могут оказаться динамически неустойчивыми, если их частота будет

равняться удвоенной круговой частоте свободных горизонтальных колебаний, т. е. если будет иметь место соотношение

$$\theta = 2 \sqrt{EJ \frac{(i+1)^4 \pi^4}{l^4} \frac{1}{m} + \frac{q}{\eta}}, \quad (8.9)$$

$$(i = 0, 1, 2, 3 \dots).$$



Рис. 186. Схема висячего трубопровода.

§ 63. ДИНАМИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ НА ТРУБОПРОВОДЫ

Как показывают многочисленные наблюдения, под влиянием ветра трубопроводы, уложенные на опорах, испытывают колебания, частота которых обычно равняется частоте основного тона свободных колебаний. Эти колебания происходят не только вдоль, но и поперек ветрового потока, причем, как правило, амплитуда колебаний поперек потока больше, чем вдоль.

При определенных значениях скорости ветра амплитуда колебаний резко увеличивается. Это явление называется ветровым резонансом. Наиболее ярко оно выражается для трубопроводов как конструкций, поперечное сечение которых ограничено окружностью. При прочих равных условиях резонансная амплитуда оказывается тем больше, чем меньше затухание конструкции.

Для объяснения причин указанных колебаний принимают во внимание, что при обтекании цилиндра плоско-параллельным потоком воздуха образуются две системы вихрей.

1. Вихри Бенара — Кармана, которые появляются при обтекании неподвижного цилиндра и, сбегая с заветренной стороны в шахматном порядке, создают периодические импульсы; их частота (в $гц$)

$$n = \kappa \frac{v}{d}, \quad (8.10)$$

где v — скорость ветра в $м/сек$;

d — диаметр цилиндра в $м$;

κ — безразмерный коэффициент, равный 0,18—0,20.

2. Вихри, возникающие при обтекании цилиндра, представляющего колебательную систему; в этом случае в крайних точках размаха колебаний в поперечном к потоку направлении сбегают вихри, частота которых равна частоте свободных колебаний.

Образование вихрей второго типа превращает систему в автоколебательную. Наибольшие колебания возникают при совпадении частот вихрей Бенара — Кармана и частоты колебаний трубопровода. Схема расчета на ветровой резонанс установлена в результате теоретического анализа явлений, натурального и модельного эксперимента и заключается в следующем:

а) определение периода основного тона свободных колебаний трубопровода T ;

б) вычисление критической скорости ветра

$$v_{кр} = 5 \frac{d}{T}; \quad (8.11)$$

в) определение аэродинамической силы, вызывающей колебания в режиме ветрового резонанса.

Предполагается, что эта сила изменяется во времени по периодическому закону и имеет период T ; по длине трубопровода сила изменяется по тому же закону, что и ординаты первой формы свободных колебаний. Амплитуда указанной силы в том сечении, где она достигает наибольшего значения, т. е., например, в середине однопролетного трубопровода с одинаковыми условиями опирания на обоих концах, определяется по формуле

$$F_0 = \frac{v_{кр}^2 d}{64}. \quad (8.12)$$

Амплитуда нагрузки в сечении x

$$F_x = \frac{4}{\pi} F_0 \frac{X_1(x)^3}{X_1(x_1)}; \quad (8.13)$$

резонансная амплитуда колебаний трубопровода

$$y_{\Delta} = 80 y_{ст}; \quad (8.14)$$

изгибающие моменты при ветровом резонансе

$$M_{\Delta} = 80 M_{ст}; \quad (8.15)$$

здесь $X_1(x)$ — ордината первой формы свободных колебаний;

x_1 — абсцисса сечения с наибольшим прогибом;

$y_{ст}$ — статический прогиб, вызванный силой $F(x)$;

$M_{ст}$ — изгибающий момент, вызванный той же силой.

При расчете на ветровой резонанс статическое действие ветра учитывается одновременно с динамическим при скорости $v_{кр} > 10$ м/сек, причем сила статического действия ветра направлена вдоль потока ветра, динамические же силы перпендикулярны потоку.

§ 64. МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ КОЛЕБАНИЙ

Для уменьшения колебаний при прохождении через резонанс рекомендуется применять демпфирующие приспособления. Наряду с демпферами сухого и вязкого трения желательно использовать устройства, включающиеся в работу только во время прохождения через резонанс и не влияющие на работу в эксплуатационном режиме. К числу этих устройств относятся:

ударные гасители колебаний, настроенные на частоту собственных колебаний;

демпферы сухого и вязкого трения, включающиеся при больших амплитудах и не принимающие участия в колебаниях при неболь-

ших амплитудах в эксплуатационном режиме; демпферы можно включать последовательно через упругий элемент.

Для уменьшения вызванных ветром колебаний трубопроводов в случаях, когда это необходимо, рекомендуется:

уменьшить влияние вихреобразования на колебания поперек потока, для чего к трубам следует приварить выступы, изменяющие характер обтекания,

повысить затухание конструкции,

применять ударные гасители колебаний.

В отдельных случаях амплитуды колебаний трубопроводов можно уменьшить, увеличивая их жесткость.

§ 65. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА СЕЙСМИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

При проектировании надземных трубопроводов, возводимых в сейсмических районах, кроме расчета на обычные нагрузки, должен быть проведен специальный расчет на действие сейсмических сил, которые в сочетании с другими силами и нагрузками относятся к особым воздействиям.

Предполагается, что сейсмическое воздействие наиболее невыгодно, если оно направлено перпендикулярно к оси трубопровода.

При расчете рассматривается одновременное действие сейсмических сил, собственного веса трубопровода и полезных нагрузок; ветровая нагрузка не учитывается. При учете особых сочетаний величины полезных нагрузок умножаются на коэффициент 0,8.

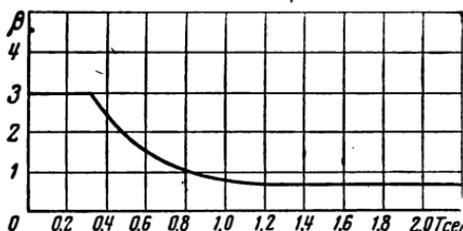


Рис. 187. График для определения коэффициента динамичности.

Расчетная сейсмическая нагрузка, действующая на погонную единицу длины трубопровода, определяется по формуле

$$S = qK_0\beta\eta, \quad (8.16)$$

где q — вес единицы длины трубопровода с учетом веса транспортируемого продукта;

K_0 — сейсмический коэффициент (принимается по табл. 65);

β — коэффициент динамичности, зависящий от периода свободных колебаний трубопровода (берется по графику рис. 187).

Таблица 65

Сейсмический коэффициент K_c

Расчетная сейсмичность в баллах	7	8	9
Значения сейсмического коэффициента K_c . .	1/40	1/20	1/10

Коэффициент $\eta(x)$ определяется по формуле

$$\eta(x) = \frac{X(x) \int_0^l qX(x) dx}{\int_0^l qX^2(x) dx}, \quad (8.17)$$

где $X(x)$ — форма свободных горизонтальных колебаний трубопровода;

l — полная длина трубопровода.

Для трубопровода, схематически показанного на рис. 188, период и форма свободных горизонтальных колебаний определяются, как для многопролетной балки на упруго смещающихся опорах.

Жесткость опор в направлении смещения трубопровода находят в зависимости от конструкций этих опор.

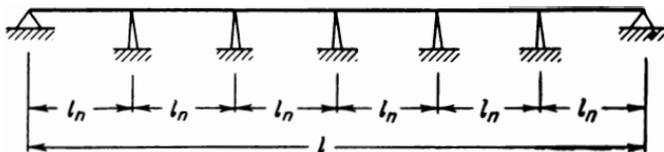


Рис. 188. Схема многопролетного трубопровода, лежащего на отдельных опорах.

Для трубопровода, схематически изображенного на рис. 186 (при условии, что опоры абсолютно жестки против смещений и податливы по отношению к поворотам в такой степени, что можно пренебречь опорными моментами), форма свободных колебаний определяется по формуле

$$\eta(x) = A \sin \frac{\pi x}{l}, \quad (8.18)$$

где A — произвольный коэффициент.

Период свободных горизонтальных колебаний этого трубопровода находят по формуле

$$T = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{EJ}{m} \frac{\pi^4}{l^4} + \frac{g}{\eta}}}. \quad (8.19)$$

Значения величин, входящих в формулу (8.19), те же, что и в формуле (8.8).

ПРИЛОЖЕНИЕ I

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ВЕС ТРУБ

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
50	48,0	1,00	1,54	4,62	9,24	1,85	3,70	1,73	1,21	1,81
	47,5	1,25	1,91	5,69	11,4	2,28	4,56	1,72	1,50	1,77
	47,0	1,50	2,29	6,73	13,5	2,69	5,38	1,71	1,79	1,73
	46,5	1,75	2,65	7,73	15,5	3,09	6,18	1,71	2,08	1,70
	46,0	2,00	3,02	8,70	17,4	3,48	6,96	1,70	2,37	1,66
	45,5	2,25	3,37	9,64	19,3	3,86	7,72	1,69	2,65	1,62
	45,0	2,50	3,73	10,6	21,2	4,22	8,44	1,68	2,93	1,59
	44,5	2,75	4,08	11,4	22,8	4,56	9,12	1,67	3,20	1,55
	44,0	3,00	4,43	12,3	24,6	4,91	9,82	1,67	3,48	1,52
	43,5	3,25	4,77	13,1	26,2	5,25	10,5	1,66	3,75	1,48
	43,0	3,50	5,11	13,9	27,8	5,56	11,1	1,65	4,01	1,45
	42,5	3,75	5,45	14,7	29,4	5,88	11,8	1,64	4,28	1,42
	42,0	4,00	5,78	15,4	30,8	6,16	12,3	1,63	4,54	1,38
	41,5	4,25	6,11	16,1	32,2	6,45	12,9	1,62	4,80	1,35
	41,0	4,50	6,43	16,8	33,6	6,72	13,4	1,62	5,05	1,32
	40,5	4,75	6,75	17,5	35,0	7,00	14,0	1,61	5,30	1,29
	40,0	5,00	7,07	18,1	36,2	7,25	14,5	1,60	5,55	1,26
	39,0	5,50	7,69	19,3	38,6	7,72	15,4	1,58	6,04	1,19
	38,0	6,00	8,29	20,4	40,8	8,16	16,3	1,57	6,51	1,13
	37,0	6,5	8,88	21,5	43,0	8,60	17,2	1,55	6,97	1,07
	36,0	7,00	9,46	22,4	44,8	8,96	17,9	1,54	7,42	1,02
	35,0	7,50	10,0	23,3	46,6	9,32	18,6	1,53	7,86	0,96
	34,0	8,00	10,6	24,1	48,2	9,65	19,3	1,51	8,29	0,91
	33,0	8,50	11,1	24,9	49,8	9,96	19,9	1,50	8,70	0,85
	32,0	9,00	11,6	25,5	51,0	10,2	20,4	1,48	9,10	0,80
	31,0	9,50	12,1	26,1	52,2	10,4	20,8	1,47	9,49	0,75
	30,0	10	12,6	26,7	53,4	10,7	21,4	1,46	9,86	0,71
53	51,0	1	1,63	5,52	11,0	2,08	4,16	1,84	1,28	2,04
	50,5	1,25	2,03	6,81	13,6	2,57	5,14	1,83	1,60	2,00
	50,0	1,5	2,43	8,05	16,1	3,04	6,08	1,82	1,91	1,96
	49,5	1,75	2,82	9,26	18,5	3,50	7,00	1,81	2,21	1,92
	49,0	2	3,20	10,4	20,8	3,92	7,84	1,80	2,52	1,88
	48,5	2,25	3,59	11,6	23,2	4,38	8,76	1,80	2,82	1,85
	48,0	2,5	3,97	12,7	25,4	4,79	9,58	1,79	3,11	1,81
	47,5	2,75	4,34	13,7	27,4	5,17	10,3	1,78	3,41	1,77
	47,0	3	4,71	14,8	29,6	5,59	11,2	1,77	3,70	1,73
	46,5	3,25	5,08	15,8	31,6	5,96	11,9	1,76	3,99	1,70
	46,0	3,5	5,44	16,7	33,4	6,30	12,6	1,75	4,27	1,66
	45,5	3,75	5,80	17,7	35,4	6,68	13,4	1,75	4,56	1,62
	45,0	4	6,16	18,6	37,2	7,02	14,0	1,74	4,83	1,59
	44,0	4,5	6,86	20,3	40,6	7,66	15,3	1,72	5,38	1,52
	43,5	4,75	7,20	21,3	42,6	8,00	16,0	1,72	5,65	1,49

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
53	43,0	5	7,54	21,9	43,8	8,26	16,5	1,71	5,92	1,45
	42,0	5,5	8,21	23,5	47,0	8,87	17,7	1,69	6,44	1,38
	41,0	6	8,86	24,9	49,8	9,40	18,8	1,68	6,95	1,32
	40,0	6,5	9,49	26,2	52,4	9,89	19,8	1,66	7,45	1,26
	39,0	7	10,1	27,4	54,8	10,3	20,6	1,65	7,94	1,19
	38,0	7,5	10,7	28,5	57,0	10,7	21,4	1,63	8,42	1,13
	37,0	8	11,3	29,5	59,0	11,1	22,2	1,62	8,88	1,07
	36,0	8,5	11,9	30,5	61,0	11,5	23,0	1,60	9,33	1,02
	35,0	9	12,4	31,4	62,8	11,8	23,6	1,59	9,77	0,96
	34,0	9,5	13,0	32,2	64,4	12,1	24,2	1,58	10,2	0,91
33,0	10	13,5	32,9	65,8	12,4	24,8	1,56	10,6	0,85	
55	53,0	1	1,70	6,18	12,36	2,25	4,5	1,91	1,33	2,21
	52,5	1,25	2,11	7,63	15,26	2,78	4,56	1,90	1,66	2,16
	52,0	1,5	2,52	9,03	18,06	3,28	6,56	1,89	1,98	2,12
	51,5	1,75	2,93	10,4	20,8	3,78	7,56	1,88	2,30	2,08
	51,0	2	3,33	11,7	23,4	4,28	8,56	1,88	2,61	2,04
	50,5	2,25	3,75	13,0	26,0	4,72	9,44	1,86	2,93	2,00
	50,0	2,5	4,12	14,2	28,4	5,18	10,4	1,86	3,21	1,96
	49,5	2,75	4,51	15,4	30,8	5,60	11,2	1,85	3,54	1,92
	49,0	3	4,9	16,6	33,2	6,05	12,1	1,84	3,85	1,88
	48,5	3,25	5,28	17,8	35,6	6,47	12,9	1,84	4,15	1,85
	48,0	3,5	5,66	18,9	37,8	6,87	13,3	1,83	4,45	1,81
	47,5	3,75	6,04	19,9	39,8	7,24	14,5	1,82	4,74	1,77
	47,0	4	6,41	20,9	41,8	7,60	15,2	1,81	5,03	1,73
	46,5	4,25	6,78	22,0	44,0	8,00	16,0	1,80	5,31	1,70
	46,0	4,5	7,14	22,9	45,8	8,34	16,7	1,79	5,60	1,66
	45,5	4,75	7,50	23,9	47,8	8,70	17,4	1,78	5,89	1,62
	45,0	5	7,85	24,8	49,6	9,01	18,0	1,78	6,17	1,59
	44,0	5,5	8,55	26,5	53,0	9,64	19,3	1,76	6,71	1,52
	43,0	6	9,24	28,1	56,2	10,2	20,4	1,74	7,25	1,45
	42,0	6,5	9,90	29,8	59,6	10,8	21,6	1,73	7,77	1,38
41,0	7	10,6	31,0	62,0	11,3	22,6	1,71	8,29	1,32	
40,0	7,5	11,2	32,3	64,6	11,7	23,4	1,70	8,79	1,26	
39,0	8	11,8	33,6	67,2	12,2	24,4	1,68	9,27	1,19	
38,0	8,5	12,4	34,7	69,4	12,6	25,2	1,67	9,75	1,13	
37,0	9	13,0	35,7	71,4	13,0	26,0	1,65	10,2	1,07	
36,0	9,5	13,6	36,7	73,4	13,4	26,8	1,64	10,7	1,02	
35,0	10	14,1	37,6	75,2	13,7	27,4	1,63	11,1	0,96	
57	55,0	1	1,76	6,90	13,8	2,42	4,84	1,98	1,38	2,37
	54,5	1,25	2,19	8,52	17,0	2,99	5,98	1,97	1,72	2,33
	54,0	1,5	2,61	10,1	20,2	3,54	7,08	1,96	2,05	2,29
	53,5	1,75	3,04	11,6	23,2	4,07	8,14	1,95	2,38	2,25

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
57	53,0	2	3,46	13,1	26,2	4,60	9,20	1,94	2,71	2,21
	52,5	2,25	3,87	14,5	29,0	5,09	10,2	1,93	3,04	2,16
	52,0	2,5	4,28	15,9	31,8	5,58	11,2	1,93	3,36	2,12
	51,5	2,75	4,69	17,3	34,6	6,06	12,1	1,92	3,68	2,08
	51,0	3	5,09	18,6	37,2	6,52	13,0	1,91	4,00	2,04
	50,5	3,25	5,49	19,9	39,8	6,98	14,0	1,90	4,31	2,00
	50,0	3,5	5,88	21,1	42,2	7,40	14,8	1,89	4,62	1,96
	49,5	3,75	6,27	22,3	44,6	7,82	15,6	1,88	4,92	1,92
	49,0	4	6,66	23,5	47,0	8,25	16,5	1,88	5,23	1,88
	48,5	4,25	7,04	24,7	49,4	8,66	17,3	1,87	5,52	1,85
	48,0	4,5	7,42	25,8	51,6	9,05	18,1	1,86	5,83	1,81
	47,5	4,75	7,80	26,8	53,6	9,40	18,8	1,85	6,11	1,77
	47,0	5	8,17	27,9	55,8	9,79	19,6	1,85	6,41	1,73
	46,0	5,5	8,90	29,8	59,6	10,4	20,8	1,83	6,99	1,66
	45,0	6	9,61	31,7	63,4	11,1	22,2	1,82	7,55	1,59
	44,0	6,5	10,3	33,4	66,8	11,7	23,4	1,80	8,10	1,52
	43,0	7	11,0	35,0	70,0	12,3	24,6	1,78	8,63	1,45
	42,0	7,5	11,7	36,5	73,0	12,8	25,6	1,77	9,16	1,38
	41,0	8	12,3	37,9	75,8	13,3	26,6	1,75	9,67	1,32
	40,0	8,5	13,0	39,3	78,6	13,8	27,6	1,74	10,2	1,26
39,0	9	13,6	40,5	81,0	14,2	28,4	1,73	10,6	1,19	
38,0	9,5	14,2	41,6	83,2	14,6	29,2	1,72	11,1	1,13	
37,0	10	14,8	42,6	85,2	15,0	30,0	1,70	11,6	1,07	
58	56,0	1	1,79	7,28	14,5	2,51	5,02	2,02	1,41	2,46
	55,5	1,25	2,23	8,97	17,9	3,10	6,20	2,01	1,75	2,42
	55,0	1,5	2,66	10,6	21,2	3,67	7,34	2,00	2,09	2,37
	54,5	1,75	3,09	12,2	24,4	4,20	8,40	1,99	2,43	2,33
	54,0	2	3,52	13,8	27,6	4,76	9,52	1,98	2,76	2,29
	53,5	2,25	3,94	15,3	30,6	5,27	10,5	1,97	3,09	2,25
	53,0	2,5	4,36	16,8	33,6	5,79	11,6	1,96	3,42	2,21
	52,5	2,75	4,77	18,3	36,6	6,31	12,6	1,95	3,75	2,16
	52,0	3	5,18	19,6	39,2	6,75	13,5	1,94	4,07	2,12
	51,5	3,25	5,59	21,0	42,0	7,25	14,5	1,94	4,39	2,08
	51,0	3,5	5,99	22,3	44,6	7,70	15,4	1,93	4,70	2,04
	50,5	3,75	6,39	23,6	47,2	8,14	16,3	1,92	5,02	2,00
	50,0	4	6,79	24,9	49,8	8,59	17,2	1,92	5,33	1,96
	49,5	4,25	7,18	26,1	52,2	9,00	18,0	1,91	5,64	1,92
	49,0	4,5	7,56	27,2	54,4	9,38	18,8	1,90	5,94	1,88
	48,5	4,75	7,95	28,4	56,8	9,80	19,6	1,89	6,24	1,85
	48,0	5	8,32	29,5	59,0	10,2	20,4	1,88	6,54	1,81
	47,0	5,5	9,07	31,6	63,2	10,9	21,8	1,87	7,12	1,73
	46,0	6	9,80	33,6	67,2	11,6	23,2	1,85	7,69	1,66
	45,0	6,5	10,5	35,4	70,8	12,2	24,4	1,83	8,26	1,59
44,0	7	11,2	37,1	74,2	12,8	25,6	1,82	8,80	1,52	
43,0	7,5	11,9	38,8	77,6	13,4	26,8	1,81	9,34	1,45	

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм	Толщина стенки		Площадь сече- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
	наруж- ный D	внутрен- ний d							толщина δ , мм	трубы
58	42,0	8	12,6	40,3	80,6	13,9	27,8	1,79	9,86	1,38
	41,0	8,5	13,2	41,7	83,4	14,4	28,8	1,78	10,4	1,32
	40,0	9	13,8	43,0	86,0	14,8	29,6	1,76	10,9	1,26
	39,0	9,5	14,5	44,2	88,4	15,2	30,4	1,75	11,4	1,19
	38,0	10	15,1	45,3	90,6	15,6	31,2	1,73	11,8	1,13
60	57,0	1,5	2,76	11,8	23,6	3,93	7,86	2,07	2,16	2,55
	56,5	1,75	3,20	13,6	27,2	4,53	9,06	2,06	2,51	2,51
	56,0	2	3,66	15,3	30,6	5,11	10,2	2,05	2,86	2,46
	55,0	2,5	4,52	18,7	37,4	6,23	12,5	2,03	3,54	2,37
	54,0	3	5,37	21,9	43,8	7,30	14,6	2,02	4,22	2,29
	53,0	3,5	6,21	24,9	49,8	8,30	16,6	2,00	4,88	2,21
	52,0	4	7,04	27,7	55,4	9,24	18,5	1,99	5,52	2,12
	51,0	4,5	7,85	30,4	60,8	10,1	20,2	1,97	6,16	2,04
	50,0	5	8,64	32,9	65,8	11,0	22,0	1,95	6,78	1,96
	49,0	5,5	9,42	35,3	70,6	11,8	23,6	1,94	7,39	1,88
	48,0	6	10,2	37,6	75,2	12,5	25,0	1,92	7,99	1,81
	47,0	6,5	10,9	39,7	79,4	13,2	26,4	1,91	8,58	1,73
	46,0	7	11,7	41,6	83,2	13,9	27,8	1,89	9,15	1,66
	45,0	7,5	12,4	43,5	87,0	14,5	29,0	1,88	9,71	1,59
	44,0	8	13,1	45,2	90,4	15,1	30,2	1,86	10,3	1,52
	43,0	8,5	13,7	46,8	93,6	15,6	31,2	1,84	10,8	1,45
	42,0	9	14,4	48,3	96,6	16,1	32,2	1,83	11,3	1,38
	41,0	9,5	15,1	49,7	99,4	16,6	33,2	1,82	11,8	1,32
	40,0	10	15,7	51,1	102	17,0	34,0	1,80	12,3	1,26
63	60,0	1,5	2,90	13,7	27,4	4,35	8,70	2,17	2,27	2,82
	59,5	1,75	3,37	15,8	31,6	5,01	10,0	2,17	2,64	2,78
	59,0	2,0	3,83	17,8	35,6	5,65	11,3	2,16	3,01	2,73
	58,0	2,5	4,75	21,8	43,6	6,91	13,8	2,14	3,73	2,64
	57,0	3	5,65	25,5	51,0	8,10	16,2	2,12	4,45	2,55
	56,0	3,5	6,54	29,1	58,2	9,24	18,5	2,11	5,13	2,46
	55,0	4	7,41	32,4	64,8	10,3	20,6	2,09	5,82	2,37
	54,0	4,5	8,27	35,6	71,2	11,3	22,6	2,07	6,50	2,29
	53,0	5	9,11	38,6	77,2	12,3	24,6	2,06	7,15	2,21
	52,0	5,5	9,93	41,4	82,8	13,1	26,2	2,04	7,80	2,12
	51,0	6	10,7	44,1	88,2	14,0	28,0	2,03	8,44	2,04
	50,0	6,5	11,6	46,6	93,2	14,8	29,6	2,01	9,07	1,96
	49,0	7	12,3	49,0	98,0	15,5	31,0	1,99	9,69	1,88
	48,0	7,5	13,1	51,3	103	16,3	32,6	1,98	10,3	1,81
	47,0	8	13,8	53,4	107	16,9	33,8	1,96	10,8	1,73
	46,0	8,5	14,5	55,3	111	17,5	35,0	1,95	11,4	1,66
	45,0	9	15,3	57,2	114	18,2	36,4	1,93	12,0	1,59
	44,0	9,5	15,9	58,9	118	18,7	37,4	1,92	12,5	1,52
	43,0	10	16,6	60,5	121	19,2	38,4	1,91	13,0	1,45

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
65	62,0	1,5	2,99	15,1	30,2	4,64	9,28	2,25	2,35	3,02
	61,5	1,75	3,48	17,4	34,8	5,35	10,7	2,24	2,73	2,97
	61,0	2	3,96	19,7	39,4	6,05	12,1	2,23	3,11	2,92
	60,0	2,5	4,91	24,0	48,0	7,39	14,78	2,21	3,85	2,82
	59,0	3	5,84	28,1	56,2	8,66	17,32	2,20	4,59	2,73
	58,0	3,5	6,76	32,1	64,2	9,87	19,74	2,18	5,31	2,64
	57,0	4	7,67	35,8	71,6	11,0	22,0	2,16	6,02	2,55
	56,0	4,5	8,55	39,3	78,6	12,1	24,2	2,14	6,71	2,46
	55,0	5	9,42	42,7	85,4	13,1	26,2	2,13	7,40	2,37
	54,0	5,5	10,3	45,9	91,8	14,1	28,2	2,11	8,07	2,29
	53,0	6	11,1	48,9	97,8	15,0	30,0	2,10	8,73	2,21
	52,0	6,5	11,9	51,7	103	15,9	31,8	2,08	9,38	2,12
	51,0	7	12,7	54,4	109	16,7	33,4	2,06	10,0	2,04
	50,0	7,5	13,5	57,0	114	17,5	35,0	2,05	10,6	1,96
	49,0	8	14,3	59,3	118	18,3	36,6	2,03	11,2	1,88
	48,0	8,5	15,1	61,6	123	19,0	38,0	2,02	11,8	1,81
	47,0	9	15,8	63,7	127	19,6	39,2	2,01	12,4	1,73
	46,0	9,5	16,6	65,7	131	20,2	40,4	1,99	13,0	1,66
45,0	10	17,3	67,5	135	20,8	41,6	1,98	13,6	1,59	
68	64,5	1,75	3,64	20,0	40,0	5,88	11,8	2,34	2,86	3,26
	64,0	2	4,15	22,6	45,2	6,65	13,3	2,34	3,26	3,22
	63,0	2,5	5,14	27,6	55,2	8,11	16,2	2,32	4,04	3,12
	62,0	3	6,13	32,4	64,8	9,53	19,1	2,30	4,81	3,02
	61,0	3,5	7,09	37,0	74,0	10,9	21,8	2,29	5,57	2,92
	60,0	4	8,04	41,3	82,6	12,2	24,4	2,27	6,31	2,82
	59,0	4,5	8,98	45,5	91,0	13,4	26,8	2,25	7,05	2,73
	58,0	5	9,90	49,4	98,8	14,5	29,0	2,23	7,77	2,64
	57,0	5,5	10,8	53,1	106	15,6	31,2	2,22	8,48	2,55
	56,0	6	11,7	56,7	113	16,7	33,4	2,20	9,17	2,46
	55,0	6,5	12,6	60,0	120	17,6	35,2	2,19	9,86	2,37
	54,0	7	13,4	63,2	126	18,6	37,2	2,17	10,5	2,29
	53,0	7,5	14,3	66,2	132	19,5	39,0	2,16	11,2	2,21
	52,0	8	15,1	69,1	138	20,4	40,8	2,14	11,8	2,12
	51,0	8,5	15,9	71,8	144	21,1	42,2	2,13	12,5	2,04
	50,0	9	16,7	74,3	149	21,8	43,6	2,11	13,1	1,96
	49,0	9,5	17,5	76,7	153	22,6	45,2	2,10	13,7	1,88
	48,0	10	18,2	78,9	158	23,2	46,4	2,08	14,3	1,81
70	67,0	1,5	3,23	18,9	37,8	5,41	10,8	2,42	2,53	3,52
	66,0	2	4,27	24,7	49,4	7,06	14,1	2,41	3,35	3,42
	65,0	2,5	5,30	30,2	60,4	8,65	17,3	2,39	4,16	3,32
	64,0	3	6,31	35,5	71,0	10,1	20,2	2,37	4,96	3,22
	63,0	3,5	7,31	40,5	81,0	11,6	23,2	2,35	5,74	3,12
	62,0	4	8,29	45,3	90,6	12,9	25,8	2,34	6,51	3,02

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубу	воды, заполняющей трубу
70	61,0	4,5	9,26	49,9	99,8	14,0	28,0	2,32	7,27	2,92
	60,0	5	10,2	54,2	108	15,5	31,0	2,31	8,01	2,82
	59,0	5,5	11,1	58,4	117	16,7	33,4	2,29	8,75	2,73
	58,0	6	12,1	62,3	125	17,8	35,6	2,27	9,47	2,64
	57,0	6,5	13,0	66,0	132	18,9	37,8	2,26	10,1	2,55
	56,0	7	13,8	69,6	139	19,9	39,8	2,24	10,9	2,46
	55,0	7,5	14,7	72,9	144	20,8	41,6	2,23	11,6	2,37
	54,0	8	15,6	76,1	152	21,8	43,6	2,21	12,2	2,29
	53,0	8,5	16,4	79,1	158	22,6	45,2	2,19	12,9	2,21
	52,0	9	17,2	82,0	164	23,4	46,8	2,18	13,5	2,12
	51,0	9,5	18,1	84,7	169	24,2	48,4	2,16	14,2	2,04
	50,0	10	18,8	87,2	174	24,9	49,8	2,15	14,8	1,96
	73	70,0	1,5	3,37	21,5	43,0	5,91	11,8	2,53	2,64
69,0		2	4,46	28,1	56,2	7,70	15,4	2,51	3,50	3,74
68,0		2,5	5,54	34,4	68,8	9,42	18,8	2,49	4,35	3,63
67,0		3	6,60	40,5	81,0	11,1	22,2	2,48	5,18	3,52
66,0		3,5	7,64	46,3	92,6	12,4	24,8	2,46	6,00	3,42
65,0		4	8,67	51,8	104	14,2	28,4	2,44	6,81	3,32
64,0		4,5	9,68	57,0	114	15,6	31,2	2,43	7,60	3,22
63,0		5	10,7	62,1	124	17,0	34,0	2,41	8,38	3,12
62,0		5,5	11,7	66,9	134	18,3	36,6	2,39	9,16	3,02
61,0		6	12,6	71,4	143	19,5	39,0	2,38	9,91	2,92
60,0		6,5	13,6	75,8	152	20,8	41,6	2,36	10,7	2,82
59,0		7	14,5	79,9	160	21,9	43,8	2,35	11,4	2,73
58,0		7,5	15,4	83,9	168	23,0	46,0	2,33	12,1	2,64
57,0		8	16,3	87,6	175	24,0	48,0	2,31	12,8	2,55
56,0		8,5	17,2	91,1	182	25,0	50,0	2,30	13,5	2,46
55,0		9	18,1	94,5	189	25,9	51,8	2,28	14,2	2,37
54,0		9,5	18,9	97,7	195	26,8	53,6	2,27	14,9	2,29
53,0		10	19,7	101	202	27,7	55,4	2,26	15,5	2,21
75	72,0	1,5	3,46	23,4	46,8	6,24	12,5	2,60	2,71	4,07
	71,0	2	4,59	30,7	61,4	8,15	16,3	2,58	3,60	3,96
	70,0	2,5	5,69	37,5	74,9	10,0	20,0	2,57	4,47	3,84
	69,0	3	6,78	44,1	88,1	11,7	23,4	2,55	5,32	3,74
	68,0	3,5	7,86	50,4	101	13,4	26,8	2,53	6,17	3,63
	67,0	4	8,92	56,4	113	15,0	30,0	2,51	7,00	3,52
	66,0	4,5	9,96	62,2	124	16,6	33,2	2,50	7,82	3,42
	65,0	5	11,0	67,7	135	18,0	36,0	2,48	8,64	3,32
	64,0	5,5	12,0	73,0	146	19,5	39,0	2,46	9,42	3,22
	63,0	6	13,0	78,0	156	20,8	41,6	2,45	10,2	3,12
	62,0	6,5	14,0	82,8	166	22,1	44,2	2,43	11,0	3,02
	61,0	7	15,0	87,4	175	23,3	46,6	2,41	11,8	2,92
	60,0	7,5	15,9	91,7	183	24,5	49,0	2,40	12,5	2,82

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм	Толщина стенки δ , мм	Площадь сече- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг		
								трубы	воды, заполня- ющей трубу	
наруж- ный D	внутрен- ний d									
75	59,0	8	16,8	95,8	192	25,5	51,0	2,39	13,2	2,73
	58,0	8,5	17,7	99,8	200	26,6	53,2	2,37	13,9	2,64
	57,0	9	18,7	103	207	27,6	55,2	2,35	14,7	2,55
	56,0	9,5	19,5	107	214	28,6	57,2	2,34	15,3	2,46
	55,0	10	20,4	110	221	29,4	58,8	2,32	16,0	2,37
76	73,0	1,5	3,51	24,4	48,8	6,42	12,8	2,64	2,76	4,18
	72,0	2	4,65	31,8	63,6	8,37	16,7	2,62	3,65	4,07
	71,0	2,5	5,77	39,0	78,0	10,3	20,6	2,60	4,53	3,96
	70,0	3	6,88	45,9	91,8	12,1	24,2	2,58	5,40	3,84
	69,0	3,5	7,97	52,5	105	13,8	27,6	2,57	6,26	3,74
	68,0	4	9,04	58,8	118	15,5	31,0	2,55	7,10	3,63
	67,0	4,5	10,1	64,8	130	17,0	34,0	2,53	7,93	3,52
	66,0	5	11,1	70,6	141	18,6	37,2	2,52	8,75	3,42
	65,0	5,5	12,2	76,1	152	20,0	40,0	2,50	9,56	3,32
	64,0	6	13,2	81,4	163	21,4	42,8	2,48	10,4	3,22
	63,0	6,5	14,2	86,4	173	22,7	45,4	2,47	11,1	3,12
	62,0	7	15,2	91,2	182	24,0	48,0	2,45	11,9	3,02
	61,0	7,5	16,1	95,8	192	25,2	50,4	2,44	12,7	2,92
	60,0	8	17,1	100	200	26,3	52,6	2,42	13,4	2,82
	59,0	8,5	18,0	104	208	27,3	54,6	2,40	14,2	2,73
	58,0	9	18,9	108	216	28,4	56,8	2,39	14,9	2,64
	57,0	9,5	19,8	112	224	29,4	58,8	2,38	15,6	2,55
	56,0	10	20,7	115	230	30,2	60,4	2,36	16,3	2,46
83	79,0	2	5,10	41,8	83,6	10,1	20,2	2,86	4,00	4,90
	78,0	2,5	6,33	51,3	103	12,4	24,8	2,85	4,96	4,77
	77,0	3	7,54	60,4	121	14,6	29,2	2,83	5,92	4,65
	76,0	3,5	8,75	69,2	138	16,7	33,4	2,81	6,86	4,53
	75,0	4	9,93	77,7	155	18,7	37,4	2,80	7,79	4,41
	74,0	4,5	11,1	85,7	171	20,6	41,2	2,78	8,71	4,30
	73,0	5	12,3	93,6	187	22,6	45,2	2,76	9,62	4,18
	72,0	5,5	13,4	101	202	24,3	48,6	2,75	10,5	4,07
	71,0	6	14,5	108	216	26,0	52,0	2,73	11,4	3,96
	70,0	6,5	15,6	115	230	27,7	55,4	2,72	12,3	3,84
	69,0	7	16,7	122	244	29,4	58,8	2,70	13,1	3,74
	68,0	7,5	17,8	128	256	30,8	61,6	2,68	14,0	3,63
	67,0	8	18,8	134	238	32,3	64,6	2,67	14,8	3,52
	66,0	8,5	19,9	140	280	33,7	67,4	2,65	15,6	3,42
	65,0	9	20,9	145	290	34,9	69,8	2,64	16,4	3,32
	64,0	9,5	21,9	151	302	36,4	72,8	2,62	17,2	3,22
	63,0	10	22,9	156	312	37,6	75,2	2,61	18,00	3,12
	89	85,0	2	5,47	51,7	103	11,6	23,2	3,07	4,29
84,0		2,5	6,79	63,6	127	14,3	28,6	3,06	5,33	5,54
83,0		3	8,10	75,0	150	16,9	33,8	3,04	6,36	5,41

Продолжение прилож. 1

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
89	82,0	3,5	9,40	86,0	172	19,3	38,6	3,02	7,38	5,28
	81,0	4	10,7	96,6	193	21,7	43,4	3,00	8,38	5,15
	80,0	4,5	11,9	107	214	24,1	48,2	3,00	9,38	5,02
	79,0	5	13,2	117	234	26,3	52,6	2,98	10,4	4,90
	78,0	5,5	14,4	126	252	28,3	56,6	2,96	11,3	4,77
	77,0	6	15,6	135	270	30,4	60,8	2,94	12,3	4,65
	76,0	6,5	16,8	144	288	32,4	64,8	2,93	13,22	4,53
	75,0	7	18,0	153	306	34,4	68,8	2,92	14,2	4,41
	74,0	7,5	19,2	161	322	36,2	72,4	2,89	15,1	4,30
	73,0	8	20,4	169	338	38,0	76,0	2,88	16	4,18
	72,0	8,5	21,5	176	352	39,6	79,2	2,86	16,8	4,07
	71,0	9	22,6	183	366	41,2	82,4	2,85	17,8	3,96
	70,0	9,5	23,7	190	380	42,7	85,4	2,84	18,6	3,84
	69,0	10	24,8	197	394	44,3	88,6	2,82	19,5	3,74
	67,0	11	26,9	209	418	47,0	94,0	2,79	21,2	3,52
	65,0	12	29,0	220	440	49,5	99,0	2,75	22,8	3,32
	63,0	13	31,0	231	462	52,0	104	2,73	24,4	3,12
61,0	14	33,0	240	480	54,0	108	2,70	25,9	2,92	
90	86,0	2	5,52	53,6	107	11,9	23,8	3,12	4,33	5,81
	85,0	2,5	6,87	65,8	132	14,6	29,2	3,09	5,39	5,67
	84,0	3	8,20	77,7	155	17,3	34,6	3,08	6,44	5,54
	83,0	3,5	9,51	89,1	178	19,8	39,6	3,06	7,47	5,41
	82,0	4	10,8	100	200	22,3	44,6	3,04	8,48	5,28
	81,0	4,5	12,1	111	222	24,6	49,2	3,03	9,50	5,15
	80,0	5	13,3	121	242	26,9	53,8	3,02	10,44	5,02
	79,0	5,5	14,6	131	262	29,1	58,2	2,99	11,46	4,90
	78,0	6	15,8	140	280	31,2	62,4	2,98	12,40	4,77
	77,0	6,5	17,0	150	300	33,2	66,4	2,97	13,34	4,65
	76,0	7	18,2	158	316	35,2	70,4	2,95	14,29	4,53
	75,0	7,5	19,4	167	334	37,0	74,0	2,93	15,23	4,41
	74,0	8	20,6	175	350	38,8	77,6	2,92	16,17	4,30
	73,0	8,5	21,8	183	366	40,6	81,2	2,89	17,11	4,18
	72,0	9	22,9	190	380	42,3	84,6	2,88	17,97	4,07
	71,0	9,5	24,0	197	394	43,8	87,6	2,86	18,84	3,96
	70,0	10	25,1	204	408	45,4	90,8	2,85	19,70	3,84
68,0	11	27,3	217	434	48,3	96,6	2,82	21,43	3,63	
66,0	12	29,4	229	458	50,9	102	2,79	23,08	3,42	
64,0	13	31,4	240	480	53,3	106	2,76	24,65	3,22	
62,0	14	33,4	250	500	55,5	111	2,74	26,22	3,02	
95	91,0	2	5,84	63,2	126	13,3	26,6	3,29	4,59	6,50
	90,0	2,5	7,26	77,8	155	16,4	32,8	3,27	5,70	6,36
	89,0	3	8,68	91,8	184	19,3	38,6	3,25	6,81	6,22
	88,0	3,5	10,1	105	210	22,2	44,4	3,24	7,90	6,08

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
95	87,0	4	11,4	119	238	24,9	49,8	3,22	8,98	5,94
	86,0	4,5	12,8	131	232	27,6	55,2	3,20	10,0	5,81
	85,0	5	14,1	143	286	30,2	60,4	3,19	11,1	5,67
	84,0	5,5	15,5	155	310	32,6	65,2	3,16	12,1	5,54
	83,0	6	16,8	167	334	35,1	70,2	3,15	13,2	5,41
	82,0	6,5	18,1	178	356	37,5	75,0	3,14	14,2	5,28
	81,0	7	19,4	188	376	39,6	79,2	3,11	15,2	5,15
	80,0	7,5	20,6	199	398	41,9	83,8	3,11	16,2	5,02
	79,0	8	21,9	209	418	44,0	88,0	3,09	17,2	4,90
	78,0	8,5	23,1	218	436	45,9	91,8	3,07	18,1	4,77
	77,0	9	24,3	227	454	47,8	95,6	3,06	19,1	4,65
	76,0	9,5	25,5	236	472	49,7	99,4	3,04	20,0	4,53
	75,0	10	26,7	244	488	51,4	103	3,02	21,0	4,41
	73,0	11	29,0	260	520	54,7	109	2,99	22,8	4,18
	71,0	12	31,3	275	550	57,9	116	2,96	24,5	3,96
	69,0	13	33,5	289	578	60,9	122	2,94	26,3	3,74
	67,0	14	35,6	301	602	63,4	127	2,91	28,0	3,52
65,0	15	37,7	312	624	65,7	131	2,88	29,6	3,32	
96	92,0	2	5,90	65,3	131	13,6	27,2	3,33	4,63	6,64
	91,0	2,5	7,34	80,3	161	16,7	33,4	3,31	5,76	6,50
	90,0	3	8,76	94,8	190	19,7	39,4	3,29	6,88	6,36
	89,0	3,5	10,2	109	218	22,7	45,4	3,27	8,00	6,22
	88,0	4	11,6	123	246	25,5	51,0	3,26	9,11	6,08
	87,0	4,5	13,0	136	272	28,3	56,6	3,23	10,2	5,94
	86,0	5	14,3	148	296	30,8	61,6	3,22	11,4	5,81
	85,0	5,5	15,6	161	322	33,6	67,2	3,20	12,3	5,67
	84,0	6	17,0	172	344	35,8	71,6	3,18	13,3	5,54
	83,0	6,5	18,3	184	368	38,3	76,6	3,17	14,3	5,41
	82,0	7	19,6	195	390	40,6	81,2	3,16	15,4	5,28
	81,0	7,5	20,8	206	412	42,9	85,8	3,15	16,4	5,15
	80,0	8	22,1	216	432	45,0	90,0	3,13	17,4	5,02
	79,0	8,5	23,4	226	452	47,1	94,2	3,11	18,3	4,90
	78,0	9	24,6	235	470	49,0	98,0	3,09	19,2	4,78
	77,0	9,5	25,8	244	488	50,8	102	3,07	20,3	4,65
	76,0	10	27,0	253	506	52,7	105	3,06	21,2	4,53
	74,0	11	29,4	270	540	56,2	112	3,03	23,1	4,30
	72,0	12	31,6	285	570	59,4	119	3,00	24,8	4,07
70,0	13	33,9	299	598	62,3	125	2,97	26,6	3,85	
68,0	14	36,0	312	624	65,0	130,0	2,94	28,3	3,68	
66,0	15	38,2	324	648	67,5	135	2,91	30,0	3,42	
102	98	2	6,28	78,6	157	15,4	30,8	3,54	4,93	7,54
	97,0	2,5	7,81	96,8	194	19,0	38,0	3,52	6,13	7,39
	96,0	3	9,33	114	228	22,4	44,8	3,50	7,32	7,23

Продолжение прилож. 1

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осовый момент инерции J , см ⁴	Поллярный момент инерции J_p , см ⁴	Осовый момент сопротивления W , см ³	Поллярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
102	95,0	3,5	10,8	131	262	25,7	51,4	3,48	8,50	7,08
	94,0	4	12,3	148	296	29,0	58,0	3,47	9,67	6,94
	93,0	4,5	13,8	164	328	32,2	64,4	3,45	10,8	6,79
	92,0	5	15,2	180	360	35,3	70,6	3,44	12,0	6,64
	91,0	5,5	16,7	195	390	38,2	76,4	3,42	13,1	6,50
	90,0	6	18,1	209	418	41,0	82,0	3,40	14,2	6,36
	89,0	6,5	19,5	223	446	43,7	87,4	3,38	15,3	6,22
	88,0	7	20,9	237	474	46,5	93,0	3,37	16,4	6,08
	87,0	7,5	22,3	250	500	49,0	98,0	3,35	17,5	5,94
	86,0	8	23,6	263	526	51,6	103	3,34	18,6	5,81
	85,0	8,5	25,0	275	550	53,9	108	3,32	19,6	5,67
	84,0	9	26,3	287	574	56,3	113	3,30	20,6	5,54
	83,0	9,5	27,6	298	596	58,4	117	3,29	21,7	5,41
	82,0	10	28,9	309	618	60,6	121	3,27	22,7	5,28
	80,0	11	31,4	330	660	64,7	129	3,24	24,7	5,02
	78,0	12	33,9	350	700	68,6	137	3,21	26,6	4,78
	76,0	13	36,3	368	736	72,1	144	3,18	28,5	4,53
	74,0	14	38,7	384	768	75,3	151	3,15	30,4	4,30
	72,0	15	41,0	399	798	78,2	156	3,12	32,2	4,07
	70,0	16	43,2	413	826	81,0	162	3,09	33,9	3,85
108	103,0	2,5	8,29	115	230	21,3	42,6	3,72	6,50	8,33
	102	3	9,90	136	272	25,2	50,4	3,71	7,77	8,17
	101,0	3,5	11,5	157	314	29,1	58,2	3,69	9,02	8,01
	100,0	4	13,1	177	354	32,8	65,6	3,68	10,3	7,85
	99,0	4,5	14,6	196	392	36,3	72,6	3,66	11,5	7,69
	98,0	5	16,2	215	430	39,8	79,6	3,64	12,7	7,54
	97,0	5,5	17,7	233	466	43,1	86,2	3,63	13,9	7,39
	96,0	6	19,2	251	502	46,5	93,0	3,62	15,1	7,23
	95,0	6,5	20,7	268	536	49,6	99,2	3,60	16,3	7,08
	94,0	7	22,2	285	570	52,8	104	3,58	17,4	6,94
	93,0	7,5	23,7	301	602	55,7	111	3,56	18,6	6,79
	92,0	8	25,1	316	632	58,5	117	3,55	19,7	6,64
	91,0	8,5	26,6	331	662	61,3	123	3,53	20,8	6,50
	90,0	9	28,0	346	692	64,1	128	3,52	21,9	6,36
	89,0	9,5	29,4	360	720	66,7	133	3,50	23,1	6,22
	88,0	10	30,8	373	746	69,1	138	3,48	24,2	6,08
	86,0	11	33,5	399	798	73,9	148	3,45	26,3	5,81
	84,0	12	36,2	423	846	78,3	156	3,42	28,4	5,54
	82,0	13	38,8	446	892	82,5	165	3,39	30,4	5,28
	80,0	14	41,3	467	934	86,5	173	3,36	32,5	5,02
78,0	15	43,8	486	972	90,0	180	3,33	34,4	4,78	
76,0	16	46,2	504	1008	93,4	187	3,30	36,3	4,53	
74,0	17	48,6	521	1042	96,5	193	3,27	38,2	4,30	
72,0	18	50,9	536	1072	99,3	198	3,25	40,0	4,07	
70,0	19	53,1	550	1100	102	204	3,22	41,7	3,85	
68,0	20	55,3	563	1126	104	208	3,19	43,4	3,68	

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
114	108,0	3	10,5	161	322	28,2	56,4	3,93	8,21	9,16
	107,0	3,5	12,1	186	372	32,6	65,2	3,92	9,54	8,99
	106,0	4	13,8	209	418	36,7	73,4	3,89	10,8	8,82
	105,0	4,5	15,5	232	464	40,7	81,4	3,87	12,2	8,65
	104,0	5	17,1	255	510	44,7	89,4	3,86	13,4	8,49
	103,0	5,5	18,7	277	554	48,6	97,2	3,84	14,7	8,33
	102,0	6	20,4	298	596	52,3	105	3,83	16,0	8,17
	101,0	6,5	21,9	318	636	55,8	112	3,81	17,2	8,01
	100,0	7	23,5	338	676	59,3	119	3,79	18,5	7,85
	99,0	7,5	25,1	358	716	62,8	126	3,78	19,7	7,69
	98,0	8	26,6	376	752	66,0	132	3,76	20,9	7,54
	97,0	8,5	28,2	394	788	69,1	138	3,74	22,1	7,39
	96,0	9	29,7	412	824	72,3	145	3,73	23,3	7,23
	95,0	9,5	31,2	429	858	75,2	150	3,71	24,5	7,08
	94,0	10	32,7	446	892	78,2	156	3,70	25,6	6,94
	92,0	11	35,6	477	954	83,7	167	3,66	27,9	6,64
	90,0	12	38,4	507	1014	88,9	178	3,63	30,2	6,36
	88,0	13	41,2	535	1070	93,8	188	3,60	32,4	6,08
	86,0	14	44,0	561	1122	98,5	197	3,57	34,5	5,81
	84,0	15	46,6	585	1170	103	206	3,54	36,6	5,54
82,0	16	49,2	607	1214	106	212	3,51	38,7	5,28	
80,0	17	51,8	628	1256	110	220	3,48	40,7	5,02	
78,0	18	54,3	649	1298	114	228	3,45	42,6	4,78	
76,0	19	56,7	665	1330	117	234	3,42	44,5	4,53	
74,0	20	59,1	682	1364	120	240	3,39	46,4	4,30	
120	115,0	2,5	9,22	163	326	27,1	54,2	4,20	7,24	10,4
	114,0	3	11,0	188	376	31,4	62,8	4,13	8,64	10,2
	113,0	3,5	12,8	214	428	35,6	71,2	4,09	10,1	10,0
	112,0	4	14,5	251	502	41,8	83,6	4,08	11,4	9,85
	111,0	4,5	16,3	275	550	45,9	91,8	4,07	12,8	9,67
	110,0	5	18,1	299	598	49,9	99,8	4,06	14,2	9,50
	109,0	5,5	19,8	325	650	54,2	108	4,05	15,5	9,33
	108,0	6	21,5	351	702	58,4	117	4,04	16,9	9,16
	107,0	6,5	23,2	374	748	62,4	125	4,01	18,2	8,99
	106,0	7	24,8	398	796	66,3	133	4,01	19,5	8,82
	105,0	7,5	26,5	422	844	70,3	141	3,99	20,8	8,65
	104,0	8	28,1	443	886	73,9	148	3,97	22,1	8,49
	103,0	8,5	29,7	465	930	77,6	155	3,96	23,3	8,33
	102,0	9	31,4	487	974	81,2	162	3,94	24,7	8,17
	101,0	9,5	32,9	507	1014	84,6	169	3,93	25,8	8,01
	100,0	10	34,5	527	1054	87,8	175	3,91	27,1	7,85
	98,0	11	37,6	565	1130	94,2	188	3,88	29,5	7,54
	96,0	12	40,7	601	1202	100	200	3,84	31,9	7,23
	94,0	13	43,7	635	1270	106	212	3,81	34,3	6,94

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг		
наружный D	внутренний d								Трубы	воды, заполняющей трубу	
120	92,0	14	46,6	666	1332	111	222	3,78	36,6	6,64	
	90,0	15	49,5	696	1392	116	232	3,75	38,8	6,36	
	88,0	16	52,2	724	1448	121	242	3,72	41,0	6,08	
	86,0	17	55,0	750	1500	125	250	3,69	43,2	5,81	
	84,0	18	57,6	774	1588	129	258	3,67	45,2	5,54	
	82,0	19	60,2	796	1592	133	266	3,64	47,3	5,28	
	80,0	20	62,8	817	1634	136	272	3,61	49,3	5,02	
	127	121	3	11,7	225	450	35,4	70,8	4,38	9,17	11,5
120		3,5	13,6	259	518	40,8	81,6	4,36	10,7	11,3	
119		4	15,5	293	586	46,1	92,2	4,35	12,1	11,1	
118		4,5	17,3	325	650	51,2	102	4,33	13,6	10,9	
117		5	19,2	357	714	56,3	113	4,32	15,0	10,8	
116		5,5	21,0	388	776	61,2	122	4,30	16,5	10,6	
115		6	22,8	418	836	65,9	132	4,28	17,9	10,4	
114		6,5	24,6	448	896	70,6	141	4,27	19,3	10,2	
113		7	26,4	477	954	75,1	150	4,25	20,7	10,0	
112		7,5	28,2	505	1010	79,5	159	4,23	22,1	9,85	
111		8	29,9	532	1064	83,8	168	4,22	23,5	9,67	
110		8,5	31,6	558	1116	87,9	176	4,20	24,8	9,50	
109		9	33,4	584	1168	92,0	184	4,18	26,2	9,33	
108		9,5	35,1	609	1218	95,9	192	4,17	27,5	9,16	
107		10	36,8	633	1266	99,8	200	4,15	28,8	8,99	
105		11	40,1	680	1360	107	214	4,12	31,5	8,65	
103		12	43,4	724	1448	114	228	4,09	34,0	8,33	
101		13	46,6	766	1532	121	242	4,05	36,6	8,01	
99		14	49,7	806	1612	127	254	4,02	39,0	7,69	
97		15	52,8	843	1686	133	266	3,99	41,4	7,39	
95		16	55,8	877	1754	138	276	3,96	43,8	7,08	
93		17	58,7	910	1820	143	286	3,94	46,1	6,79	
91		18	61,6	941	1882	148	296	3,91	48,4	6,50	
89		19	64,5	969	1938	153	306	3,88	50,6	6,22	
87		20	67,2	996	1992	157	314	3,85	52,8	5,94	
130		124	3	11,9	241	482	37,1	74,2	4,49	9,40	12,1
		123	3,5	13,9	278	556	42,8	85,6	4,47	10,9	11,9
	122	4	15,8	314	628	48,4	96,8	4,45	12,4	11,6	
	121	4,5	17,7	350	700	53,8	108	4,45	13,9	11,5	
	120	5	19,6	384	768	59,1	118	4,43	15,4	11,3	
	119	5,5	21,5	418	836	64,3	128	4,41	16,9	11,1	
	118	6	23,4	451	902	69,4	138	4,39	18,4	10,9	
	117	6,5	25,2	482	964	74,2	148	4,37	19,8	10,8	
	116	7	27,0	514	1028	79,1	158	4,36	21,2	10,6	
	115	7,5	28,8	543	1086	83,5	167	4,34	22,6	10,4	

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
130	114	8	30,6	574	1148	88,3	176	4,33	24,0	10,2
	113	8,5	32,4	602	1204	92,5	185	4,31	25,4	10,0
	112	9	34,2	630	1260	97,0	194	4,29	26,8	9,8
	111	9,5	35,9	657	1314	101	202	4,28	28,2	9,67
	110	10	37,7	683	1366	105	210	4,26	29,6	9,50
	108	11	41,1	735	1470	113	226	4,23	32,3	9,16
	106	12	44,5	782	1564	120	240	4,19	34,9	8,82
	104	13	47,8	827	1654	127	254	4,16	37,5	8,49
	102	14	51,0	871	1742	134	268	4,13	40,0	8,17
	100	15	54,2	911	1822	140	280	4,10	42,6	7,85
	98	16	57,3	949	1898	146	292	4,07	45,0	7,54
	96	17	60,3	985	1970	152	304	4,04	47,3	7,23
	94	18	63,3	1019	2038	157	314	4,01	49,7	6,94
	92	19	66,2	1051	2102	162	324	3,98	51,9	6,64
	90	20	69,1	1080	2160	166	332	3,95	54,2	6,36
	133	126	3,5	14,2	299	598	45,0	90,0	4,59	11,2
125		4	16,2	337	674	50,8	102	4,57	12,7	12,27
124		4,5	18,2	375	750	56,5	113	4,55	14,3	12,07
123		5	20,1	412	824	62,0	124	4,53	15,8	11,88
122		5,5	22,0	448	896	67,4	135	4,51	17,3	11,7
121		6	23,9	484	968	72,7	145	4,49	18,8	11,5
120		6,5	25,8	518	1036	77,9	156	4,48	20,3	11,3
119		7	27,7	552	1104	82,9	166	4,46	21,8	11,1
118		7,5	29,6	584	1168	87,8	176	4,45	23,2	10,9
117		8	31,4	616	1232	92,7	185	4,43	24,7	10,8
116		8,5	33,2	647	1294	97,3	195	4,41	26,1	10,6
115		9	35,1	677	1354	102	204	4,40	27,5	10,4
114		9,5	36,9	707	1414	106	212	4,38	28,9	10,2
113		10	38,6	736	1472	111	222	4,36	30,3	10,0
111		11	42,2	791	1582	119	238	4,33	33,1	9,67
109		12	45,6	843	1686	127	254	4,30	35,8	9,33
107		13	49,0	893	1786	134	268	4,27	38,5	8,99
105		14	52,3	939	1878	141	282	4,24	41,1	8,65
103		15	55,6	984	1968	148	296	4,21	43,7	8,33
101		16	58,8	1025	2050	154	308	4,18	46,2	8,01
99	17	61,9	1065	2130	160	320	4,15	48,6	7,69	
97	18	65,0	1102	2204	166	332	4,12	51,1	7,39	
95	19	68,0	1136	2272	171	342	4,09	53,4	7,08	
93	20	71,0	1169	2338	176	352	4,06	55,7	6,79	
140	133	3,5	15,0	350	700	50,0	100	4,83	11,8	13,9
	132	4	17,1	395	790	56,5	113	4,81	13,4	13,7
	131	4,5	19,2	440	880	62,9	126	4,79	15,0	13,5
	130	5	21,2	484	968	69,1	138	4,77	16,6	13,3

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
140	129	5,5	23,2	526	1052	75,2	150	4,76	18,2	13,1
	128	6	25,3	568	1136	81,1	162	4,74	19,8	12,8
	127	6,5	27,3	609	1218	87,0	174	4,73	21,4	12,7
	126	7	29,2	648	1296	92,6	185	4,71	22,9	12,5
	125	7,5	31,2	687	1374	98,2	196	4,69	24,5	12,3
	124	8	33,2	725	1450	104	208	4,68	26,0	12,1
	123	8,5	35,1	762	1524	109	218	4,66	27,6	11,9
	122	9	37,0	798	1596	114	228	4,64	29,1	11,7
	121	9,5	38,9	833	1666	119	238	4,63	30,6	11,5
	120	10	40,8	868	1736	124	248	4,61	32,1	11,3
	118	11	44,6	934	1868	133	266	4,58	35,0	10,9
	116	12	48,3	997	1994	142	284	4,55	37,9	10,6
	114	13	51,9	1057	2114	151	302	4,52	40,7	10,2
	112	14	55,4	1114	2228	159	318	4,49	43,5	9,85
	110	15	58,9	1167	2334	167	334	4,45	46,2	9,50
	108	16	62,3	1228	2436	174	348	4,42	48,9	9,16
	106	17	65,7	1266	2532	181	362	4,39	51,6	8,82
	104	18	69,0	1312	2624	187	374	4,36	54,2	8,49
102	19	72,2	1355	2710	194	388	4,33	56,7	8,17	
100	20	75,4	1395	2790	199	398	4,30	59,2	7,85	
152	145	3,5	16,3	450	900	59,2	118	5,25	12,8	16,5
	144	4	18,6	510	1020	67,1	134	5,24	14,6	16,3
	143	4,5	20,8	568	1136	74,7	149	5,22	16,4	16,0
	142	5	23,1	624	1248	82,2	164	5,20	18,1	15,8
	141	5,5	25,3	680	1360	89,5	179	5,18	19,9	15,6
	140	6	27,5	734	1468	96,6	193	5,17	21,6	15,4
	139	6,5	29,7	788	1576	104	208	5,15	23,3	15,2
	138	7	31,9	840	1680	111	222	5,13	25,0	15,0
	137	7,5	34,0	891	1782	117	234	5,12	26,7	14,7
	136	8	36,2	941	1882	124	248	5,10	28,4	14,5
	135	8,5	38,3	990	1980	130	260	5,08	30,1	14,3
	134	9	40,4	1038	2076	136	272	5,07	31,7	14,1
	133	9,5	42,5	1084	2168	143	286	5,05	33,4	13,9
	132	10	44,6	1130	2260	149	298	5,03	35,0	13,7
	130	11	48,7	1218	2436	160	320	5,00	38,3	13,3
	128	12	52,8	1303	2606	171	342	4,97	41,4	12,8
	126	13	56,8	1383	2766	182	364	4,94	44,6	12,5
	124	14	60,7	1460	2920	192	384	4,90	47,6	12,1
	122	15	64,5	1533	3066	202	404	4,88	50,7	11,7
	120	16	68,4	1608	3216	212	424	4,85	53,6	11,3
	118	17	72,1	1669	3338	220	440	4,81	56,6	10,9
	116	18	75,8	1732	3464	228	456	4,78	59,5	10,6
	114	19	79,4	1792	3584	236	472	4,75	62,3	10,2
	112	20	82,9	1849	3698	243	486	4,72	65,1	9,85

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
152	110	21	86,4	1902	3804	250	500	4,70	67,8	9,50
	108	22	89,8	1953	3906	257	514	4,67	70,5	9,16
	106	23	93,2	2001	4002	263	526	4,64	73,2	8,82
	104	24	96,5	2046	4092	270	540	4,61	75,8	8,49
	102	25	99,7	2089	4178	275	550	4,58	78,3	8,17
159	151	4	19,5	586	1172	73,7	147	5,48	15,3	17,9
	150	4,5	21,8	652	1304	82,0	164	5,46	17,2	17,6
	149	5	24,2	718	1436	90,3	181	5,45	19,0	17,4
	148	5,5	26,5	782	1584	98,4	197	5,43	20,8	17,2
	147	6	28,8	845	1690	106	212	5,41	22,6	17,0
	146	6,5	31,1	907	1814	114	228	5,40	24,4	16,7
	145	7	33,4	967	1934	122	244	5,38	26,2	16,5
	144	7,5	35,7	1027	2054	129	258	5,36	28,0	16,3
	143	8	37,9	1085	2170	136	272	5,35	29,8	16,1
	142	8,5	40,2	1141	2282	144	288	5,33	31,6	15,8
	141	9	42,4	1197	2394	151	302	5,31	33,3	15,6
	140	9,5	44,6	1252	2504	157	314	5,30	35,0	15,4
	139	10	46,8	1304	2608	164	328	5,28	36,8	15,2
	137	11	51,1	1408	2816	177	354	5,25	40,2	14,7
	135	12	55,4	1507	3014	190	380	5,21	43,5	14,3
	133	13	59,6	1602	3204	202	404	5,18	46,8	13,9
	131	14	63,8	1692	3384	213	426	5,15	50,1	13,5
	129	15	67,9	1778	3556	223	446	5,12	53,3	13,1
	127	16	71,9	1861	3722	234	468	5,09	56,4	12,7
	125	17	75,8	1939	3878	244	488	5,06	59,5	12,3
	123	18	79,7	2014	4028	253	506	5,03	62,6	11,9
	121	19	83,6	2086	4172	262	524	5,00	65,6	11,5
	119	20	87,3	2153	4306	270	540	4,97	68,6	11,1
	117	21	91,0	2218	4436	278	556	4,94	71,5	10,8
	115	22	94,7	2279	4558	286	572	4,90	74,3	10,4
113	23	98,3	2337	4674	294	588	4,87	77,1	10,0	
111	24	102	2393	4786	301	602	4,84	79,9	9,67	
109	25	105	2445	4890	308	616	4,82	82,6	9,33	
165	157	4	20,2	655	1310	79,5	159	5,69	15,8	19,3
	156	4,5	22,7	731	1462	88,6	177	5,68	17,8	19,1
	154	5,5	27,6	877	1754	106	212	5,64	21,6	18,6
	153	6	29,9	948	1896	115	230	5,63	23,5	18,4
	152	6,5	32,3	1019	2038	124	248	5,62	25,4	18,1
	151	7	34,7	1087	2174	132	264	5,60	27,2	17,9
	150	7,5	37,1	1153	2306	140	280	5,57	29,1	17,7
	149	8	39,4	1219	2438	148	296	5,56	30,9	17,4
	148	8,5	41,7	1284	2568	156	312	5,55	32,7	17,2
	147	9	44,1	1346	2692	163	326	5,52	34,6	16,9

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , см	Площадь сече- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наруж- ный D	внутрен- ний d								трубы	воды, заполня- ющей трубу
165	146	9,5	46,4	1408	2816	171	342	5,51	36,4	16,7
	145	10	48,4	1470	2940	178	356	5,49	38,2	16,5
	143	11	53,2	1586	3172	192	384	5,46	41,8	16,1
	141	12	57,6	1699	3398	206	412	5,43	45,2	15,6
	139	13	62,0	1806	3612	219	438	5,40	48,7	15,2
	137	14	66,4	1909	3818	231	462	5,36	52,1	14,7
	135	15	70,6	2009	4018	243	486	5,33	55,4	14,3
	133	16	74,8	2103	4206	248	496	5,30	58,7	14,0
	131	17	79,0	2193	4386	266	532	5,27	62,0	13,5
	129	18	83,0	2280	4560	276	552	5,24	65,2	13,0
	127	19	87,1	2362	4724	286	572	5,21	68,4	12,7
	125	20	91,1	2441	4882	296	592	5,18	71,5	12,2
	123	21	95,0	2515	5030	305	610	5,14	74,6	11,9
	121	22	98,8	2587	5174	314	628	5,12	77,6	11,5
	119	23	103	2655	5310	322	644	5,08	80,8	11,1
	117	24	106	2719	5438	330	660	5,06	83,2	10,8
	115	25	110	2781	5562	337	674	5,03	86,4	10,4
168	160	4	20,5	693	1386	82,6	165	5,81	16,09	20,1
	159	4,5	23,1	773	1546	92,1	184	5,78	18,13	19,8
	158	5	25,6	851	1702	101	202	5,77	20,10	19,6
	157	5,5	28,1	928	1856	110	220	5,75	22,04	19,4
	156	6	30,5	1003	2006	119	238	5,74	23,97	19,1
	155	6,5	33,0	1077	2154	128	256	5,72	26,0	18,8
	154	7	35,4	1150	2300	137	274	5,70	27,8	18,6
	153	7,5	37,8	1221	2442	145	290	5,68	29,7	18,4
	152	8	40,2	1290	2580	153	306	5,66	31,6	18,1
	151	8,5	42,6	1359	2718	162	324	5,64	33,4	17,9
	150	9	45,0	1426	2852	170	340	5,63	35,3	17,7
	149	9,5	47,3	1491	2982	178	356	5,61	37,1	17,43
	148	10	49,6	1555	3110	185	370	5,60	39,0	17,2
	146	11	54,3	1680	3360	200	400	5,56	42,6	16,7
	144	12	58,8	1800	3600	214	428	5,53	46,2	16,3
	142	13	63,3	1915	3830	228	456	5,50	49,7	15,8
	140	14	67,7	2025	4050	241	482	5,47	53,2	15,4
	138	15	72,1	2130	4260	254	508	5,43	56,6	14,9
	136	16	76,4	2222	4444	265	530	5,40	60,0	14,5
	134	17	80,6	2328	4656	277	554	5,37	63,3	14,1
	132	18	84,8	2421	4842	288	576	5,34	66,6	13,7
	130	19	88,9	2509	5018	299	598	5,31	69,8	13,3
	128	20	93,0	2593	5186	308	616	5,28	73,0	12,8
	126	21	97,0	2674	5348	318	636	5,25	76,1	12,5
	124	22	101	2750	5500	327	654	5,22	79,2	12,1
	122	23	105	2823	5646	336	672	5,19	82,2	11,7
	120	24	109	2893	5786	344	688	5,16	85,2	11,3
118	25	112	2958	5916	352	704	5,14	88,2	10,9	

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм	Толщина стенки δ , мм	Площадь сече- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг		
								наруж- ный D	внутрен- ний d	трубы
194	184	5	29,6	1329	2658	137	274	6,69	23,3	26,0
	182	6	35,4	1568	3136	162	324	6,65	27,8	26,0
	180	7	41,1	1800	3600	186	372	6,62	32,3	25,4
	179	7,5	43,9	1914	3828	197	394	6,60	34,5	25,2
	178	8	46,7	2026	4052	209	418	6,59	36,7	24,8
	177	8,5	49,5	2136	4272	220	440	6,57	38,9	24,6
	176	9	52,3	2244	4488	231	462	6,55	41,1	24,3
	175	9,5	55,1	2350	4700	242	484	6,53	43,2	24,0
	174	10	57,8	2454	4908	253	506	6,51	45,4	23,8
	172	11	63,2	2657	5314	274	548	6,48	49,6	23,2
	170	12	68,6	2864	5728	295	590	6,46	53,9	22,7
	168	13	73,9	3043	6086	314	628	6,42	58,0	22,2
	166	14	79,2	3226	6452	332	664	6,38	62,2	21,6
	164	15	84,3	3403	6806	351	702	6,35	66,2	21,1
	162	16	89,5	3573	7146	368	736	6,32	70,2	20,6
	160	17	94,5	3737	7474	385	770	6,29	74,2	20,1
	158	18	99,5	3895	7790	401	802	6,26	78,1	19,6
	156	19	104	4047	8094	416	832	6,23	82,0	19,1
	154	20	109	4193	8386	431	862	6,20	85,3	18,6
	152	21	114	4334	8668	446	892	6,17	89,6	18,1
	150	22	119	4469	8938	461	922	6,13	93,3	17,7
	148	23	124	4599	9198	474	948	6,09	97,0	17,2
	146	24	128	4724	9448	487	974	6,07	100	16,7
144	25	133	4844	9688	499	998	6,03	104	16,3	
219	209	5	33,60	1926	3852	176	352	7,57	26,4	34,3
	207	6	40,1	2279	4558	208	416	7,53	31,5	33,6
	205	7	46,6	2623	5246	240	480	7,50	36,6	33,0
	203	8	53,0	2956	5912	270	540	7,47	41,6	32,3
	201	9	59,4	3280	6560	299	598	7,43	46,6	31,7
	200	9,5	62,5	3438	6876	314	628	7,42	49,1	31,4
	199	10	65,6	3594	7188	328	656	7,40	51,5	31,1
	197	11	71,9	3899	7798	356	712	7,37	56,4	30,5
	195	12	78,0	4195	8390	383	766	7,33	61,3	29,8
	193	13	84,1	4482	8964	409	818	7,30	66,0	29,2
	191	14	90,2	4760	9520	435	870	7,27	70,8	28,6
	189	15	96,1	5029	10060	460	920	7,23	75,5	28,0
	187	16	102	5290	10580	483	966	7,20	80,1	27,5
	185	17	108	5543	11090	506	1012	7,16	84,7	26,9
	183	18	114	5788	11580	529	1058	7,13	89,2	26,3
	181	19	119	6024	12050	551	1102	7,11	93,7	25,7
	179	20	125	6253	12510	571	1142	7,07	98,2	25,2
	177	21	131	6474	12950	591	1182	7,03	102,5	24,6
	175	22	136	6689	13380	611	1222	7,01	107	24,0
	173	23	142	6896	13790	629	1252	6,97	111	23,5
	171	24	147	7096	14190	647	1294	6,95	115	22,9

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сеч- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наруж- ный D	внутрен- ний d								трубы	воды, заполня- ющей трубу
219	169	25	152	7 289	14 580	665	1330	6,92	120	22,4
	167	26	158	7 475	14 550	683	1366	6,88	124	21,9
	165	27	163	7 655	15 310	700	1400	6,86	128	21,4
	163	28	168	7 828	15 660	715	1430	6,82	132	20,8
	161	29	173	7 995	15 990	730	1460	6,79	136	20,4
	159	30	178	8 156	16 310	745	1490	6,77	140	19,8
245	235	5	37,7	2 716	5 432	222	444	8,49	29,58	43,4
	233	6	45,0	3 220	6 440	263	526	8,46	35,35	42,6
	231	7	52,3	3 710	7 420	303	606	8,42	41,09	41,9
	229	8	59,6	4 188	8 376	342	684	8,38	46,76	41,2
	227	9	66,7	4 653	9 306	380	760	8,35	52,38	40,5
	226	9,5	70,3	4 882	9 764	398	796	8,33	55,17	40,1
	225	10	73,8	5 107	10 210	417	834	8,32	57,95	39,7
	223	11	80,9	5 548	11 100	453	906	8,28	63,48	39,0
	221	12	87,8	5 978	11 960	488	976	8,25	68,95	38,3
	219	13	94,7	6 396	12 790	522	1044	8,22	74,38	37,6
	217	14	102	6 803	13 610	555	1110	8,19	79,76	36,9
	215	15	108	7 199	14 400	587	1174	8,15	85,08	36,3
	213	16	115	7 584	15 170	619	1238	8,12	90,36	35,6
	211	17	122	7 958	15 920	650	1300	8,09	95,59	34,9
	209	18	128	8 322	16 640	680	1360	8,06	101	34,3
	207	19	135	8 676	17 350	709	1418	8,02	106	33,6
	205	20	141	9 019	18 040	737	1474	7,99	111	33,0
	203	21	148	9 353	18 710	764	1528	7,95	116	32,3
	201	22	154	9 676	19 350	790	1580	7,92	121	31,7
	199	23	160	9 981	19 960	815	1630	7,89	126	31,1
	197	24	167	10 300	20 600	840	1680	7,85	131	30,5
	195	25	173	10 590	21 180	864	1728	7,82	136	29,8
	193	26	179	10 880	21 760	888	1776	7,79	140	29,2
	191	27	185	11 160	22 320	911	1822	7,76	145	28,6
	189	28	191	11 430	22 860	933	1866	7,73	150	28,0
	187	29	197	11 690	23 380	954	1908	7,70	154	27,4
	185	30	203	11 940	23 880	975	1950	7,67	159	26,8
273	263	5	42,1	3 781	7 562	277	554	9,48	33,0	54,3
	261	6	50,3	4 489	8 978	329	658	9,45	39,5	53,5
	259	7	58,5	5 177	10 350	379	758	9,41	45,9	52,7
	257	8	66,6	5 853	11 710	429	858	9,37	52,3	51,8
	255	9	74,6	6 512	13 020	477	954	9,34	58,6	51,0
	254	9,5	78,6	6 836	13 670	500	1000	9,32	61,7	50,6
	253	10	82,6	7 157	14 310	525	1050	9,31	64,8	50,2
	251	11	90,5	7 784	15 570	570	1140	9,27	71,1	49,5
	249	12	98,4	8 398	16 790	615	1230	9,23	77,2	48,7
	247	13	106	8 997	17 990	659	1318	9,21	83,4	47,8
	245	14	114	9 582	18 160	702	1404	9,18	89,4	47,1
	243	15	121	10 150	20 300	744	1488	9,15	95,4	46,3

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм	Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг			
								наружный D	внутренний d	трубы	воды, заполняющей трубу
273	241	16	129	10 710	21 420	785	1570	9,12	101	45,6	
	239	17	137	11 250	22 500	825	1650	9,08	107	44,8	
	237	18	144	11 780	23 560	863	1726	9,04	113	44,1	
	235	19	152	12 300	24 600	901	1802	9,00	119	43,4	
	233	20	159	12 800	25 600	938	1876	8,97	125	42,6	
	231	21	166	13 290	26 580	974	1948	8,94	131	41,9	
	229	22	173	13 770	27 540	1009	2018	8,91	136	41,2	
	227	23	181	14 240	28 480	1043	2086	8,87	142	40,4	
	225	24	188	14 690	29 380	1076	2152	8,84	147	39,7	
	223	25	195	15 310	30 260	1108	2216	8,80	153	39,0	
	221	26	202	15 560	31 120	1140	2280	8,77	158	38,3	
	219	27	209	15 980	31 960	1170	2340	8,74	164	37,6	
	217	28	215	16 380	32 760	1200	2400	8,72	169	37,0	
	215	29	222	16 780	33 560	1229	2458	8,69	175	36,3	
213	30	229	17 170	34 340	1258	2516	8,66	180	35,6		
325	315	5	50,2	6 442	12 880	396	792	11,3	39,4	77,9	
	313	6	60,1	7 652	15 300	471	942	11,3	47,2	76,9	
	311	7	69,9	8 847	17 690	544	1088	11,2	54,8	75,9	
	309	8	79,7	10 010	20 020	616	1232	11,2	62,5	74,9	
	307	9	89,3	11 160	22 320	687	1374	11,2	70,1	74,0	
	306	9,5	94,2	11 730	23 460	722	1444	11,2	73,9	73,5	
	305	10	99,0	12 290	24 580	756	1512	11,1	77,7	73,0	
	303	11	109	13 390	26 780	824	1648	11,1	85,2	72,1	
	301	12	118	14 470	28 940	891	1782	11,1	92,6	71,1	
	299	13	127	15 530	31 060	956	1912	11,0	100	70,2	
	297	14	137	16 570	33 140	1020	2040	11,0	107	69,2	
	295	15	146	17 590	35 180	1082	2164	11,0	115	68,3	
	293	16	155	18 590	37 180	1144	2288	10,9	122	67,4	
	291	17	164	19 570	39 140	1204	2408	10,9	129	66,5	
	289	18	174	20 530	41 060	1263	2526	10,9	136	65,6	
	287	19	183	21 470	42 940	1321	2642	10,8	143	64,7	
	285	20	192	22 380	44 760	1377	2754	10,8	150	63,8	
	351	339	6	65,0	9 704	19 410	553	1106	12,2	51,0	90,2
		337	7	75,6	11 160	22 330	636	1272	12,2	59,3	89,1
		335	8	86,2	12 680	25 360	723	1446	12,1	67,6	88,1
333		9	96,7	14 150	28 300	806	1612	12,1	75,9	87,0	
332		9,5	102	14 870	29 740	847	1694	12,1	80,0	86,5	
331		10	107	15 580	31 160	888	1776	12,1	84,1	86,0	
329		11	117	17 000	34 000	968	1936	12,0	92,2	85,0	
327		12	128	18 380	36 760	1047	2094	12,0	100	83,9	
325		13	138	19 740	39 480	1125	2250	12,0	108	82,9	
323		14	148	21 080	42 160	1201	2402	11,9	116	81,9	
321		15	158	22 390	44 780	1276	2552	11,9	124	80,9	
319		16	168	23 680	47 360	1349	2698	11,9	132	79,9	

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
351	317	17	178	24 940	49 880	1421	2842	11,8	140	78,9
	315	18	188	26 180	52 360	1490	2980	11,8	148	77,9
	313	19	198	27 400	54 800	1560	3120	11,8	156	76,9
	311	20	208	28 590	57 180	1629	3258	11,7	163	75,9
377	365	6	69,9	12 070	24 140	640	1280	13,2	54,9	105,0
	363	7	81,3	13 890	27 780	737	1474	13,1	63,8	103,0
	361	8	92,7	15 820	31 640	839	1678	13,1	72,8	102
	359	9	104	17 600	35 200	934	1868	13,0	81,6	101
	357	10	115	19 430	38 860	1031	2062	13,0	90,5	100
	355	11	126	21 200	42 400	1125	2250	13,0	99,3	98,9
	353	12	138	22 940	45 880	1217	2434	12,9	108	97,8
	351	13	148	24 660	49 320	1308	2616	12,9	116	96,7
	349	14	160	26 340	52 680	1397	2794	12,9	125	96,6
	347	15	171	28 000	56 000	1485	2970	12,8	134	94,5
	345	16	181	29 650	59 300	1573	3146	12,8	142	93,4
	343	17	192	31 280	62 560	1659	3318	12,8	151	92,3
	341	18	203	32 770	65 540	1739	3478	12,7	159	91,2
	339	19	213	34 360	68 720	1823	3646	12,7	167	90,2
	337	20	224	35 820	71 640	1900	3800	12,6	176	89,1
	426	414	6	79	17 460	34 920	820	1640	14,9	62,0
412		7	92	20 310	40 610	953	1906	14,9	72,2	133
410		8	105	22 960	45 920	1078	2156	14,8	82,4	132
408		9	118	25 650	51 300	1204	2408	14,7	92,5	131
406		10	131	28 290	56 580	1328	2656	14,7	103	129
404		11	143	30 900	61 800	1451	2902	14,7	113	128
402		12	156	33 470	66 940	1572	3144	14,6	123	127
400		13	169	36 010	72 020	1691	3382	14,6	132	126
398		14	181	38 500	77 000	1808	3616	14,6	142	124
396		15	193	40 980	81 970	1924	3848	14,6	152	123
394		16	206	43 440	86 870	2039	4078	14,5	162	122
392		17	218	45 710	91 420	2146	4292	14,5	171	121
390		18	231	48 110	96 230	2259	4518	14,4	181	119
388		19	243	50 490	101 000	2370	4740	14,4	191	118
386		20	255	52 700	105 400	2474	4948	14,4	200	117
478		466	6	88,9	24 910	49 820	1042	2084	16,7	69,8
	464	7	104	28 730	57 460	1202	2404	16,6	81,6	169
	462	8	118	32 730	65 460	1369	2738	16,6	92,6	167
	460	9	133	36 480	72 960	1526	3052	16,6	104	166
	458	10	147	40 280	80 560	1685	3370	16,6	115	165
	456	11	161	44 030	88 060	1842	3684	16,5	127	163
	454	12	176	47 730	95 460	1997	3994	16,5	135	162
	452	13	190	51 380	102 800	2150	4300	16,4	149	160
	450	14	204	54 990	109 900	2300	4600	16,4	160	159,0

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм	Толщина стенки δ , мм	Площадь сече- ния F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный мо- мент сопротивле- ния W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг		
								наруж- ный D	внутрен- ний d	трубы
478	448	15	218	58 550	117 100	2450	4900	16,4	171	158,0
	446	16	232	62 080	124 200	2597	5194	16,4	182	156
	444	17	246	65 580	131 200	2744	5488	16,3	193	155
	442	18	260	68 860	137 700	2881	5762	16,3	204	153
	440	19	274	72 290	144 600	3025	6050	16,2	215	152
	438	20	288	75 700	151 400	3167	6334	16,2	226	151
	529	517	6	98,5	33 690	67 380	1274	2548	18,5	77,3
515		7	115	39 180	78 360	1481	2962	18,5	90,3	208
513		8	131	44 370	88 740	1678	3356	18,4	103	206
511		9	147	49 720	99 440	1880	3760	18,4	115	205
509		10	163	54 930	109 900	2077	4154	18,4	128	203
507		11	179	60 080	120 200	2272	4544	18,3	141	202
505		12	195	65 170	130 300	2464	4928	18,3	153	200
503		13	211	70 200	140 400	2654	5308	18,2	165	199
501		14	227	75 170	150 300	2842	5684	18,2	178	197
499		15	242	80 080	160 200	3028	6056	18,2	190	195
497		16	258	84 950	169 900	3212	6424	18,1	203	194
495		17	273	89 780	179 600	3394	6784	18,1	214	192
493		18	289	94 580	189 200	3576	7152	18,1	227	191
491		19	304	99 090	198 200	3746	7492	18,1	239	189
489		20	320	103 800	207 600	3925	7850	18,0	251	188
487		21	335	108 200	216 400	4093	8186	18,0	263	186
485		22	350	112 900	225 800	4268	8536	18,0	275	185
483		23	365	117 300	234 600	4433	8866	17,9	287	183
481		24	381	121 600	243 200	4597	9194	17,8	299	182
479	25	396	1 216 100	252 200	4768	9536	17,8	311	180	
630	618	6	117	57 360	114 700	1821	3642	22,1	91,8	300
	616	7	137	66 700	133 400	2117	4234	22,1	107,6	298
	614	8	156	75 620	151 200	2400	4800	22,0	122	296
	612	9	176	84 680	169 400	2688	5376	21,9	138	294
	610	10	195	93 610	187 300	2973	5946	21,9	153	292
	608	11	214	102 500	205 000	3254	6508	21,9	168	290
	606	12	233	111 300	222 600	3533	7066	21,8	183	288
	604	13	252	120 000	240 000	3810	7620	21,8	198	286
	602	14	271	128 600	257 200	4083	8166	21,8	213	284
	600	15	290	137 100	274 200	4353	8706	21,8	228	283
	598	16	308	145 600	291 200	4622	9244	21,8	242	281
	596	17	327	154 000	308 000	4888	9776	21,7	257	279
	594	18	346	162 300	324 600	5153	10300	21,7	272	277
	592	19	364	170 600	341 200	5416	10830	21,7	286	275
	590	20	383	178 500	357 000	5667	11330	21,6	301	273
	588	21	402	186 700	373 400	5926	11850	21,5	316	271
	586	22	420	194 800	389 600	6184	12370	21,5	330	270
	584	23	438	202 500	405 000	6429	12860	21,5	344	268
	582	24	457	210 200	420 400	6673	13350	21,4	359	266

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
630	580	25	475	217 800	435 600	6915	13 830	21,4	373	264
720	708	6	134	85 620	171 200	2 378	4 756	25,3	105	394
	706	7	157	99 850	199 700	2 774	5 548	25,2	123	391
	704	8	179	113 500	227 000	3 153	6 306	25,2	141	389
	702	9	201	127 100	254 200	3 530	7 060	25,1	158	387
	700	10	223	140 600	281 200	3 906	7 812	25,1	175	385
	698	11	245	154 000	308 000	4 279	8 558	25,1	192	382
	696	12	267	167 300	334 600	4 648	9 296	25,0	210	380
	694	13	289	180 500	361 000	5 014	10 030	25,0	227	378
	692	14	310	193 600	387 200	5 378	10 760	25,0	244	376
	690	15	332	206 600	413 200	5 738	11 480	24,9	261	374
	688	16	353	219 600	439 200	6 100	12 200	24,9	277	372
	686	17	375	232 100	464 200	6 448	12 890	24,9	294	369
	684	18	397	245 000	490 000	6 806	13 610	24,8	312	367
	682	19	418	257 400	514 800	7 150	14 300	24,8	328	365
	680	20	440	269 700	539 400	7 491	14 980	24,8	345	363
	678	21	461	281 900	563 800	7 831	15 660	24,7	362	361
	676	22	482	294 100	588 200	8 168	16 340	24,7	378	359
674	23	503	306 100	612 200	8 504	17 010	24,7	395	357	
672	24	524	318 100	636 200	8 837	17 670	24,6	411	354	
670	25	546	330 100	660 200	9 169	18 340	24,6	429	352	
820	808	6	153	126 900	253 800	3 095	6 190	28,8	120	513
	806	7	178	147 900	295 800	3 610	7 220	28,8	140	510
	804	8	204	168 400	336 800	4 106	8 212	28,7	160	507
	802	9	229	188 600	377 200	4 600	9 200	28,7	180	505
	800	10	254	208 800	417 600	5 092	10 180	28,7	200	502
	798	11	280	228 800	457 600	5 581	11 160	28,6	220	500
	796	12	305	248 700	497 400	6 066	12 130	28,6	239	497
	794	13	330	268 400	536 800	6 547	13 090	28,5	259	495
	792	14	354	288 000	576 000	7 025	14 050	28,5	278	492
	788	16	403	327 000	654 000	7 976	15 950	28,5	316	487
	786	17	428	345 900	691 800	8 436	16 870	28,4	336	485
	784	18	453	365 200	730 400	8 893	17 780	28,4	356	482
	782	19	477	383 900	767 800	9 364	18 730	28,4	374	480
	780	20	502	402 500	805 000	9 846	19 630	28,3	394	478
	778	21	526	421 000	842 000	10 270	20 540	28,3	413	475
	776	22	551	439 300	878 600	10 720	21 440	28,2	433	473
	774	23	575	457 600	915 200	11 160	22 320	28,2	451	470
772	24	600	475 800	951 600	11 600	23 200	28,2	471	468	
770	25	624	493 900	987 800	12 050	24 100	28,1	490	465	
920	906	7	201	209 500	419 000	4 556	9 112	32,3	158	644
	904	8	229	238 500	477 000	5 185	10 370	32,3	180	642
	902	9	258	267 300	534 600	5 811	11 620	32,2	202	639
	900	10	286	296 000	592 000	6 436	12 870	32,2	224	636

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
920	898	11	314	324 600	649 200	7 056	14 110	32,1	247	633
	896	12	342	352 900	705 800	7 672	15 340	32,1	269	630
	894	13	370	381 100	762 200	8 284	16 570	32,0	291	627
	892	14	398	409 100	818 200	8 893	17 790	32,0	313	625
	890	15	426	436 800	873 600	9 497	18 990	32,0	334	622
	888	16	454	464 800	929 600	10 100	20 200	32,0	356	619
	886	17	482	491 800	983 600	10 690	21 380	31,9	378	616
	884	18	510	518 700	1 037 000	11 280	22 560	31,9	400	613
	882	19	538	546 300	1 093 000	11 880	23 760	31,8	422	611
	880	20	565	573 000	1 146 000	12 460	24 920	31,8	444	608
	878	21	593	599 500	1 199 000	13 030	26 060	31,8	466	605
	876	22	620	626 000	1 252 000	13 610	27 220	31,8	487	602
	874	23	648	652 300	1 305 000	14 180	28 360	31,7	509	600
872	24	675	678 500	1 357 000	14 750	29 500	31,7	530	597	
870	25	703	704 600	1 409 000	15 320	30 640	31,6	552	594	
1020	1006	7	223	286 200	572 400	5 612	11 220	35,8	175	794
	1004	8	254	325 900	651 800	6 390	12 780	35,8	199	791
	1002	9	286	365 400	730 800	7 164	14 330	35,7	224	788
	1000	10	317	404 700	809 500	7 936	15 870	35,7	249	785
	998	11	349	443 900	887 800	8 704	17 410	35,7	274	782
	996	12	380	482 800	965 600	9 467	18 930	35,6	298	779
	994	13	411	521 500	1 043 000	10 230	20 460	35,6	325	776
	992	14	442	560 000	1 120 000	10 980	21 960	35,6	347	772
	990	15	473	598 200	1 196 000	11 730	23 460	35,6	371	769
	988	16	504	636 600	1 273 000	124 800	249 600	35,5	396	766
	986	17	535	673 900	1 348 000	132 100	264 200	35,5	420	763
	984	18	566	712 000	1 424 000	139 600	279 200	35,5	444	760
	982	19	597	749 100	1 498 000	146 900	293 800	35,4	469	757
	980	20	628	785 900	1 572 000	154 100	308 200	35,4	493	754
	978	21	659	822 600	1 645 000	161 300	322 600	35,3	517	751
	976	22	689	859 200	1 718 000	168 500	337 000	35,3	541	748
	974	23	720	895 600	1 791 000	175 600	351 200	35,3	565	745
	972	24	751	931 800	1 864 000	182 700	365 400	35,2	590	742
	970	25	781	968 000	1 936 000	189 800	379 600	35,2	613	739
968	26	812	1 004 000	2 008 000	196 800	393 600	35,2	637	736	
966	27	842	1 040 000	2 080 000	203 800	407 600	35,1	661	733	
964	28	872	1 074 000	2 148 000	210 700	421 400	35,1	685	730	
962	29	902	1 110 000	2 220 000	217 600	435 200	35,1	708	726	
960	30	933	1 144 000	2 288 000	224 400	448 800	35,0	732	723	
1220	1206	7	267	496 900	993 800	8 146	16 290	43,4	210	1142
	1204	8	305	553 800	1 108 000	9 079	18 160	42,9	239	1138
	1202	9	342	625 000	1 250 000	10 250	20 500	42,8	268	1134
	1200	10	380	695 900	1 392 000	11 410	22 820	42,8	298	1130

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ , мм	Площадь сечения F , см ²	Осевой момент инерции J , см ⁴	Полярный момент инерции J_p , см ⁴	Осевой момент сопротивления W , см ³	Полярный момент сопротивления W_p , см ³	Радиус инерции r , см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
1220	1198	11	418	763 600	1 527 000	12 520	25 040	42,7	328	1126
	1196	12	455	831 200	1 662 000	13 630	27 260	42,7	358	1123
	1194	13	493	898 500	1 797 000	14 730	29 460	42,7	387	1119
	1192	14	530	964 700	1 929 400	15 810	31 620	42,6	416	1115
	1190	15	568	1 032 000	2 064 000	16 920	33 840	42,6	446	1112
	1188	16	605	1 102 000	2 204 000	18 060	36 120	42,6	475	1108
	1186	17	642	1 157 000	2 314 000	18 970	37 940	42,5	504	1104
	1184	18	680	1 226 000	2 452 000	20 100	40 200	42,5	534	1100
	1182	19	717	1 295 000	2 590 000	21 230	42 460	42,5	563	1097
	1180	20	754	1 363 000	2 726 000	22 340	44 680	42,4	592	1093
	1178	21	790	1 418 000	2 836 000	23 250	46 500	42,4	620	1089
	1176	22	827	1 486 000	2 972 000	24 360	48 720	42,4	649	1086
	1174	23	864	1 554 000	3 108 000	25 470	50 940	42,4	678	1082
	1172	24	901	1 608 000	3 216 000	26 350	52 700	42,2	707	1078
	1170	25	938	1 675 000	3 350 000	27 460	54 920	42,2	736	1075
	1168	26	975	1 742 000	3 484 000	28 560	57 120	42,2	765	1071
	1166	27	1011	1 796 000	3 592 000	29 440	58 880	42,1	794	1067
1164	28	1048	1 862 000	3 724 000	30 530	71 060	42,1	823	1064	
1162	29	1085	1 929 000	3 858 000	31 620	63 240	42,1	852	1060	
1160	30	1121	1 990 000	3 980 000	32 620	65 240	42,1	880	1056	
1420	1406	7	311	776 800	1 553 000	10 940	21 880	49,9	244	1552
	1404	8	355	885 300	1 771 000	12 470	24 940	49,9	279	1547
	1402	9	399	993 300	1 987 000	13 990	27 980	49,9	313	1543
	1400	10	443	1 101 000	2 202 000	15 510	31 020	49,8	348	1539
	1398	11	487	1 208 000	2 416 000	17 010	34 020	49,8	382	1534
	1396	12	531	1 316 000	2 632 000	18 540	37 080	49,8	417	1530
	1394	13	575	1 422 000	2 844 000	20 030	40 060	49,7	451	1525
	1392	14	618	1 529 000	3 058 000	21 540	43 080	49,7	485	1521
	1390	15	662	1 635 000	3 270 000	23 020	46 040	49,7	520	1517
	1388	16	706	1 740 000	3 480 000	24 520	49 040	49,6	554	1512
	1386	17	750	1 847 000	3 694 000	26 000	52 000	49,6	589	1508
	1384	18	793	1 950 000	3 900 000	27 460	54 920	49,6	622	1504
	1382	19	836	2 053 000	4 106 000	28 920	57 840	49,6	656	1499
	1380	20	879	2 156 000	2 212 000	30 370	60 740	49,5	690	1495
	1378	21	923	2 261 000	4 522 000	31 850	63 700	49,5	725	1491
	1376	22	966	2 363 000	4 726 000	33 280	66 560	49,5	758	1486
	1374	23	1010	2 465 000	4 930 000	34 720	69 440	49,4	793	1482
	1372	24	1053	2 567 000	5 134 000	36 160	72 320	49,4	827	1478
	1370	25	1095	2 667 000	5 334 000	37 560	75 120	49,4	860	1473
	1368	26	1138	2 768 000	5 536 000	39 000	78 000	49,3	893	1469
	1366	27	1181	2 869 000	5 738 000	40 410	80 820	49,3	927	1465
	1364	28	1224	2 968 000	5 936 000	41 800	83 600	49,2	961	1460
	1362	29	1267	3 068 000	6 136 000	43 210	86 420	49,2	995	1456
1360	30	1309	3 166 000	6 332 000	44 600	892 000	49,2	1028	1452	

ПРИЛОЖЕНИЕ II

**ЗНАЧЕНИЯ МОДУЛЕЙ УПРУГОСТИ
И КОЭФФИЦИЕНТОВ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ**

Температура стенки трубы, °С	Модуль упру- гости E_t , кг/см ²	Коэффициент линейного расширения α , м/(м·°С)	$E\alpha$, кг·м/(см ² ·м·°С)
20	$2,05 \cdot 10^6$	$1,18 \cdot 10^{-5}$	24,2
75	$1,99 \cdot 10^6$	$1,20 \cdot 10^{-5}$	23,9
100	$1,975 \cdot 10^6$	$1,22 \cdot 10^{-5}$	24,1
125	$1,95 \cdot 10^6$	$1,24 \cdot 10^{-5}$	24,2
150	$1,93 \cdot 10^6$	$1,25 \cdot 10^{-5}$	24,1
175	$1,915 \cdot 10^6$	$1,27 \cdot 10^{-5}$	24,3
200	$1,875 \cdot 10^6$	$1,28 \cdot 10^{-5}$	24,0
225	$1,847 \cdot 10^6$	$1,30 \cdot 10^{-5}$	24,0
250	$1,82 \cdot 10^6$	$1,31 \cdot 10^{-5}$	23,8
275	$1,79 \cdot 10^6$	$1,32 \cdot 10^{-5}$	23,6
300	$1,755 \cdot 10^6$	$1,34 \cdot 10^{-5}$	23,5
325	$1,727 \cdot 10^6$	$1,35 \cdot 10^{-5}$	23,3
350	$1,695 \cdot 10^6$	$1,36 \cdot 10^{-5}$	23,1
375	$1,665 \cdot 10^6$	$1,37 \cdot 10^{-5}$	22,8
400	$1,63 \cdot 10^6$	$1,38 \cdot 10^{-5}$	22,5
425	$1,60 \cdot 10^6$	$1,40 \cdot 10^{-5}$	22,4

Примечание. В таблице дан средний коэффициент линейного расширения углеродистых трубных сталей α при нагреве от 0 до t , °С.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТАЛЛА ТРУБ В СОСТОЯНИИ ПОСТАВКИ

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_s	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_s , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Примечание	
		кг/мм ²			диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
			не менее					
10704-63, 10705-63	08	—	32	25	—	—	Термообработка	
		—	32	23	—	—	Без термообработки, $D_n \geq 63$ мм	
		—	34	15	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм; $S \leq 0,06 D_n$	
		—	38	6	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S >$ $> 0,06 D_n$	
8731-66, 8732-58, 9567-60, 8733-66, 8734-58 5654-51		21	34	24	5,1	137	—	
1060-53		—	35	23 ₁₀	—	—	Относительное удлинение δ_{10}	
550-58		22	36	25	5,1	137	8	Горячекатаные без отжига
		20	34	26	5,1	137	8	Холоднотянутые и холоднокатаные после отжига

10704-63, 10705-63	10	—	34	24	—	—	—	Термообработка
		—	32	23	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм
		—	34	15	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06 D_n$
		—	38	6	—	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S > 0,06 D_n$
5005-65	15	—	45	6 ₁₀	—	—	—	Волоочные трубы
		—	45	15 ₁₀	—	—	—	Неволоочные трубы
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60, 5654-51	20	25	42	21	4,8	156	—	
550-58		26	44	22	4,8	156	8	Горячекатаные без отжига
		24	42	23	4,8	156	8	Холоднотянутые и холоднокатаные после отжига
10704-63, 10705-63		—	42	21	—	—	—	Термообработка
		—	38	20	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм
		—	40	10	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06 D_n$
		—	50	4	—	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S > 0,06 D_n$

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучности σ_s	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_g , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Удельная вязкость α_n , кг·м/см ² , не менее	Примечание
					диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
		кг/мм ²		не менее				
5005-65	20	—	45	6 ₁₀	—	—	—	Волоочные трубы
		—	45	15 ₁₀	—	—	—	Неволоочные трубы
5005-65	25	—	45	6 ₁₀	—	—	—	Волоочные трубы
		—	45	15 ₁₀	—	—	—	Неволоочные трубы
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60	35	30	52	17	4,4	187	—	
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60	45	33	60	14	4,2	207	—	
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60		21	34	24	—	—	—	
—		34	24	—	—	—	—	Термообработка
—		32	23	—	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм

10704-63, 10705-63	Ст. 2	—	34	15	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06 D_n$
		—	38	6	—	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S >$ $> 0,06 D_n$
8696-62		—	—	—	—	—	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	Ст. 3	23	38	22	—	—	—	
10704-63, 10705-63		—	38	22	—	—	—	Термообработка
		—	36	21	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм
		—	38	13	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06 D_n$
		—	45	5	—	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S >$ $> 0,06 D_n$
8696-62		—	—	—	—	—	—	
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60	Ст. 4	25	42	20	—	—	—	
10704-63, 10705-63		—	42	21	—	—	—	Термообработка
		—	38	20	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм
		—	40	10	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06 D_n$
		—	50	4	—	—	—	Без термообработки; $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S >$ $> 0,06 D_n$

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_s	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_s , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Удельная вязкость σ_d , кг·м/см ² , не менее	Примечание
					диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
		кг/мм ²		не менее				
8731-66, 8732-58, 9567-60	Ст. 5	27	50	17	—	—	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	Ст. 6	30	60	14	—	—	—	
8696-62	В Ст. 2кп	—	—	—	—	—	—	
10704-63, 10705-63	В Ст. 3	—	38	22	—	—	—	Термообработка
		—	36	21	—	—	—	Без термообработки; $D_n \geq 63$ мм
		—	38	13	—	—	—	Без термообработки; $D_n = 20-60$ мм, $S \leq 0,06D_n$
		—	45	5	—	—	—	Без термообработки, $D_n \leq 20$ мм, а также $D_n = 20-60$ мм, $S > 0,06D_n$
8696-62		—	—	—	—	—	—	
		—	42	21	—	—	—	Термообработка

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_s		Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_g , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Удельная вязкость a_n , $\kappa\Gamma \cdot м/см^2$, не менее	Примечание
		$\kappa\Gamma/мм^2$				диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
		не менее							
10704-63, 10705-63	М Ст. 4	—	—	—	—	—	—	Без гарантии механических свойств	
8696-62	М Ст. 2кп	—	—	—	—	—	—	То же	
8696-62	М Ст. 3кп	—	—	—	—	—	—	»	
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60	10 Г2	27	48	21	4,3	197	—	Трубы для работы при температуре до -40°C должны при -40°C иметь $a_n \geq 2,5$	
550-58		27	48	21	4,3	197	123		
8696-62	10Г2СД	—	—	—	—	—	—		
7909-56, 8467-57	36Г2С	50	70	12	—	—	—	Нормализованные трубы	
		По соглашению			—	—	—	Ненормализованные трубы	
550-58	X5	22	40	24	4,6	170	10		
9940-62	X17	—	45	17	—	—	—		

9941-62		—	По соглашению		—	—	—	
9940-62	X28	—	45	17	—	—	—	
9940-62	OX13	—	38	22	—	—	—	
9941-62		—	35	25	—	—	—	
9940-62, 8940-59, 8941-59	1X13	—	40	21	—	—	—	По ГОСТ 8941-59 могут применяться и другие марки по соглашению
9941-62		—	40	22	—	—	—	
8940-59, 8941-59	2X13	—	—	—	—	—	—	
8733-66, 8734-59, 9567-60	15X	—	42	19	4,5	179	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	20X	—	44	16	—	—	—	
8733-66, 8734-58, 9567-60		—	44	17	4,5	179	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	40X	—	67	9	3,7	269	—	
8733-66, 8734-58, 9567-60		—	63	14	4,1	217	—	
7909-56, 8467-57		По соглашению			—	—	—	
8731-66, 8732-58, 8733-66, 8734-58, 9567-60	15XM	23	44	21	—	—	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	30XMA	40	60	13	—	—	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	12XH2	40	55	14	—	—	—	

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_s			Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Удельная вязкость $\sigma_{н1}$ кг·м/см ² , не менее	Примечание
		кг/мм ²	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_s , %	диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
7909-56, 8467-57	30ХГС	По соглашению			—	—	—	
8731-66, 8732-58, 9567-60	30ХГСА	—	70	11	—	—	—	
8733-66, 8734-58, 9567-60		—	50	18	4,0	229	—	
550-58	Х5М	22	40	22	4,6	170	12	
550-58	Х5ВФ	22	40	22	4,6	170	12	
550-58	12МХ	25	42	21	4,8	156	7	
550-58	12ХМ1Ф	23	45	21	4,6	170	6	
9940-62	Х25Т	—	45	15	—	—	—	
9941-62		—	47	17	—	—	—	
9940-62, 9941-62	ОХ17Т	—	По соглашению		—	—	—	

9940-62, 9941-62	OX20H14C2	—	По соглашению		—	—	—	
9940-62, 9941-62	OX21H5T	—	По соглашению		—	—	—	
9940-62, 9941-62	1X21H5T	—	По соглашению		—	—	—	
9940-62	1X14H18B2BP	—	55	40	—	—	—	
9941-62		—	55	35	—	—	—	
9940-62, 9941-62	X17H13M2T	—	54	35	—	—	—	
9940-62	OX17H16M3T	—	50	35	—	—	—	
9941-62		—	54	40	—	—	—	
9940-62	OOX18H10	—	45	40	—	—	—	
9941-62		—	46	55	—	—	—	
9940-62	OX18H1C	—	52	40	—	—	—	
9941-62		—	54	37	—	—	—	
9940-62, 8940-59, 8941-59	X18H9	—	54	40	—	—	—	По ГОСТ 8941-59 могут применяться и другие марки по соглашению
9941-62		—	56	37	—	—	—	
9940-62, 8940-59, 8941-59	2X18H9	—	58	40	—	—	—	По ГОСТ 8941-59 могут применяться и другие марки по соглашению
9941-62		—	58	35	—	—	—	
9940-62	OX18H10T	—	52	40	—	—	—	

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_g	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_g , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Примечание
					диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более	
		кг/мм ²		не менее			
9941-62	OX18H10T	—	54	37	—	—	
10498-63		—	54	40	—	—	
9940-62	X18H10T	—	54	40	—	—	
9941-62		—	56	35	—	—	
8940-59, 8941-59		—	52	26	—	—	Относительное удлинение δ_{10}
9940-62	OX18H12T	—	52	40	—	—	
9941-62		—	54	37	—	—	
9940-62	X18H12T	—	54	40	—	—	
9941-62		—	56	35	—	—	
9940-62	OX18H12Б	—	52	38	—	—	

9941-62		—	54	35	—	—	—	
9940-62	OX23H18	—	50	37	—	—	—	
9941-62		—	По согла- шению		—	—	—	
10498-63	1X18H10T	—	56	40	—	—	—	
10498-63	1X13C2M2	—	55	20	—	—	—	
10498-63	OX16H15M3	—	56	38	—	—	—	
10498-63	1X16H15M3B	—	55	35	—	—	—	
10498-63	OOX16H15M3B	—	52	38	—	—	—	
632-64	A	25	42	25	—	—	—	
631-63, 632-64, 633-63	Д	38	65	16	—	—	4	
7909-56, 8467-57		38	65	16	—	—	—	Только нормализованные трубы. Закаленные — по соглашению
632-64	C	32	55	18	—	—	—	
631-63, 633-63	E	55	75	12	—	—	4	
632-64	E _ж	50	70	12	—	—	—	
632-64, 633-63	Л	65	80	12	—	—	4	
632-64		65	95	12	—	—	—	
632-64, 633-63	M	75	90	12	—	—	4	

Номера ГОСТ, которыми предусмотрена данная марка стали	Марка стали	Предел текучести σ_s	Временное сопротивление разрыву σ_b	Относительное удлинение δ_5 , %	Твердость по Бринеллю при $S \geq 10$ мм		Удельная вязкость σ_H , кг·м/см ² , не менее	Примечание
					диаметр отпечатка (мм), не менее	число твердости, не более		
		кг/мм ²		не менее				
632-64	М	75	100	12	—	—	—	
631-63, 632-64, 633-63	К	50	70	12	—	—	4	
800-55	ШХ15	—	—	—	4,2—	179—	—	Горячекатаные отожженные
		—	—	—	4,5	207	—	Холоднокатаные неотожженные
10802-64	20	25	41	24	—	—	5	Продольные образцы
		22	41	22	—	—	4	Поперечные образцы
	15ХМ	24	45	21	—	—	6	Продольные образцы
		23	45	20	—	—	5	Поперечные образцы
1Х14Н18В2БР	1Х14Н18В2БР	22	55	35	—	200	14	Продольные образцы
		Не определяется						
	Х18Н12Т	24	54	35	—	200	—	Продольные образцы

10802-64

	22	52	35	—	—	—	Поперечные образцы
15ГС	30	50	18	—	—	6	Продольные образцы
	30	50	16	—	—	5	Поперечные образцы
12Х1М1Ф	26	⁴⁸ — 65	21	—	—	6	Продольные образцы
	26	45	19	—	—	5	Поперечные образцы
15Х1М1Ф	35	⁵⁵ — 70	18	—	—	5	Продольные образцы
	35	55	16	—	—	4	Поперечные образцы
12Х2МФБ	21	42	24	—	—	—	Продольные образцы
	Не определяется						Поперечные образцы
12Х2МФСР	26	48	21	—	—	—	Продольные образцы
	Не определяется						Поперечные образцы
1Х11В2МФ	40	60	18	—	22	По согла- шению	Продольные образцы
	Не определяется						Поперечные образцы
Х16Н14В2БР	22	55	35	—	200	14	Продольные образцы
	Не определяется						Поперечные образцы
Х16Н16В2МБР	24	55	35	—	200	14	Продольные образцы
	Не определяется						Поперечные образцы

Литература

1. *Ананьев И. В.* Справочник по расчету собственных колебаний упругих систем. Гостехиздат, 1946.
2. *Андронов А. А., Хайкин С. Э., Витт В. И.* Теория колебаний. Гостехиздат, 1958.
3. *Аронов С. Н.* Проектирование водоводов. Госстройиздат, 1953.
4. *Аронов С. Н.* Определение глубины заложения водоводов. Госстройиздат, 1950.
5. *Арутюнян Н. Х.* Некоторые вопросы теории ползучести. Гостехиздат, 1952.
6. *Балдин В. А., Трофимов В. И.* Экспериментальное исследование условия текучести строительной стали на плоских образцах. Изв. АН СССР, ОТН, № 3, 1958.
7. *Балдин В. А., Геммерлинг А. В., Трофимов В. И.* Экспериментальное исследование упруго-пластической работы малоуглеродистой стали при простом и сложном нагружении. Труды ЦНИПС «Исследования по стальным конструкциям». Госстройиздат, 1956.
8. *Балдин В. А., Гольденблат И. И., Коченов В. М., Пильдиш М. Я., Таль К. Э.* Расчет строительных конструкций по предельным состояниям, под ред. В. М. Келдыша. Госстройиздат, 1951.
9. *Безухов Н. И.* Динамика сооружений в задачах и примерах. Госстройиздат, 1947.
10. *Беляев Н. М.* Теория пластических деформаций. Изв. АН СССР, ОТН, № 1, 1937.
11. *Бернштейн С. А.* Основы динамики сооружений. Госстройиздат, 1951.
12. *Болотин В. В.* Динамическая устойчивость упругих систем. Гостехиздат, 1956.
13. *Болотин В. В.* Статистические методы в строительной механике. Стройиздат, 1965.
14. *Булгаков А. В.* Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. Изд. отдела научно-технической информации ВНИИСТ, 1959.
15. *Виноградов С. В., Кружалов Ю. М.* Натурные испытания на прочность и устойчивость подземных стальных тонкостенных труб большого диаметра. Изд. отдела научно-технической информации ВНИИСТ, 1959.
16. *Визман Ю. Л., Бабицкий И. Ф., Вольфсон С. И.* Расчет и конструирование нефтезаводской аппаратуры. Гостехиздат, 1953.
17. *Волошин А. А.* Расчет паропроводов на тепловые расширения. Судпромгиз, 1953.
18. *Гвоздев А. А.* Расчет несущей способности конструкций по методу предельного равновесия. Госстройиздат, 1949.
19. *Гольденблат И. И.* Некоторые вопросы теории упругих и пластических деформаций. Госстройиздат, 1950.
20. *Гольденблат И. И., Николаенко Н. А.* Теория ползучести строительных материалов и ее приложения. Госстройиздат, 1960.

21. Гольденблат И. И. Современные проблемы колебаний и устойчивости инженерных сооружений. Госстройиздат, 1947.
22. Гольденблат И. И., Сизов А. М. Справочник по расчету строительных конструкций на устойчивость и колебания. Госстройиздат, 1952.
23. Давиденков Н. Н. Усталость металлов. Изв. АН СССР, № 13, 1949.
24. Жемочкин Б. Н. Расчет рам. Госстройиздат, 1933.
25. Жемочкин Б. Н. О решении системы линейных уравнений. Изд. ВИА. 1957.
26. Завериев К. С. Динамика сооружений. Трансжелдориздат, 1946.
27. Ильюшин А. А. Пластичность. Гостехиздат, 1948.
28. Ильюшин А. А., Ленский В. С. Сопротивление материалов. Физматгиз. 1959.
29. Камерштейн А. Г. Компенсаторы трубопроводов. Изд. АН СССР, ИТЭИН, 1954.
30. Камерштейн А. Г. Исследование прочности и гибкости компенсаторов со сварными коленами. Труды ВНИИСтройнефть, вып. 5. Гостоптехиздат, 1952.
31. Камерштейн А. Г., Ручимский М. Н. Расчет заводских трубопроводов на прочность. Гостоптехиздат, 1959.
32. Камерштейн А. Г. Исследование гибкости и напряженного состояния крутозагнутых колен при изгибе. Строительство трубопроводов, № 6, 1959.
33. Камерштейн А. Г. Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности. Стройиздат, 1966.
34. Камерштейн А. Г. Исследование несущей способности П-образных компенсаторов. Строительство трубопроводов, № 11, 1961.
35. Камерштейн А. Г. Строительство трубопроводов в районах горных разработок. Госстройиздат, 1957.
36. Канторович З. Б. Основы расчета химических машин и аппаратов. Машгиз, 1952.
37. Караваяев Ю. И. Строительство и эксплуатация трубопроводов в районах горных выработок. Углетехиздат, 1959.
38. Качанов Л. М. Некоторые вопросы теории ползучести. Гостехтеоретиздат, 1948.
39. Качанов Л. М. Основы теории пластичности. Гостехиздат, 1956.
40. Клейн Г. К. Расчет труб, уложенных в земле. Госстройиздат, 1957.
41. Корчинский И. Л. Расчет строительных конструкций на вибрационную нагрузку. Госстройиздат, 1948.
42. Костовецкий Д. Л. Об изгибе кривой тонкостенной трубы, сечение которой имеет форму, близкую к круговой, при наличии внутреннего или наружного давления. Изв. АН СССР, № 6, 1959.
43. Красулин И. Д. Напряженное состояние и несущая способность тройниковых соединений. Строительство трубопроводов, № 10, 1964.
44. Кузнецов Л. А., Рудомино Б. В. Конструирование и расчет трубопроводов теплосиловых установок. Машгиз, 1949.
45. Левин С. И. Проектирование и строительство подводных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1960.
46. Лейбензон Л. С. Элементы математической теории пластичности. Гостехиздат, 1943.
47. Лелев Н. С., Троянский Е. А., Коришковский И. К. Исследование прочности сварных тройников. Вестник машиностроения, № 7, 1954.
48. Малкин И. Г. Некоторые задачи теории нелинейных колебаний. Гостехтеоретиздат, 1956.
49. Мизлин С. Г. Основные уравнения математической пластичности. Изд. АН СССР, 1934.
50. Одинг И. А. Допускаемые напряжения в машиностроении и циклическая прочность металлов. Машгиз, 1947.
51. Одинг И. А. Основы прочности металлов паровых котлов, турбин и турбогенераторов. Госэнергиздат, 1949.

52. *Петелин Г. И.* Трубопроводы электростанций. ОНТИ, 1935.
53. *Папаченко Х. И.* Проектирование, строительство и эксплуатация самонесущих провисающих трубопроводов. Гостоптехиздат, 1963.
54. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Надземная прокладка трубопроводов. Изд-во «Недра», 1965.
55. *Петров И. П.* Влияние сложно-напряженного состояния на деформацию и прочностные характеристики металла труб и сварных соединений. Труды ВНИИСТ, вып. 6. Гостоптехиздат, 1954.
56. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Прокладка трубопроводов «змейкой». Строительство трубопроводов, № 8, 1959.
57. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Надземные консольные переходы. Строительство трубопроводов, № 2, 1961.
58. *Петров И. П., Спиридонов В. В.* Расчет компенсаторов при надземной прокладке трубопроводов. Вопросы прочности трубопроводов и резервуаров. Труды ВНИИСТ, вып. 10, 1960.
59. *Петров И. П., Камерштейн А. Г., Долгов В. К.* Расчет стальных напорных трубопроводов на прочность. Госстройиздат, 1955.
60. *Пономарев С. А., Бидерман В. Л., Лихарев К. К., Макушин В. М., Малинин Н. Н., Феодосьев В. И.* Основы современных методов расчета на прочность в машиностроении (расчеты при статической нагрузке). Машиностроение, 1952.
61. Правила проектирования и сооружения магистральных газопроводов. Изд. ВНИИСТ, 1960.
62. *Рабинович И. М.* Курс строительной механики стержневых систем. Госстройиздат, ч. I, 1950, ч. II, 1954.
63. *Работнов Ю. Н.* Некоторые вопросы теории ползучести. Вестник МГУ, № 10, 1948.
64. Расчет и проектирование систем трубопроводов. Справочная книга под ред. А. Г. Камерштейна и В. В. Рождественского (перевод с английского). Гостоптехиздат, 1961.
65. *Ржаницын А. Р.* Некоторые вопросы механики систем, деформирующихся во времени. Гостехиздат, 1949.
66. *Ржаницын А. Р.* Расчет сооружений с учетом пластических свойств материалов. Госстройиздат, 1954.
67. Рекомендации по применению надземной прокладки трубопроводов на газовых и нефтяных промыслах. ЦНТИ, 1966.
68. *Рождественский В. В.* Расчет защитного кожуха для прокладки газопровода под железнодорожной насыпью. Строительство трубопроводов, № 9, 1959.
69. *Рождественский В. В.* О прочности сварных неусиленных тройников. Вопросы прочности трубопроводов и резервуаров. Труды ВНИИСТ, вып. 10, 1960.
70. *Рождественский В. В., Камерштейн А. Г.* Расчет трубопроводов в районах горных выработок по предельному состоянию. Строительство трубопроводов, № 6, 1963.
71. *Рождественский В. В.* Состояние предельного равновесия сопряжений оболочек вращения. Госстройиздат, 1957.
72. *Рождественский В. В., Ручимский М. Н.* Несущая способность цилиндрических сосудов с коническими днищами. Изд. ВНИИСТ, 1959.
73. *Ручимский М. Н.* Экспериментальное исследование компенсирующей способности линзовых компенсаторов. Труды ВНИИСТ, вып. 4. Гостоптехиздат, 1954.
74. *Ручимский М. Н.* Расчет надземных трубопроводов на прочность. Строительная механика и расчет сооружений, № 1, 1959.
75. *Ручимский М. Н.* Расчет нагрузок, действующих на опоры трубопроводов. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 3, 1958.
76. *Ручимский М. Н.* Еще раз о расчете заводских трубопроводов. Строительная механика и расчет сооружений, № 4, 1960.

77. Ручимский М. Н. К расчету конических и пологих сферических оболочек при осесимметричном нагружении. Гостоптехиздат, 1958.
78. Ручимский М. Н. О допустимых пролетах трубопровода при надземной прокладке. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 7, 1957.
79. Ручимский М. Н. Ответ оппонентам. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 12, 1957.
80. Серенсен С. В. Усталость металлов. Машгиз, 1949.
81. Скворцов А. А. Новый способ воздушной прокладки трубопроводов по принципу гибкой нити. Теплосиловое хозяйство, № 7, 1938.
82. Скворцов А. А., Лямин А. А. Проектирование и расчет конструкций тепловых сетей. Стройиздат, 1965.
83. Скоморовский Я. З. Свободный изгиб труб большого диаметра на строительстве магистральных трубопроводов. Изд. ВНИИСТ, 1960.
84. Соколовский В. В. Теория пластичности. Изд. АН СССР, 1950.
85. Сорокин Е. С. Динамический расчет несущих конструкций зданий. Госстройиздат, 1956.
86. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. Стройиздат, 1965.
87. Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы, нормы проектирования. СНиП II-Д, 10—62. Стройиздат, 1963.
88. Строительные нормы и правила. Указания по расчету стальных трубопроводов различного назначения. Стройиздат, 1967.
89. Стрелецкий Н. С. Работа стали в стальных конструкциях. Госстройиздат, 1956.
90. Тартаковский Г. А. Новая система сооружения трубопроводов в виде провисающих нитей. Издательство МХХ РСФСР, 1961.
91. Тимошенко С. П. Колебания в инженерном деле. Физматгиз, 1959.
92. Трофимов В. И. О местном развитии пластических деформаций в малоуглеродистых сталях. Изд. АН СССР, ОТН, № 11, 1955.
93. Туркин В. С. О несущей способности трубопроводов из стальных труб. Строительная механика и расчет сооружений, № 1, 1960.
94. Туркин В. С. Деформации металла труб в упруго-пластической стадии. Изд. ВНИИСТ, 1961.
95. Туркин В. С., Петров И. П., Камерштейн А. Г. Расчет трубопроводов по пределу прочности. Вопросы прочности трубопроводов и резервуаров. Труды ВНИИСТ, вып. 10, 1960.
96. Ужик Г. В. Сопротивление отрыву и прочность металлов. Изд. АН СССР, 1950.
97. Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между их опорами. Изд. ВНИИСТ, 1959.
98. Уманский А. А. Специальный курс строительной механики, ч. II. Госстройиздат, 1940.
99. Фалькевич А. С., Анучкин М. П. Прочность и ремонт резервуаров и трубопроводов. Гостоптехиздат, 1955.
100. Филиппов А. П. Колебания упругих систем. Изд. АН УССР, 1956.
101. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Оборонгиз, 1952.
102. ЦКТИ, кн. 17, Нормы расчета на прочность котельных агрегатов. Машгиз, 1950.
103. ЦКТИ, кн. 31, Нормы расчета элементов паровых котлов на прочность. Машгиз, 1956.
104. Чудновский В. Г. Методы расчета колебаний и устойчивости стержневых систем. Изд. АН УССР, 1952.
105. Юргенсон Х. Гибкость и прочность трубопроводов. Госэнергоиздат, 1959.

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
------------------------------	---

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ПО ПРЕДЕЛЬНЫМ СОСТОЯНИЯМ

§ 1. Основы расчета по предельным состояниям	7
§ 2. Основные законы упруго-пластических деформаций	10
§ 3. Ползучесть материалов	14
§ 4. Колебания и усталость материалов	18

ГЛАВА ВТОРАЯ

РАСЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 5. Общие положения	22
§ 6. Расчет кривых труб на внутреннее давление	23
§ 7. Расчет гибкости кривых труб	24
§ 8. Расчет сварных из секторов кривых труб	30
§ 9. Влияние внутреннего давления на гибкость кривых труб при изгибе	33
§ 10. Напряжения в кривых трубах	34
§ 11. Учет совместного воздействия внутреннего давления и изгиба	54
§ 12. Расчет кривых труб на усталостную прочность	56
§ 13. Расчет неусиленных тройников	59
§ 14. Расчет усиленных тройников	62
§ 15. Рекомендации по проектированию тройниковых соединений	64
§ 16. Расчет конических переходов	65
§ 17. Сферические заглушки	67
§ 18. Линзовые компенсаторы	68

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

§ 19. Основные понятия	75
§ 20. Методы расчета трубопроводов на температурные воздействия	78
§ 21. Расчет простых трубопроводов методом сил	79
§ 22. Определение единичных перемещений плоских простых трубопроводов	82
§ 23. Определение температурных перемещений плоских простых трубопроводов	94
§ 24. Решение системы канонических уравнений способом Гаусса	95

	Стр.
§ 25. Определение усилий в элементах плоских простых трубопроводов	104
§ 26. Типовые схемы расчета плоских простых трубопроводов . . .	107
§ 27. Расчет плоских простых трубопроводов способом «упругого центра»	158
§ 28. Формулы для расчета плоских простых трубопроводов различной конфигурации на температурные воздействия	170
§ 29. Расчет плоских простых трубопроводов с шарнирами	186
§ 30. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов	189
§ 31. Приближенный способ расчета пространственных простых трубопроводов на температурные воздействия	204

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ, УКЛАДЫВАЕМЫХ НА ОПОРЫ

§ 32. Определение толщины стенки трубы	214
§ 33. Определение допустимого пролета трубопроводов	218
§ 34. Определение нагрузок, действующих на опоры трубопроводов . .	274

ГЛАВА ПЯТАЯ

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 35. Основные положения	285
§ 36. Силовые воздействия, влияющие на работу трубопроводов	286
§ 37. Требования к трубам для магистральных трубопроводов	292
§ 38. Определение толщины стенок труб магистральных трубопроводов	294
§ 39. Минимально допустимая толщина стенок труб	300
§ 40. Глубина заложения магистральных трубопроводов	300
§ 41. Расчет анкерных креплений трубопроводов	303
§ 42. Определение толщины стенок защитных кожухов для пропуска трубопроводов под железнодорожными насыпями	306
§ 43. Расчет асбестоцементных труб	308

ГЛАВА ШЕСТАЯ

РАСЧЕТ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 44. Общие положения	324
§ 45. Основы расчета	328
§ 46. Расчет балочных и консольных переходов	334
§ 47. Расчет надземных трубопроводов при прокладке их «змейкой» . .	341
§ 48. Расчет компенсаторов при надземной прокладке трубопроводов	344
§ 49. Определение нагрузок, действующих на опоры надземных магистральных трубопроводов	349

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, УКЛАДЫВАЕМЫХ В РАЙОНАХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

§ 50. Основные положения	354
§ 51. Характер деформаций земной поверхности в районах горных разработок и их влияние на работу трубопроводов	355
§ 52. Величина деформаций земной поверхности	359
§ 53. Продолжительность процесса сдвижения земной поверхности . .	359

	Стр.
§ 54. Безопасная глубина подработки	361
§ 55. Определение деформаций земной поверхности применительно к расчету трубопроводов	362
§ 56. Расчет трубопроводов	371
§ 57. Конструктивные мероприятия по защите трубопроводов от вредного влияния горных разработок	375

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА КОЛЕБАНИЯ

§ 58. Собственные частоты колебаний трубопроводов, лежащих на жестких опорах	379
§ 59. Собственные частоты колебаний трубопроводов, имеющих упругие опоры	384
§ 60. Собственная частота колебаний П-образного компенсатора	388
§ 61. Собственные частоты колебаний арочных трубопроводов	388
§ 62. Колебания висячих трубопроводов	389
§ 63. Динамическое действие ветровой нагрузки на трубопроводы	391
§ 64. Мероприятия по уменьшению колебаний	392
§ 65. Расчет трубопроводов на сейсмические воздействия	393

Приложения

Приложение I. Геометрические характеристики и вес труб	395
Приложение II. Значения модулей упругости и коэффициентов линейного расширения трубных сталей	419
Приложение III. Механические характеристики металла труб в состоянии поставки	420
Литература	434

Камерштейн Анатолий Григорьевич
Рождественский Владимир Владимирович
[Ручижский Марк Николаевич]

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

Редактор издательства *Л. Н. Вронский*.
 Техн. редакторы *В. В. Соколова, В. В. Максимова*
 Корректор *В. И. Ионкина*

Сдано в набор 21/XI 1968 г. Подписано в печать 7/III 1969 г. Т-03770.
 Формат 60×90^{1/16}. Печ. л. 28 с 1 вкл. Уч.-изд. л. 29,07 Бумага № 1.
 Индекс 1—2—1. Заказ 2584/667-8. Тираж 11000 экз. Цена 1 р. 73 к.

Издательство «Недра», Москва, К-12, Третьяковский проезд, д. 1/19.
 Ленинградская типография № 14 «Красный Печатник» Главполиграфпрома
 Комитета по печати при Совете Министров СССР, Московский проспект, 91.

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ. Справочная книга. *Камерштейн А. Г.; Рождественский В. В., Ручимский М. Н.* Изд. 2, перераб. и дополн. М., изд-во «Недра», 1969. Стр. 1—440.

Книга посвящена вопросам прочностных расчетов различных трубопроводов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических заводов и других промышленных предприятий, располагающих системой трубопроводов, а также трубопроводов, применяемых для транспорта нефти, газа и нефтепродуктов.

С единой точки зрения метода предельных состояний рассмотрены расчеты отдельных элементов трубопроводов, трубопроводов, работающих в условиях самокомпенсации температурных воздействий, трубопроводов, укладываемых на опоры, подземных и надземных магистральных трубопроводов, подземных трубопроводов, укладываемых в районах горных разработок, колебаний трубопроводов.

Книга содержит большое число расчетных формул, графиков и таблиц, систематизирующих и облегчающих труд проектировщика, и предназначена для инженеров и техников, работающих в области расчета, проектирования и монтажа трубопроводов различного назначения.

Таблиц 114, иллюстраций 197, библиографических ссылок 105.

