А. Г. КАМЕРШТЕЙН, В. В. РОЖДЕСТВЕНСКИЙ,
М. Н. РУЧИМСКИЙ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

СПРАВОЧНАЯ КНИГА



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
Москва 1963

38—5—5

АННОТАЦИЯ

Книга посвящена вопросам прочностных расчетов магистральных трубопроводов, применяемых для транспорта нефти, газа и нефтепродуктов, и технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических заводов и других промышленных предприятий, располагающих системой трубопроводов.

С единой точки зрения метода предельных состояний рассмотрены расчеты подземных и надземных магистральных и технологических трубопроводов, трубопроводов, укладываемых в районах горных разработок, трубопроводов, работающих в условиях самокомпенсации температурных воздействий, отдельных элементов трубопроводов, 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.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Решениями XXII съезда КПСС намечена большая программа развития нефтяной, нефтехимической, газовой и других отраслей промышленности.

При реализации намеченной программы необходимо выполнить огромный объем работ по строительству магистральных и технологических трубопроводов различного назначения.

Как известно, магистральные и технологические трубопроводы являются исключительно металлоемкими сооружениями, на строительство которых расходуются миллионы тонн стали.

В связи с этим вопросы расчета трубопроводных систем на прочность приобретают важное значение.

Следует отметить, что в настоящее время отсутствует единая методика расчета систем трубопроводов, отвечающая действительным условиям их работы и базирующаяся на последних достижениях науки и техники в этой области. Так, например, еще до 1951 г. все стальные трубопроводы (в том числе и магистральные) рассчитывали на прочность, исходя из норм расчета паропроводов; последние же в свою очередь базировались на нормах расчета элементов котельных установок, предусматривающих весьма значительные коэффициенты запаса прочности.

Положение в области расчета трубопроводов существенно изменилось к лучшему в 1951 г., когда Министерством нефтяной промышленности были выпущены ведомственные «Нормы расчета стальных магистральных трубопроводов».

В этих нормах впервые в основу расчета трубопроводов было положено понятие об их предельной несущей способности в полном соответствии с методикой расчета строительных конструкций, принятой к тому времени в СССР

Десятилетний опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, рассчитанных на основании этих норм, подтвердил правильность принципов, положенных в их основу. Заметим, что переход к расчету магистральных трубопроводов по указанным нормам позволил сэкономить миллионы тонн дефицитной трубной стали.

В 1961 г. на основе этих норм были разработаны общесоюзные единые «Указания по расчету стальных магистральных трубопрово-

дов, предназначенных для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов», утвержденные Госстроем СССР и введенные в действие с 1 января 1962 г.

Что касается технологических трубопроводов различных промышленных и коммунальных предприятий, то их расчет до настоящего времени не регламентирован.

В результате этого проектные организации и отдельные специалисты подходят к расчету технологических трубопроводов по-разному. Это приводит к тому, что при расчете и проектировании технологических трубопроводов в ряде случаев неправильно учитываются силовые воздействия, расчет ведется по устаревшему и отвергнутому в нашей стране методу допускаемых напряжений, которые к тому же необоснованно занижаются. Совершенно понятно, что вследствие этого принимаются явно завышенные толщины стенок труб, малые допускаемые пролеты трубопроводов (не используются полностью резервы несущей способности самих трубопроводов), существенно завышаются расчетные нагрузки на опоры трубопроводов и, наконец далеко не полностью используется гибкость трубопроводных систем при их расчете на самокомпенсацию.

Авторы настоящего пособия считают, что технологические трубопроводы, тепловые сети, ряд паропроводов и т. п., так же как и магистральные трубопроводы, являются строительными конструкциями и должны рассчитываться по методике предельных состояний.

Следует отметить, что и в этом направлении за последнее время имеются определенные сдвиги к лучшему. Так, например, в 1959 г. вышли «Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между их опорами», разработанные ВНИИСТ и Гипрогазтоппромом.

Новая методика расчета, изложенная в этом документе, позволила на 30—70% увеличить допускаемые пролеты трубопроводов и в несколько раз уменьшить расчетные нагрузки на опоры трубопроводов.

Эти указания уже нашли довольно широкое применение в практике ряда проектных организаций различных ведомств; уже имеется целый ряд построенных объектов, запроектированных на основании этого документа.

В 1961 г. ЦНИИСК Академии строительства и архитектуры СССР, ВНИИСТ и Гипрогазтоппромом были разработаны единые «Указания по расчету на прочность стальных технологических трубопроводов, работающих при давлении до 100 *ат* и температуре не свыше 300° С».

В свете изложенного очевидно, что назрела необходимость в создании справочного пособия, предназначенного для широкого круга инженеров-проектировщиков, которое обобщило бы последние достижения науки и техники в области прочностного расчета трубопроводов.

Настоящая книга представляет собой первую попытку в нашей стране создать такого рода пособие.

В основу этого пособия авторами положены результаты теоретических и экспериментальных исследований действительных условий работы различных трубопроводных систем и обобщения опыта расчета и проектирования последних, накопленного проектными организациями.

Для настоящего пособия характерны единый принципиальный подход к вопросам прочности трубопроводов и единая методика их расчета.

Поскольку, как уже указывалось, в настоящее время существуют различные взгляды по расчету трубопроводов на прочность, авторы не сочли возможным ограничиться приведением в настоящем пособии только основных конечных формул и расчетных коэффициентов.

Следует иметь в виду, что в настоящее время очень мало литературных источников известных широкому кругу читателей, содержащих изложение и обоснование основных предпосылок, заложенных в методику расчета, приведенную в настоящем пособии.

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 коленах труб позволяет уменьшить вылеты компенсаторов и более компактно проектировать трубопроводные системы.

По сути дела впервые приводятся рекомендации по расчету колен трубопроводов с учетом усталостной прочности в области упруго-пластических деформаций.

Достаточное внимание в настоящем пособии уделено расчету отдельных элементов трубопроводов (колена, тройники, компенсаторы и др.), расчету трубопроводных систем на температурные воздействия и колебания.

Для облегчения расчетов авторами приведены различные таблицы, графики и номограммы; так, например, даны таблицы значений коэффициентов гибкости для обычных и сварных колен, таблицы допускаемых пролетов трубопроводов, номограммы для определения вылетов компенсаторов и их распора и др.

Приведены типовые схемы расчета трубопроводов на самокомпенсацию тепловых удлинений, которые позволяют независимо от конфигурации трубопровода, наличия или отсутствия промежуточных опор определять усилия, возникающие в трубопроводах при действии температуры.

Авторы ставили себе целью помочь инженеру-проектировщику произвести большинство расчетов, необходимых при проектировании трубопроводных систем.

Вместе с этим авторы понимают, что охватить весь круг вопросов в этой новой быстро развивающейся области достаточно трудно.

Так, например, они не затронули такие вопросы, как расчет тонкостенных труб большого диаметра, трубопроводов, работающих при высоких температурах (свыше 300° С), подвесных переходов магистральных трубопроводов и некоторые другие.

Несмотря на это, авторы надеются, что написанное ими справочное пособие явится полезным вкладом в область рационального проектирования трубопроводных систем и окажет помощь проектировщикам в их практической деятельности.

Главы II, III, § 25—31 главы IV и глава VI написаны А. Г. Камерштейном, глава I, § 32—36 главы IV, главы V и VIII — В. В. Рождественским, § 37 главы IV и глава VII — М. Н. Ручимским. Приложения составлены совместно А. Г. Камерштейном и В. В. Рождественским.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

Глава первая. **Основные положения расчета по предельным состояниям**

§ 1. Основы расчета по предельным состояниям 7
§ 2. Основные законы упруго-пластических деформаций . . . 14
§ 3. Ползучесть материалов 19
§ 4. Колебания и усталость материалов 21

Глава вторая. **Расчет подземных магистральных трубопроводов**

§ 5. Основные положения 29
§ 6. Силовые воздействия, влияющие на несущую способность трубопроводов 30
§ 7. Требования к трубам для магистральных трубопроводов . . 36
§ 8. Определение толщины стенок труб магистральных трубопроводов 37
§ 9. Минимально допустимая толщина стенок труб 43
§ 10. Допустимые расстояния от магистральных газопроводов до различных строений и сооружений 44
§ 11. Расчет балластировки трубопроводов 49
§ 12. Глубина заложения магистральных трубопроводов 51

Глава третья. **Расчет подземных трубопроводов, укладываемых в районах горных разработок**

§ 13. Основные положения 61
§ 14. Характер деформаций земной поверхности в районах горных разработок и их влияние на работу трубопроводов 62
§ 15. Величина деформаций земной поверхности 66
§ 16. Продолжительность процесса сдвижения земной поверхности 67
§ 17. Безопасная глубина подработки 69
§ 18. Определение деформации земной поверхности применительно к расчету трубопроводов 70
§ 19. Расчет трубопроводов 80
§ 20. Конструктивные мероприятия по защите трубопроводов от вредного влияния горных разработок 84
§ 21. Расчет безнапорных самотечных трубопроводов 88
§ 22. Определение длины участков трубопроводов, подверженных влиянию горных разработок 89
§ 23. Определение направления трассы трубопроводов по отношению к горным разработкам 90
§ 24. Выбор труб для строительства трубопроводов в районах горных разработок 91

Глава четвертая. **Расчет отдельных элементов трубопроводов**

§ 25. Общие положения 93
§ 26. Расчет кривых труб на внутреннее давление 93
§ 27. Расчет гибкости кривых труб 95
§ 28. Расчет сварных из секторов колен 105
§ 29. Напряжения в кривых трубах 114
§ 30. Расчет кривых труб в условиях самокомпенсации температурных напряжений при многократных повторных нагрузках 123
§ 31. Учет совместного воздействия внутреннего давления и напряжений изгиба 125
§ 32. Расчет неусиленных тройников 127
§ 33. Расчет усиленных тройников 130
§ 34. Рекомендации по проектированию тройниковых соединений 131
§ 35. Расчет конических переходов 132
§ 36. Сферические заглушки 135
§ 37. Линзовые компенсаторы 136

Глава пятая. **Расчет трубопроводов на температурные воздействия**

§ 38. Основные понятия 147
§ 39. Методы расчета трубопроводов на температурные воздействия 150
§ 40. Расчет простых трубопроводов методом сил 151
§ 41. Определение единичных перемещений плоских простых трубопроводов 154
§ 42. Определение температурных перемещений плоских простых трубопроводов 169
§ 43. Решение системы канонических уравнений способом Гаусса 170
§ 44. Определение усилий в элементах плоских простых трубопроводов 179
§ 45. Типовые схемы расчета плоских простых трубопроводов . . . 182
§ 46. Расчет плоских простых трубопроводов способом «упругого центра» 230
§ 47. Формулы для расчета плоских простых трубопроводов различной конфигурации на температурные воздействия . . . 242
§ 48. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов 255
§ 49. График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° и равными прямолинейными элементами 276
§ 50. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов (без учета гибкости криволинейных элементов) 277
§ 51. Графики для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота больше 90° (без учета гибкости криволинейных элементов) 284
§ 52. График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Z-образной конфигурации (без учета гибкости криволинейных элементов) 284

Глава шестая. **Расчет надземных магистральных трубопроводов**

§ 53. Общие положения 288
§ 54. Основы расчета 292
§ 55. Расчет балочных и консольных переходов 298
§ 56. Расчет надземных трубопроводов при прокладке их «змейкой» 305

§ 57. Расчет компенсаторов при надземной прокладке трубопроводов 308
§ 58. Определение нагрузок, действующих на опоры надземных магистральных трубопроводов 320

Глава седьмая. **Расчет заводских технологических трубопроводов и определение нагрузок, действующих на опоры трубопроводов**

§ 59. Определение толщины стенки трубы 324
§ 60. Определение допускаемого пролета трубопроводов 333
§ 61. Определение нагрузок, действующих на опоры трубопроводов 341

Глава восьмая. **Расчет трубопроводов на колебания**

§ 62. Собственные частоты колебаний трубопроводов, лежащих на жестких опорах 372
§ 63. Собственные частоты колебаний трубопроводов, имеющих упругие опоры 374
§ 64. Собственная частота колебаний П-образного компенсатора 381
§ 65. Собственные частоты колебаний арочных трубопроводов 381
§ 66. Колебания висячих трубопроводов 383
§ 67. Динамическое действие ветровой нагрузки на трубопроводы 384
§ 68. Мероприятия по уменьшению колебаний 386
§ 69. Расчет трубопроводов на сейсмические воздействия 387

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ I. Геометрические характеристики и вес труб 389

ПРИЛОЖЕНИЕ II. Значения модулей упругости и коэффициентов линейного расширения трубных сталей 413

ПРИЛОЖЕНИЕ III. Механические характеристики трубных сталей . . 414

Литература 422

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАСЧЕТА ПО ПРЕДЕЛЬНЫМ СОСТОЯНИЯМ

§ 1. Основы расчета по предельным состояниям

В течение долгого времени расчеты конструкций на прочность и устойчивость производились методом допускаемых напряжений, который еще и сейчас остается наиболее распространенным в технике. Сущность этого метода состоит в том, что размеры элементов той или иной конструкции назначаются из условия, чтобы действующие в них напряжения не превышали допускаемых напряжений, составляющих некоторую долю предела прочности материала.

Отношение предела прочности к допускаемым напряжениям было названо коэффициентом запаса прочности. Величина этого коэффициента по существу назначалась без достаточного научного обоснования. Помимо того, сами допускаемые напряжения имели смысл только при пропорциональности между действующей нагрузкой и напряжениями вплоть до разрушения, что, как известно, имеет место лишь в редких случаях.

Недостатки метода допускаемых напряжений были осознаны уже давно. В связи с этим появился ряд работ, в которых предлагались иные подходы к расчету на прочность и устойчивость, с более правильным учетом физических свойств материалов и действительной работы конструкций в стадии разрушения, что привело к переходу на метод расчета по разрушающим усилиям.

Основные идеи и отдельные приемы метода расчета конструкций по разрушающим усилиям были разработаны советскими учеными.

Впервые это было осуществлено в 1938 г. в отношении железобетонных конструкций, для которых указанные недостатки метода расчета по допускаемым напряжениям сказывались особенно резко. Особого упоминания в связи с этим заслуживают работы А. Ф. Лолейта, положившие начало изучению и разработке теории расчета железобетонных конструкций по разрушающим усилиям, и работы коллектива научных сотрудников б. ЦНИПС под руководством А. А. Гвоздева, развивших эти идеи в результате теоретических

и экспериментальных исследований и создавших стройную теорию расчета железобетонных конструкций по стадии разрушения.

Много сделано советскими учеными и инженерами в области изучения действительной работы стальных конструкций.

Так, например, Н. С. Стрелецким, С. А. Бернштейном, В. С. Туркиным, Б. Н. Горбуновым и др. были выполнены работы по изучению поведения стальных конструкций в упруго-пластической стадии.

Одновременно с развитием науки о поведении конструкций вплоть до их разрушения устремления советских ученых были направлены на дальнейшую расшифровку и уточнение коэффициента запаса прочности.

В итоге это привело к новому методу расчета по предельным состояниям.

Большое значение для разработки этого метода расчета имели работы Н. С. Стрелецкого по вопросам анализа коэффициентов запаса и неразрушимости конструкций, а также выбора и назначения величин различных систем расчетных коэффициентов, обеспечивающих требуемую величину неразрушимости.

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.

Метод расчета конструкций по «допускаемым напряжениям» был разработан еще в начале XIX века вслед за методом расчета по предельному равновесию. Этот метод, более общий и тесно связанный с методикой «сопротивления материалов», стал господствующим и только за последние 30 лет был подвергнут серьезной критике. Основной его недостаток заключается в том, что он предполагает гипотетическое упругое тело, игнорирует пластические свойства

материалов и недостаточно полно учитывает действительные условия работы конструкций под нагрузкой. Поэтому этот метод не дает и не может дать правильной оценки несущей способности.

Более того, метод допускаемых напряжений пришел в противоречие с практикой. За последние 50 лет допускаемые напряжения для стали увеличились примерно в 2 раза. Пока уточнение расчета имело своим следствием повышение допускаемых напряжений, в сущности не было достаточных оснований к критике расчета по допускаемым напряжениям. Но как поступить в тех случаях, когда уточненный расчет обнаруживал, что в конструкциях существуют зоны, где напряжения равны предельным или даже больше их, и как объяснить, что, несмотря на это, конструкции не разрушаются, а благополучно существуют?

Именно такие случаи имеют место в результате усовершенствования расчета стальных напорных трубопроводов. Известно, что эти трубопроводы рассчитываются без учета овальности поперечного сечения. При учете же овальности напряжения в трубах намного превышают допускаемые, хотя они продолжают благополучно работать под нагрузкой.

Таким образом, в рамках метода допускаемых напряжений уже недостаточно было стремиться к повышению напряжений, а нужно было объяснить, почему трубы не разрушаются. Это объяснение могло быть, однако, дано только на основе изучения предельного состояния труб накануне разрушения. Анализ этого состояния показывает, что местные концентрации напряжений и связанных с ними пластических деформаций не оказывают влияния на общую несущую способность труб и поэтому расчетные величины наибольшего напряжения в действительности не являются критерием прочности сооружений.

В связи с этим расчет по допускаемым напряжениям во многих случаях стал препятствовать развитию техники. Он приводил к тому, что, несмотря на углубление знаний о работе сооружений, уменьшение коэффициентов запаса, а следовательно, и облегчение и удешевление конструкций в ряде случаев вопреки развитию теории оказывалось невозможным. Более того, в отдельных случаях расчет по допускаемым напряжениям указывал на необходимость усиления конструкций, несмотря на то, что они благополучно существовали в течение многих лет.

Отличием методики расчета по разрушающим нагрузкам от метода допускаемых напряжений явилось значительно более широкое использование экспериментального материала, обобщение опыта строительства и учет пластического предельного состояния материалов. Расчетные приемы этого метода исходят из анализа физических свойств материалов и условий работы конструкций.

Следует, однако, подчеркнуть, что оба указанных метода, как метод расчета по допускаемым напряжениям, так и метод расчета

по разрушающим нагрузкам, основаны на применении обобщенного (недифференцированного) коэффициента запаса прочности, покрывающего собой все не учитываемые расчетом факторы, влияющие на прочность конструкции. Нетрудно показать, что такой обобщенный коэффициент запаса, не характеризующий истинного состояния конструкции в момент ее разрушения, не может служить правильным критерием прочности конструкции. Этот коэффициент не дает действительного представления о запасе прочности конструкции, и его введение в расчет в ряде случаев предполагает невозможное сочетание нагрузок, далеко не всегда способствующее увеличению надежности сооружения.

Действительно, умножая собственный вес конструкции на коэффициент запаса прочности, мы вводим в расчет нереальную фиктивную нагрузку, так как очевидно, что фактически собственный вес конструкции может отличаться от расчетного не более чем на 10—15%.

Коэффициенты запаса прочности нормируются независимо от характера и природы каждой нагрузки и должны покрыть возможные увеличения расчетной эксплуатационной нагрузки, усилия от неучитываемых воздействий (усадка, температура и т. п.) и возможное отклонение элементов конструкций от расчетных размеров.

Таким образом, все неблагоприятные и не учитываемые расчетом обстоятельства оцениваются одним общим коэффициентом запаса прочности, который отнюдь не может служить достоверным критерием надежности конструкции.

Значительный прогресс расчета был достигнут путем расчленения общего коэффициента запаса прочности на частные коэффициенты запаса (по отношению к нагрузке, к материалу и т. п.) и установления их величин для разных случаев путем правильной оценки и исследования этих коэффициентов.

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;

4) 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.

Исходной идеей и конечной целью расчета по методу предельных состояний является получение надлежащей гарантии в том, что за время эксплуатации сооружения не наступит ни одно из недопустимых предельных состояний как для конструкции в целом, так и для отдельных ее элементов.

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.

Остановимся прежде всего на таком факторе, как качество и механические свойства материалов, из которых изготовлена конструкция.

Опыт показывает, что механические свойства материалов (например прочность) не отличаются постоянством. В действительности эти свойства характеризуются определенной изменчивостью, или, как говорят, рассеянием показателей прочности.

Так, например, для стали марки Ст.3 при браковочном пределе текучести 2400 $кГ/см^2$ фактический предел текучести колеблется в пределах 2100—3500 $кГ/см^2$ и более.

На основании экспериментальных данных в зависимости от показателей прочности материалов нормами устанавливаются соответствующие нормативные сопротивления материала силовым воздействиям, которые назначаются с учетом рассеяния показателей прочности.

При установлении расчетом предельного состояния учитываются возможные отклонения показателей прочности материала от нормативных значений, характеризуемые коэффициентом однородности k (величина, всегда меньшая единицы). Умножив нормативное сопротивление материала $R^н$ на коэффициент однородности k, получим нижний предел сопротивления материала; эта величина $kR^н = R$ называется расчетным сопротивлением.

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

$$\Phi(k_1R_1^{\text{н}};\ k_2R_2^{\text{н}},\ \ldots,\ S), \qquad (1.1)$$

где S — геометрические характеристики конструкции;

R_1, R_2 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. Коэффициенты перегрузки зависят только от вида нагрузки. Влияние же динамического воздействия нагрузки на сооружение, а также плановое увеличение нагрузок в период его эксплуатации должны учитываться независимо от коэффициента 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:

$$nN^{\text{н}} \leqslant \Phi(m;\ k_1R_1^{\text{н}};\ k_2R_2^{\text{н}},\ \ldots,\ S), \qquad (1.2)$$

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

$N^{\text{н}}$ — усилие (изгибающий момент) от нормативных нагрузок;

n — коэффициент перегрузки;

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

$R_1^н$, $R_2^н$ 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

$$\Delta \leqslant f, \tag{1. 3}$$

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 даст полную гарантию безопасности сооружения. В соответствии с этим методом в расчет вводятся нагрузки, появление которых действительно возможно во время эксплуатации сооружения, физические показатели прочности материалов учитываются на основании изучения изменчивости прочности материалов, несущая способность конструкции вычисляется с учетом упруго-пластической или хрупко-вязкой работы материала и т. д.

Метод предельного состояния более правильно оценивает величину несущей способности и степень надежности конструкций и сооружений, чем это способны сделать метод допускаемых напряжений или метод разрушающих нагрузок.

Развитие и уточнение методов расчета по предельным состояниям позволяет снижать принятые запасы прочности и облегчать конструкции, в то время как дальнейшее развитие и уточнение методов расчета по допускаемым напряжениям этой возможности в большинстве случаев уже не даст.

§ 2. Основные законы упруго-пластических деформаций

Способность твердых тел деформироваться под действием приложенных к нему внешних сил и получать постоянные или временные остаточные (пластические) деформации при устранении сил называется пластичностью. Основное свойство пластических деформаций состоит в том, что между напряжениями и деформациями, возникающими в теле, не существует взаимно-однозначной зависимости.

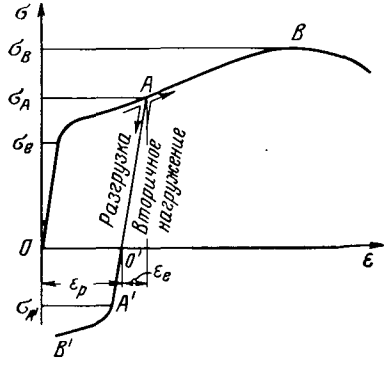


Рис. 1. Диаграмма растяжения цилиндрического образца.

Рассмотрим основные явления пластичности на простейшем примере растяжения-сжатия цилиндрического образца. Обозначим σ — растягивающее напряжение в образце, ε — относительное удлинение.

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 $\sigma - \varepsilon$, так что при изменении деформации от предельной упругой $\frac{\sigma_e}{E}$ до $(2 \sim 3)\frac{\sigma_e}{E}$ (где E — модуль упругости) тангенс угла наклона касательной к линии $\sigma - \varepsilon$ изменяется от величины $\frac{d\sigma}{d\varepsilon} = E$ до величины, в десятки раз меньшей E, или даже становится равным нулю. В последнем случае говорят, что материал имеет площадку текучести, и соответствующее значение напряжения называют пределом текучести $\sigma_т$. У многих материалов площадка текучести отсутствует, и угловой коэффициент касательной к кривой $d\sigma/d\varepsilon$ убывает монотонно по мере роста деформации.

Дальнейшее растяжение образца за пределом текучести дает монотонный рост напряжения вместе с деформацией, причем на диаграмме $\sigma - \varepsilon$ возможен участок, где $d\sigma/d\varepsilon$ несколько возрастает, не достигая, однако, величины E, и затем уже монотонно убывает, приближаясь асимптотически к некоторому постоянному значению. При величине напряжения $\sigma = \sigma_в$ 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.

Несмотря на то, что металлы могут получать очень большие деформации порядка 5—20—100% и более, изменение их плотности оказывается весьма незначительным и характеризуется лишь долями процента. Поэтому ясно, что «коэффициент Пуассона» по мере роста деформаций за пределом упругости материала довольно быстро возрастает, приближаясь к максимальному значению, равному 0,5.

Если в некоторой точке A диаграммы растяжения, т. е. при напряжении σ_A (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'. Удлинение образца, которое он сохраняет при полной разгрузке, называется остаточной или пластической деформацией, соответствующей напряжению σ_A. Остаточное удлинение равняется разности между полным удлинением ε, соответствующим напряжению σ_A, и упругим удлинением $\frac{\sigma_A}{E}$.

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.

При продолжении процесса вторичного нагружения выше точки A график $\sigma - \varepsilon$ совпадает с участком кривой AB, которая получилась бы при непрерывном растяжении образца с постоянной скоростью, т. е. образец как бы «забудет» про то, что он подвергался разгрузке.

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 $\varepsilon_e = \frac{\sigma}{E}$:

$$\varepsilon = \varepsilon_p + \varepsilon_e. \tag{1.4}$$

Выше был рассмотрен процесс разгрузки, который заканчивался уменьшением действующего напряжения до нуля (точка O'). Представляет интерес продолжить этот процесс путем приложения напряжений обратного знака.

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' (рис. 1). После достижения в образце сжимающего напряжения $\sigma_{A'}$ 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 $\sigma_т$.

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, последействие, 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 $\sigma - \varepsilon$ при этом записывается в следующем виде:

$$\sigma = \Phi(\varepsilon) = E\varepsilon[1 - \omega(\varepsilon)], \tag{1.5}$$

причем

$$E \geqslant \frac{1}{\varepsilon}\Phi(\varepsilon) \geqslant \frac{d\Phi}{d\varepsilon} \geqslant 0,$$

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

$$f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0, \tag{1.6}$$

где σ_1, σ_2, σ_3 — главные напряжения.

При простом растяжении образца материала ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$) условие пластичности имеет вид:

$$\sigma_1 = \sigma_т, \tag{1.7}$$

где $\sigma_т$ — предел текучести при растяжении.

При кручении стержня круглого поперечного сечения наибольшее касательное напряжение возникает на поверхности стержня, и, как показывает опыт, началом образования пластических деформаций является условие

$$\tau = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = \sigma_1 = \tau_т, \tag{1.8}$$

где $\tau_т$ — предел текучести материала при сдвиге.

Сен-Венаном предложено условие пластичности, состоящее в том, что тело переходит за предел упругости, как только максимальное касательное напряжение достигает величины $\tau_т$, т. е.

$$\tau_{max} = \tau_т. \tag{1.9}$$

Губером, а затем Мизесом и Генки предложено другое условие пластичности — условие постоянства энергии формоизменения. Аналитическое его выражение имеет вид:

(1.10)

Оба условия пластичности (1. 9) и (1. 10) в настоящее время можно считать достаточно правильно отражающими начало пластических деформаций в телах.

При расчетах трубопроводов высокого давления, цилиндров компрессоров и т. д. 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).

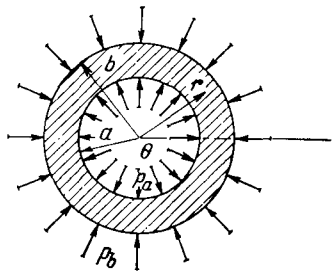


Рис. 2. Толстостенная труба, находящаяся под внутренним и внешним давлением.

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

$$\sigma_{rr} = \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2} + \frac{a^2 (p_b - p_a)}{b^2 - a^2} \frac{b^2}{r^2};$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2} - \frac{a^2 (p_b - p_a)}{b^2 - a^2} \frac{b^2}{r^2}; \qquad (1.11)$$

$$\sigma_{zz} = 2\mu \frac{a^2 p_a - b^2 p_b}{b^2 - a^2}.$$

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

$$\sigma_{rr} = \frac{a^2 p_a}{b^2 - a^2}\left(1 - \frac{b^2}{r^2}\right);$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{a^2 p_a}{b^2 - a^2}\left(1 + \frac{b^2}{r^2}\right); \qquad (1.12)$$

$$\sigma_{zz} = \frac{2\mu\, a^2 p_a}{b^2 - a^2}.$$

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

$$p_a' = \frac{(b^2 - a^2)\,\sigma_т}{\sqrt{3b^4 + (1 - 2\mu)^2 a^4}}. \qquad (1.13)$$

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

$$p = \frac{2\sigma_т}{\sqrt{3}} \ln \frac{b}{a}. \qquad (1.14)$$

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.

§ 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.

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. Здесь по оси абсцисс отложено время t, а по оси ординат — относительное удлинение ε. При нагружении стержень получает мгновенную деформацию ε^0, изображаемую отрезком OA. Далее следует участок AB, характеризуемый убыванием скорости ползучести и обычно называемый первым (или переходным) периодом ползучести (неуста-

новившаяся ползучесть); длительность его относительно невелика.

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, характеризуемый 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.

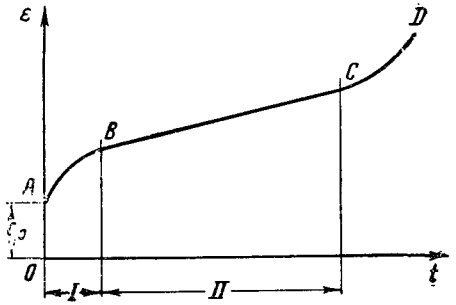


Рис. 3. Типичная кривая ползучести металла при постоянных нагрузке и температуре.

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:

$$v_{\text{п}} = k\sigma^n, \qquad (1.15)$$

где $v_{\text{п}}$ — 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:

$$\sigma \leqslant \left\{\frac{[\varepsilon]}{kt_c}\right\}^{\frac{1}{n}}; \tag{1.16}$$

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:

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

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{p_a a^{\frac{2}{n}}}{b^{\frac{2}{n}} - a^{\frac{2}{n}}}\left[1 + \left(\frac{2}{n} - 1\right)\left(\frac{b}{r}\right)^{\frac{2}{n}}\right]; \tag{1.17}$$

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

Эти напряжения добавляются к чисто упругим напряжениям (1.11).

§ 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.

Значения коэффициентов k

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 *Нв*	0,19	—	0,72	0,69	1,71	0,87	—	0,77

Кривую Велера часто строят в полулогарифмических координатах $\sigma \sim \lg N$; в этом случае кривая Велера близка к двум полупрямым — наклонной и горизонтальной, которыми она обычно и заменяется (рис. 5).

При несимметричном цикле нагружения результаты усталостных испытаний изображаются в виде диаграммы Хэя (рис. 6). 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.

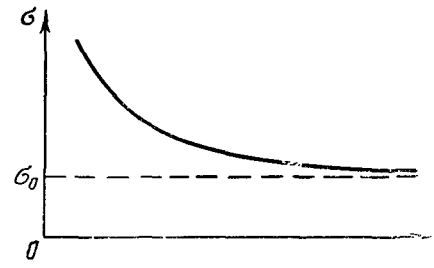


Рис. 4. Кривая Велера.

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

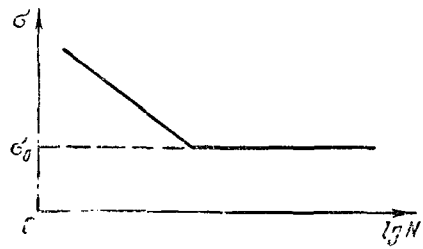


Рис. 5. Кривая Велера в полулогарифмических координатах.

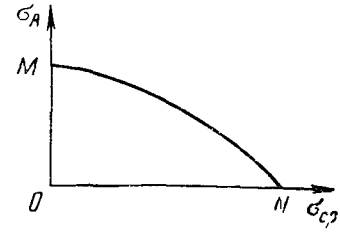


Рис. 6. Диаграмма Хэя.

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.

Однако при напряжениях, заметно превышающих предел усталости и близких к пределу статической прочности, разброс данных усталостных испытаний бывает очень большим.

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,

Вибрационные нагрузки вследствие явления резонанса могут вызвать значительное увеличение амплитуды колебаний различных частей конструкций, весьма нежелательных и опасных как вследствие того, что это может привести к недопустимому возрастанию напряжений, так и потому, что большие перемещения, даже в случаях, когда им соответствуют относительно малые напряжения, сами по себе могут нарушать эксплуатационные качества конструкции. В первом случае (развитие разрушений) возникает задача о вибропрочности конструкции, во втором случае (возникновение недопустимо больших перемещений) — об ее виброустойчивости.

При нагрузках, периодически изменяющихся с амплитудой достаточной величины, в теле по истечении некоторого числа циклов обнаруживается разрушение. Иногда это разрушение начинается с поверхности тела, и тогда его можно обнаружить визуально; в других случаях нарушение прочности начинается внутри тела и обнаруживается, например, по изменению собственной частоты колебаний. При этом разрушение происходит при комбинации макронапряжений, которая при однократном приложении или при действии в течение небольшого числа циклов не приводит к нарушению прочности.

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.

Кривую Велера часто строят в полулогарифмических координатах $\sigma \sim \lg N$; в этом случае кривая Велера близка к двум полупрямым — наклонной и горизонтальной, которыми она обычно и заменяется (рис. 5).

При несимметричном цикле нагружения результаты усталостных испытаний изображаются в виде диаграммы Хэя (рис. 6). 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.

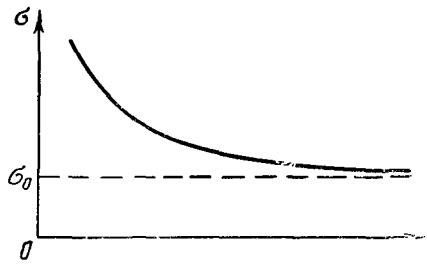


Рис. 4. Кривая Велера.

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

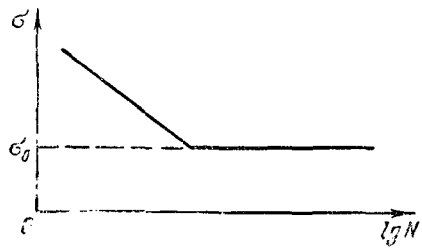


Рис. 5. Кривая Велера в полулогарифмических координатах.

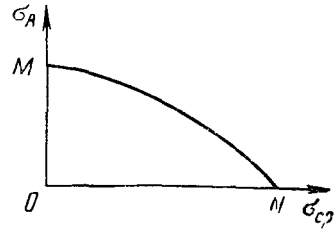


Рис. 6. Диаграмма Хэя.

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.

Однако при напряжениях, заметно превышающих предел усталости и близких к пределу статической прочности, разброс данных усталостных испытаний бывает очень большим.

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. Форма, размеры образца, геометрические дефекты. 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. Механическая обработка. 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. Агрессивные среды. 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 натурных условий.

4. Температура. 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° С 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.

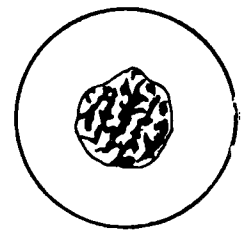


Рис. 7. Усталостный излом цилиндрического образца, подвергнутого вращению вокруг изогнутой оси.

5. Частота колебаний. 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.

Усталостный излом цилиндрического образца круглого сечения, вращаемого вокруг изогнутой оси, имеет вид, показанный на рис. 7. Наружная область излома характеризуется гладкой, блестящей поверхностью, тогда как внутренняя область имеет матовую зернистую поверхность.

Такой вид излома говорит о следующей истории развития разрушения. Вначале ряд усталостных трещин образовался у поверхности образца, где нормальные напряжения имеют наибольшие значения. Затем эти трещины сомкнулись и продолжали продвигаться внутрь образца. В то же время поверхности трещины, соприкасаясь в зоне сжатия, истирались и сглаживались. Наконец, в некоторый момент, когда трещина продвинулась достаточно глубоко, концентрация напряжений создала условия для хрупкого разрушения по оставшейся части сечения образца, чем и завершилось его усталостное разрушение.

Анализ усталостных изломов показывает, что причинами усталостных разрушений являются различные изъяны: надрезы, цара-

пины, 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 бо́льшая вероятность наличия какого-либо изъяна, вызывающего начало разрушения.

С этим связан также и неизбежный разброс данных усталостных испытаний.

ГЛАВА ВТОРАЯ

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 5. 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.

§ 6. Силовые воздействия, влияющие на несущую способность трубопроводов

В процессе эксплуатации подземные магистральные трубопроводы подвергаются воздействию ряда силовых факторов, которые в той или иной степени влияют на их несущую способность. 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 несущую способность трубопроводов. Поэтому при расчете трубопроводов толщину стенок труб находят исходя из заданного внутреннего давления.

Как показали проведенные исследования, подземные магистральные трубопроводы защемлены 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 защемления настолько велика, что при расчете трубопроводы следует рассматривать как защемленные.

В связи с этим наряду с кольцевыми напряжениями внутреннее давление вызывает также продольные растягивающие напряжения, которые равны $\mu\sigma_к$, где μ — коэффициент Пуассона, равный 0,3, а $\sigma_к$ — кольцевые напряжения. В непосредственной близости от резких поворотов трубопроводов на очень ограниченных участках продольные напряжения от внутреннего давления могут достигать значений, составляющих 50% от 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) температурными напряжениями, появляющимися в результате разности между температурой трубопроводов во время укладки и засыпки и температурой металла труб в процессе эксплуатации. Так как трубопроводы защемлены в грунте, то при охлаждении они не могут деформироваться, и в металле труб возникают продольные растягивающие напряжения;

б) продольными напряжениями, 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

$$\sigma_t = \alpha E \Delta t, \qquad (2.1)$$

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 напряжения. 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—70° С, 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.

Изгиб трубопроводов. 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

$$\sigma_к = \frac{ED_н}{2\rho}, \qquad (2.2)$$

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.

Давление грунта и подвижных нагрузок. 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 уравновешивает 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 трубопроводов. 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 рассчитывали по энергетической теории прочности, и условие прочности выражалось следующим образом:

$$\sigma_{\text{доп}} > \sqrt{\sigma_0^2 + \sigma_t^2 - \sigma_0\sigma_t}, \qquad (2.3)$$

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 (2.3) справедливы только в упругой области и в момент перехода материала в пластическую стадию. При достижении металла 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 сложно 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 рас-

чет таких трубопроводов с достаточной для практических целей точностью можно производить только на основное воздействие, т. е. на внутреннее давление, по обычной «котельной» формуле.

§ 7. 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 Главгазом СССР, а также бесшовные трубы по ГОСТ 8731-58 и ГОСТ 8732-58 из углеродистых сталей, поставляемых по подгруппе в ГОСТ 380-60. Так как магистральные трубопроводы являются исключительно ответственными сооружениями, необходимо, чтобы трубы и арматура при их поставке имели сертификаты заводов-изготови-

телей, 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 из 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% от пятикратных образцов, или 16% — для десятикратных;

ударная вязкость стали при температуре минус 40° С — не менее 3 $кГ \cdot м/см^2$;

сталь труб должна хорошо свариваться применяемыми методами сварки;

сварные соединения должны быть равнопрочны основному металлу труб.

§ 8. Определение толщины стенок труб магистральных трубопроводов

Толщина стенок труб магистральных газо- и нефтепродуктопроводов определяется по следующим формулам:

$$\delta = \frac{pnD_н}{2(R_1 + pn)}; \qquad (2.4)$$

$$\delta = \frac{npD_н}{2(0{,}9R_2^н + p)}. \qquad (2.4')$$

Принимается бо́льшая из полученных величин. Для определения кольцевых напряжений в стенках труб от воздействия внутреннего давления исходят из выражений:

$$\frac{pnD_{вн}}{2\delta} \leqslant R_1, \qquad (2.5)$$

$$\frac{npD_{вн}}{2\delta} \leqslant 0{,}9R_2^н, \qquad (2.5')$$

где δ — номинальная толщина стенки труб в *см*;

$D_н$ — наружный диаметр трубы в *см*;

$D_{вн} = D_н - 2\delta$ — 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° С $n = 1{,}15$, для остальных нефте- и нефтепродуктопроводов $n = 1{,}1$;

R_1 — расчетное сопротивление металла трубы в $кГ/см^2$;

$R_2^н = \sigma_т$ — 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. 2.

Таблица 2

Нормативные характеристики материала стальных труб

Наименование	Условное обозначение	Значение
Нормативное сопротивление растяжению материала труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	$R_1^н$	$\sigma_{вр}$
Коэффициент однородности при разрыве стали:		
низколегированной в сварных трубах и углеродистой в бесшовных трубах	$k_{1\,нл}$	0,8
низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	$k_{1\,у}$	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	$R_2^н$	$\sigma_т$
Коэффициенты однородности труб, изготовленных из:		
низколегированной стали	$k_{2\,нл}$	0,85
углеродистой стали	$k_{2\,у}$	0,9

Примечания. 1. Значение временного сопротивления $\sigma_{вр}$ принимается по техническим условиям или стандартам на соответствующие трубы.

2. Нормативное сопротивление сварных соединений принимается равным нормативному сопротивлению основного металла труб.

Расчетное сопротивление материала труб и их соединений R_1 определяется как произведение нормативного сопротивления $R_1^н$ на коэффициенты однородности k_1 и условий работы металла m_1, принимаемые по табл. 2, 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. 3.

Расчетное сопротивление R_2 определяется как произведение нормативного сопротивления $R_2^н$ на коэффициент однородности k_2 (см. табл. 2) и коэффициент условий работы m_2 (см. табл. 3). Значения расчетных сопротивлений R_1 и R_2 в зависимости от значений временного сопротивления или предела текучести металла труб приведены в табл. 3.

Таблица 3

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 III и IV категории	0,9	$0{,}58\sigma_{вр}$	$0{,}61\sigma_{вр}$	$0{,}76\sigma_т$	$0{,}81\sigma_т$
Участки газопроводов I и II категорий; участки нефте- и нефтепродуктопроводов I и II категорий; участки подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях; переходы висячих, арочных и напренгельных систем независимо от категории участка трубопровода . .	0,75	$0{,}48\sigma_{вр}$	$0{,}51\sigma_{вр}$	$0{,}64\sigma_т$	$0{,}68\sigma_т$

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 бо́льшим 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 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 *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 – на расстояниях, указанных в табл. 4;

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 при 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 *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 урезов 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.

Ко 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 урезов 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 *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 *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 про-

мышленных 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 в пределах охранной зоны, указанной в табл. 5;

и) участки трубопроводов, примыкающие к насосным станциям в пределах 150 *м* по обе стороны от границ территорий станций;

к) участки трубопроводов, прокладываемые выше населенных пунктов, промышленных предприятий и общественных зданий на расстоянии менее 400 *м* и 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.

§ 9. 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.

Следует, однако, учесть, что минимально допустимая толщина стенок труб определяется не только из условия восприятия нагрузок в грунте, но также условиями транспорта, производства сварочно-монтажных работ и укладки в траншею. При транспорте, сварке и укладке таких тонкостенных труб неизбежен ряд трудностей. При подъеме этих труб трубоукладчиками и укладке в траншею параллельно рельефу местности они могут терять устойчивость и «ломаться». Поэтому необходимо усовершенствовать технологию и организацию производства работ и разработать некоторые новые машины и механизмы. При существующей технологии выполнения сварочно-монтажных работ минимально допустимая толщина стенок труб должна назначаться из условия $\delta/D = 0{,}007$—$0{,}010$.

§ 10. Допустимые расстояния от магистральных газопроводов до различных строений и сооружений

В соответствии с существующими законоположениями прокладка магистральных газопроводов по застроенным или подлежащим застройке (в соответствии с утвержденными проектами) территориям городов, населенных пунктов, промышленных предприятий и в границах железнодорожных станций, портов и пристаней не допускается. В связи с этим приведенные выше расчетные коэффициенты могут применяться только при расчете газопроводов, укладываемых на определенном минимально допустимом расстоянии от населенных пунктов и различных сооружений (железных и автомобильных дорог, мостов, промышленных предприятий, жилых зданий и т. д.). Указанные расстояния дифференцированы в зависимости от значимости или класса сооружения, диаметра газопровода и расчетного давления транспортируемого газа.

Минимально допустимые расстояния от оси магистральных газопроводов до различных строений и сооружений приведены в табл. 4.

Таблица 4

Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов до различных строений и сооружений

Наименование строений и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, м							
	газопроводы низкого давления		газопроводы среднего давления		газопроводы высокого давления			
	при условном диаметре D_y, мм							
	до 300	свыше 300	до 300	свыше 300	до 300	свыше 300	от 500 до 800	свыше 800
Города и населенные пункты	40	60	75	125	100	150	200	250
Общественные здания (учебные заведения, больницы, санатории и дома отдыха, вокзалы, детские сады, лагери, дворцы культуры, клубы и др.)	40	60	75	125	100	150	200	250
Отдельно стоящие промышленные предприятия	40	60	75	125	100	150	200	250
Мосты железных дорог МПС	40	60	75	125	100	150	200	250
Мосты автомобильных дорог I и II категорий	40	60	75	125	100	150	200	250
Территории железнодорожных станций, аэропортов, морских и речных портов и пристаней, судоходных сооружений и гидроузлов	40	60	75	125	100	150	200	250
Склады легковоспламеняющихся горючих жидкостей и материалов	40	60	75	125	100	150	200	250
Железные дороги МПС на перегонах, параллельно которым прокладываются газопроводы	40	60	60	100	75	125	150	200
Мосты промышленных железных дорог . . .	40	60	60	100	75	125	150	200
Мосты автомобильных дорог III и IV категорий и промышленных автомобильных дорог всех категорий	40	60	60	100	75	125	150	200
Автомобильные дороги I, II и III категорий, параллельно которым прокладывается газопровод	40	60	60	100	75	125	150	200

Продолжение табл. 4

Наименование строений и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, *м*							
	газопроводы низкого давления		газопроводы среднего давления		газопроводы высокого давления			
	при условном диаметре $D_у$, *мм*							
	до 300	свыше 300	до 300	свыше 300	до 300	свыше 300	от 500 до 800	свыше 800
Отдельно стоящие жилые здания	40	60	60	100	75	125	150	200
Территория компрессорных станций магистральных газопроводов	40	60	60	100	75	125	150	200
Подъездные пути промышленных железных дорог, параллельно которым прокладывается газопровод . .	25	40	30	50	30	50	75	125
Автомобильные дороги IV категории и промышленные подъездные автодороги всех категорий, параллельно которым прокладывается газопровод	25	40	30	50	30	50	100	150
Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	25	40	30	50	30	50	100	150
Специальные сооружения и площадки, охранные зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ . .	По согласованию с заинтересованными организациями							

Примечания. 1. Указанные в таблице расстояния принимаются:
а) для городов и населенных пунктов — от красной планировочной линии застройки в соответствии с утвержденным проектом перспективного строительства;
б) для отдельно стоящих зданий и сооружений — от наиболее выступающих их частей;
в) для железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны газопровода;
г) для всех мостов — от подошвы конусов;
д) для всех автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна дороги;
е) для отдельно стоящих промышленных предприятий, железнодорожных станций, портов, пристаней и вокзалов — от границ отведенных им территорий;
ж) для специальных сооружений и площадок, охранных зон, складов взрывчатых и взрывоопасных веществ — от внешней границы этих сооружений, площадок и зон.
2. Минимальные расстояния от мостов регламентируются:
а) для мостов всех железных дорог при отверстиях мостов более 20 *м*;
б) для мостов всех автомобильных дорог при отверстиях мостов более 45 *м*.
3. При укладке подводных участков газопроводов на переходах через реки и каналы выше мостов по течению расстояния от последних до газопровода должны быть не менее 300 *м*. По согласованию с организацией, ответственной за проведение взрывных работ по пропуску весеннего паводка, это расстояние может быть уменьшено.
4. В особых случаях при подземной прокладке газопроводов допускается сокращение указанных в таблице расстояний до 30% при условии увеличения толщины стенки труб газопроводов против расчетной на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние, и контроля всех монтажных сварных соединений физическими методами.
5. К отдельно стоящим относятся здания, расположенные не менее чем в 50 *м* от ближайших к ним строений.

Таблица 5

Допускаемые минимальные расстояния до оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (*м*)

Наименование объектов, зданий и сооружений	Классы			
	I	II	III	IV
Города и населенные пункты	150	100	75	50
Отдельные промышленные предприятия	150	100	75	50
Железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидротехнические сооружения	150	100	75	50
Отдельные здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские ясли и сады, вокзалы и др.) и жилые здания в три этажа и более	150	100	75	50
Склады легковоспламеняющихся горючих жидкостей	150	100	75	60
Отдельно стоящие здания в один и два этажа	75	50	50	50
Сельскохозяйственные фермы и усадьбы	30	30	30	30
Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	30	30	30	30
Железные дороги (на перегонах) при параллельной прокладке трубопроводов	75	50	30	30
Автомобильные дороги I—IV категорий при параллельной прокладке трубопроводов	30	30	30	30
Мосты железных дорог Министерства путей сообщения и автомобильных дорог I и II категорий при отверстии их более 20 *м* и при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению	75	50	50	50
Мосты подъездных железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог и III и IV категорий и промышленных подъездных автомобильных дорог всех категорий при отверстии их более 20 *м* и при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению	75	50	50	30
Перекачечные насосные станции данного магистрального трубопровода	30	30	30	30
Специальные предприятия, сооружения и площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ	По согласованию с заинтересованными организациями			
Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладываются трубопроводы	Не менее высоты наиболее высокой опоры на данном участке, считая			

Продолжение табл. 5

Наименование объектов, зданий и сооружений	Классы			
	I	II	III	IV
Опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их магистральными трубопроводами	от края ближайшей опоры Не менее 5 *м* от края фундамента ближайшей опоры			

Примечания. 1. Расстояния, указанные в таблице, принимаются: для городов и населенных пунктов — от красной планировочной линии застройки; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэропортов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов — от границ отведенных им территорий; для железных дорог — от оси крайних путей со стороны трубопровода, но на расстоянии не менее 10 *м* от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна, но на расстоянии не менее 10 *м* от границы полосы отвода дороги; для всех мостов — от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и сооружений — от ближайших выступающих их частей.

2. Под отдельно стоящим зданием и строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 *м* от ближайших к нему зданий.

3. Минимальные расстояния от мостов железных дорог и автомобильных дорог при отверстии их 20 *м* и менее при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению принимаются такие же, как от соответствующих дорог.

4. В особых случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании в проектном задании допускается сокращение указанных в таблице расстояний до подземных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов не более чем на 30% при условии увеличения толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние, и контроля всех сварных соединений физическими методами.

5. Указанные в табл. 5 расстояния определяются так же, как для газопроводов, и принимаются в соответствии с примечаниями к табл. 4.

Прокладка магистральных нефтепродуктопроводов по территориям городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, в границах железнодорожных станций, портов и т. д. запрещается. С целью обеспечения безопасности как самого трубопровода, так и граничащих с ним зданий и сооружений установлены минимально допустимые расстояния между указанными сооружениями и нефтепродуктопроводами, дифференцированные в зависимости от значимости сооружений, класса нефтепродуктопроводов и их диаметра.

В соответствии с характеристикой транспортируемой жидкости и диаметром устанавливаются четыре класса магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (см. табл. 5):

I класс — магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 *км* и диаметром свыше 500 *мм*, транспортирующие нефть и нефтепродукты с температурой вспышки 45° С и менее;

II класс — а) магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 *км* и диаметром свыше 500 *мм*, транспортирующие нефть и нефтепродукты с температурой вспышки более 45° С

б) магистральные нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 *км* и диаметром 500 *мм* и менее, транспортирующие нефтепродукты с температурой вспышки 45° С и менее;

III класс — магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы протяженностью более 50 *км* и диаметром 500 *мм* и менее, транспортирующие нефть и нефтепродукты с температурой вспышки более 45° С;

IV класс — магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы протяженностью 50 *км* и менее и ответвления от магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов независимо от характеристики перекачиваемой жидкости.

Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси подземных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов устанавливаются в зависимости от класса этих трубопроводов с учетом безопасной их эксплуатации по табл. 5.

§ 11. Расчет балластировки трубопроводов

При расчете трубопроводов, прокладываемых по дну рек, озер или других водоемов, а также на болотах или заливаемых водой поймах, необходимо учесть, что трубопроводы обладают положительной плавучестью и могут всплыть на поверхность под действием выталкивающей силы воды.

Следовательно, трубопроводы и главным образом газопроводы должны быть рассчитаны на устойчивость положения.

Для предупреждения всплытия газопроводов при проектировании необходимо предусмотреть специальные меры: пригрузку грузами (балластировка), закрепление к основанию и др. В практике строительства наибольшее распространение имеет балластировка. Величину грузов и расстояние между ними определяют расчетом исходя из того, чтобы вес газопровода с балластными грузами в воде был больше, чем выталкивающая сила воды, т. е. чтобы в результате балластировки трубопровод получил отрицательную плавучесть.

Величина пригрузки газопровода, уложенного в траншею под водой, т. е. вес балласта под водой, определяется без учета веса грунта над трубой по следующей формуле:

$$Б = k_в \gamma_в \omega_в - g_т \div Б_{изг}, \qquad (2.6)$$

где $k_в$ — усредненный коэффициент устойчивости против всплытия, принимаемый равным: 1,07 — для болот, пойм рек и водоемов при отсутствии течения воды; 1,10 — для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 *м* при условии расположения газопроводов ниже возможной зоны размыва русла; 1,15 и более — для рек с шириной зеркала

воды в межень более 200 *м* и горных рек с неустойчивым руслом в зависимости от местных условий;

$\gamma_в$ — объемный вес воды с учетом взвешенных твердых частиц в *кг/м*^{3};

$\omega_в$ — объем воды, вытесненный 1 *м* длины трубопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки, в *м*^{3};

$g_т$ — расчетный вес 1 *м* длины трубопровода с учетом веса изоляционного покрытия и футеровки в *кг*;

$Б_{изг}$ — расчетная величина пригрузки, необходимая для изгиба трубопровода по заданной кривой дна траншеи с учетом влияния прилегающих участков, в *кг*.

В том случае, когда зона размыва на переходах через водные преграды не может быть определена и материалы изысканий не могут с требуемой достоверностью решить этот вопрос и, следовательно, возможен вынос грунта из траншеи, расчетную пригрузку, определенную по формуле (2. 6), необходимо увеличить на величину $Б_{вз}$, которая находится из условия воздействия на газопровод потока воды:

$$Б_{вз} = 20\, v_д^2 D_т \ кг, \tag{2.7}$$

где $v_д$ — донная скорость потока воды в паводок в *м/сек*;

$D_т$ — проекция 1 *м* длины конструкции трубопровода на вертикальную плоскость в *м*^{2}.

Если газопровод укладывается на дно рек или водоемов без заглубления, необходимо рассчитать его также против сдвига под действием гидродинамического давления движущегося потока воды. Величина дополнительной пригрузки (которая должна суммироваться с пригрузкой $Б$) определяется по формуле

$$Б_{доп} = 75\, v_д^2 D_т \ кг. \tag{2.8}$$

После определения величины пригрузки следует найти расстояния между балластирующими грузами, устанавливаемыми на газопроводе; для этой цели применяют следующие формулы:

$$l_{гр} = \frac{P_{гр.\,ср} - \gamma_в \omega_{гр.\,ср}}{Б_{пол}} \tag{2.9}$$

или

$$l_{гр} = \frac{P_{гр.\,ср}(\gamma_{гр.\,ср} - \gamma_в)}{Б_{пол}\gamma_{гр.\,ср}}, \tag{2.10}$$

где $P_{гр.\,ср}$ — средний фактический вес отдельного груза в воздухе в *кг*;

$\omega_{гр.\,ср}$ — средний фактический объем груза в *м*^{3};

$\gamma_{гр.\,ср} = \frac{P}{\omega}$ — средний фактический объемный вес груза в *кг/м*^{3};

$E_{полн}$ — полная величина пригрузки с учетом (в необходимых случаях) дополнительных пригрузок.

Расчет магистральных нефтепродуктопроводов на устойчивость положения аналогичен рассмотренному выше и производится лишь в тех случаях, когда они укладываются на дно водоемов пустыми — не заполненными водой, нефтью или нефтепродуктами.

Для облегчения расчетов в табл. 6 приведены расчетные веса труб в воде и в воздухе и данные по плавучести трубы. Веса балласта для труб при различных значениях коэффициента устойчивости против всплытия приводятся в табл. 7.

§ 12. 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 воздействия 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 колеба-

Таблица 6

Расчетные веса труб в воде и воздухе и плавучесть труб

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м длины трубы в воздухе, кг						Вес 1 м длины трубы в воде, кг						
		пустой трубы	изоляции на трубе	футеровки на трубе	общий вес трубы	воды в трубе	общий вес трубы с водой	трубы без изоляции	загрузшей трубы	изоляции в воде	футеровки в воде	общий вес сниженной трубы	вес вытесненной воды при погружении трубы ($\gamma_в = 1{,}0$ т/м³)	вес загрузшей сниженной трубы (плавучесть)
219	8	41,6	9,0	9,7	60,3	32,3	92,6	36,3	4,0	1,4	—2,4	35,3	57,3	3,0
	9	46,6	9,0	9,7	65,3	31,7	97,0	40,7	9,0	1,4	—2,4	39,7	57,3	8,0
	10	51,5	9,0	9,7	70,2	31,1	101,3	45,0	13,9	1,4	—2,4	44,0	57,3	12,9
	11	56,4	9,0	9,7	75,1	30,8	105,9	49,2	18,8	1,4	—2,4	48,2	57,3	17,8
245	8	46,8	10,0	11,2	68,0	41,2	109,2	40,8	—0,3	1,6	—2,9	39,5	69,6	—1,6
	9	52,4	10,0	11,2	73,6	40,4	114,0	45,7	+5,3	1,6	—2,9	44,4	69,6	4,0
	10	58,0	10,0	11,2	79,2	39,7	118,9	50,6	10,9	1,6	—2,9	49,3	69,6	9,6
	11	63,5	10,0	11,2	84,7	39,1	123,8	55,4	16,4	1,6	—2,9	54,1	69,6	15,1
273	8	52,3	11,1	12,8	76,2	52,7	128,9	45,6	—6,2	1,8	—3,3	44,1	83,9	—7,7
	9	58,6	11,1	12,8	82,5	51,0	133,5	51,4	0,1	1,8	—3,3	49,9	83,9	—1,4
	10	64,9	11,1	12,8	88,8	50,4	139,2	56,6	6,4	1,8	—3,3	55,1	83,9	4,9
	11	71,1	11,1	12,8	95,0	49,5	144,5	62,0	12,6	1,8	—3,3	60,5	83,9	11,9
299	8	57,4	12,7	13,7	83,8	63,0	146,8	50,1	—12,8	2,0	—3,5	48,6	98,1	—14,3
	9	64,4	12,7	13,7	90,8	62,1	152,9	56,2	—5,8	2,0	—3,5	54,7	98,1	—7,3
	10	71,3	12,7	13,7	97,7	61,0	158,7	62,2	1,1	2,0	—3,5	60,7	98,1	—0,4
	11	78,1	12,7	13,7	104,5	60,4	164,9	68,2	7,9	2,0	—3,5	66,7	98,1	6,4
	12	84,9	12,7	13,7	111,3	59,4	170,7	74,1	14,7	2,0	—3,5	72,6	98,1	13,2
325	8	62,5	13,2	14,4	90,1	74,9	165,0	54,6	—20,4	2,1	—3,7	53,0	112,1	—22,0
	9	70,1	13,2	14,4	97,7	74,2	171,9	61,2	—12,8	2,1	—3,7	59,6	112,1	—14,4
	10	77,7	13,2	14,4	105,3	73,2	178,5	67,8	—5,2	2,1	—3,7	66,2	112,1	—6,8
	11	85,2	13,2	14,4	112,8	72,1	184,9	74,3	2,3	2,1	—3,7	72,7	112,1	0,7
	12	92,6	13,2	14,4	120,2	71,2	191,4	80,8	9,7	2,1	—3,7	79,2	112,1	8,1
351	8	67,7	14,2	22,8	104,7	88,0	192,7	59,1	—29,0	2,2	—6,3	55,0	137,8	—33,1
	9	75,9	14,2	22,8	112,9	87,0	199,9	66,2	—20,8	2,2	—6,3	62,1	137,8	—24,9
	10	84,1	14,2	22,8	121,1	86,1	207,2	73,4	—12,6	2,2	—6,3	69,3	137,8	—16,7
	11	92,2	14,2	22,8	129,2	84,9	214,1	80,5	—4,5	2,2	—6,3	76,4	137,8	—8,6
	12	100,3	14,2	22,8	137,3	83,8	221,1	87,6	3,6	2,2	—6,3	83,5	137,8	—0,5
377	8	72,8	15,2	25,4	113,4	102,0	215,4	63,5	—38,8	2,4	—6,8	79,1	156,6	—43,2
	9	81,7	15,2	25,4	122,3	101,0	232,5	71,3	—29,9	2,4	—6,8	66,9	156,6	—34,3
	10	90,5	15,2	25,4	131,1	100,0	231,0	79,0	—21,1	2,4	—6,8	74,6	156,6	—25,5
	11	99,3	15,2	25,4	139,9	99,0	239,0	85,6	—12,3	2,4	—6,8	81,2	156,6	—16,7
	12	108,0	15,2	25,4	148,6	97,6	246,4	94,5	—3,6	2,4	—6,8	90,1	156,6	—8,0
426	9	92,6	17,1	26,7	136,4	131,0	267,4	80,8	—49,9	2,7	—7,4	76,1	191,0	—54,6
	10	102,6	17,1	26,7	146,4	129,0	275,4	89,5	—39,9	2,7	—7,4	84,8	191,0	—44,6
	11	112,6	17,1	26,7	156,4	128,0	284,4	98,2	—29,9	2,7	—7,4	93,5	191,0	—34,6
	12	122,5	17,1	26,7	166,3	126,5	292,8	106,9	—20,0	2,7	—7,4	102,2	191,0	—24,7
476	9	104,1	19,1	31,4	154,6	165,6	320,2	90,7	—75,3	3,0	—8,7	85,0	235,6	—81,0
	10	115,4	19,1	31,4	165,9	165,0	330,9	100,7	—64,0	3,0	—8,7	95,0	235,6	—69,7
	11	126,7	19,1	31,4	177,2	163,5	340,7	110,6	—52,7	3,0	—8,7	104,9	235,6	—58,4
	12	137,8	19,1	31,4	188,3	162,0	350,3	120,8	—41,6	3,0	—8,7	114,6	235,6	—47,3

Продолжение табл. 6

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м длины трубы в воздухе, кг						Вес 1 м длины трубы в воде, кг						
		пустой трубы	изоляции на трубе	футеровки на трубе	общий вес трубы	воды в трубе	общий вес трубы с водой	трубы без изоляции	загрушенной трубы	изоляции в воде	футеровки в воде	общий вес спарижен-ной трубы	вес вытесненной воды при погружении трубы ($\gamma_в$ = 1,0 т/м³)	вес загрушенной спарижен-ной трубы (плавучесть)
508	9,52	118,0	20,0	32,5	170,5	187,5	358,0	103,0	—84,6	3,2	—9,0	97,2	260,9	—90,4
529	9	115,4	21,2	33,7	170,3	204,5	374,8	100,7	—104,3	3,4	—9,4	94,7	280,6	—110,3
	10	128,0	21,2	33,7	182,9	203,0	385,9	111,7	—91,7	3,4	—9,4	105,7	280,6	—97,7
	11	140,5	21,2	33,7	195,4	201,8	397,2	122,6	—79,2	3,4	—9,4	116,6	280,6	—85,2
	12	153,0	21,2	33,7	207,9	200,0	407,9	133,5	—66,7	3,4	—9,4	127,5	280,6	—72,7
630	9	137,8	25,1	40,7	203,6	293,0	496,6	120,3	—173,8	4,0	—11,4	112,9	384,8	—181,2
	10	152,9	25,1	40,7	218,7	292,0	510,7	133,4	—158,7	4,0	—11,4	126,0	384,8	—166,1
	11	167,9	25,1	40,7	233,7	290,0	523,7	146,5	—143,7	4,0	—11,4	139,1	384,8	—151,1
	12	182,9	25,1	40,7	248,7	288,0	536,7	159,6	—128,7	4,0	—11,4	152,2	384,8	—136,1
720	9	157,8	28,7	46,9	233,4	386,0	619,4	137,7	—249,1	4,6	—13,2	129,1	491,1	—257,7
	10	175,1	28,7	46,9	250,7	384,8	635,5	152,2	—231,8	4,6	—13,2	143,6	491,1	—240,4
	11	192,3	28,7	46,9	267,9	383,0	650,9	167,9	—214,6	4,6	—13,2	159,3	491,1	—223,2
	12	209,6	28,7	46,9	285,1	381,5	666,6	182,9	—197,4	4,6	—13,2	174,3	491,1	—206,0
	13	226,7	28,7	46,9	302,3	378,0	680,3	197,8	—180,2	4,6	—13,2	189,2	491,1	—188,8
	14	243,8	28,7	46,9	319,4	376,0	695,4	212,7	—163,1	4,6	—13,2	204,1	491,1	—171,7
820	9	180,0	32,6	52,5	265,1	504,0	769,1	157,1	—347,8	5,2	—14,70	147,6	622,4	—357,3
	10	199,8	32,6	52,5	284,9	502,0	786,9	174,4	—328,0	5,2	—14,70	164,9	622,4	—337,5
	11	219,5	32,6	52,5	304,6	500,0	804,6	191,5	—308,3	5,2	—14,70	182,0	622,4	—317,8
820	12	239,1	32,6	52,5	324,2	497,0	821,2	208,7	—288,7	5,2	—14,70	199,2	622,4	—298,2
	13	258,7	32,6	52,5	343,8	494,0	837,8	228,5	—269,1	5,2	—14,70	216,3	622,4	—278,6
	14	278,3	32,6	52,5	363,4	492,0	855,4	242,9	—249,5	5,2	—14,70	233,4	622,4	—259,0
920	9	202,2	36,5	59,4	298,1	638,0	936,1	176,4	—462,2	5,8	—16,7	165,5	771,2	—473,1
	10	224,4	36,5	59,4	320,3	636,0	956,3	195,8	—440,0	5,8	—16,7	184,9	771,2	—450,9
	11	246,6	36,5	59,4	342,5	634,0	976,5	215,2	—417,8	5,8	—16,7	204,3	771,2	—428,7
	12	268,7	36,5	59,4	346,6	630,0	994,6	234,5	—395,7	5,8	—16,7	223,6	771,2	—406,6
	13	290,8	36,5	59,4	386,7	627,0	1013,7	253,8	—373,6	5,8	—16,7	242,9	771,2	—384,5
	14	312,8	36,5	59,4	408,7	624,0	1032,7	273,0	—351,6	5,8	—16,7	262,1	771,2	—362,5
1020	10	249,1	40,5	66,5	356,1	785,0	1141,1	217,4	—567,6	6,5	—18,8	205,1	936,0	—579,9
	11	273,7	40,5	66,5	380,7	782,0	1162,7	238,9	—543,0	6,5	—18,8	226,6	936,0	—555,3
	12	298,3	40,5	66,5	405,3	779,0	1184,3	260,3	—518,4	6,5	—18,8	248,0	936,0	—530,7
	13	322,8	40,5	66,5	429,8	775,0	1204,8	281,7	—493,9	6,5	—18,8	269,4	936,0	—506,2
	14	347,3	40,5	66,5	454,3	772,0	1226,3	303,0	—469,4	6,5	—18,8	290,7	936,0	—481,7
1220	10	298,4	48,2	77,4	424,0	1130,0	1554,0	260,4	—870,0	7,7	—21,9	246,2	1308,2	—884,2
	11	328,0	48,2	77,4	453,6	1125,0	1578,6	286,2	—840,4	7,7	—21,9	272,0	1308,2	—854,6
	12	357,5	48,2	77,4	483,1	1122,0	1605,1	312,0	—810,9	7,7	—21,9	297,8	1308,2	—825,1
	13	387,0	48,2	77,4	512,6	1120,0	1632,6	337,7	—781,4	7,7	—21,9	323,5	1308,2	—795,6
	14	416,4	48,2	77,4	542,0	1115,0	1657,0	363,3	—752,0	7,7	—21,9	349,2	1308,2	—766,2
1420	11	382,2	56,0	90,0	528,2	1535,0	2063,2	333,5	—1200,7	8,9	—25,4	317,0	1745,4	—1217,2
	12	416,7	56,0	90,0	562,7	1530,0	2092,7	354,9	—1166,2	8,9	—25,4	338,4	1745,4	—1182,7
	13	451,1	56,0	90,0	597,1	1525,0	2122,1	393,6	—1131,8	8,9	—25,4	377,1	1745,4	—1148,3
	14	485,4	56,0	90,0	631,4	1520,0	2151,0	423,6	—1097,5	8,9	—25,4	407,1	1745,4	—1114,0

Вес балласта для труб при различных значениях

Сечение трубопровода $D \delta$, мм	Вес 1 м длины трубопровода с изоляцией и футеровкой в воздухе $q_т$, кг	Вес продукта в 1 м длины трубы ($\gamma_{пр}$=0,75) $P_{пр}$, кг	Выталкивающая сила воды на 1 м длины трубы q, кг	Вес 1 м длины трубы с продуктом $q_т+P_{пр}$, кг	Коэффициенты устойчи		
					$k_в$=1,07		
					$k_в q$	вес $Б$ балласта под водой на 1 м длины трубы, кг	
						газопровода $k_в q - q_т$	нефтепродуктопровода $k_в q - q_т - P_{пр}$
325 × 7	83,1	57,0	112,1	140,1	120,0	36,9	—
325 × 8	90,1	56,2	112,1	146,3	120,0	29,9	—
325 × 9	97,7	55,7	112,1	153,4	120,0	22,3	—
325 × 10	105,3	55,0	112,1	160,3	120,0	14,7	—
325 × 11	112,8	54,2	112,1	167,0	120,0	7,2	—
426 × 7	116,1	100,0	191,0	216,1	204,4	88,3	—
426 × 8	126,3	99,0	191,0	225,3	204,4	78,1	—
426 × 9	136,4	98,0	191,0	234,4	204,4	68,0	—
426 × 10	146,4	97,0	191,0	243,4	204,4	58,0	—
426 × 11	156,4	95,8	191,0	252,2	204,4	48,0	—
426 × 12	166,3	94,8	191,0	261,1	204,4	38,1	—
508 × 9,5	170,5	140,5	260,9	311,0	279,2	108,7	—
529 × 7	145,0	156,0	280,6	301,0	300,2	155,2	—
529 × 8	157,8	154,5	280,6	312,3	300,2	142,4	—
529 × 9	170,3	153,5	280,6	323,8	300,2	129,9	—
529 × 10	182,9	152,0	280,6	334,9	300,2	117,3	—
529 × 11	195,4	151,0	280,6	346,4	300,2	104,8	—
529 × 12	207,9	150,0	280,6	357,9	300,2	92,3	—
630 × 8	188,5	221,0	384,8	409,5	411,7	223,2	2,2
630 × 9	203,6	220,0	384,8	423,6	411,7	208,1	—
630 × 10	218,7	219,0	384,8	437,7	411,7	193,0	—
630 × 11	233,7	217,0	384,8	450,7	411,7	178,0	—
630 × 12	248,7	216,0	384,8	464,7	411,7	163,0	—
630 × 14	278,5	213,0	384,8	491,5	411,7	133,2	—
720 × 8	216,1	229,0	491,1	508,1	525,5	309,4	17,4
720 × 9	233,4	289,0	491,1	522,4	525,5	292,1	3,1
720 × 10	250,7	288,0	491,1	538,7	525,5	274,8	—
720 × 11	267,9	287,0	491,1	554,9	525,5	257,6	—
720 × 12	285,1	286,0	491,1	571,1	525,5	240,4	—
720 × 14	319,4	284,0	491,1	603,4	525,5	206,1	—
820 × 9	265,1	377,0	622,4	642,1	666,0	400,9	23,9
820 × 10	284,9	376,0	622,4	660,9	666,0	381,1	5,1
820 × 11	304,6	375,0	622,4	679,6	666,0	361,4	—
820 × 12	324,2	374,0	622,4	698,2	666,0	341,8	—
820 × 14	363,4	369,0	622,4	732,4	666,0	302,6	—
820 × 16	402,5	365,0	622,4	767,5	666,0	263,5	—
1020 × 10	356,1	590,0	936,0	946,1	1001,5	645,4	55,4
1020 × 11	380,7	585,0	936,0	960,7	1001,5	620,8	35,8
1020 × 12	405,3	583,0	936,0	989,3	1001,5	596,2	12,2
1020 × 14	454,3	578,0	936,0	1032,3	1001,5	547,2	—
1020 × 16	503,2	573,0	936,0	1076,2	1001,5	498,3	—

коэффициента устойчивости против всплытия

Таблица 7

вости против всплытия

$k_в$=1,10			$k_в$=1,15			$k_в$=1,20		
$k_в q$	вес $Б$ балласта под водой на 1 м длины трубы, кг		$k_в q$	вес $Б$ балласта под водой на 1 м длины трубы, кг		$k_в q$	вес $Б$ балласта под водой на 1 м длины трубы, кг	
	газопровода $k_в q - q_т$	нефтепродуктопровода $k_в q - q_т - P_{пр}$		газопровода $k_в q - q_т$	нефтепродуктопровода $k_в q - q_т - P_{пр}$		газопровода $k_в q - q_т$	нефтепродуктопровода $k_в q - q_т - P_{пр}$
123,4	40,3	—	128,9	45,8	—	134,5	51,4	—
123,4	33,3	—	128,9	38,8	—	134,5	44,4	—
123,4	25,7	—	128,9	31,2	—	134,5	36,8	—
123,4	18,1	—	128,9	23,6	—	134,5	29,5	—
123,4	10,6	—	128,9	16,1	—	134,5	21,7	—
210,1	94,0	—	219,6	103,5	3,5	229,2	113,1	13,1
210,1	83,8	—	219,6	93,3	—	229,2	102,9	3,9
210,1	73,7	—	219,6	83,2	—	229,2	92,8	—
210,1	63,7	—	219,6	73,2	—	229,2	82,8	—
210,0	53,7	—	219,6	63,2	—	229,2	72,8	—
210,0	43,8	—	219,6	53,3	—	229,2	62,9	2,1
287,0	116,5	—	300,0	129,5	—	313,1	142,6	35,8
308,7	163,7	7,7	322,7	177,7	21,7	336,8	191,8	24,5
308,7	150,9	—	322,7	164,9	10,4	336,8	179,0	13,0
308,7	138,4	—	322,7	152,4	—	336,8	166,5	1.9
308,7	125,8	—	322,7	139,8	—	336,8	153.9	—
308,7	113,3	—	322,7	127,3	—	336,8	141,4	—
308,7	100,8	—	322,7	114,8	—	336,8	129.9	—
423,3	234,8	13,8	442,5	254,0	33,0	461,8	273,3	52,3
423,3	219,7	—	442,5	239,9	19,9	461,8	258,2	38,2
423,3	204,6	—	442,5	224,8	5,8	461,8	243,1	24,1
423,3	189,6	—	442,5	209,8	—	461,8	228,1	11.1
423,3	174,6	—	442,5	194,8	—	461,8	213,1	—
423,3	144,8	—	442,5	164,0	—	461,8	183,3	—
540,2	324,1	—	564,8	348,7	56,7	589,3	373,2	81,2
540,2	306,8	17,8	564,8	331,4	42,4	589,3	355,9	66,9
540,2	289,5	1,5	564,6	314,1	26,1	589,3	338,6	50,6
540,2	272,3	—	564,8	297,9	10,9	589,3	321,4	34,4
540,2	255,1	—	564,8	279,7	—	589,3	304,2	28,2
540,2	220,8	—	564,8	245,4	—	589,3	269,9	—
684,6	419,5	42,5	715,8	450,7	73,7	746,8	481,7	104,7
684,6	399,7	23,7	715,8	430,9	54,9	746,8	461,9	85,9
684,6	380,0	5,0	715,8	411,2	36,2	746,8	442,2	67,2
684,6	360,4	—	715,8	391,8	17,6	746,8	422,6	48,6
684,6	321,2	—	715,8	352,4	—	746,8	383,4	14,4
684,6	281,1	—	715,8	313,3	—	746,8	344,3	—
1029,6	673,5	83,5	1076,4	720,3	130,3	1123,2	767,1	177,1
1029,6	648,9	63,9	1076,4	695,7	110,7	1123,2	742,5	157.5
1029,6	624,3	40,3	1076,4	671,1	88,1	1123,2	717,9	134,9
1029,6	575,3	—	1076,4	622,1	44,1	1123,2	668,9	90,9
1929,6	526,4	—	1076,4	573,2	0,2	1123,2	620,0	47,0

ния 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. 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 необоснован-

Таблица 8

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 инженерно-геологических 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

ное 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. 8).

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.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

РАСЧЕТ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, УКЛАДЫВАЕМЫХ В РАЙОНАХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТОК

§ 13. 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.

§ 14. 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.

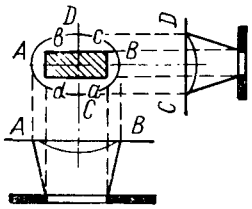


Рис. 8. Положение мульды сдвижения при горизонтальном залегании пластов.

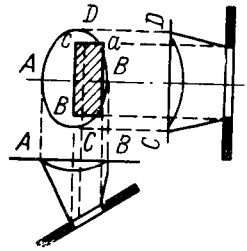


Рис. 9. Положение мульды сдвижения при наклонном залегании пластов.

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. 8). При наклонном залегании пластов мульда сдвижения смещается от выработки в сторону падения пласта (рис. 9).

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.

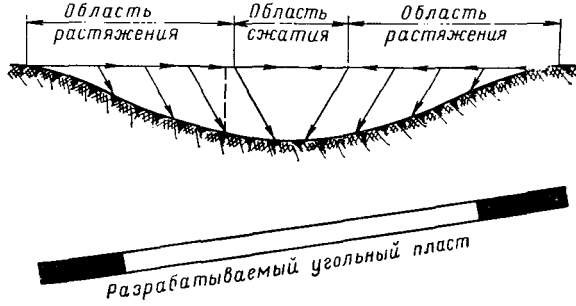


Рис. 10. Схема перемещений отдельных точек земной поверхности при производстве горных работ.

Горизонтальные и вертикальные деформации. Движение подрабатываемых точек земной поверхности схематично представлено на рис. 10. 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. 11.

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. 12) 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

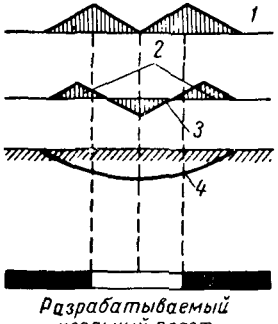


Рис. 11. Схема распределения формаций в мульде оседания.
1 — горизонтальное сдвижение; *2* — область растяжения; *3* — область сжатия; *4* — кривая оседания поверхности.

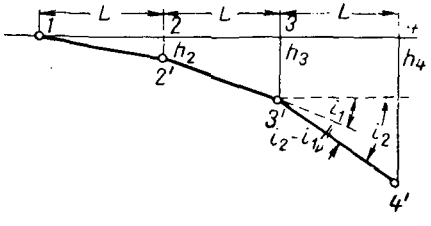


Рис. 12. Схема образования вертикальных смещений земной поверхности.

первоначальному положению. В практике горного дела эти деформации обычно измеряются в относительных величинах (миллиметры на метр):

$$q = \frac{h_2 - h_1}{l} \text{ мм/м}. \qquad (3.1)$$

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 обусловливает 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:

$$Q_1 = \frac{h_4 - h_3}{l} - \frac{h_3 - h_2}{l} \text{ мм/м}. \qquad (3.2)$$

Неравномерность наклонов можно характеризовать также разностью углов наклона $i_2 - i_1$. Чем больше эта разность, тем больше величина рассматриваемой деформации.

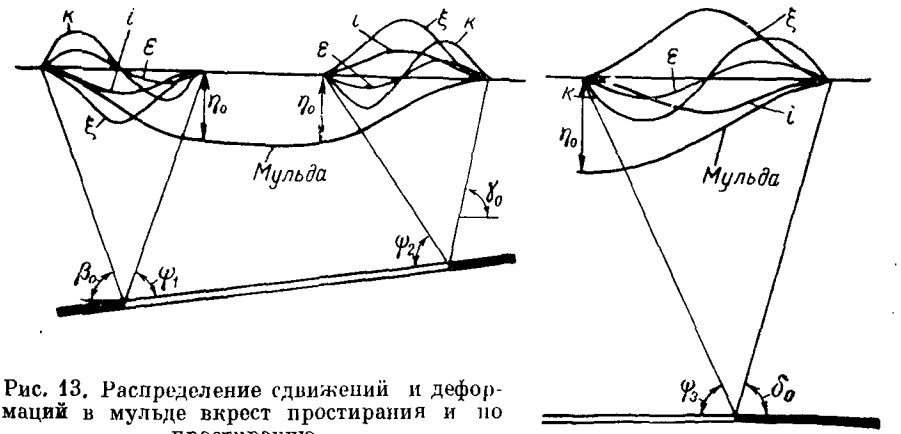


Рис. 13. Распределение сдвижений и деформаций в мульде вкрест простирания и по простиранию.

i — наклоны; h — кривизна; ε — горизонтальные деформации; ξ — горизонтальные сдвижения; η_0 — максимальное оседание; ψ_1 — угол полного сдвижения у нижней границы выработки; ψ_2 — угол полного сдвижения у верхней границы выработки; ψ_3 — угол полного сдвижения у границы выработки по простиранию пласта; β_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.

К р и в и з н а. Как уже указывалось, мульда сдвижения представляет собой впадину, имеющую определенную кривизну и характеризуемую радиусом кривизны, выражаемым в метрах.

Рассматривая характер изменения земной поверхности, можно констатировать, что трубопроводы, попадая в мульду сдвижения, 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 чугунных труб из раструбов. Трубопроводы, пересекающие сжатые зоны мульды сдвижения, 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 сдвижения 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. 13 показаны эпюры, характеризующие распределение сдвижений и деформаций земной поверхности в мульде оседания; кривая ξ представляет собой эпюру распределения горизонтальных сдвижений, кривая ε — горизонтальных деформаций, кривая i — наклонов и т. д. Эти эпюры дают представление о зонах максимальных значений тех или иных деформаций в мульде сдвижения.

§ 15. Величина деформаций земной поверхности

В связи с защемлением 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 9

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. 9).

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.

§ 16. 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 достигает более 50 *мм* в месяц. Во многих случаях эта стадия наблюдается до подхода очистных работ к рассматриваемому сооружению. Появление и продолжительность начальной стадии зависят от характеристики горных пород, расположенных над выработками.

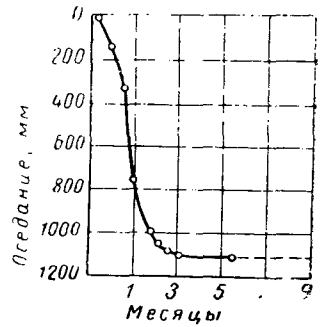


Рис. 14. Интенсивность оседания земной поверхности в процессе подработки.

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. 14 приведена кривая, характеризующая создание одного из реперов в процессе проработки; 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

$$v_0 = 2\frac{u\,\eta}{H}, \qquad (3.3)$$

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*.

Продолжительность процессов сдвижения (оседания) для различных бассейнов Советского Союза приведена в табл 10.

Таблица 10

Продолжительность процессов сдвижения (оседания) для различных бассейнов Советского Союза

Наименование бассейна	Глубина горных работ, *м*	Продолжительность процесса сдвижения, месяцы	
		активная	общая
Донецкий:	До 100	3	12
пологое и наклонное	До 200	4	24
залегание пластов	» 300	6	36
	» 400	4	48
	» 500	2	60
крутое падение пластов	До 100	4	12
	» 200	6	24
	» 300	8	36
	» 400	6	48
	» 500	4	60
Кузнецкий	До 50	3	8—12
	» 100	6	12—18
	» 200	10	18—24
	» 300	—	24—36
	Более 300	—	36—60
Карагандинский	До 50	1—2	2,5—5,0
	» 100	4,5—8,0	12,5—18,0
Кизеловский	—	6—12	34—62
Челябинский	До 50	2	8
	50—100	2—4	8—16
	100—200	4—6	18—24
Подмосковный	—	6	15

Таблица 11

Средние значения максимальных скоростей оседания земной поверхности

Кратность подработки H/m	До 100	100—200	200—300	300—400
Средняя максимальная скорость оседания, *мм/сутки*	16	8	3	2

Интенсивность оседаний в сильной степени зависит от кратности подработки. Средние значения максимальных скоростей оседания земной поверхности согласно наблюдениям, проведенным в Донбассе, приведены в табл. 11.

Большие скорости оседания от 15 до 40 *мм/сутки* наблюдались в Кузнецком и Челябинском бассейнах.

§ 17. Безопасная глубина подработки

В результате обобщения многочисленных наблюдений за деформациями 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 деформации грунта, влекущие за собой разрушение подрабатываемых сооружений.

Безопасная глубина горных работ определяется из соотношения

$$H_б = mk, \tag{3.4}$$

где $H_б$ — 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 их 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.

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.

§ 18. Определение деформации 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 сдвижения земной поверхности могут быть установлены при помощи инструментальных наблюдений в районе трассы трубопровода. Однако расчеты трубопроводов и проектирование конструктивных 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.

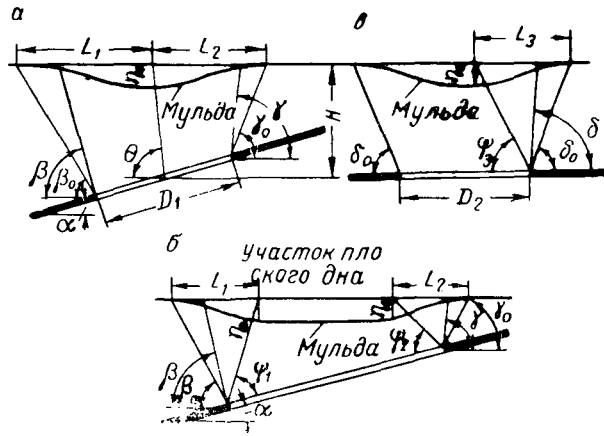


Рис. 15. Образование граничных углов и углов сдвижения:

а — вкрест простирания для неполной подработки; *б* — вкрест простирания для полной подработки; *в* — по простиранию для обоих случаев. α — угол падения пласта; β — угол сдвижения в сечении вкрест простирания, построенный от нижней границы выработки; β_0 — граничный угол в сечении вкрест простирания, построенный от нижней границы выработки; γ — граничный угол сдвижения в сечении вкрест простирания, построенный от верхней границы выработки; γ_0 — граничный угол в сечении вкрест простирания, построенный от верхней границы выработки; δ — угол сдвижения в сечении, расположенном по простиранию; δ_0 — граничный угол в сечении, расположенном по простиранию.

Для расчета трубопроводов большое значение имеет форма мульды сдвижения. Будем различать две формы: чашеобразную (рис. 15, *а*) и с плоским дном (рис. 15, *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. 15). Значения полных углов сдвижения для различных бассейнов Советского Союза приведены в табл. 12.

При расчете трубопроводов необходимо определить размеры мульды сдвижения, т. е. установить протяженность участка трубопровода, подверженного влиянию деформаций земной поверхности.

Таблица 12

Значения полных углов сдвижения для различных бассейнов СССР

Наименование бассейна	Граничные углы	Углы полных сдвижений		
		ψ_1	ψ_2	ψ_3
Донецкий	$\beta_0=\beta-15°\,(1-0{,}01a)$ $\gamma_0=\gamma-15°$	60	60	60
		(при пологом падении)		
	$\delta_0=\delta-15°$	$60-\frac{a}{3}$	$60+\frac{a}{2}$	60
		(при $a>25°$)		
Кузнецкий	—	55	55	55
		(при пологом падении)		
Карагандинский	—	55	55	55
		(при пологом падении)		
Кизеловский	$\beta_0=70°-0{,}6a$	50	$50+0{,}5a$	50
	$\gamma_0=70°+a$; $(a\leqslant 25°)$	—	(при $a\leqslant 25°$)	—
	$\gamma_0=94°$; $(a=26\div 60°)$	$65-0{,}5a$	$40+0{,}8a$	50
	$\delta_0=70°$	(при $a=26\div 60°$)		
Челябинский	$\beta_0=60°-0{,}5a$ $\gamma_0=60°+0{,}5a$ $\delta=60°$	$60-\frac{2}{3}a$	$60+\frac{1}{3}a$	60
Подмосковный	$\delta_0=40°$	—	—	60

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, принятую за границу опасных деформаций. Значения углов сдвижения для основных каменноугольных бассейнов СССР приведены в табл. 13.

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

Таблица 13

Значения углов сдвижения для различных бассейнов СССР

Бассейн	Углы падения пластов или категория охраны	Углы сдвижения, градусы		
		β	γ	δ
Донецкий				
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
Кизеловский				
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
Карагандинский				
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
В мезозойских отложениях при мощности более 20 *м*	—	60	60	60
В наносах мощностью более 5 *м*	—	45	45	45
Челябинское 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. 13

Бассейн	Углы падения пластов или категория охраны	Углы сдвижения, градусы		
		β	γ	δ
Кузнецкий				
В каменноугольных породах	I	70—0,8α но не более 30	75	75
	II	80—0,8α но не более 34	80	80
	III	85—0,8α но не более 37	85	85
в наносах	—	45	45	45
Подмосковный				
	I	—	—	50
	II	—	—	50
	III	—	—	65

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

$$\eta_0 = q_0 m, \tag{3.5}$$

при наклонном и крутом залегании пласта

$$\eta_0 = q_0 m \cos \alpha; \tag{3.6}$$

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. 14.

В тех случаях, когда значения q_0 неизвестны, можно пользоваться следующими формулами:

при горизонтальном и пологом залегании пласта

$$\eta_0 = \frac{25}{25+\sqrt{H}} m, \tag{3.7}$$

при наклонном и крутом залегании

$$\eta_0 = \frac{25}{25+\sqrt{H}} m \cos \alpha, \tag{3.8}$$

где H — глубина горных работ.

Таблица 14

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	Пологое залегание	0,65
Карагандинский	Горизонтальное залегание	0,70
Кизеловский	Пологое залегание	0,60
Челябинский	Пологое залегание	0,90
Подмосковный	—	0,85

Максимальные деформации поверхности в мульде (углы наклона) определяются дифференцированно для различных бассейнов; соответствующие расчетные формулы приведены в табл. 15.

Здесь L — расстояние от точки максимального оседания до границы сдвижения в рассматриваемой полумульде (рис. 13); остальные обозначения прежние.

Величина L может быть определена графически на разрезах или по формулам:

в полумульде по падению

$$L_1 = H_2[\operatorname{ctg}\beta_0 + \operatorname{ctg}(\psi_1 + \alpha)]; \tag{3.9}$$

в полумульде по восстанию

$$L_2 = H_1[\operatorname{ctg}\gamma_0 + \operatorname{ctg}(\psi_2 - \alpha)]; \tag{3.10}$$

в полумульде по простиранию

$$L_3 = H[\operatorname{ctg}\delta_0 + \operatorname{ctg}\psi_3]. \tag{3.11}$$

Для определения l применяются следующие формулы:

$$l = 0{,}5\,H \quad \text{при} \quad D > 1{,}4\,H.$$

$$l = 0{,}14\,H + 0{,}25\,D \quad \text{при} \quad D < 1{,}4\,H,$$

где D — размер выработки по рассматриваемому направлению.

Таблица 15

Расчетные формулы для определения максимальных углов наклона

Наименование бассейна	Максимальные углы наклона i_0
Донецкий	$i_0 = 2\frac{\eta_0}{L}$ или $i_0 = 1{,}5\frac{m}{H}$ при $\alpha \leqslant 45°$ $i_0 = \frac{m}{H}$ при $45° < \alpha < 65°$
Кузнецкий	$i_0 = 0{,}9\frac{\eta_0}{l}$ (пологое падение)
Челябинский	$i_0 = \frac{330}{1+0{,}22\frac{H}{\eta_0}}$ в полумульде по восстанию $i_0 = \frac{330}{1+0{,}22\frac{H}{\eta_0 \cos\alpha}}$ в полумульде по падению
Кизеловский	$i_0 = \frac{330}{1+0{,}18\frac{H}{\eta_0 \cos\alpha}}$
Карагандинский	$i_0 = 1{,}5\frac{m}{H}$

Формулы для определения максимальных горизонтальных сдвижений, максимальных горизонтальных деформаций растяжения и сжатия и минимальных радиусов кривизны сглаженной кривой оседания приводятся в табл. 16.

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:

Таблица 16

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 $\varepsilon_{0\,р}$	сжатия $\varepsilon_{0\,с}$
Донецкий	$\xi_0 = a\eta_0$ при $\alpha°$ — a 0 — 0,2—0,25 10 — 0,35 20 — 0,50 30 — 0,60	$R_{min} = 13\,\frac{H}{m}$	$\varepsilon_{0р} = 0{,}7\,\frac{H}{m}$ (при $\leqslant 45°$) $\varepsilon_{0р} = (1 + 1{,}5P)\,\frac{\eta_0}{L_1}$ где $P = \operatorname{tg}\alpha - \frac{cW}{\eta_0}$ (при $45° < \alpha < 65°$); W — мощность наносов, $c = 0{,}01 \div 0{,}02$	$\varepsilon_{0с} = 0{,}7\,\frac{H}{m}$
Кузнецкий (пологое залегание)	$\xi_0 = 0{,}35\,\eta_0$	$R_{min} = 13\,\frac{H}{m}$	$\varepsilon_{0р} = 4\,\frac{\xi_0}{H}$	$\varepsilon_{0с} = 4\,\frac{\varepsilon_0}{H}$
Прокопьевско-Киселевский район	$\xi_0 = \eta_0 \operatorname{tg}\alpha$	$R_{min} = \frac{L^2}{5{,}6\eta_0}$	$\varepsilon_{0р} = 4\,\frac{\xi_0}{L}$	—
Кизеловский	$\xi_0 = 0{,}3\eta_0$	—	$\varepsilon_{0р} = \frac{1}{125}\,\eta_0$	$\varepsilon_{0с} = \frac{1}{200}\,\eta_0$
Карагандинский	$\xi_0 = 0{,}3\eta_0$ (по простиранию) $\xi_0 = a_1\eta_0$ (в полумульде по падению) $\xi_0 = a_2\eta_0$ (в полумульде по восстанию)	$R_{min} = \frac{H}{0{,}07m}$	$\varepsilon_{0р} = 0{,}8\,\frac{H}{m}$	$\varepsilon_{0с} = 0{,}8\,\frac{H}{m}$

по линии простирания

$$\xi_x = -0{,}43\,\xi_0 S'_{(z)}; \qquad (3.12)$$

по линии вкрест простирания пласта, в полумульде по падению

$$\xi_x = \eta_0\,[PS_{(z)} - 0{,}43\,aS'_{(z)}]; \qquad (3.13)$$

здесь

$$P = \operatorname{tg}\alpha - \frac{cw}{\eta_0},$$

где w — мощность наносов;

c — некоторый коэффициент, при $\alpha \leqslant 25^\circ$ $c = 0{,}01$, 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

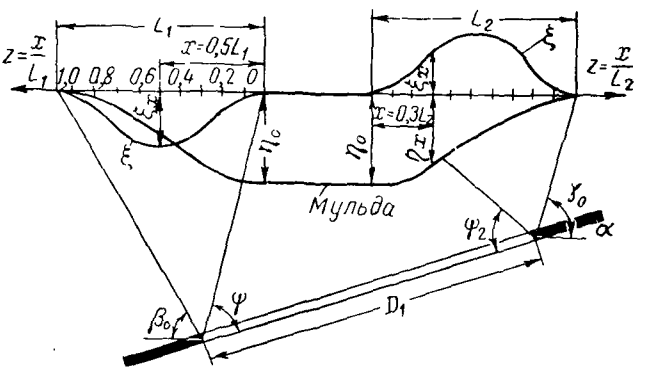


Рис. 16. Схема расчета сдвижений и деформаций в отдельных точках мульды.

Величины $S_{(z)}$ и $S'_{(z)}$ имеют следующие значения:

$$S_{(z)} = 1 - Z + \frac{1}{2\pi}\sin 2\pi Z - \frac{2}{3\pi}\sin^3 \pi Z; \qquad (3.14)$$

$$S'_{(z)} = -2(1 + \cos \pi Z)\sin^2 \pi Z, \qquad (3.15)$$

где $Z = \frac{x}{L}$ (рис. 16).

L — расстояние от точки максимального оседания до границы мульды сдвижения, которое находят по формулам (3. 9)—(3. 11);

x — абсциссы определяемой точки (начало координат располагается в точке максимального оседания).

Точки, для которых рассчитываются горизонтальные сдвижения, определяют, как показано на рис. 16.

Расчет горизонтальных сдвижений земной поверхности в условиях Донбасса при полной подработке производят по следующим формулам:

по линии простирания пласта

$$\xi_{(x)} = \pm 0{,}15\,\eta_0 S'_{(z)}; \tag{3.16}$$

по линии вкрест простирания пласта, в полумульде по падению

$$\xi_{(x)} = \eta_0 [PS_{(z)} - 0{,}5\,aS'_{(z)}], \tag{3.17}$$

где $S_{(z)} = 1 - Z + \frac{1}{2\pi} \sin 2\pi Z;$ (3.18)

$$S'_{(z)} = -2 \sin^2 \pi Z; \tag{3.19}$$

$a = 0{,}30.$

При небольшой мощности наносов рекомендуется формула

$$\xi_{(x)} = -\frac{a}{2}\,\eta_0 S'_{(z)}. \tag{3.20}$$

С целью упрощения расчетов можно пользоваться значениями $S_{(z)}$ и $S'_{(z)}$, приведенными в табл. 17.

Таблица 17

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.

§ 19. 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.

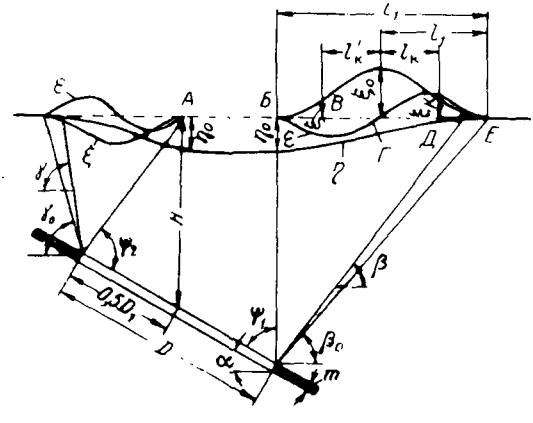


Рис. 17. Обозначение элементов мульды на разрезе вкрест простирания для расчета трубопроводов.

η — распределение оседаний; ε — распределение горизонтальных деформаций; ξ — распределение горизонтальных сдвижений; L_1 — длина полумульды со стороны падения; l_1 — длина растянутой части полумульды; $l_к$ — длина зоны срыва грунта относительно трубопровода в растянутой части полумульды; $l'_к$ — длина зоны срыва грунта в сжатой части полумульды.

Ю. И. Караваев сделал попытку установить функциональную зависимость между деформацией грунта и напряженным состоянием трубопровода. Он рассмотрел участок трубопровода *Б—Е* (рис. 17), 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 *Б—Г* происходит сжатие, а на участке *Г—Е* — растяжение.

При выводе расчетной формулы сделано допущение, что в точках *В* 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 сдвижения и деформации уменьшаются, и поэтому срыв будет распространяться от точки *Д* к точке *Г*, где эпюра абсолютных горизонтальных сдвижений имеет максимальные значения.

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:

$$\sigma = \frac{Q_0 l_1}{\pi\delta}\left(1 - \cos \pi \frac{l_к}{l_1}\right); \qquad (3.21)$$

здесь Q_0 — величина защемления трубопровода в грунте в $кГ/см^2$;

l_1 — расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до границы сдвижения, определяемого углом β_{01}, в *см*;

δ — толщина стенки трубопровода в *см*;

$l_к$ — расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до точки критического сдвижения в *см*.

Если трубопровод проходит по линии простирания, вместо l_1 следует принимать величину $l_з$, т. е. расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до границы сдвижения, определяемой углом δ_0 (рис. 18).

При прохождении трубопровода по линии вкрест простирания в полумульде по падению $l_1 = \frac{L_1}{2}$, $l_з = \frac{L_з}{2}$, где L_1 находится по формуле (3. 9), а $L_з$ — по формуле (3. 11).

Расстояние $l_к$ равняется разности абсцисс на мульде:

$$l_к = X_{\xi 0} - X_{\xi к}, \qquad (3.22)$$

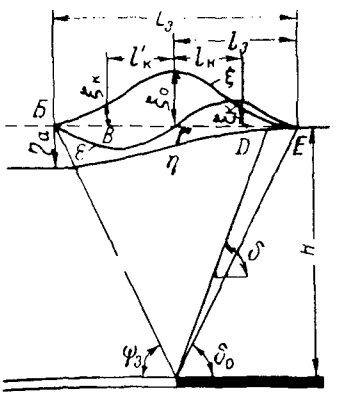


Рис. 18. Обозначение элементов мульды при расчете трубопроводов, укладываемых по простиранию пласта.

η — распределение оседаний; ε — распределение горизонтальных деформаций; ξ — распределение горизонтальных сдвижений; $L_з$ — длина полумульды; $l_з$ — длина растянутой части полумульды; $l_к$ — длина зоны срыва грунта относительно трубопровода в растянутой части полумульды.

где $X_{\xi 0}$ — абсцисса точки на мульде, имеющей максимальное горизонтальное сдвижение;

$X_{\xi к}$ — абсцисса точки на мульде, где горизонтальное сдвижение равно $\xi_к$.

Значения $X_{\xi 0}$ и $X_{\xi к}$ определяются для направлений вкрест простирания и по простиранию по формулам (3. 12) и (3. 13).

Если трасса трубопровода проходит относительно разрабатываемых пластов по диагональному направлению к простиранию, то величина $l_к$ вычисляется по формуле

$$l_{к.\,диаг} = l_{к.\,пр} + \frac{\theta}{90}(l_{к.\,пад} - l_{к.\,пр}), \qquad (3.23$$

где $l_{к.\,диаг}$ — расчетное значение $l_к$ в диагональном направлении;
$l_{к.\,пр}$ — значение $l_к$ по простиранию;
$l_{к.\,пад}$ — значение $l_к$ по падению;
θ — острый угол, образованный направлением простирания и направлением трубопровода, в градусах.

При диагональном направлении трубопровода вместо l_1 принимается величина $l_{диаг}$, для ее определения применяется следующая формула:

$$l_{к.\,диаг} = l_з + \frac{\theta}{90}(l_1 - l_з). \qquad (3.24)$$

Величина защемления может быть определена по формуле

$$\tau = q_н \operatorname{tg}\varphi + c, \qquad (3.25)$$

где φ — угол внутреннего трения грунта в градусах;
c — сила сцепления грунта в $кГ/см^2$;
$q_н$ — нормальное давление грунта на трубопровод в $кГ/см^2$.

Для этой цели можно также пользоваться данными табл. 18, в которой приведены значения Q_0 при различных глубинах залегания трубопроводов.

Таблица 18

Значения защемлений трубопроводов в грунте при продолжительном сроке эксплуатации

Виды грунтов	Угол внутреннего трения φ, градусы	Объемный вес γ, $кг/м^3$	Сила сцепления c, $кГ/см^2$	Защемление Q_0, $кГ/см^2$ при				
				$H_т=1{,}0$ м	$H_т=1{,}3$ м	$H_т=1{,}5$ м	$H_т=1{,}8$ м	$H_т=2{,}0$ 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 защемления зависит не только от характеристики грунта, но и от продолжительности эксплуатации трубопровода, защемление трубопровода в функции времени можно определять по опытным данным, приведенным на графике рис. 19 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 сдвижения, трубопроводы, прежде чем разорваться, будут деформироваться (вытягиваться), следуя за деформациями растяжения грунта.

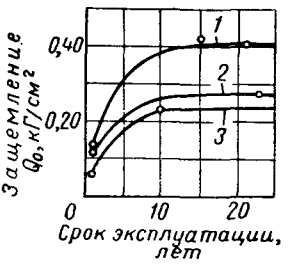


Рис. 19. Кривые, характеризующие зависимость защемления трубопроводов от продолжительности эксплуатации и вида грунта.

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*.

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/см*^{2} 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 защемления 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 сдвижения, 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 основному металлу труб) и в меньшей степени — величиной деформаций земной поверхности.

§ 20. 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.

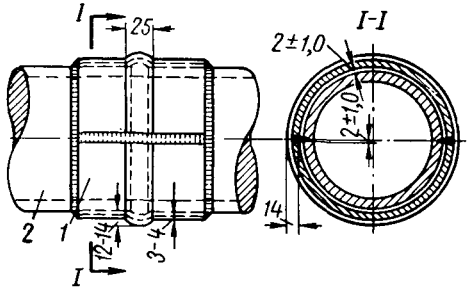


Рис. 20. Конструкция муфты с галтелью для усиления сварных стыков трубопроводов.

1 — муфта; *2* — труба.

Усиление сварных стыков при помощи муфт. Если в стыках имеются небольшие дефекты, их прочность можно увеличить при помощи установки усилительных муфт. Для этой цели применяются цилиндрические муфты с галтелью (рис. 20). Основные размеры таких муфт приведены в табл. 19.

Следует иметь в виду, что стыки, усиливаемые муфтами, не должны иметь грубых дефектов. Без предварительного ремонта можно усиливать лишь такие стыки, которые ослабляют сечение шва менее чем на 30%. Стыки, имеющие грубые дефекты, приводящие к ослаблению сечения шва более чем на 30%, и любого размера трещины, перед установкой муфт подлежат ремонту.

Опыт применения усилительных муфт на практике дал положительные результаты.

Установка компенсаторов и их расчет. Конструкции компенсаторов разработаны для трубопроводов низкого 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 (рис. 21), а также двусторонние ком-

пенсаторы типа муфт «Жибо» (рис. 22). Тип компенсатора выбирают исходя из условий подработки и его компенсирующих способностей. На основании опытных данных и расчетов компенсирующая способность компенсаторов должна быть порядка 200 *мм*.

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 § 37).

Таблица 19

Основные размеры цилиндрических усилительных муфт (*мм*)

Наружный диаметр труб	Длина муфты	Допускаемый зазор между муфтой и трубой	Зазор между кромками полумуфт при сборке на трубе
219—377	300	1—3	2—3
426—529	350	1—3	2—3
630—720	400	1—3	2—3

Примечание. Внутренний диаметр муфт больше наружного диаметра трубы на 2 *мм*.

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

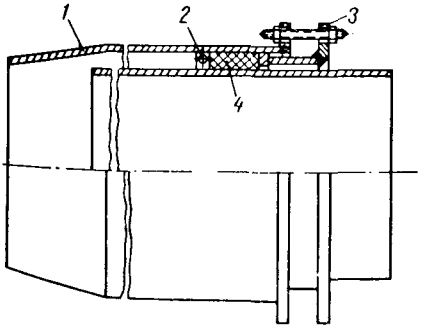


Рис. 21. Односторонний сальниковый компенсатор.

1 — труба; *2* — кольцо; *3* — фланцы; *4* — сальниковое уплотнение.

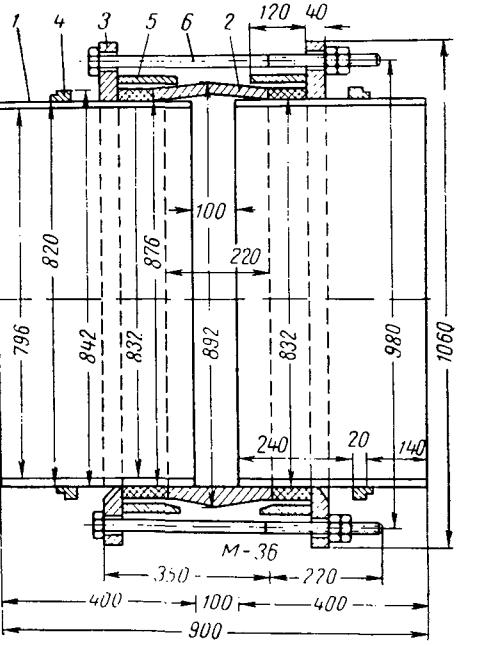


Рис. 22. Двухсторонний компенсатор.

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:

$$L_к = \frac{2\delta\,(R_р^{св} m - \sum\sigma_x)}{Q_0}, \qquad (3.26)$$

где $L_к$ — расстояние между компенсаторами в *см*;

δ — толщина стенок труб в *см*;

m — коэффициент условий работы;

$R_р^{св}$ — нормативное сопротивление сварного шва по пределу прочности в *кГ/см²*,

$\sum\sigma_x$ — сумма продольных растягивающих напряжений от температурного воздействия, внутреннего давления и упругого изгиба в *кГ/см²*;

Q_0 — защемление трубопровода в грунте в *кГ/см²*.

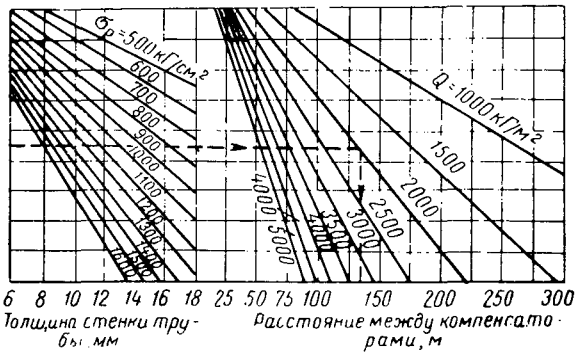


Рис. 23. Номограмма для расчета расстояний между компенсаторами.

Для определения расстояний между компенсаторами можно воспользоваться также номограммой, представленной на рис. 23. 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 $R_р^{св} m - \sum\sigma_x$, 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 $R_р^{св} m - \sum\sigma_x$. Затем проводят горизонтальную прямую до пере-

сечения с наклонной прямой, характеризующей величину защемления 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 бо́льших 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 со-

стояние в результате разрезки снижается до минимальных значений.

Уменьшение эффекта защемления. Как показали расчеты, сила защемления трубопроводов в грунте является одним из основных факторов, влияющих на напряженное состояние труб. При всех прочих равных условиях с увеличением силы защемления 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 защемления. 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 и засыпать трубопровод песком. Тем не менее в ряде случаев оно может оказаться экономически эффективным и поэтому пренебрегать им не следует.

§ 21. Расчет безнапорных самотечных трубопроводов

Выше указывалось, что в процессе подработки рельеф местности изменяется. В связи с этим нередки случаи изменения уклонов самотечных трубопроводов по сравнению с расчетными уклонами, в результате чего нарушается их нормальная работа. Наблюдаются случаи, когда в процессе подработки самотечные трубопроводы, главным образом канализационных систем, получают даже обратный уклон, что выводит всю систему из строя и требует больших затрат на перекладку трубопроводов.

В связи с этим при проектировании самотечных линий на угленосных площадях необходимо заранее предусмотреть возможность таких случаев и произвести специальные расчеты с целью определения необходимого уклона. Оптимальный уклон может быть определен по формуле

$$i_{\text{р}} = i^{\text{н}}_{\min} + i_0, \qquad (3.27)$$

где $i_{\text{р}}$ — расчетный уклон канализации с учетом ожидаемых деформаций земной поверхности;

$i^{\text{н}}_{\min}$ — минимальный нормативный уклон, назначаемый при обычной прокладке канализационных сетей вне районов горных разработок;

i_0 — максимальный возможный обратный уклон поверхности образующийся в результате подработки.

Величина i_0 может быть определена по формулам, приведенным в табл. 15. Если известны условия подработки, i_0 можно найти также в зависимости от кратности подработки по графикам,

представленным на рис. 24, 25, 26.

В тех случаях, когда трасса канализации направлена диагонально относительно разрабатываемых пластов, вначале определяют величину i_0 для направления соответствующего сечения мульды сдвижения. Величину i_0 следует затем откорректировать на отклонение трассы от направления главного сечения.

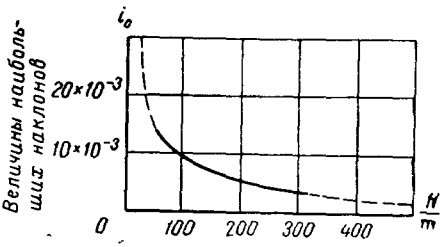


Рис. 24. Кривая зависимости величины наклонов земной поверхности от кратности подработки (для Донецкого угольного бассейна).

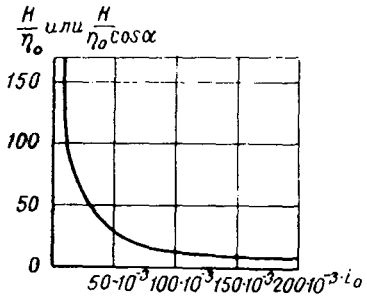


Рис. 25. Кривая зависимости величины наклонов земной поверхности от кратности подработки (для Челябинского угольного бассейна).

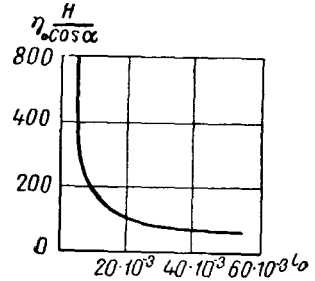


Рис. 26. Кривая зависимости величины наклонов земной поверхности от кратности подработки (для Кизеловского угольного бассейна).

§ 22. Определение длины участков трубопроводов, подверженных влиянию горных разработок

При расчете трубопроводов необходимо установить длину участков, подверженных влиянию горных разработок, т. е. определить протяженность зоны защиты. Этот расчет необходимо выполнить при применении любых мер защиты трубопроводов (установка компенсаторов, усилительных муфт, применение труб с повышенной толщиной стенок и т. д.).

Опасные участки определяют выходом на поверхность граничных углов. Опыт показал, что в Донбассе наблюдались случаи разрыва трубопроводов за пределами участка, определяемого углами сдвижения, и даже в отдельных случаях за зоной, охваченной граничными углами.

Длину опасных зон находят по формуле

$$A = \frac{1}{\cos\theta}\left(H_1 \operatorname{ctg}\gamma_0 + H_2 \operatorname{ctg}\beta_0 + D_1\cos\alpha\right), \qquad (3.28)$$

где A — длина зоны защиты;
Q — угол менее 45°, образованный пересечением на плане направления трубопровода с линией падения или восстания пласта;
β_0 — граничный угол у нижней границы выработки;
γ_0 — граничный угол у верхней границы выработки;
α — угол падения пласта;
H_1 и H_2 — глубина горных работ до верхней и нижней границ выработки;
D_1 — размер выработки.

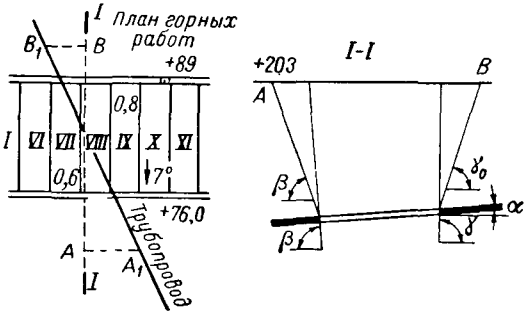


Рис. 27. Определение зон защиты трубопроводов графическим методом.
$A_1 — B_1$ — зона защиты трубопровода.

Зона защиты может быть также определена графически на вертикальных разрезах по соответствующему направлению. Для этой цели в масштабе вычерчивают разрез и план горных работ (рис. 27) и производят построение углов γ_0 и β_0. Участок $A_1—B_1$ представляет собой протяженность зоны защиты.

§ 23. Определение направления трассы трубопроводов по отношению к горным разработкам

Трассы трубопроводов при проектировании должны назначаться таким образом, чтобы участки, подвержепные влиянию горных разработок, имели минимальную протяженность.

Величина и форма мульды сдвижения, если ее рассматривать в разрезе «вкрест простирания» (т. е. перпендикулярно к расположению угольного пласта), зависит от ряда факторов: наклонной длины лавы, угла падения пластов, глубины разработок и т. д. Длина мульды увеличивается с увеличением наклонной длины лавы, угла падения пластов и глубины горных разработок.

При горизонтальном или пологом залегании разрабатываемых пластов мульда приобретает симметричные очертания, которые

нарушаются с увеличением угла падения. Величина мульды сдвижения при разрезе под углом к расположению угольного пласта имеет сравнительно ограниченные размеры; наоборот, в разрезе вдоль угольного пласта мульда может достигать значительных размеров, продвигаясь вслед за движением забоя и охватывая большие расстояния.

На рис. 28, *а* показано расположение в плане границ очистных работ и мульды сдвижения; *n* и *m* представляют здесь нижний, а *p* и *q* — верхний штреки лавы. Горизонталь 20 очерчивает границы мульды. На рис. 28, *б* и *в* даны соответственно вертикальный разрез мульды под углом к расположению угольного пласта (по *I—I*) и вертикальный разрез вдоль угольного пласта (по *II—II*), а также углы сдвижения α, β и γ, при помощи которых определяются границы мульды на поверхности земли. Если трасса трубопровода направлена по отношению к угольному пласту под прямым углом (т. е. в рассматриваемом случае по разрезу *I—I*) или под углом, близким к прямому, то трубопровод пересекает сравнительно небольшой участок земной поверхности, подверженный влиянию горных разработок. Наоборот, в том случае, когда трасса трубопроводов располагается вдоль угольного пласта или пересекает разрабатываемый пласт под малым углом, общая длина участка трубопровода, находящегося в зоне влияния мульды, значительно увеличивается.

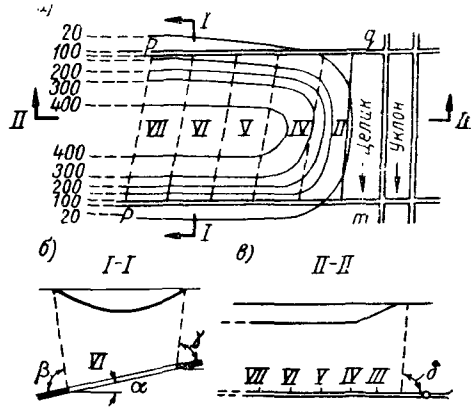


Рис. 28. План мульды сдвижения.

Отсюда следует, что при проектировании трубопроводов в районах горных выработок необходимо стремиться к тому, чтобы трасса трубопроводов пересекала угольные пласты под прямым углом, так как при этом условии в зону вреднего влияния горных выработок попадут только небольшие их участки.

§ 24. Выбор труб для строительства трубопроводов в районах горных разработок

Следует иметь в виду, что не все выпускаемые в настоящее время трубы (железобетонные, чугунные и асбестоцементные) могут быть рекомендованы к применению в районах горных разработок.

Наиболее приемлемы для этой цели стальные трубы. При монтаже трубопроводов из стальных труб можно установить компенсаторы или применить те или иные мероприятия, обеспечивающие необходимую прочность сварных соединений и безаварийную эксплуатацию.

В условиях горных разработок, когда трубопроводы испытывают значительные растягивающие напряжения, следует рекомендовать трубы, изготовленные из хорошо свариваемых сталей, обладающих высокой пластичностью. Желательно, чтобы сталь труб обладала по возможности большей площадкой текучести и характеризовалась значительным относительным удлинением при разрыве. Серьезное значение имеет также в этом случае отношение предела текучести к пределу прочности, которое должно находиться в пределах 0,6—0,7. Объясняется это тем, что с увеличением разрыва между пределом текучести и пределом прочности стальные трубы будут обладать большей деформативностью, что является важным условием для их безаварийной работы в условиях сдвижения земной поверхности. Так, например, для строительства трубопроводов, работающих при относительно небольших давлениях, или в тех случаях, когда толщина стенок труб назначается не из условий их расчета на прочность (городские газовые сети, водоводы, теплофикационные сети), следует рекомендовать трубы из стали Ст. 2, которая обладает высокими пластическими свойствами.

Применения чугунных труб следует избегать. Они могут допускаться к укладке лишь в редких случаях на неответственных трубопроводах. Главное внимание при этом должно быть обращено на качество заделки раструбных стыков. Стыки должны быть эластичными и допускать хотя бы небольшие продольные перемещения без потери герметичности. Для этой цели может быть рекомендована заделка стыков алюминием или в крайнем случае свинцом. В процессе эксплуатации подобные стыки могут подчеканиваться без выключения трубопроводов из работы.

Применение асбестоцементных и железобетонных труб следует исключить.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РАСЧЕТ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 25. 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 знако-переменным нагрузкам при выключении трубопроводов и при изменении температурного режима транспортируемой среды.

§ 26. 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

$$\sigma_к = \frac{pr_{вн}}{2\delta} \cdot \frac{2R + r_{вн}\sin\alpha}{R + r_{вн}\sin\alpha}, \qquad (4.1)$$

где $\sigma_к$ — кольцевые напряжения в кривой трубе в $кГ/см^2$;
p — внутреннее давление в $кГ/см^2$;
$r_{вн}$ — 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. 29).

Из формулы (4.1) видно, что при угле $\alpha = 270°$ ($\sin\alpha = -1$), т. е. на вогнутой части колена, кольцевые напряжения достигают

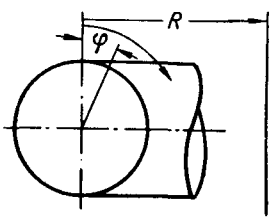


Рис. 29. Положение центрального угла для определения напряжений в кривых трубах.

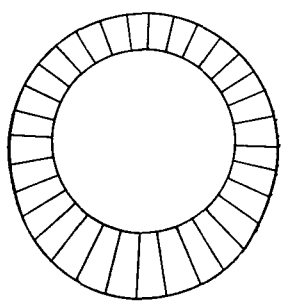


Рис. 30. Эпюра распределения кольцевых напряжений в кривых трубах под воздействием внутреннего давления.

максимума и, наоборот, при угле $\alpha = 90°$ ($\sin\alpha = +1$), 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. 30.

Из этой формулы следует также, что для обеспечения равнопрочности трубопроводных систем, которые рассчитаны на полное использование несущей способности труб, толщина стенок колен должна быть больше толщины стенок труб. Если это условие невыполнимо, рекомендуется применять колена с радиусом изгиба, равным двум диаметрам трубы ($R = 2$).

В табл. 20 приведены значения коэффициентов увеличения кольцевых напряжений в кривых трубах по сравнению с прямыми.

Таблица 20

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

§ 27. 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. 31). 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 основ-

ными силами, вызывающими сплющивание поперечного сечения трубы при изгибе.

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:

$$M_{изг} = kM'_{изг},$$

где $M'_{изг}$ — изгибающий момент, подсчитанный по обычной теории изгиба и необходимый для изменения начального угла α на величину $\Delta\alpha$ (рис. 32);

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

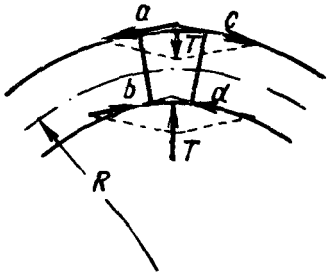


Рис. 31. Схема изгиба кривой трубы.

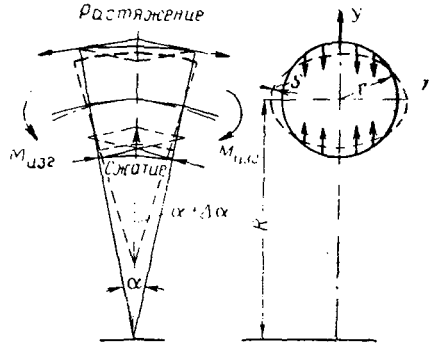


Рис. 32.

k — коэффициент понижения жесткости колен, зависящий от безразмерной величины

$$\lambda = \frac{\delta R}{r_{ср}^2}, \qquad (4.2)$$

называемой «коэффициентом трубы»; в этой формуле

δ — толщина стенки трубы;
R — радиус изгиба трубы;
$r_{ср}$ — 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:

$$k = \frac{1+12\lambda^2}{10+12\lambda^2}. \qquad (4.3)$$

Эта формула называется формулой Кармана первого приближения. Отбрасывая все члены ряда, кроме первых двух, Карман дал значение коэффициента k во втором приближении:

$$k = \frac{3+536\lambda^2+3600\lambda^4}{105+4136\lambda^2+4800\lambda^4}. \qquad (4.4)$$

На рис. 33 приведены значения коэффициента k в функции λ, полученные по формулам Кармана первого, второго и третьего приближения. Как видно из графика, при $\lambda = 0{,}3$ функция $k_1 = f(\lambda)$ выражается кривой I; при $\lambda = 0{,}2 \div 0{,}3$ $k_2 = f(\lambda)$ выражается кривой II; при $\lambda < 0{,}2$ $k_3 = f(\lambda)$ выражается кривой III.

Таким образом, для расчета гибкости кривых труб при $\lambda > 0{,}3$ можно пользоваться формулой первого приближения (4. 3), а при $0{,}2 < \lambda < 0{,}3$ — формулой второго приближения (4. 4).

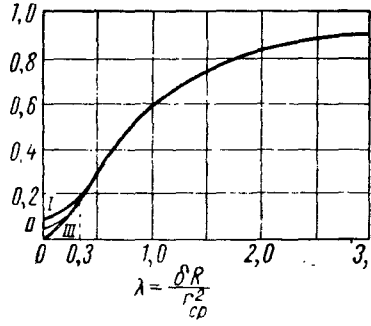


Рис. 33. Значения коэффициента понижения жесткости в кривых трубах по Карману.

Следует отметить, что при выводе этих формул с целью облегчения математических выкладок Карман сделал ряд допущений и, в частности, пренебрег отношением радиуса трубы к радиусу изгиба, рассматривая это отношение как весьма малую величину; им также не учтено смещение нейтрального слоя. Отмеченные допущения могут быть справедливы только для кривых труб относительно малой кривизны, т. е. изогнутых большим радиусом ($R = 4 \div 5D$).

Как известно, такие трубы (колена) изготавливают способом горячего гнутья с набивкой песком или иными методами; качество их получается низким, сильно овализируется сечение, толщина стенки на выпуклой поверхности уменьшается, а на вогнутой — образуются гофры и вмятины.

Указанные недостатки, характерные для горячего гнутья труб, отсутствуют при их заводском изготовлении методом горячей протяжки через рогообразный сердечник. Колена, выпускаемые заводами, отличаются от обычных малым радиусом гнутья ($1{,}0 \div 1{,}5D$), отсутствием большой разностенности и высоким качеством. Применение крутозагнутых колен, изготовленных заводским способом, по сравнению с обычным гнутьем, дает следующие преимущества, которые необходимо учитывать при проектировании любых трубопроводных систем:

1) представляется возможным получать колена с радиусом изгиба $1{,}0—1{,}5D$, что не может быть достигнуто при любом другом методе гнутья;

2) упрощается и облегчается компоновка трубопроводов и узлов, а в ряде случаев достигается сокращение производственных площадей на 15—20%;

3) снижается трудоемкость изготовления колен по сравнению с коленами сварными, гофрированными и гнутыми в горячем состоянии соответственно в 4,5 и 5,2 раза для диаметра 325 *мм*;

4) в 5—7 раз сокращаются расходы на вспомогательные материалы (топливо, карбид, кислород, электроды, просушенный песок);

5) улучшается качество сварочно-монтажных работ и достигается их дальнейшая индустриализация.

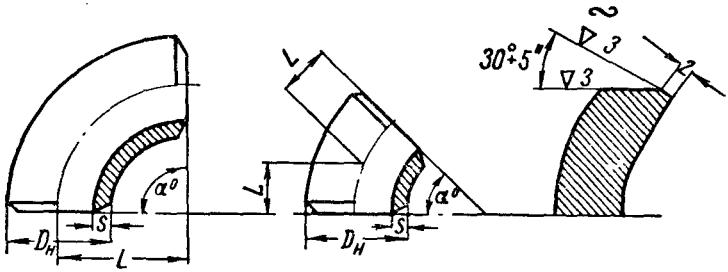


Рис. 34. Основные размеры крутозагнутых колен.

В настоящее время крутозагнутые колена выпускаются диаметром до 529 *мм*, с углом поворота α = 180,90 и 45° (рис. 34) и изготовляются 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 (ГОСТ 3100-46). По химическому составу и механическим свойствам качество стали труб должно удовлетворять ГОСТ 1050-52, ГОСТ 8731-58 и ГОСТ 8732-58. По согласованию с заводом-поставщиком колена изготовляются также из легированных сталей.

В табл. 21 приведен сортамент колен, выпускаемых Люберецким заводом монтажных заготовок.

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:

$$k = \frac{\lambda}{1{,}65}. \qquad (4.5)$$

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. 22—26.

Таблица 21

Сортамент крутозагнутых колен, выпускаемых Люберецким заводом

Наружный диаметр $D_н$, *мм*	Толщина стенок труб δ, *мм*	Углы поворота					
		α=180°		α=90°		α=45°	
		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	5,62	—	—
	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 изготовляются по специальному заказу для крутозагнутых колен с отношением $\frac{R}{D}$, соответственно равным 1 ; 1,5 и 2,0.

Таблица 23

Значения коэффициента понижения жесткости k кривых труб при $R = 1{,}5\,D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,110	0,146	0,194	0,229	0,278	0,320	0,376	0,418	0,476	0,515	0,570	0,602	0,652
159	0,071	0,098	0,122	0,150	0,176	0,209	0,234	0,267	0,294	0,331	0,360	0,399	0,427
219	0,051	0,071	0,087	0,107	0,123	0,144	0,162	0,189	0,207	0,228	0,246	0,271	0,291
273	0,041	0,056	0,069	0,084	0,098	0,114	0,128	0,144	0,159	0,177	0,196	0,212	0,226
325	—	0,047	0,057	0,071	0,083	0,095	0,107	0,120	0,132	0,146	0,158	0,168	0,190
377	—	—	0,050	0,060	0,071	0,081	0,092	0,102	0,113	0,125	0,135	0,147	0,158
426	—	—	0,044	0,053	0,062	0,071	0,081	0,089	0,099	0,108	0,119	0,128	0,138
529	—	—	0,034	0,042	0,050	0,057	0,063	0,072	0,080	0,087	0,093	0,102	0,110
630	—	—	0,030	0,036	0,042	0,048	0,054	0,060	0,066	0,072	0,078	0,084	0,092
720	—	—	—	0,030	0,036	0,041	0,047	0,053	0,057	0,063	0,068	0,074	0,080
820	—	—	—	—	0,032	0,036	0,041	0,053	0,050	0,054	0,060	0,065	0,069
920	—	—	—	—	0,029	0,032	0,036	0,041	0,045	0,050	0,053	0,057	0,062
1020	—	—	—	—	0,025	0,029	0,033	0,036	0,041	0,044	0,048	0,051	0,056
1120	—	—	—	—	—	0,027	0,030	0,033	0,036	0,041	0,044	0,047	0,050
1220	—	—	—	—	—	—	0,027	0,030	0,033	0,036	0,041	0,042	0,045
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,029	0,032	0,033	0,036	0,039	0,042
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,027	0,029	0,032	0,033	0,036	0,039
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,024	0,027	0,029	0,032	0,035	0,036
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,026	0,027	0,030	0,032	0,035
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,024	0,026	0,029	0,030	0,033
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,024	0,027	0,029	0,032
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,023	0,024	0,027	0,029
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,023	0,024	0,026	0,027

Таблица 25

Значения коэффициента понижения жесткости k кривых труб $R = 3D$

Наружный диаметр трубы $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,221	0,295	0,387	0,461	0,547	0,607	0,675	0,718	0,768	0,797	0,832	0,851	0,877
159	0,141	0,199	0,246	0,304	0,358	0,420	0,470	0,528	0,571	0,623	0,657	0,699	0,726
219	0,102	0,141	0,174	0,216	0,250	0,293	0,331	0,375	0,414	0,459	0,493	0,536	0,567
273	0,081	0,111	0,138	0,168	0,201	0,230	0,259	0,293	0,324	0,360	0,390	0,427	0,456
325	—	0,093	0,114	0,141	0,165	0,194	0,216	0,243	0,267	0,295	0,322	0,341	0,377
377	—	—	0,099	0,120	0,141	0,162	0,188	0,209	0,228	0,252	0,272	0,297	0,320
426	—	—	0,087	0,105	0,123	0,141	0,162	0,177	0,202	0,219	0,241	0,259	0,280
529	—	—	0,073	0,084	0,099	0,114	0,126	0,144	0,159	0,174	0,193	0,207	0,221
630	—	—	—	0,072	0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156	0,168	0,188
720	—	—	—	—	0,072	0,081	0,093	0,105	0,114	0,126	0,135	0,147	0,159
820	—	—	—	—	0,063	0,072	0,081	0,105	0,099	0,108	0,120	0,129	0,138
920	—	—	—	—	0,057	0,063	0,072	0,081	0,090	0,099	0,105	0,114	0,123
1020	—	—	—	—	—	0,057	0,066	0,072	0,081	0,087	0,096	0,102	0,111
1120	—	—	—	—	—	0,054	0,060	0,066	0,072	0,081	0,087	0,093	0,099
1220	—	—	—	—	—	—	0,054	0,060	0,066	0,072	0,081	0,084	0,090
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,057	0,063	0,066	0,072	0,078	0,084
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,054	0,057	0,063	0,066	0,072	0,078
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,048	0,054	0,057	0,063	0,069	0,072
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,051	0,054	0,060	0,063	0,069
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,048	0,051	0,057	0,060	0,066
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,048	0,054	0,057	0,063
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,045	0,048	0,054	0,057
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,045	0,048	0,051	0,054

Таблица 26

Значения коэффициента понижения жесткости k кривых труб при $R=4D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,295	0,397	0,508	0,589	0,673	0,722	0,783	0,816	0,853	0,873	0,897	0,910	0,927
159	0,194	0,262	0,331	0,409	0,417	0,546	0,598	0,656	0,695	0,740	0,769	0,801	0,822
219	0,136	0,192	0,235	0,287	0,336	0,394	0,443	0,495	0,540	0,587	0,622	0,663	0,692
273	0,108	0,148	0,190	0,228	0,265	0,308	0,349	0,394	0,433	0,478	0,513	0,554	0,584
325	—	0,124	0,152	0,192	0,221	0,255	0,287	0,326	0,359	0,397	0,431	0,455	0,498
377	—	—	0,132	0,160	0,192	0,219	0,245	0,277	0,305	0,338	0,366	0,399	0,428
426	—	—	0,116	0,140	0,164	0,194	0,219	0,239	0,267	0,292	0,323	0,349	0,377
529	—	—	0,092	0,112	0,132	0,152	0,168	0,196	0,214	0,233	0,252	0,275	0,295
630	—	—	—	0,096	0,112	0,128	0,144	0,160	0,176	0,196	0,212	0,228	0,245
720	—	—	—	—	0,096	0,108	0,124	0,140	0,152	0,168	0,188	0,201	0,214
820	—	—	—	—	0,084	0,096	0,108	0,140	0,132	0,144	0,160	0,172	0,190
920	—	—	—	—	0,076	0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,140	0,152	0,164
1020	—	—	—	—	—	0,076	0,088	0,096	0,108	0,116	0,128	0,136	0,148
1120	—	—	—	—	—	0,072	0,080	0,088	0,096	0,108	0,116	0,124	0,132
1220	—	—	—	—	—	—	0,072	0,080	0,088	0,096	0,108	0,112	0,120
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,076	0,084	0,088	0,096	0,104	0,112
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,072	0,076	0,084	0,088	0,096	0,104
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,064	0,072	0,076	0,084	0,092	0,096
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,068	0,072	0,080	0,084	0,092
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,064	0,068	0,076	0,080	0,088
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,064	0,072	0,076	0,084
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,060	0,064	0,072	0,076
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,060	0,064	0,068	0,072

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

$$k_{\Phi} = \frac{\lambda^m}{1{,}65}, \qquad (4.6)$$

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

§ 28. Расчет сварных из секторов колен

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

Экспериментальные исследования, проведенные на П-образных компенсаторах диаметром от 219 до 720 *мм*, показали, что сварные колена не являются жесткими элементами, как это ранее предполагалось. Под действием изгибающих моментов поперечное сечение сегментов сварных колен сплющивается аналогично тому, как при изгибе кривых гладких труб.

Таким образом, сварные колена также подчиняются теории изгиба кривых труб. На основании опытов установлено, что коэффициент понижения жесткости сварных колен диаметром до 426 *мм* можно определять по формуле

$$k = \frac{\lambda^{5/6}}{1{,}52}. \qquad (4.7)$$

С увеличением диаметра гибкость сварных колен увеличивается. На рис. 35 приведены результаты экспериментальных исследований гибкости П-образного компенсатора со сварными из секторов коленами. Прямая *I* представляет собой гибкость компенсатора, под-

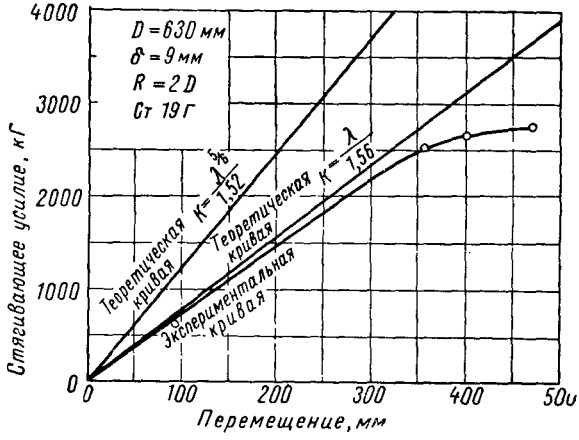


Рис. 35. Результаты испытания компенсатора со сварными коленами $D = 630$ *мм*.

считанную без учета гибкости сварных колен ($k = 1$); прямая *II* построена по формуле (4. 7), прямая *2* — по формуле (4. 5), применяемой для расчета крутозагнутых колен, а кривая *3* — по данным экспериментальных исследований.

Как видно из графика, фактическая гибкость сварных колен диаметром $D = 630$ *мм* оказалась значительно меньшей, чем это следует из формулы (4. 7). Экспериментальная кривая в упругой области работы колен располагается довольно близко от прямой *2*. Таким образом, сварные колена большим диаметром (529 *мм* и выше) можно с достаточной для практических целей точностью рассчитывать по общей формуле теории изгиба кривых труб (4. 5). Это позволяет уменьшать габариты компенсаторов и более компактно проектировать трубопроводные системы при наличии на них таких колен.

Величина λ для сварных колен определяется по следующим формулам:

$$\text{при } \frac{\delta}{r} - \operatorname{tg}\varphi < 1 \quad \lambda = \frac{\operatorname{ctg}\varphi}{2}\,\frac{\delta S}{r^2};$$

$$\text{при } \frac{\delta}{r} - \operatorname{tg}\varphi > 1 \quad \lambda = \frac{1+\operatorname{ctg}\varphi}{2}\,\frac{\delta}{r}, \qquad (4.8)$$

где S — длина средней линии сегмента;
φ — угол скоса сегмента.

Указанные геометрические соотношения представлены на рис. 36.

Для облегчения расчетов в табл. 27—31 приведены значения коэффициентов понижения жесткости k, подсчитанные по формуле (4. 7) для сварных колен при широком диапазоне значений δ/D и R/D.

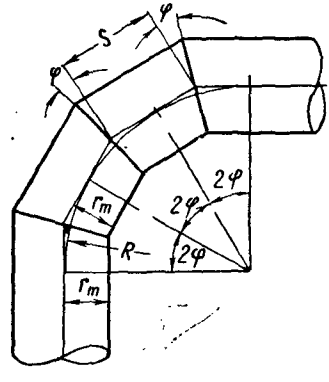


Рис. 36. Геометрические соотношения элементов сварного колена.

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

При изготовлении колен кромки стыкуемых секторов должны быть зачищены до металлического блеска. Для сборки секторов следует применять приспособления, обеспечивающие правильное взаимное расположение стыкуемых элементов; это положение фиксируется прихватками. Прихватку должны выполнять сварщики, которые сваривают колена; при этом надо использовать те же электроды, что и при сварке трубопровода. Для колен из стали 10 и 20 рекомендуется применять высококачественные электроды серии 3-42А.

Сварку колен следует вести в нижнем положении, причем режим должен быть таким же, как и при сварке трубопровода.

В коленах большого диаметра, там, где это возможно, следует подваривать швы с внутренней стороны, что улучшает качество сварных соединений. Во всех случаях необходимо тщательно очищать внутреннюю поверхность колен от грата. Сварку колен можно поручать только высококвалифицированным сварщикам.

В процессе изготовления колен необходимо осуществлять строгий пооперационный контроль, начиная с заготовки секторов и кончая сваркой. Особое внимание нужно уделять контролю за качеством сварочных работ, так как надежность сварных соединений является одним из основных условий, обеспечивающих прочность трубопро-

Таблица 27

Значения коэффициента понижения жесткости k сварных из секторов кривых труб при $R = D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,112	0,143	0,178	0,207	0,243	0,272	0,310	0,338	0,379	0,407	0,451	0,479	0,526
159	0,078	0,102	0,123	0,147	0,167	0,191	0,210	0,234	0,254	0,280	0,299	0,325	0,344
219	0,059	0,078	0,093	0,110	0,125	0,142	0,157	0,174	0,187	0,206	0,220	0,238	0,253
273	0,050	0,064	0,077	0,091	0,103	0,116	0,129	0,142	0,154	0,168	0,179	0,193	0,205
325	—	0,055	0,066	0,078	0,089	0,100	0,110	0,122	0,132	0,143	0,153	0,161	0,174
377	—	—	0,058	0,068	0,078	0,087	0,097	0,107	0,116	0,126	0,134	0,143	0,153
426	—	—	0,052	0,061	0,070	0,078	0,087	0,095	0,104	0,112	0,121	0,129	0,136
529	—	—	0,044	0,051	0,058	0,066	0,072	0,080	0,086	0,093	0,099	0,106	0,112
630	—	—	—	0,044	0,051	0,056	0,062	0,068	0,074	0,080	0,086	0,091	0,097
720	—	—	—	—	0,045	0,050	0,055	0,061	0,066	0,071	0,076	0,081	0,086
820	—	—	—	—	0,040	0,045	0,050	0,054	0,059	0,063	0,068	0,072	0,077
920	—	—	—	—	0,036	0,040	0,045	0,049	0,053	0,058	0,061	0,066	0,070
1020	—	—	—	—	—	0,037	0,041	0,045	0,049	0,053	0,056	0,059	0,064
1120	—	—	—	—	—	0,034	0,038	0,041	0,045	0,049	0,053	0,055	0,059
1220	—	—	—	—	—	—	0,036	0,038	0,042	0,045	0,049	0,051	0,054
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,036	0,039	0,042	0,045	0,048	0,051
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,034	0,037	0,039	0,042	0,045	0,048
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,032	0,034	0,037	0,040	0,043	0,045
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,034	0,036	0,038	0,040	0,043
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,032	0,034	0,036	0,038	0,041
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,032	0,034	0,036	0,039
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,030	0,032	0,036	0,037
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,030	0,032	0,034	0,036

Таблица 28

Значения коэффициента понижения жесткости k сварных из секторов кривых труб при $R = 1{,}5\,D$

Наружный диаметр труб $D_н$, *мм*	Толщина стенок труб δ, *мм*												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,157	0,200	0,250	0,290	0,341	0,381	0,435	0,474	0,531	0,570	0,632	0,672	0,737
159	0,109	0,143	0,172	0,206	0,234	0,268	0,294	0,328	0,356	0,393	0,419	0,456	0,482
219	0,083	0,109	0,130	0,154	0,175	0,199	0,220	0,244	0,262	0,289	0,308	0,334	0,355
273	0,070	0,090	0,108	0,128	0,144	0,163	0,181	0,199	0,216	0,236	0,251	0,271	0,287
325	—	0,077	0,093	0,109	0,125	0,140	0,154	0,171	0,185	0,200	0,215	0,226	0,244
377	—	—	0,081	0,095	0,109	0,122	0,136	0,150	0,163	0,177	0,188	0,200	0,215
426	—	—	0,074	0,086	0,098	0,109	0,122	0,133	0,146	0,157	0,170	0,181	0,191
529	—	—	0,063	0,072	0,081	0,093	0,101	0,112	0,121	0,130	0,139	0,149	0,157
630	—	—	0,052	0,062	0,072	0,079	0,087	0,095	0,104	0,112	0,121	0,128	0,136
720	—	—	—	—	0,063	0,070	0,077	0,086	0,093	0,099	0,107	0,114	0,121
820	—	—	—	—	0,056	0,063	0,070	0,076	0,083	0,088	0,095	0,101	0,108
920	—	—	—	—	0,050	0,056	0,063	0,069	0,074	0,081	0,086	0,093	0,098
1020	—	—	—	—	—	0,052	0,057	0,063	0,069	0,074	0,079	0,083	0,090
1120	—	—	—	—	—	0,048	0,053	0,057	0,063	0,069	0,074	0,077	0,083
1220	—	—	—	—	—	—	0,050	0,053	0,059	0,063	0,069	0,072	0,076
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,050	0,055	0,059	0,063	0,067	0,072
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,048	0,052	0,055	0,059	0,063	0,067
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,045	0,048	0,052	0,056	0,060	0,063
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,048	0,050	0,053	0,056	0,060
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,045	0,048	0,050	0,053	0,057
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,045	0,048	0,050	0,055
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,042	0,045	0,050	0,052
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,042	0,045	0,048	0,050

Таблица 29

Значения коэффициента понижения жесткости k сварных из секторов кривых труб при $R=2D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,200	0,255	0,317	0,369	0,433	0,485	0,552	0,602	0,675	0,725	0,804	0,853	0,937
159	0,139	0,182	0,219	0,262	0,298	0,340	0,374	0,417	0,453	0,499	0,533	0,579	0,613
219	0,105	0,139	0,166	0,196	0,223	0,253	0 280	0,310	0,333	0,367	0,392	0,424	0,451
273	0,089	0,114	0,137	0,162	0,184	0,207	0,230	0,253	0,274	0,299	0,319	0,344	0,365
325	—	0,098	0,118	0,139	0,159	0,178	0,196	0,217	0,235	0,255	0,273	0,287	0,310
377	—	—	0,103	0,121	0,139	0,155	0,173	0,191	0,207	0,225	0,239	0,255	0,273
426	—	—	0,095	0,109	0,125	0,139	0,155	0,169	0,185	0,200	0,216	0,230	0,242
529	—	—	0,080	0,091	0,103	0,118	0,128	0,143	0,153	0,166	0,176	0,189	0,200
630	—	—	—	0,078	0,091	0,100	0,110	0,121	0,132	0,143	0,153	0,162	0,173
720	—	—	—	—	0,080	0,089	0,098	0,109	0,118	0,127	0,135	0,144	0,153
820	—	—	—	—	0,071	0,080	0,089	0,096	0,105	0,112	0,121	0,128	0,137
920	—	—	—	—	0,064	0,073	0,080	0,087	0,094	0,103	0,109	0,118	0,125
1020	—	—	—	—	—	0,066	0,073	0,080	0,087	0,094	0,100	0,105	0,114
1120	—	—	—	—	—	0,061	0,068	0,073	0,080	0,087	0,094	0,098	0,105
1220	—	—	—	—	—	—	0,064	0,068	0,075	0,080	0,087	0,091	0,096
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,064	0,069	0,075	0,080	0,086	0,091
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,061	0,066	0,069	0,075	0,080	0,086
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,057	0,061	0,066	0,071	0,077	0,080
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,061	0,064	0,068	0,071	0,077
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,057	0,061	0,064	0,068	0,073
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,057	0,061	0,064	0,069
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,053	0,057	0,064	0,066
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,053	0,057	0,061	0,064

Таблица 30

Значения коэффициента понижения жесткости k сварных из секторов кривых труб при $R=3D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,280	0,357	0,445	0,517	0,607	0,679	0,774	0,844	0,947	1,017	1,127	1,197	1,314
159	0,195	0,255	0,307	0,367	0,417	0,477	0,525	0,585	0,635	0,699	0,747	0,812	0,859
219	0,147	0,195	0,232	0,275	0,312	0,355	0,392	0,435	0,467	0,515	0,550	0,595	0,632
273	0,125	0,160	0,192	0,227	0,257	0,290	0,322	0,355	0,385	0,420	0,447	0,482	0,512
325	—	0,137	0,165	0,195	0,222	0 250	0,275	0,305	0,330	0,357	0 382	0,402	0,435
377	—	—	0,145	0,170	0,195	0.217	0,242	0.267	0.290	0,315	0.335	0,357	0,382
426	—	—	0,130	0,152	0,175	0,195	0,217	0.237	0,260	0,280	0,302	0,322	0,340
529	—	—	0,110	0,127	0,145	0,165	0,180	0,200	0,215	0,232	0,247	0,265	0,280
630	—	—	—	0,110	0,127	0,140	0,155	0.170	0,185	0,200	0,215	0 227	0,242
720	—	—	—	—	0,112	0,125	0,137	0.152	0,165	0,177	0.190	0.202	0,215
820	—	—	—	—	0,100	0,112	0,125	0,135	0,147	0,157	0.170	0,180	0.192
920	—	—	—	—	0,090	0,100	0,112	0,122	0,132	0,145	0,152	0,165	0,175
1020	—	—	—	—	—	0,092	0,102	0,112	0,122	0,132	0,140	0,147	0,160
1120	—	—	—	—	—	0,085	0.095	0,102	0,112	0,122	0,132	0,137	0,147
1220	—	—	—	—	—	—	0,090	0,095	0,105	0,112	0,122	0,127	0,135
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,090	0,097	0,105	0,112	0,120	0,127
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,085	0,092	0,097	0,105	0,112	0,120
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,080	0,085	0,092	0,100	0,107	0,112
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,085	0,090	0,095	0,100	0,107
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,080	0,085	0,090	0,095	0,102
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,080	0,085	0,090	0,097
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,075	0,080	0,090	0,092
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,075	0,080	0,085	0,090

Таблица 31

Значения коэффициента понижения жесткости k сварных из секторов кривых труб при $R=4D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	0,356	0,454	0,565	0,657	0,771	0,864	0,984	1,073	1,203	1,292	1,432	1,521	1,670
159	0,248	0,324	0,391	0,467	0,530	0,606	0.667	0,743	0,806	0,889	0,949	1,032	1,092
219	0,187	0,248	0,295	0,349	0,397	0,451	0,498	0,552	0,594	0,654	0,698	0,756	0,803
273	0,159	0,203	0,244	0,289	0,327	0,368	0,410	0,451	0,489	0,533	0,568	0,613	0,651
325	—	0,175	0,210	0,248	0,283	0,317	0,349	0,387	0,419	0,454	0,486	0,511	0,552
377	—	—	0,184	0,216	0,248	0,276	0,308	0,340	0,368	0,400	0,425	0,454	0,486
426	—	—	—	0,194	0,222	0,248	0,276	0,302	0,330	0,356	0,384	0,410	0,432
529	—	—	—	0,162	0,184	0,210	0,229	0,254	0,273	0,295	0,314	0,337	0,356
630	—	—	—	0,139	0,162	0,178	0,197	0,216	0,235	0,254	0,273	0,289	0,308
720	—	—	—	—	0,143	0,159	0,175	0,194	0,210	0,225	0,241	0,257	0,273
820	—	—	—	—	0,127	0,143	0,159	0,171	0,187	0,200	0,216	0,229	0,244
920	—	—	—	—	0,114	0,127	0,143	0,156	0,168	0,184	0,194	0,210	0,222
1020	—	—	—	—	—	0,117	0,130	0,143	0,156	0,168	0,178	0,187	0,203
1120	—	—	—	—	—	0,108	0,121	0,130	0,143	0,156	0,168	0,175	0,187
1220	—	—	—	—	—	—	0,114	0,121	0,133	0,143	0,156	0,162	0,171
1320	—	—	—	—	—	—	—	0,114	0,124	0,133	0,143	0,152	0,162
1420	—	—	—	—	—	—	—	0,108	0,117	0,124	0,133	0,143	0,152
1520	—	—	—	—	—	—	—	0,102	0,108	0,117	0,127	0,137	0,143
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	0,108	0,114	0,121	0,127	0,137
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	0,102	0,108	0,114	0,121	0,130
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,102	0,108	0,114	0,124
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,095	0,102	0,114	0,117
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,095	0,102	0,108	0,114

вода при самокомпенсации температурных напряжений и его безаварийную работу.

Сварные колена следует изготовлять 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.

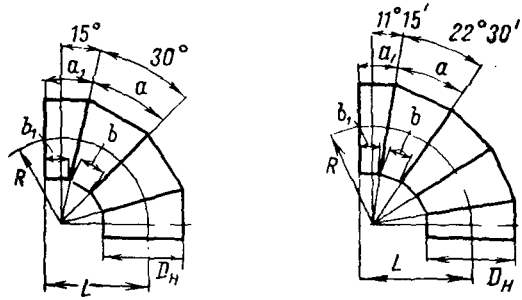


Рис. 37. Конструкция колена, рекомендуемая для трубопроводных систем, работающих при больших температурных деформациях.

На рис. 37 представлены конструкции сварных колен, которые рекомендуются применять в тех случаях, когда система трубопроводов подвержена большим температурным деформациям.

Таблица 32

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

Наружный диаметр труб $D_н$, *мм*	Диаметр условного прохода, $D_у$, *мм*	Размеры секторов, *мм* (рис. 37)					
		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

Размеры секторов колен с радиусом изгиба, равным диаметру трубы, приведены в табл. 32, а с радиусом, равным двум диаметрам,— в табл. 33.

Таблица 33

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

Наружный диаметр труб, $D_н$, мм	Диаметр условного прохода, $D_у$, мм	Размеры секторов, мм (рис. 37)					
		a	b	a_1	b_1	L	R
108	100	121	78	110	89	300	450
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	109.	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

§ 29. 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 возникают 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. 38).

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.

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

$$\sigma_{\text{прод}} = \frac{M}{JK} \cdot z \left[1 - \mu \left(\frac{z}{r}\right)^2\right], \quad (4.9)$$

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

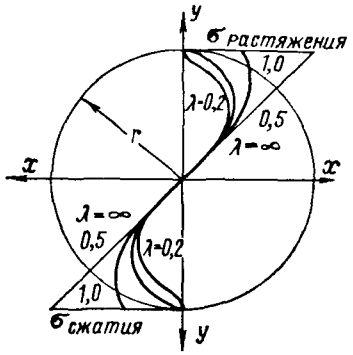


Рис. 38. Распределение напряжений в кривых трубах по Карману.

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:

$$\sigma_{\text{прод}}^{\max} = m_1 \sigma_{\text{пр}}; \quad (4.10)$$

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

$$m_1 = \frac{2}{3k} \sqrt{\frac{5 + 6\lambda^2}{18}}. \quad (4.11)$$

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 интенсификации продольных напряжений m_1 в зависимости от величины λ согласно теории Кармана представлено на рис. 39.

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

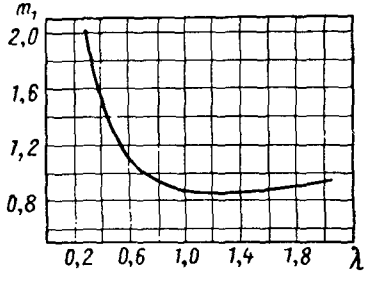


Рис. 39. Зависимость значений коэффициента интенсификации продольных напряжений от λ.

Согласно выводам Валя кольцевые напряжения изгиба на наружной поверхности кривых труб на расстоянии от нейтральной оси определяются по формуле

$$\sigma^2 = \frac{18 M r_н \lambda \left(1 - 2\frac{z^2}{r_н^2}\right)}{J(1 + 12\lambda^2)}, \quad (4.12)$$

где $r_н$ — наружный радиус колена.

Анализируя эту формулу, можно установить, что при значении $z = r_н$, 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 напряжениям 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 (4. 12), изменив знак на обратный и введя вместо наружного радиуса $r_н$ внутренний радиус $r_{вн}$. Такое допущение нельзя признать правильным, так как при подстановке $r_{вн} < r_н$ вместо $r_н$ 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—Валю поступим следующим образом. Подставим $z = r_н$ или $z = 0$ в формулу (4. 12) и разделим

ее на выражение $\sigma_{изб.\,тр} = \frac{M \cdot r_н}{J}$, представляющее собой напряжение в прямой трубе. Тогда будет

$$m_2 = \frac{\sigma_{кольц}}{\sigma_{изг.\,тр}} = \frac{18\lambda}{1+12\lambda^2}. \qquad (4.13)$$

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. 40. 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.

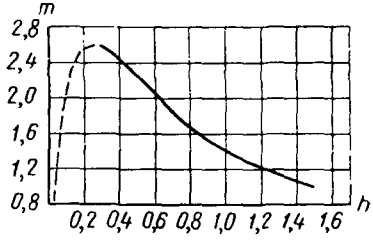


Рис. 40. Зависимость значений коэффициента интенсификации кольцевых напряжений λ.

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:

$$m_1 = 0{,}84\,\lambda^{-2/3}, \qquad (4.14)$$

$$m_2 = 1{,}80\,\lambda^{-2/3}. \qquad (4.15)$$

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

$$m_1 = 1{,}08\,\lambda^{2/3}, \qquad (4.16)$$

$$m_2 = 1{,}50\,\lambda^{2/3}. \qquad (4.17)$$

Для облегчения расчетов в табл. 34—38 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.

Из таблиц видно, что при малых значениях λ кольцевые напряжения достигают значительных величин и могут превзойти предел текучести металла. Однако в действительности, как показали иссле-

Таблица 34

Значения коэффициента интенсификации напряжений m_1 в кривых трубах при $R = D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	3,704	3,051	2,571	2,273	1,523	1,381	1,240	1,159	1,065	1,014	0,949	0,917	0,872
159	4,945	3,982	3,435	3,000	2,695	2,426	2,244	2,055	1,466	1,348	1,277	1,194	1,144
219	6,164	4,972	4,286	3,766	3,409	3,061	2,830	2,609	2,452	2,284	2,163	2,032	1,470
273	7,087	5,806	5,000	4,390	3,965	3,600	3,321	3,061	2,885	2,687	2,550	2,394	2,290
325	—	6,522	5,696	4,972	4,478	4,072	3,766	3,475	3,261	3,051	2,894	2,778	2 601
377	—	—	6,294	5,521	4,972	4,522	4,186	3,863	3,614	3,383	3,214	3,041	2,903
426	—	—	—	6,000	5,422	4,945	4,523	4,225	3,947	3,719	3,488	3,321	3,158
529	—	—	—	6,923	6,294	5,696	5,294	4,891	4,592	4,327	4,091	3.879	3,704
630	—	—	—	7,826	7,031	6,475	5,960	5,521	5,143	4,891	4.615	4,390	4,186
720	—	—	—	—	7,692	7,087	6,522	6,081	5,696	5,357	5.056	4.813	4,592
820	—	—	—	—	8,411	7,692	7,087	6,618	6,250	5.882	5,521	5,263	5 000
920	—	—	—	—	9,091	8,411	7,692	7,200	6,716	6 294	6.000	5,696	5,422
1020	—	—	—	—	—	9,000	8,257	7,692	7,200	6,818	6,475	6,122	5.806
1120	—	—	—	—	—	9,574	8,738	8,257	7,692	7,200	6.818	6,522	6,250
1220	—	—	—	—	—	—	9,278	8,738	8,108	7,692	7,200	6,923	6,618
1320	—	—	—	—	—	—	—	9,091	8,571	8,108	7.692	7,317	6,923
1420	—	—	—	—	—	—	—	9,574	9,000	8,571	8.108	7,692	7,317
1520	—	—	—	—	—	—	—	10,000	9,574	9,000	8,411	7,965	7.692
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	9,783	9,278	8,738	8.411	7,965
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	10,227	9,783	9,091	8,738	8,257
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,000	9,574	9,091	8,571
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10.588	10,000	9,278	9,000
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,843	10,227	9,783	9,278

Таблица 35

Значения коэффициента интенсификации напряжений m_1 в кривых трубах при $R = 1{,}5\,D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	2,827	2,328	1,486	1,309	1,150	1,060	0,971	0,921	0,867	0,840	0,804	0,787	0,767
159	3,774	3,039	2,621	2,289	2,057	1,399	1,295	1,187	1,155	1,037	0,995	0,943	0,914
219	4,704	3,794	3,271	2,874	2,602	2,336	2,160	1,517	1,428	1,313	1,247	1,169	1,115
273	5,408	4,431	3,816	3,350	3,026	2,747	2,534	2,336	2,202	2,051	1,481	1,386	1,321
325	—	4,977	4,347	3,794	3,417	3,108	2,874	2,652	2,489	2,328	2,209	2,120	1,518
377	—	—	4,803	4,213	3,794	3,451	3,195	2,948	2,758	2,582	2,453	2,321	2,215
426	—	—	—	4,579	4,138	3,774	3,452	3,224	3,012	2,838	2,662	2,534	2,410
529	—	—	—	5,283	4,803	4,347	4,040	3,733	3,504	3,302	3,122	2,960	2,827
630	—	—	—	5,972	5,366	4,941	4,548	4,213	3,925	3,733	3,522	3,350	3,195
720	—	—	—	—	5,870	5,408	4,977	4,641	4,347	4,088	3,858	3,673	3,504
820	—	—	—	—	6,419	5,870	5,408	5,050	4,770	4,489	4,213	4,016	3,815
920	—	—	—	—	6,938	6,419	5,870	5,495	5,125	4,803	4,579	4,347	4,138
1020	—	—	—	—	—	6,868	6,301	5,870	5,495	5,203	4,941	4,672	4,431
1120	—	—	—	—	—	7,306	6,668	6,301	5,870	5,495	5,203	4,977	4,770
1220	—	—	—	—	—	—	7,080	6,668	6,188	5,870	5,495	5,283	5,050
1320	—	—	—	—	—	—	—	6,938	6,541	6,188	5,870	5,584	5,283
1420	—	—	—	—	—	—	—	7,306	6,868	6,541	6,188	5 870	5,584
1520	—	—	—	—	—	—	—	7,631	7,306	6,868	6,419	6,078	5,870
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	7,466	7,080	6,668	6,419	6,078
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	7,805	7 466	6,938	6,668	6,301
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7,631	7,306	6,938	6,541
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8,080	7,631	7,080	6,868
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	8,275	7,805	7,466	7,080

Таблица 36

Значения коэффициентов интенсификации напряжений m_1 в кривых трубах при $R = 2D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	2,334	1,460	1,218	1,085	0,973	0,909	0,851	0,819	0,786	0,770	0,749	0,743	0,732
159	3,115	2,509	2,164	1,426	1,280	1,153	1,076	0,998	0,946	0,895	0,865	0,833	0,814
219	3,883	3,132	2,700	2,373	2,148	1,471	1,348	1,240	1,174	1,090	1,039	0,986	0,947
273	4,465	3,658	3,150	2,766	2,498	2,268	2,092	1,471	1,373	1,277	1,212	1,144	1,093
325	—	4,109	3,588	3,132	2,821	2,565	2,373	2,189	2,054	1,460	1,377	1,320	1,241
377	—	—	3,965	3,478	3,132	2,849	2,637	2,434	2,777	2,131	2,025	1,461	1,376
426	—	—	—	3,780	3,416	3,115	2,849	2,662	2,487	2,343	2,197	2,092	1,530
529	—	—	—	4,361	3,965	3,588	3,335	3,081	2,893	2,726	2,577	2,444	2,334
630	—	—	—	4,930	4,430	4,079	3,755	3,478	3,240	3,081	2,907	2,766	2,637
720	—	—	—	—	4,846	4,465	4,109	3,831	3,588	3,375	3,185	3,032	2,893
820	—	—	—	—	5,299	4,846	4,465	4,169	3,938	3,706	3,478	3,316	3,150
920	—	—	—	—	5,727	5,299	4,846	4,536	4,231	3,965	3,780	3,588	3,416
1020	—	—	—	—	—	5,670	5,202	4,846	4,536	4,295	4,079	3,857	3,658
1120	—	—	—	—	—	6,032	5,505	5,202	4,846	4,536	4,295	4,109	3,938
1220	—	—	—	—	—	—	5,845	5,505	5,108	4,846	4,536	4,361	4,169
1320	—	—	—	—	—	—	—	5,727	5,400	5,108	4,846	4,610	4,361
1420	—	—	—	—	—	—	—	6,032	5,670	5,400	5,108	4,846	4,610
1520	—	—	—	—	—	—	—	6,300	6,032	5,670	5,299	5,018	4,846
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	6,163	5,845	5,505	5,299	5,018
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	6,443	6,163	5,727	5,505	5,202
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6,300	6,032	5,727	5,400
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6,670	6,300	5,845	5,670
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	6,831	6,443	6,163	5,845

Таблица 37

Значения коэффициента интенсификации напряжений m_1 в кривых трубах $R = 3D$

Наружный диаметр труб $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	1,349	1,112	0,956	0,878	0,815	0,784	0,755	0,743	0,731	0,727	0,723	0,723	0,723
159	2,378	1,460	1,250	1,089	0,998	0,918	0,872	0,830	0,802	0,776	0,762	0,740	0,741
219	2,964	2,391	2,061	1,369	1,233	1,117	1,040	0,970	0,933	0,880	0,851	0,822	0,802
273	3,407	2,792	2,404	2,111	1,451	1,309	1,202	1,117	1,053	0,992	0,995	0,914	0,882
325	—	3,136	2,737	2,391	2,153	1,486	1,369	1,256	1,179	1,112	1,059	1,021	0,971
377	—	—	3,026	2,654	2,391	2,174	1,528	1,404	1,308	1,223	1,166	1,113	1,058
426	—	—	—	2,885	2,607	2,378	2,175	2,031	1,435	1,348	1,267	1,202	1,155
529	—	—	—	3,329	3,026	2,739	2,545	2,352	2,208	2,080	1,502	1,413	1,349
630	—	—	—	3,763	3,381	3,113	2,866	2,654	2,473	2,352	2,219	2,111	1,528
720	—	—	—	—	3,698	3,407	3,136	2,924	2,739	2,576	2,431	2,314	2,208
820	—	—	—	—	4,044	3,698	3,407	3,182	3,005	2,828	2,654	2,530	2,404
920	—	—	—	—	4,371	4,044	3,698	3,462	3,229	3,026	2,885	2,739	2,607
1020	—	—	—	—	—	4,327	3,970	3,698	3,462	3,278	3,113	2,943	2,792
1120	—	—	—	—	—	4,603	4,201	3,970	3,698	3,462	3,278	3,136	3,005
1220	—	—	—	—	—	—	4,461	4,201	3,898	3,698	3,462	3,329	3,182
1320	—	—	—	—	—	—	—	4,371	4,121	3,898	3,698	3,518	3,329
1420	—	—	—	—	—	—	—	4,603	4,327	4,121	3,898	3,698	3,518
1520	—	—	—	—	—	—	—	4,808	4,603	4,327	4,044	3,830	3,698
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	4,704	4,461	4,201	4,044	3,830
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	4,917	4,704	4,371	4,201	3,970
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,808	4,603	4,371	4,121
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,091	4,808	4,461	4,327
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5,213	4,917	4,704	4,461

Таблица 38

Значения коэффициента интенсификации напряжений m_1 в кривых трубах $R = 4D$

Наружный диаметр трубы $D_н$, мм	Толщина стенок труб δ, мм												
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
108	1,115	0,945	0,841	0,792	0,756	0,739	0,728	0,724	0,722	0,724	0,727	0,729	0,736
159	1,497	1,197	1,042	0,929	0,868	0,816	0,789	0,764	0,749	0,735	0,730	0,724	0,724
219	2,446	1,495	1,292	1,131	1,030	0,949	0,897	0,850	0,827	0,793	0,776	0,760	0,747
273	2,813	2,304	1,518	1,312	1,188	1,089	1,007	0,949	0,905	0,853	0,841	0,814	0,793
325	—	2,589	2,261	1,495	1,334	1,218	1,131	1,049	0,993	0,945	0,909	0,883	0,852
377	—	—	2,498	2,191	1,495	1,366	1,245	1,153	1,087	1,025	0,986	0,947	0,908
426	—	—	—	2,381	2,152	1,497	1,366	1,266	1,180	1,113	1,055	1,007	0,977
529	—	—	—	2,748	2,498	2,261	2,101	1,464	1,377	1,290	1,228	1,161	1,115
630	—	—	—	3,106	2,791	2,570	2,366	2,191	2,041	1,464	1,375	1,317	1,245
720	—	—	—	—	3,053	2,813	2,589	2,414	2,261	2,126	1,536	1,451	1,377
820	—	—	—	—	3,338	3,053	2,813	2,627	2,481	2,335	2,191	2,089	1,518
920	—	—	—	—	3,608	3,338	3,053	2,858	2,666	2,498	2,381	2,261	2,152
1020	—	—	—	—	—	3,572	3,277	3,053	2,858	2,706	2,570	2,430	2,304
1120	—	—	—	—	—	3,800	3,468	3,277	3,053	2,858	2,706	2,589	2,481
1220	—	—	—	—	—	—	3,682	3,468	3,218	3,053	2,858	2,478	2,627
1320	—	—	—	—	—	—	—	3,608	3,402	3,218	3,053	2,904	2,748
1420	—	—	—	—	—	—	—	3,800	3,572	3,402	3,218	3,053	2,904
1520	—	—	—	—	—	—	—	3,969	3,800	3,572	3,338	3,161	3,053
1620	—	—	—	—	—	—	—	—	3,883	3,682	3,468	3 338	3,161
1720	—	—	—	—	—	—	—	—	4,059	3,883	3,608	3,468	3,277
1820	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,969	3,800	3,608	3,402
1920	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,202	3,969	3,682	3,572
2020	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4,304	4,059	3,883	3,682

дования, 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 указанных условиях кольцевыми напряжениями (несмотря на их высокое значение) следует пренебречь и ограничиться только определением продольных напряжений по формуле (4. 14), приняв вместо численного коэффициента 0,84 коэффициент, равный 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.

§ 30. Расчет кривых труб в условиях самокомпенсации температурных напряжений при многократных повторных нагрузках

При проектировании паропроводов, теплофикационных сетей и технологических трубопроводов, работающих в условиях самокомпенсации температурных деформаций, обычно не учитывают многократное изменение напряженного состояния труб и колен, вызывающее усталость металла при повторных нагрузках.

Между тем в условиях самокомпенсации колена работают не только под статическим воздействием внутреннего давления пара или другого продукта, но и под воздействием цикличных напряжений изгиба, возникающих в результате изменения температуры транспортируемых продуктов и температурных деформаций системы.

В паропроводах, теплофикационных сетях и других трубопроводах, работающих при стационарном режиме, полные циклы изменения напряженного состояния происходят довольно редко. Изменения же температуры пара или воды даже на несколько десятков градусов лишь незначительно сказываются на напряженном состоянии системы и не могут серьезно влиять на усталостную прочность металла колен.

Что же касается трубопроводов, работающих в условиях частых изменений температурного режима (например, на некоторых нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах), то при их расчете на прочность в ряде случаев необходимо учитывать явление усталости, так как иначе могут разрушиться наиболее напряженные элементы системы (кривые вставки — колена).

На практике случаи разрушения колен трубопроводов в результате усталости довольно редки, что объясняется главным образом завышенными коэффициентами запаса прочности и низкими напряжениями.

При рациональном методе расчета, обеспечивающем значительную экономию металла, предусматривается полное использование несущей способности трубопроводов и предполагается работа колен в упруго-пластической стадии. Допуская пластические деформации в коленах, можно проектировать системы трубопроводов более компактными, сокращать габариты компенсаторов или уменьшать их общее число.

При этом методе расчета, допускающем значительные напряжения в металле труб, вопрос об усталостной прочности приобретает важное значение. Как показали опыт и исследования, разрушению колен при повторных загрузках предшествует появление продольных трещин (рис. 41). Особенность расположения трещин свидетельствует о том, что они находятся в зоне действия максимальных кольцевых напряжений, вызванных изгибом колена. Таким образом, высокие кольцевые напряжения изгиба в сочетании с многократными циклами изменения напряженного состояния могут явиться причиной усталостного разрушения колен.



Рис. 41. Продольная трещина в кривой трубе.

Вопросы, связанные с усталостной прочностью вообще и усталостной прочностью труб и колен, решаются главным образом экспериментальным путем. Усталостная прочность зависит от многих факторов, главным образом от состояния поверхности, наличия концентраторов напряжений, масштабного фактора, скорости изменения напряженного состояния, величины напряжений, наличия или отсутствия коррозионной среды (последнее особенно важно для трубопроводов).

Исследования показали существенное различие между коэффициентами интенсификации напряжений при динамическом и статическом испытаниях колен, т. е. доказали, что статические испытания кривых труб не дают представления об их усталостной прочности. 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 переменных напряжений сжатия и изгиба. Трещины же усталости в кривых трубах возникают в продольном направлении и являются результатом воздействия двуосных напряжений изгиба, вызванных сплющиванием поперечного сечения.

Усталостная прочность кривых труб оценивается так называемым коэффициентом динамических напряжений, представляющим собой отношение изгибающего момента, вызывающего разрушение

прямой трубы, к моменту, вызывающему разрушение кривой трубы, при том же диаметре, толщине стенки и числе циклов.

Опытным путем установлено, что коэффициенты интенсификации динамических напряжений в кривых трубах вдвое меньше коэффициентов интенсификации кольцевых напряжений, возникающих при статических нагрузках.

§ 31. Учет совместного воздействия внутреннего давления и напряжений 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 2 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 при-

вести 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 труб.

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 почти при одном и том же давлении независимо от того, были колена подвергнуты изгибу или нет. Это значит, что в условиях статических загружений 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°, 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 допускаемые 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 360°, 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

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1\sigma_2} < \sigma_т, \qquad (4.18)$$

где σ_1 — продольные напряжения;
σ_2 — кольцевые напряжения;
$\sigma_т$ — предел текучести металла.

§ 32. 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.

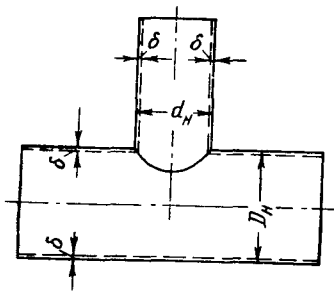


Рис. 42. Неравнопроходный неусиленный тройник.

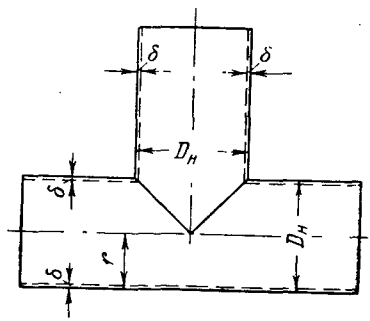


Рис. 43. Равнопроходный неусиленный тройник.

Толщина стенок неусиленного тройникового соединения (рис. 42) при статическом действии внутреннего давления определяется по следующей формуле:

$$\delta = \left(1 + \frac{2}{3}\frac{d_н}{D_н}\right)\delta_т, \qquad (4.19)$$

где δ — толщина стенок неусиленного тройникового соединения;
$d_н$ — наружный диаметр ответвления;
$D_н$ — наружный диаметр магистральной трубы;
$\delta_т$ — толщина стенки целой присоединяемой трубы.

Формула (4. 19) применяется для расчета тонкостенных тройниковых соединений с ответвлением под углом 90°.

Для равнопроходного неусиленного тройникового соединения (рис. 43) толщину стенок в случае статического действия нагрузки находят по формуле

$$\delta = \frac{5}{3}\delta_т. \qquad (4.20)$$

Значения величин, входящих в эту формулу, те же, что и в формуле (4. 19).

Для толстостенных неусиленных равнопроходных тройниковых соединений (рис. 44) диаметром 102—273 *мм* с ответвлением под углом 90° при статическом действии нагрузки отношение давления

в целой трубе к давлению в тройнике характеризуется коэффициентом

$$\eta = \frac{1}{1+\xi\frac{rr_1}{(r')^2}\sqrt{\frac{r\delta}{r_1\delta_1}}}; \qquad (4.21)$$

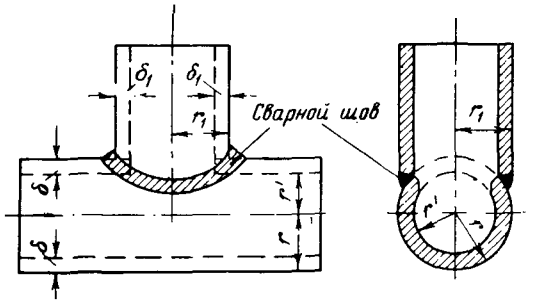


Рис. 44. Толстостенный неусиленный равнопроходный тройник.

здесь ξ — эмпирический коэффициент (определяется по табл. 39);

Таблица 39

Значения коэффициента ξ в формуле (4.21)

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.

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 (рис. 43) определяется формулой

$$i = 0{,}9\left(\frac{r}{\delta}\right)^{2/3}, \qquad (4.22)$$

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.

§ 33. 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.

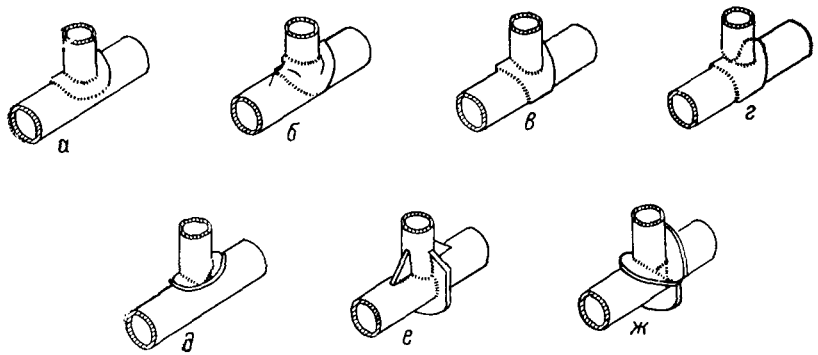


Рис. 45. Типы усиливающих накладок тройниковых соединений.

Некоторые виды усиливающих накладок показаны на рис. 45. Наиболее распространенными являются усиления в виде плоской накладки (рис. 45, *а*) и в виде воротника (рис. 45, *б*). При увеличении размеров плоской накладки она превращается в накладку, охватывающую всю магистральную трубу (рис. 45, *в*). Охватывающая усиливающая накладка может иметь заплечики (рис. 45, *г*). Усиление в виде косынок и подковообразного усиливающего ребра (рис. 45, *е*) вследствие большой жесткости приводит к значительной концентрации напряжений. Кольцевая усиливающая накладка может быть выполнена в виде «воротника» (рис. 45, *д*). При дополнении «воротника» жесткости третьим подковообразным ребром, охватывающим нижнюю часть магистральной линии, получается устройство, изображенное на рис. 45, *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.

Размеры усиливающих накладок усиленных тройниковых соединений определяют по методу «замещения площади». Сущность этого метода заключается в том, что металл, удаленный из стенки магистральной трубы, замещают таким же количеством металла, который устанавливают в месте соединения в виде усиления. При этом влияние усиления эффективно только в пределах «области усиления», размеры которой устанавливаются в соответствии с рис. 46.

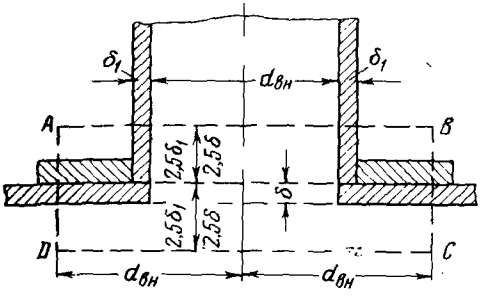


Рис. 46. Размеры «области усиления» тройниковых соединений.

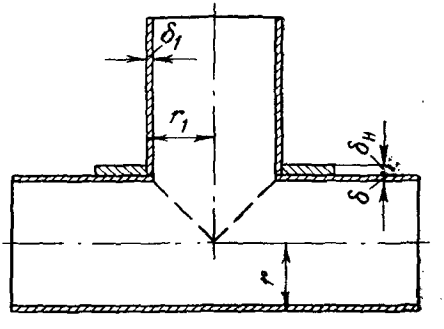


Рис. 47. Равнопроходный тройник с усилением плоской накладкой.

Таким образом, в любом диаметральном сечении отверстия площадь металла, вырезанного из магистральной трубы для образования отверстия, должна быть компенсирована металлом, надежно соединенным со стенкой сосуда в пределах зоны $ABCD$. Площадь сечения металла в пределах указанной зоны с учетом сечения швов должна быть не меньше $2d_{вн}\,\delta$, где δ — толщина стенки магистральной трубы, $d_{вн}$ — внутренний диаметр ответвления.

Коэффициент интенсификации напряжений равнопроходного тройника, усиленного плоской накладкой (рис. 47), определяют по формуле

$$i = 0{,}9\left(\frac{r}{\delta}\right)^{2/3}\left(1+\frac{\delta_н}{2\delta}\right)^{-5/3}, \qquad (4.23)$$

где i — коэффициент интенсификации напряжений;
r — радиус магистральной трубы тройника;
δ — толщина стенки магистральной трубы тройника;
$\delta_н$ — толщина плоской накладки.

§ 34. 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 усилений 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.

§ 35. Расчет конических переходов

Геометрическая схема конического перехода от одного диаметра трубопровода к другому показана на рис. 48.

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

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

$$\sigma_{\text{кольц}} = -C_1 + \frac{pr}{\delta\, n \cos\alpha} \mp 0{,}546\, C_3; \qquad (4.24)$$

для цилиндра

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

$$\sigma_{\text{кольц}} = -C_2 + \frac{pr}{\delta} \mp 0{,}546\, n^2 C_3. \qquad (4.25)$$

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

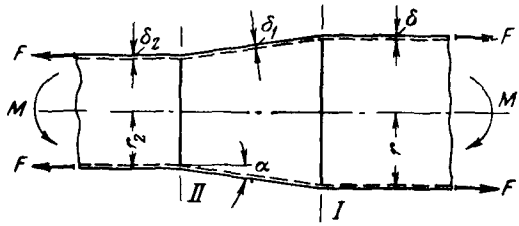


Рис. 48. Конический переход от одного диаметра трубопровода к другому.

для конуса

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

$$\sigma_{\text{кольц}} = C_1 + \frac{pr}{\delta_2\, n \cos\alpha} \pm 0{,}546\, C_3; \qquad (4.26)$$

для цилиндра

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

$$\sigma_{\text{кольц}} = C_2 + \frac{pr_2}{\delta_2} \pm 0{,}546\, n^2 C_3. \qquad (4.27)$$

В уравнениях (4. 24) — (4. 27) 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 $\left(\text{превышающем } 2\sqrt{\frac{r\delta_1}{\cos\alpha}}\right)$ 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

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

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

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

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 (4. 24) — (4. 27) приняты обозначения:

r — радиус большего трубопровода в *см*;
r_2 — радиус меньшего трубопровода в *см*;
δ — толщина стенки большего 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/см*^{2};

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 *кГсм*.

§ 36. Сферические заглушки

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

Геометрические размеры таких заглушек (рис. 49) должны удовлетворять следующим соотношениям:

$$r_в \geqslant \frac{2h^2}{D_н}, \quad r_в \geqslant 0{,}1\,D_н, \qquad \varrho_в \leqslant D_н, \quad h \geqslant 0{,}2\,D_н. \tag{4.28}$$

Толщину стенки заглушки, удовлетворяющей этим соотношениям, определяют по формуле

$$\delta = \frac{D_н p n}{2R^н k m}, \tag{4.29}$$

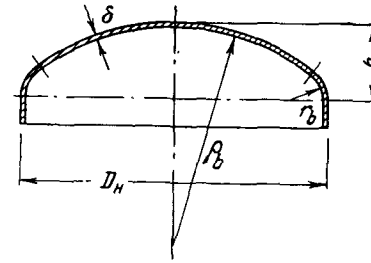


Рис. 49. Выпуклая заглушка.

где δ — толщина стенки заглушки в *см*;

$D_н$ — наружный диаметр заглушки в *см*;

p — внутреннее давление в *кГ/см*^{2};

$R^н$ — нормативное сопротивление материала в *кГ/см*^{2};

k — коэффициент однородности;

n — коэффициент перегрузки;

m — коэффициент условий работы.

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 бóльшую величину h; при этом наиболее благо-

приятным с точки зрения работы конструкции является случай, когда

$$h = \frac{D_н}{2}.$$

Для торисферической заглушки желательно, чтобы радиус тора $r_в$ был по возможности максимальным.

§ 37. Линзовые компенсаторы

Линзовые компенсаторы предназначаются для компенсации температурных деформаций трубопроводов, по которым транспортируются газы или пар под давлением не более 6 *кГ/см*². Они представляют собой гибкую вставку в трубопровод, образованную кольцевыми пластинками и элементами торовой оболочки (рис. 50).

К линзовым компенсаторам могут быть отнесены также и гибкие вставки более простой формы, состоящие из кольцевых пластинок и цилиндрической оболочки (рис. 51).

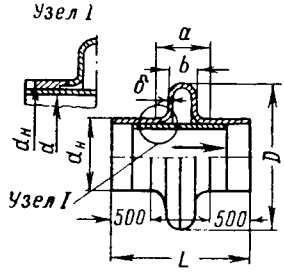


Рис. 50. Схема линзового компенсатора с торообразными вставками.

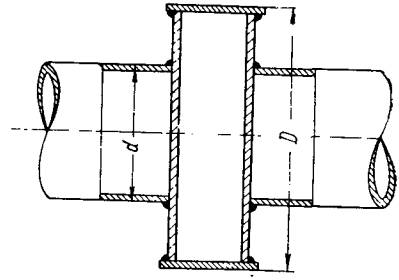


Рис. 51. Схема линзового компенсатора с плоскими кольцевыми вставками.

Число гибких вставок (линз) может быть разным, но, как правило, не превышает шести. Ширину линзы b назначают в зависимости от конструктивных соображений.

Основными геометрическими характеристиками линзовых компенсаторов являются: диаметр линзы D, толщина ее стенки δ и отношение диаметра трубопровода d к диаметру линзы D (в дальнейшем обозначается β).

Расчет компенсаторов заключается в определении следующих допустимых величин: внутреннего давления газа или пара в компенсаторе (или толщины стенки линзы при заданном давлении), температурного удлинения трубопровода, которое может быть воспринято линзой, и распора, передаваемого компенсатором на мертвые опоры системы.

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

В 1953 г. ВНИИСТ были проведены широкие испытания линзовых компенсаторов для трубопроводов диаметром от 200 до 1400 *мм*, показавшие достаточно хорошее совпадение экспериментальных данных с теоретическими предпосылками С. Н. Соколова. Вместе с тем эти испытания показали некоторые неиспользуемые резервы прочности линзовых компенсаторов, что позволило рекомендовать увеличить допускаемую осадку компенсаторов в 1,5 раза; при этом их распор возрастает в 1.25 раза.

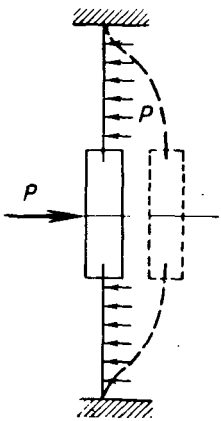


Рис. 52. Расчетная схема линзы по С. Н. Соколову.

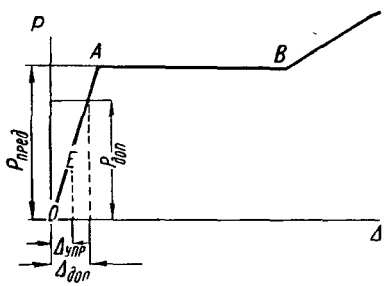


Рис. 53. График зависимости p — Δ по С. Н. Соколову.

Сущность указанного метода расчета заключается в следующем. Расчетная схема сводится к рассмотрению упруго-пластического изгиба кольцевой пластины, защемленной по внутреннему и наружному контурам (рис. 52).

При построении практического метода расчета линзовых компенсаторов С. Н. Соколов исходил из условной диаграммы их работы (рис. 53), представляющей зависимость осадки Δ от осевого усилия P, действующего на компенсатор. Нетрудно заметить, что последняя напоминает идеализированную диаграмму зависимости между усилиями и удлинениями металлических стержней при растяжении, называемую иногда диаграммой Прандтля. Однако график рис. 53 принципиально отличается от диаграммы Прандтля тем, что на его линейной части OA имеется довольно значительный участок EA, в пределах которого развиваются пластические деформации.

Таким образом, чисто упругой работе металла отвечает лишь участок OE. Прямолинейность участка EA объясняется взаимно погашающим влиянием двух факторов: появлением зон пластиче-

ского течения в металле (что уменьшает жесткость компенсатора) и появлением мембранных напряжений в пластине (что, как известно, увеличивает жесткость последней). За предельную осевую нагрузку на компенсатор принимается нагрузка $P_{пред}$, соответствующая площадке текучести AB. Введением некоторого коэффициента запаса получают величину допускаемого продольного усилия. Соответствующую этой нагрузке осадку принимают за допускаемую осадку $\Delta_{доп}$, которая и определяет компенсирующую способность линзового компенсатора.

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

Минимальная толщина стенки линзы определяется по следующей формуле:

$$\delta = \lambda d \sqrt{\frac{k'' p_{проб}}{\sigma_т}}, \qquad (4.30)$$

где δ — толщина стенки линзы в *мм*;
d — диаметр трубы в *см*;
$p_{проб}$ — испытательное давление при опрессовке в *кГ/см²*;
$\sigma_т$ — предел текучести стали, из которой изготовлена линза, в *кГ/см²*;
k'' — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,1;
λ — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$; величина этого коэффициента находится из выражения

$$\lambda = \sqrt{\frac{(1-\beta)(1-\beta^2)}{8\beta^2(3+\beta)}}. \qquad (4.31)$$

Для определения допускаемой осадки одной линзы компенсатора применяется формула

$$\Delta' = \frac{3\sigma_т}{4Ek'} \frac{d^2}{\delta} \alpha_1; \qquad (4.32)$$

здесь Δ' — допускаемая осадка в *мм*;
E — модуль упругости стали в *кГ/см²*;
k' — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,2 при рабочем давлении $p_{раб} \leqslant 2{,}5$ *ат*, или 1,3 при $2{,}5$ *ат* $< p_{раб} \leqslant 6$ *атм*;
α_1 — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$, определяемый по формуле

$$\alpha_1 = \frac{6{,}9}{1-\beta}\left(\frac{1-\beta^2}{\beta^2} - \frac{4\ln^2\beta}{1-\beta^2}\right). \qquad (4.33)$$

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

$$\Delta = 2\Delta' - \left(\alpha_3 - \frac{\alpha_2}{k'}\right)\frac{p_{раб} d^4}{E\,\delta^3}, \qquad (4.34)$$

где Δ — допускаемая осадка в *мм*;

$p_{раб}$ — рабочее давление в *кГ/см²*;

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

$$\alpha_2 = 0{,}286\,\frac{(1-\beta)(1+2\beta)}{\beta^2}\left(\frac{1-\beta^2}{\beta^2} - \frac{4\ln^2\beta}{1-\beta}\right), \qquad (4.35)$$

$$\alpha_3 = 0{,}850\left[0{,}75 - \frac{1}{\beta^2} + \frac{0{,}25}{\beta^4} + \ln\beta\left(\frac{1}{\beta^2} + \frac{4\ln\beta}{1-\beta^2}\right)\right]. \qquad (4.36)$$

Размерности остальных величин в формулах (4. 32) и (4. 34) — *кГ* и *см*.

В виду того, что второе слагаемое в правой части формулы (4. 34) достаточно мало по сравнению с первым, можно без особого ущерба для точности определять допускаемую осадку Δ по более простой формуле

$$\Delta = 2\Delta'. \qquad (4.37)$$

Температурный распор компенсатора, равный одновременно усилию предварительной растяжки компенсатора:

$$P' = \frac{1{,}25\,\delta^2}{1-\beta}\,\frac{\pi\sigma_т}{k'}. \qquad (4.38)$$

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

$$P'' = \frac{p_{раб} d^2}{k'}\varphi. \qquad (4.39)$$

Размерности величин, входящих в формулы (4. 38) и (4. 39), также *кГ* и *см*; φ — коэффициент, зависящий от отношения $\beta = \frac{d}{D}$, определяемый по формуле

$$\varphi = \frac{\pi}{12}\,\frac{(1-\beta)(1+2\beta)}{\beta^2}, \qquad (4.40)$$

Таким образом, полный распор компенсатора на мертвые опоры трубопровода

$$R = P' + P''. \tag{4.41}$$

При наличии заглушки или задвижки усилие на мертвую опору будет

$$R_{max} = R + \frac{\pi d^2}{4} p_{раб}. \tag{4.42}$$

Для подсчета числа линз необходимо пользоваться формулой

$$i = \frac{\Delta_м}{\Delta}, \tag{4.43}$$

где i — число линз;

Δ — компенсирующая способность (допускаемая осадка) одной линзы;

Таблица 40

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	0,105	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

$\Delta_м$ — 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. 40.

Если линзовые компенсаторы изготовляются из стали марки Ст. 3, то, подставив в приведенные выше формулы значения $\sigma_т = 2400$ *кГ/см²* и $E = 2{,}1 \cdot 10^6$ *кГ/см²*, можно получить более простые расчетные формулы, имеющие вид:

$$\delta = \frac{Ad}{1000}, \tag{4.44}$$

$$\Delta' = B\frac{d^2}{\delta \cdot 10^4}, \tag{4.45}$$

$$\Delta = 2\Delta' - C\frac{d^4}{\delta^3 \cdot 10^8}, \tag{4.46}$$

$$P' = 7850\frac{\delta^2}{1-\beta}, \tag{4.47}$$

$$P'' = E\,d^2. \tag{4.48}$$

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/см²*, значения коэффициентов A, B, C и E могут быть получены по графикам, представленным на рис. 54—57.

В табл. 42 и 43 приведены основные геометрические и расчетные параметры для линзовых компенсаторов из углеродистой стали, предназначаемых для трубопроводов с условным диаметром $D_у$ от 150 до 2400 *мм*, по которым транспортируются неагрессивные среды с температурой не свыше 300° С.

При пользовании этими таблицами необходимо иметь в виду, что с целью сокращения числа штампов для изготовления полулинз размеры линз для давлений от 0,2 до 1,0 *кГ/см²* были приняты по большему давлению. То же относится и к диапазону давлений от 2,5 до 6,0 *кГ/см²*. Таким образом, компенсаторы, подобранные по данным табл. 41 и 42, не всегда обладают оптимальными параметрами.

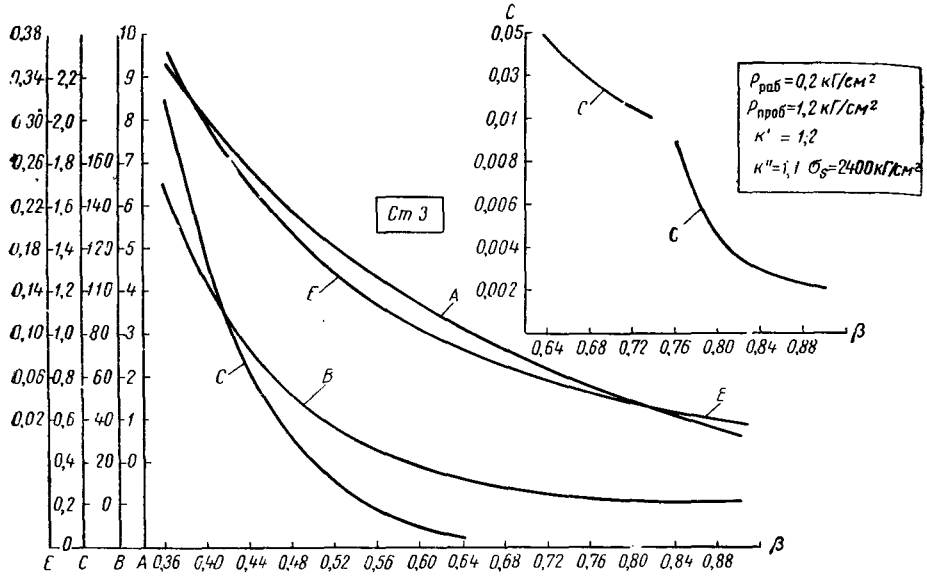


Рис. 54. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $p_{раб}$ = 0,2 кГ/см² ($p_{проб}$ = 1,2 кГ/см²).

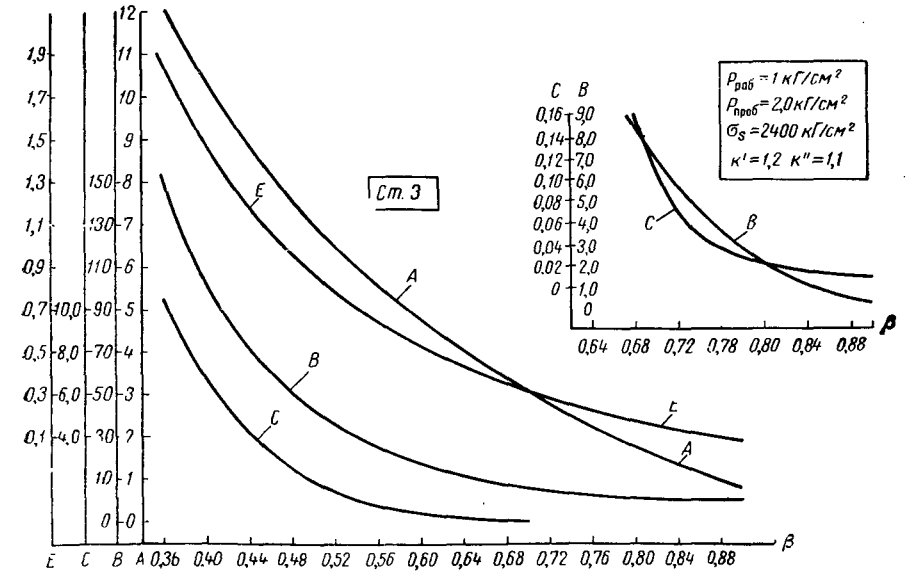


Рис. 55. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $p_{раб}$ = 1 кГ/см² ($p_{проб}$ = 2,0 кГ/см²).

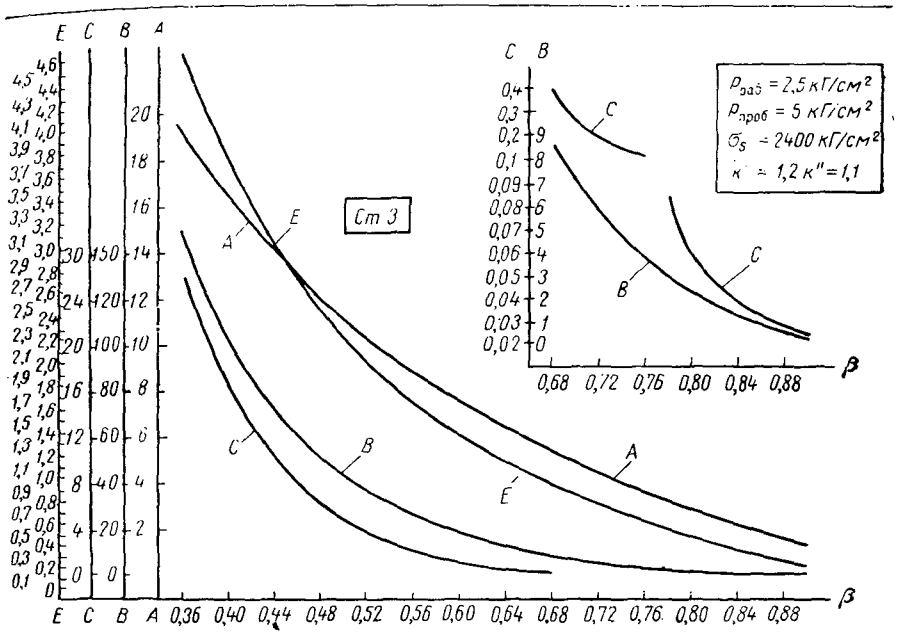


Рис. 56. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст.3, работающих при давлении $p_{раб}$ = 2,5 *кГ/см²* ($p_{проб}$ = 5,0 *кГ/см²*).

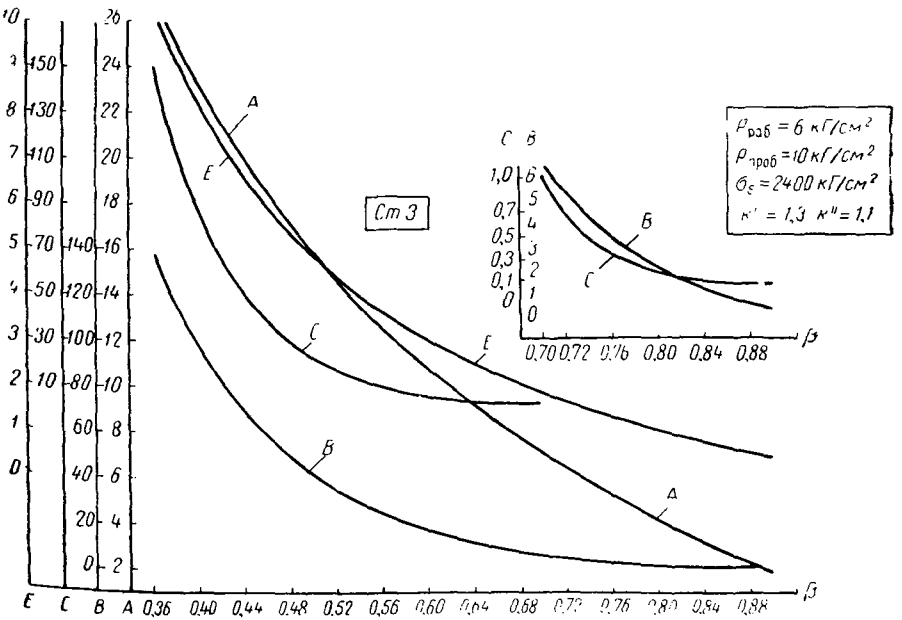
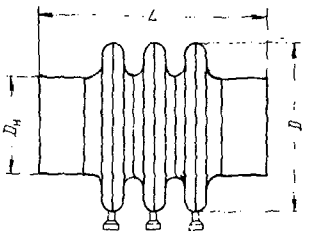


Рис. 57. Вспомогательный график для расчета линзовых компенсаторов, изготовленных из стали марки Ст. 3, работающих при давлении $p_{раб}$ = 6,0 *кГ/см²*

Таблица 42

Технические характеристики



линзовых компенсаторов

Условный проход D_y, мм	Полная компенсирующая способность одной линзы Δ, мм					Предварительная деформация одной линзы Δ′, мм					Силы (реакции)									
											Упругости компенсатора p', кг					от внутреннего давления P'', кГ				
	p_y, кГ/см²					p_y, кГ/см²					p_y, кГ/см²					p_y, кГ/см²				
	0,2	1	2,5	4	6	0,2	1	2,5	4	6	0,2	1	2,5	4	6	0,2	1	2,5	4	6
100	48,0	48,0	15,0	15,0	9,5	24,0	24,0	7,5	7,5	5,0	650	650	750	710	1340	85	430	540	840	1210
125	49,0	49,0	15,0	15,0	9,5	24,5	24,5	8,0	8,0	5,0	670	670	800	750	1440	110	550	650	1000	1440
150	51,0	51,0	16,0	16,0	9,5	26,0	26,0	8,5	8,5	5,0	700	700	800	815	1540	130	660	750	1155	1670
175	50,0	49,0	14,0	14,0	9,0	25,0	25,0	7,5	7,5	5,0	740	740	930	880	1660	150	730	850	1330	1900
200	50,0	49,0	14,0	15,0	9,0	25,0	25,0	7,5	7,5	5,0	780	780	1000	950	1780	160	800	950	1490	2140
250	44,0	49,0	14,0	14,0	9,0	22,5	22,5	7,5	7,5	5,0	860	860	1110	1520	2590	180	890	1180	1830	2620
300	42,0	41,0	16,0	14,0	9,0	21,5	21,5	8,6	7,5	5,0	940	940	1170	1590	2720	200	1000	1500	2340	3390
350	49,0	39,0	16,0	14,0	8,5	25,0	20,5	8,5	7,5	5,0	975	1400	1760	2270	4470	245	1230	1840	2860	4140
400	57,0	46,0	16,0	14,0	8,5	29,0	24,0	8,5	7,5	5,0	995	1430	1900	2440	4790	305	1500	2060	3200	4650
450	55,0	45,0	16,0	13,5	8,0	28,0	23,5	8,5	7,0	4,5	1050	1530	2040	2640	5180	330	1630	2270	3500	5040
500	54,0	44,0	15,0	13,0	8,0	27,5	23,0	8,0	7,0	4,5	1120	1610	2210	2830	5560	350	1760	2410	3770	5480
600	52,0	42,0	14,0	12,5	8,0	26,5	22,0	8,0	7,0	4,5	1250	1790	2490	3210	6290	400	2050	2840	4420	6420
700	51,0	41,0	14,0	12,0	7,5	26,0	22,0	7,5	6,5	4,5	1360	1960	2750	3550	6970	450	2250	3190	4990	7200
800	51,0	41,0	13,5			26,0	21,5	7,5			1480	2120	3030			500	2530	3660		
900	42,0	41,0	12,5			21,5	21,5	7,0			2290	3120	3330			560	2800	4000		
1000	41,0	40,0	12,5			21,0	21,0	7,0			2470	3350	3630			610	3070	4390		
1100	41,0	40,0				21,0	21,0				2650	3590				660	3330			
1200	40,0	39,0				20,5	20,5				2820	3830				720	3590			
1400	39,0					20,0					3170					820				
1500	38,0					19,5					3350					870				
1600	38,0					19,5					3520					940				
1800	37,0					19,0					3860					1020				
2000	36,0					19,0					4210					1130				
2200	34,0					18,5					4550					1280				
2400	32,0					17,5					4910					1340				

ГЛАВА ПЯТАЯ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

§ 38. 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 погонный метр 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 пропорциональ-

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

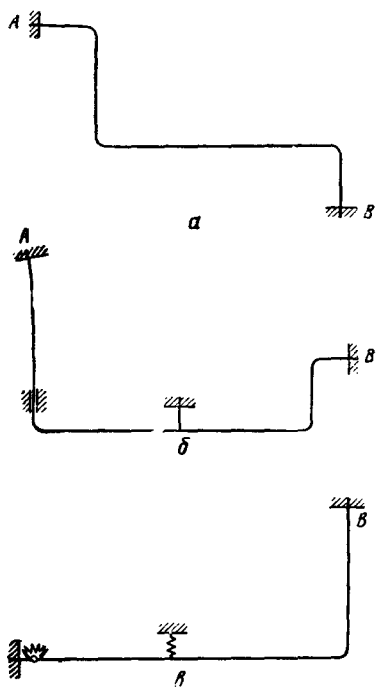


Рис. 58. Плоские простые трубопроводы.

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

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.

Простые трубопроводы. 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 и промежуточных опор. В зависимости от характера промежуточных опор плоские простые трубопроводы делятся на трубопроводы без промежуточных опор (рис. 58, *а*), с промежуточными жесткими опорами (рис. 58, *б*) и с промежуточными упругими опорами (рис. 58, *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. 59, *а*), с промежуточными жесткими опорами (рис. 59, *б*) и с промежуточными упругими опорами (рис. 59, *в*).

Сложные трубопроводы. Трубопроводы называются сложными, если они имеют хотя бы один подвиж-

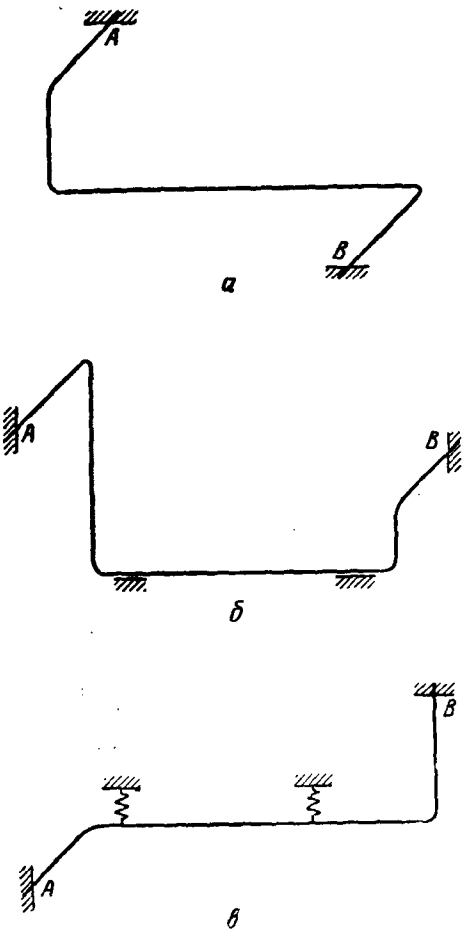


Рис. 59. Пространственные простые трубопроводы.

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

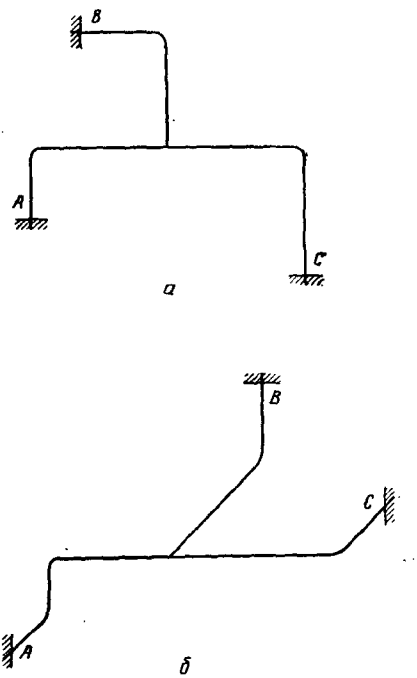


Рис. 60. Сложные трубопроводы.

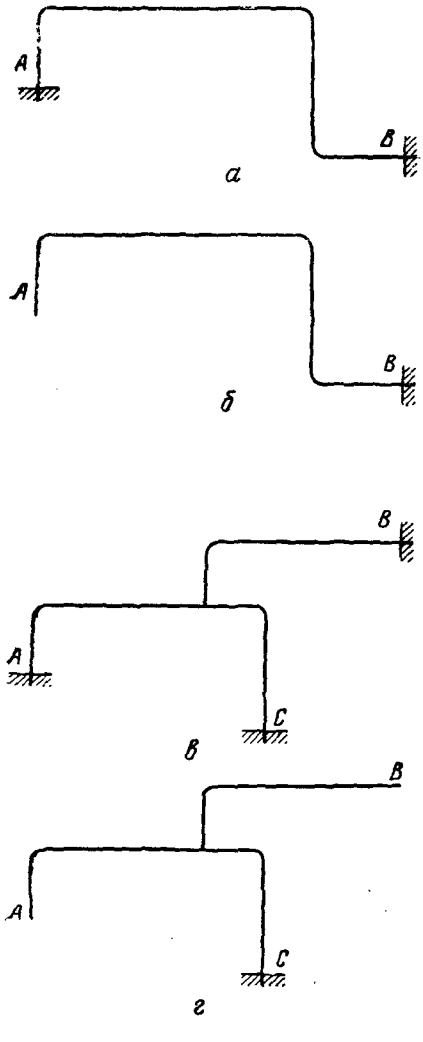
а — плоский сложный трубопровод без промежуточных опор; *б* — пространственный сложный трубопровод без промежуточных опор.

ный 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. 60.

§ 39. 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 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. 61, *а*, представляет собой трижды статически неопределимую систему, так как для его превращения в статически определимую систему

Рис. 61. Схемы участков трубопроводов и их основные системы.

а — 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.

(рис. 61, *б*) необходимо удалить одновременно три связи: две связи, препятствующие горизонтальному и вертикальному смещениям конца *А* участка, и третью связь, препятствующую повороту этого конца. Участок же трубопровода, изображенный на рис. 60, *в*, представляет собой шесть раз статически неопределимую систему, так как для превращения его в статически определимую систему (рис. 61, *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).

§ 40. 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. 62.

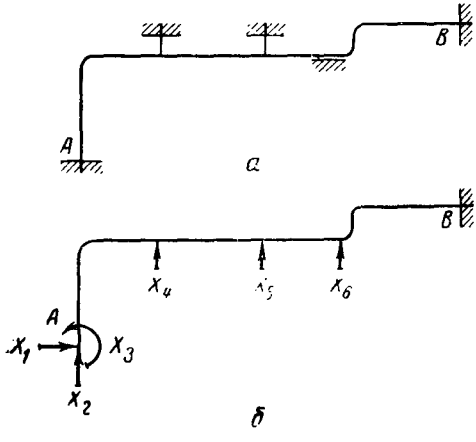


Рис. 62. Плоский простой трубопровод и его основная система.

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

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. 62, *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. Обозначим искомый изгибающий момент в произвольном сечении плоского простого трубопровода через M, нормальную силу — через N, поперечную силу — через Q. Тогда будем иметь

$$\begin{aligned} M &= M_1X_1 + M_2X_2 + \ldots + M_iX_i + \ldots + M_nX_n, \\ N &= N_1X_1 + N_2X_2 + \ldots + N_iX_i + \ldots + N_nX_n, \\ Q &= Q_1X_1 + Q_2X_2 + \ldots + Q_iX_i + \ldots + Q_nX_n; \end{aligned} \qquad (5.1)$$

здесь M_i, N_i и Q_i — 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, N_i и Q_i 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 загружена еще и всеми основными неизвестными. Задача состоит в том, что нужно рассчитать заданную сложную систему на заданную простую, вполне известную нагрузку; рассчитывается же простая основная система на сложную, частью неизвестную нагрузку. Обе задачи по существу тождественны между собой, но в то время как для первой задачи не существует прямого решения, вторая всегда может быть решена при помощи системы линейных уравнений, содержащих все основные неизвестные.

Если рассматриваемый плоский простой трубопровод содержит n лишних связей, то в общем виде система n уравнений может быть записана следующим образом:

$$\begin{aligned}
&\delta_{11} X_1 + \delta_{12} X_2 + \delta_{13} X_3 + \ldots + \delta_{1n} X_n + \Delta_{1t} + \Delta_{1c} = 0;\\
&\delta_{21} X_1 + \delta_{22} X_2 + \delta_{23} X_3 + \ldots + \delta_{2n} X_n + \Delta_{2t} + \Delta_{2c} = 0; \qquad (5.2)\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots;\\
&\delta_{n1} X_1 + \delta_{n2} X_2 + \delta_{n3} X_3 + \ldots + \delta_{nn} X_n + \Delta_{nt} + \Delta_{nc} = 0,
\end{aligned}$$

где δ_{11}, δ_{12}, . . . δ_{1n} . . . δ_{21}, δ_{22} . . . δ_{nn} — единичные перемещения основной системы, увеличенные в E_0J_0 раз, Δ_{1t}, Δ_{2t}, . . . Δ_{nt} — температурные перемещения в основной системе, увеличенные в E_0J_0 раз, Δ_{1c}, Δ_{2c}, . . ., Δ_{nc} — перемещения по направлению неизвестных X_1, X_2, . . . X_n, вызываемые в основной системе перемещением опор, также увеличенные в E_0J_0 раз, X_1, X_2 . . . X_n — основные неизвестные.

Уравнения (5. 2) называются каноническими уравнениями метода сил, или уравнениями перемещений. Они содержат в себе полное решение задачи.

Выясним смысл этих уравнений. Рассмотрим, например, содержание первого уравнения системы (5. 2). Первый член этого уравнения имеет вид $\delta_{11}X_1$. Множитель δ_{11} есть перемещение точки приложения силы X_1 по направлению той же силы, вызванное силой $X_1 = 1$, а произведение $\delta_{11} X_1$, очевидно, при любом значении силы X_1 выражает собой перемещение той же точки по тому же направлению, вызванное силой X_1. Второй член $\delta_{12} X_2$ представляет перемещение той же точки по тому же направлению от силы X_2 и т. д. Последние (свободные) члены Δ_{1t} и Δ_{1c} выражают собой перемещения в том же месте

и по тому же направлению, но вызванные изменением температуры трубопровода и смещением неподвижных опор.

Следовательно, вся левая часть первого уравнения представляет собой алгебраическую сумму перемещений точки приложения силы X_1 по направлению этой силы, вызванных всеми действующими силами, или, что то же самое — суммарное перемещение точки 1 по направлению 1. Согласно условию это перемещение равно нулю, так как в заданной системе оно отсутствует.

Таков геометрический смысл канонических уравнений.

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, $k = 1, 2, 3 \ldots n$), температурных перемещений Δ_{it} и перемещений опор Δ_{ic};

3) составляется и решается система канонических уравнений метода сил;

4) по уравнениям (5. 1) определяются усилия в сечениях трубопровода.

§ 41. Определение единичных перемещений плоских простых трубопроводов

Единичные перемещения плоских простых трубопроводов определяются по формуле

$$\delta_{ik} = \sum \int_{(s)} \frac{\nu M_i M_k}{k} ds, \qquad (5.3)$$

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. 63). 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. 63.

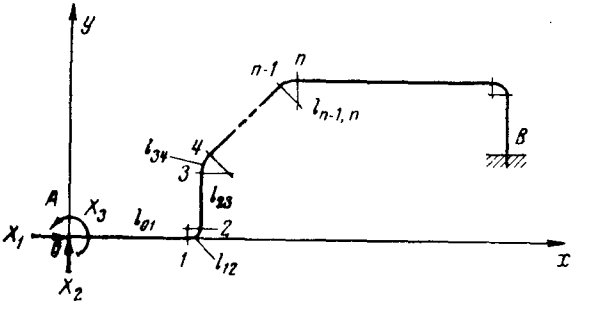


Рис. 63. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода без промежуточных опор.

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

$$\delta_{11} = \sum \bar{\delta}_{11};$$

$$\delta_{22} = \sum \bar{\delta}_{22};$$

$$\delta_{33} = \sum \bar{\delta}_{33};$$

$$\delta_{12} = \sum \bar{\delta}_{12}; \qquad (5.4)$$

$$\delta_{23} = \sum \bar{\delta}_{23};$$

$$\delta_{13} = \sum \bar{\delta}_{13};$$

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.

Суммирование в формулах (5. 4) распространяется на все элементы рассматриваемого трубопровода, которые могут быть как прямолинейными, так и криволинейными.

Произвольно расположенный прямолинейный элемент показан на рис. 64; его положение на плоскости определяется координатами концов x_{n-1}, y_{n-1}, x_n и y_n.

Для прямолинейных элементов трубопровода

$$\bar{\delta}_{11} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n + y_{n-1}}{2}\right)^2 + \frac{(y_n - y_{n-1})^2}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{22} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2}\right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{33} = \nu\, l_{n-1,\,n}; \qquad (5.5)$$

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

$$\bar{\delta}_{23} = -\nu\, l_{n-1,\,n}\,\frac{x_n + x_{n-1}}{2};$$

$$\bar{\delta}_{13} = \nu\, l_{n-1,\,n}\,\frac{y_n + y_{n-1}}{2},$$

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.

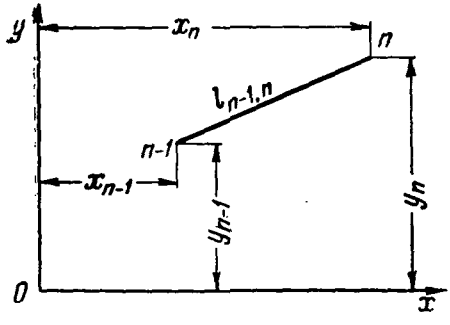


Рис. 64. Произвольно расположенный прямолинейный элемент.

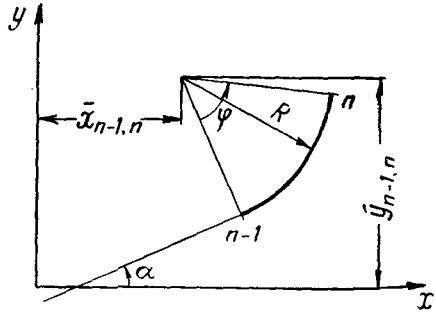


Рис. 65. Произвольно расположенный криволинейный элемент.

Произвольно расположенный криволинейный элемент трубопровода, очерченный по дуге окружности, показан на рис. 65. 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.

Для подобных криволинейных элементов

$$\bar{\delta}_{11} = l_\Phi\left(\bar{y}^2_{n-1,n}C_1 - 2R\bar{y}_{n-1,n}C_2 + R^2C_4\right);$$

$$\bar{\delta}_{22} = l_\Phi\left(\bar{x}^2_{n-1,n}C_1 + 2R\bar{x}_{n-1,n}C_3 + R^2C_5\right);$$

$$\bar{\delta}_{33} = l_\Phi C_1; \qquad (5.6)$$

$$\bar{\delta}_{12} = l_\Phi\left(-\bar{x}_{n-1,n}\bar{y}_{n-1,n}C_1 + R\bar{x}_{n-1,n}C_2 - R\bar{y}_{n-1,n}C_3 + R^2C_6\right);$$

$$\bar{\delta}_{23} = l_\Phi\left(-\bar{x}_{n-1,n}C_1 - RC_3\right);$$

$$\bar{\delta}_{13} = l_\Phi\left(\bar{y}_{n-1,n}C_1 - RC_2\right);$$

где $l_\Phi = \frac{\nu R}{k}$;

$$C_1 = \varphi;$$

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

$$C_3 = 2\sin\frac{\varphi}{2}\sin\left(\alpha + \frac{\varphi}{2}\right); \qquad (5.7)$$

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

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

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

$\bar{x}_{n-1,n}$, $\bar{y}_{n-1,n}$ — 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 четвертой);

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. 43.

Таблица 43

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

a	$\varphi°$	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. 66). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакция промежуточной опоры. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 66, где m — точка приложения реакции промежуточной опоры.

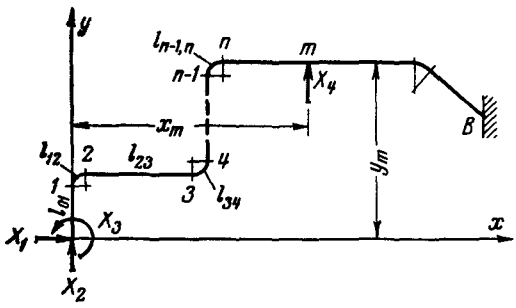


Рис. 66. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию.

Единичными перемещениями такого трубопровода являются

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

Перемещения δ_{11}, δ_{22}, δ_{33}, δ_{12}, δ_{23} и δ_{13} находят по формулам (5. 4), а остальные — определяют по следующим формулам:

$$\delta_{44} = \sum \bar{\delta}_{44};$$

$$\delta_{14} = \sum \bar{\delta}_{14};$$

$$\delta_{24} = \sum \bar{\delta}_{24}; \qquad (5.8)$$

$$\delta_{34} = \sum \bar{\delta}_{34},$$

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

Суммирование в формулах (5. 8) распространяется на элементы трубопровода с номерами $n - 1 \geqslant m$, 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 (рис. 64)

$$\bar{\delta}_{44} = \nu l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m\right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{14} = -\nu l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m\right)\frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \right.$$

$$\left. + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12}\right]; \qquad (5.9)$$

$$\bar{\delta}_{24} = \nu l_{n-1,\,n}\left[\frac{x_n + x_{n-1}}{2}\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m\right) + \right.$$

$$\left. + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{34} = -\nu l_{n-1,\,n}\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m\right);$$

здесь x_m — абсцисса точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\bar{\delta}_{44} = l_\Phi [(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m)^2 C_1 + 2R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m) C_3 + R^2 C_5];$$

$$\bar{\delta}_{14} = l_\Phi [-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m)\bar{y}_{n-1,\,n} C_1 + R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m) C_2 - R\bar{y}_{n-1,\,n} C_3 + R^2 C_6]; \quad (5.10)$$

$$\bar{\delta}_{24} = l_\Phi \left[\bar{x}_{n-1,\,n}(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m) C_1 + 2R\left(\bar{x}_{n-1,\,n} - \frac{x_m}{2}\right) C_3 + R^2 C_5\right];$$

$$\bar{\delta}_{34} = l_\Phi [-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m) C_1 - RC_3];$$

здесь x_m — абсцисса точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 7).

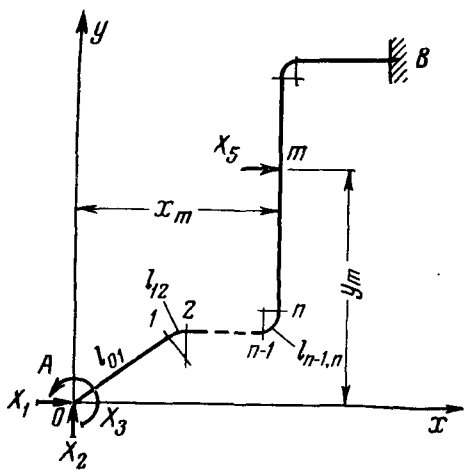


Рис. 67. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию.

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. 67). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакция промежуточной опоры.

Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 67, 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 δ_{11}, δ_{22}, δ_{33}, δ_{12}, δ_{23} и δ_{13} находят по формулам (5. 4), а остальные определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned}\delta_{55} &= \sum \bar{\delta}_{55};\\ \delta_{15} &= \sum \bar{\delta}_{15};\\ \delta_{25} &= \sum \bar{\delta}_{25};\\ \delta_{35} &= \sum \bar{\delta}_{35}.\end{aligned} \qquad (5.11)$$

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 (рис. 64)

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{55} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right)^2+\frac{(y_n-y_{n-1})^2}{12}\right];\\ \bar{\delta}_{15} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right)\frac{y_n+y_{n-1}}{2}+\frac{(y_n-y_{n-1})^2}{12}\right];\\ \bar{\delta}_{25} &= -\nu\, l_{n-1,\,n}\left[\frac{x_n+x_{n-1}}{2}\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right)+\right.\\ &\qquad \left.+\frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right];\\ \bar{\delta}_{35} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right);\end{aligned} \qquad (5.12)$$

здесь y_m — ордината точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\begin{aligned}\bar{\delta}_{55} &= l_\Phi\left[(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)^2 C_1-2R(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)C_2+R^2C_4\right];\\ \bar{\delta}_{15} &= l_\Phi\left[\bar{y}_{n-1,\,n}(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)C_1-2R\left(\bar{y}_{n-1,\,n}-\frac{y_m}{2}\right)C_2+R^2C_4\right];\\ \bar{\delta}_{25} &= l_\Phi\left[-\bar{x}_{n-1,\,n}(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)C_1+R\bar{x}_{n-1,\,n}C_2-\right.\\ &\qquad \left.-R(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)C_3+R^2C_6\right];\\ \bar{\delta}_{35} &= l_\Phi\left[(\bar{y}_{n-1,\,n}-y_m)C_1-RC_2\right],\end{aligned} \qquad (5.13)$$

где y_m — ордината точки приложения реакции промежуточной опоры; значения остальных величин те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 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. 68). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и компоненты реакции промежуточной опоры. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 68, где m — точка расположения промежуточной опоры.

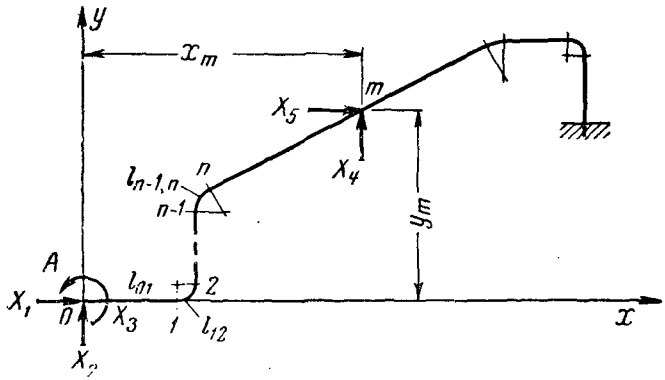


Рис. 68. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с одной неподвижной промежуточной опорой.

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 (5. 4), (5. 8) и (5. 11), а единичное перемещение δ_{45} находят по формуле

$$\delta_{45} = \sum \bar{\delta}_{45}, \tag{5.14}$$

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

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (рис. 64)

$$\bar{\delta}_{45} = -\nu l_{n-1,n}\left[\left(\frac{x_n+x_{n-1}}{2}-x_m\right)\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right)+\right.$$
$$\left.+\frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right], \tag{5.15}$$

где x_m, y_m — координаты точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формуле (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\bar{\delta}_{45} = l_{\Phi}[-(\bar{x}_{n-1,n} - x_m)(\bar{y}_{n-1,n} - y_m)C_1 + R(\bar{x}_{n-1,n} - x_m)C_2 - \\ - R(\bar{y}_{n-1,n} - y_m)C_3 + R^2C_6], \qquad (5.16)$$

где x_m, y_m — координаты точки приложения реакции промежуточной опоры; остальные величины те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 7).

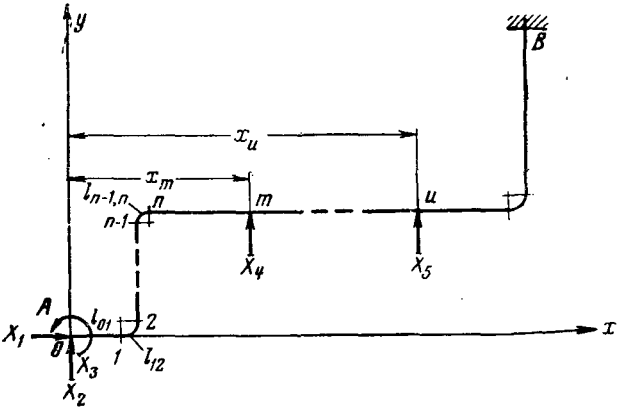


Рис. 69. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции.

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. 69). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 69, где m и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

Единичные перемещения такого трубопровода δ_{11}, δ_{22}, δ_{33}, δ_{44}, δ_{12}, δ_{13}, δ_{14}, δ_{23}, δ_{24}, δ_{34} находят по формулам (5. 4) и (5. 8), остальные

ные единичные перемещения определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned}
\delta_{66} &= \sum \bar{\delta}_{66};\\
\delta_{16} &= \sum \bar{\delta}_{16};\\
\delta_{26} &= \sum \bar{\delta}_{26};\\
\delta_{36} &= \sum \bar{\delta}_{36};\\
\delta_{46} &= \sum \bar{\delta}_{46},
\end{aligned} \tag{5.17}$$

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

Суммирование в формулах (5. 17) распространяется на элементы трубопровода с номерами $n-1 \geqslant u$, 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 (рис. 64)

$$\begin{aligned}
\bar{\delta}_{66} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u\right)^2 + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right];\\
\bar{\delta}_{16} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u\right)\frac{y_n + y_{n-1}}{2} + \right.\\
&\qquad \left. + \frac{(x_n - x_{n-1})(y_n - y_{n-1})}{12}\right];\\
\bar{\delta}_{26} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2}\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u\right) + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right]\right.;\\
\bar{\delta}_{36} &= -\nu\, l_{n-1,\,n}\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u\right);\\
\bar{\delta}_{46} &= \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_m\right)\left(\frac{x_n + x_{n-1}}{2} - x_u\right) + \right.\\
&\qquad \left. + \frac{(x_n - x_{n-1})^2}{12}\right];
\end{aligned} \tag{5.18}$$

здесь x_m и x_u — абсциссы точек приложения реакций промежуточных опор; значения остальных величин, входящих в формулы (5. 18), те же, что и в формулах (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\begin{aligned}
\bar{\delta}_{66} &= l_\Phi [(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u)^2 C_1 + 2R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) C_3 + R^2 C_5];\\
\bar{\delta}_{16} &= l_\Phi [-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u)\bar{y}_{n-1,\,n} C_1 + R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) C_2 -\\
&\qquad - R\bar{y}_{n-1,\,n} C_3 + R^2 C_6];\\
\bar{\delta}_{26} &= l_\Phi \left[\bar{x}_{n-1,\,n}(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) C_1 + 2R\left(\bar{x}_{n-1,\,n} - \frac{x_u}{2}\right) \times\right.\\
&\qquad \left. \times C_3 + R^2 C_5\right]; \qquad (5.19)\\
\bar{\delta}_{36} &= l_\Phi [-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) C_1 - RC_3];\\
\bar{\delta}_{46} &= l_\Phi \left[(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m)(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) C_1 +\right.\\
&\qquad \left. + 2R\left(\bar{x}_{n-1,\,n} - \frac{x_m}{2} - \frac{x_u}{2}\right) C_3 + R^2 C_5\right];
\end{aligned}$$

здесь x_m и x_u — абсциссы точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 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. 70). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 70, где m и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

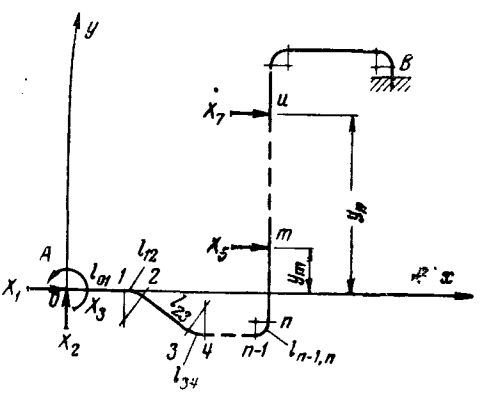


Рис. 70. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции.

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 (5. 4) и (5. 11); остальные единичные перемещения определяются по следующим формулам:

$$\begin{aligned}
\delta_{77} &= \sum \bar{\delta}_{77},\\
\delta_{17} &= \sum \bar{\delta}_{17},\\
\delta_{27} &= \sum \bar{\delta}_{27},\\
\delta_{37} &= \sum \bar{\delta}_{37},\\
\delta_{57} &= \sum \bar{\delta}_{57},
\end{aligned} \qquad (5.20)$$

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 (рис. 64)

$$\bar{\delta}_{77} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_u\right)^2 + \frac{(y_n-y_{n-1})^2}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{17} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_u\right)\frac{y_n+y_{n-1}}{2} + \frac{(y_n-y_{n-1})^2}{12}\right]; \qquad (5.21)$$

$$\bar{\delta}_{27} = -\nu\, l_{n-1,\,n}\left[\frac{x_n+x_{n-1}}{2}\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_u\right) + \frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right];$$

$$\bar{\delta}_{37} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_u\right);$$

$$\bar{\delta}_{57} = \nu\, l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_m\right)\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2} - y_u\right) + \frac{(y_n-y_{n-1})^2}{12}\right];$$

здесь y_m и y_n — ординаты точек приложения реакций промежуточных опор; значения остальных величин те же, что и в формулах (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\bar{\delta}_{77} = l_\Phi [(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u)^2 C_1 - 2R(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_2 + R^2 C_4];$$

$$\bar{\delta}_{17} = l_\Phi \left[\bar{y}_{n-1,\,n}(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_1 - 2R\left(\bar{y}_{n-1,\,n} - \frac{y_u}{2}\right) \times \right.$$

$$\left. \times C_2 + R^2 C_4 \right];$$

$$\bar{\delta}_{27} = l_\Phi [-\bar{x}_{n-1,\,n}(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_1 + R\,\bar{x}_{n-1,\,n} C_2 - R \times \quad (5.22)$$

$$\times (\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_3 + R^2 C_6];$$

$$\bar{\delta}_{37} = l_\Phi [(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_1 - RC_2];$$

$$\bar{\delta}_{57} = l_\Phi \left[(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_m)(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u) C_1 - 2R \times \right.$$

$$\left. \times \left(\bar{y}_{n-1,\,n} - \frac{y_m}{2} - \frac{y_u}{2}\right) C_2 + R^2 C_4 \right];$$

здесь y_m и y_u — ординаты точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 7).

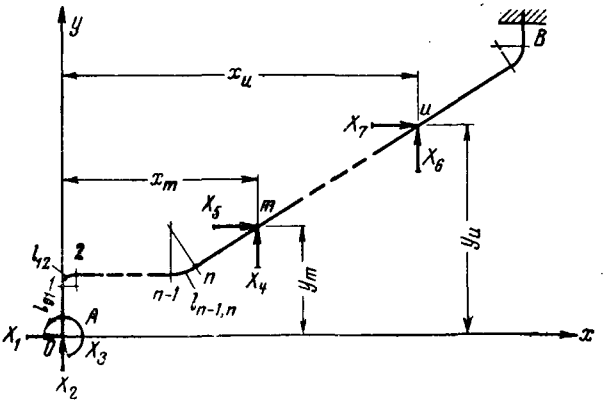


Рис. 71. Основная система и маркировка элементов плоского простого трубопровода с двумя неподвижными промежуточными опорами.

Плоский и 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. 71). Основными неизвестными в этом случае являются компоненты реакции в точке A и реакции промежуточных опор. Элементы трубопровода маркируются в соответствии с рис. 71, где m и u — точки приложения реакций промежуточных опор.

Единичные перемещения такого трубопровода δ_{11}, δ_{22}, δ_{33}, δ_{44}, δ_{55}, δ_{66}, δ_{77}, δ_{12}, δ_{13}, δ_{14}, δ_{15}, δ_{16}, δ_{17}, δ_{23}, δ_{24}, δ_{25}, δ_{26}, δ_{27}, δ_{34}, δ_{35}, δ_{36}, δ_{37}, δ_{45}, δ_{46} и δ_{57} находят по формулам (5. 4), (5. 8), (5. 11), (5. 14), (5. 17) и (5. 20); остальные единичные перемещения определяют по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \delta_{47} &= \sum \overline{\delta}_{47}; \\ \delta_{56} &= \sum \overline{\delta}_{56}; \\ \delta_{67} &= \sum \overline{\delta}_{67}, \end{aligned} \qquad (5.23)$$

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

Для произвольно расположенного прямолинейного элемента трубопровода (рис. 64)

$$\begin{aligned} \overline{\delta}_{47} &= -\nu l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n+x_{n-1}}{2}-x_m\right)\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_u\right)+\right. \\ &\qquad \left.+\frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right]; \\ \overline{\delta}_{56} &= -\nu l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n+x_{n-1}}{2}-x_u\right)\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_m\right)+\right. \\ &\qquad \left.+\frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right]; \\ \overline{\delta}_{67} &= -\nu l_{n-1,\,n}\left[\left(\frac{x_n+x_{n-1}}{2}-x_u\right)\left(\frac{y_n+y_{n-1}}{2}-y_u\right)+\right. \\ &\qquad \left.+\frac{(x_n-x_{n-1})(y_n-y_{n-1})}{12}\right]; \end{aligned} \qquad (5.24)$$

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 (5. 5).

Для произвольно расположенного криволинейного элемента трубопровода, очерченного по дуге окружности (рис. 65):

$$\begin{aligned}
\bar{\delta}_{47} &= l_{\phi}[-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m)(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u)C_1 + R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_m) \times \\
&\times C_2 - R(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u)C_3 + R^2C_6], \\
\bar{\delta}_{56} &= l_{\phi}[-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u)(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_m)C_1 + R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) \times \\
&\times C_2 - R(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_m)C_3 + R^2C_6], \\
\bar{\delta}_{67} &= l_{\phi}[-(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u)(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u)C_1 + R(\bar{x}_{n-1,\,n} - x_u) \times \\
&\times C_2 - R(\bar{y}_{n-1,\,n} - y_u)C_3 + R^2C_6];
\end{aligned} \qquad (5.25)$$

здесь x_m, y_m, x_u и y_u — координаты точек приложения реакций промежуточных опор; остальные величины те же, что и в формулах (5. 6) и (5. 7).

§ 42. Определение температурных перемещений плоских простых трубопроводов

При изменении температуры основной системы точки приложения основных неизвестных получают температурные перемещения (рис. 72), которые пропорциональны расстоянию от закрепленной

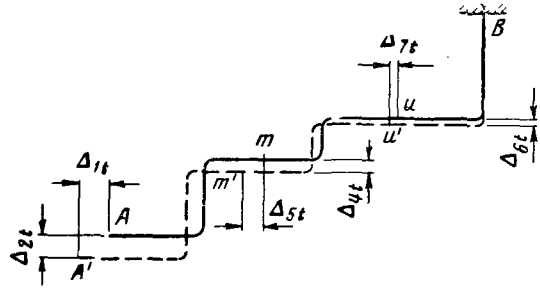


Рис. 72. Температурные перемещения основной системы плоского простого трубопровода.

точки до рассматриваемой, коэффициенту температурного удлинения и разности температур горячего и холодного состояний трубопровода.

Температурные перемещения, увеличенные в E_0I_0 раз, равны:

$$\begin{aligned}
\Delta_{1t} &= -E_0J_0(x_B - x_A)\alpha\Delta t;\\
\Delta_{2t} &= -E_0J_0(y_B - y_A)\alpha\Delta t;\\
\Delta_{3t} &= 0;\\
\Delta_{4t} &= -E_0J_0(y_B - y_m)\alpha\Delta t;\\
\Delta_{5t} &= -E_0J_0(x_B - x_m)\alpha\Delta t;\\
\Delta_{6t} &= -E_0J_0(y_B - y_u)\alpha\Delta t;\\
\Delta_{7t} &= -E_0J_0(x_B - x_u)\alpha\Delta t;
\end{aligned} \qquad (5.26)$$

здесь Δ_{1t}, $\Delta_{2t}\ldots\Delta_{7t}$ — температурные перемещения в основной системе, увеличенные в E_0I_0 раз;

E_0I_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.

§ 43. Решение системы канонических уравнений способом Гаусса

При решении системы канонических уравнений метода сил применяется способ Гаусса (алгоритм или алгорифм Гаусса), представляющий собой способ подстановки, проводимый 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 (5. 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

$$\begin{aligned} &\delta_{11} X_1 + \delta_{12} X_2 + \delta_{13} X_3 + \Delta_{1t} = 0; \\ &\delta_{21} X_1 + \delta_{22} X_2 + \delta_{23} X_3 + \Delta_{2t} = 0; \\ &\delta_{31} X_1 + \delta_{32} X_2 + \delta_{33} X_3 + \Delta_{3t} = 0. \end{aligned} \qquad (5.27)$$

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. 44, 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

$$X_1 = -\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}} X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}} X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}. \qquad (5.28)$$

Полученные результаты выписываем с обратными знаками во второй строке верхнего ряда клеток (табл. 45).

Из сопоставления табл. 45 с выражением (5. 28) видим, что вторая строка верхнего ряда клеток представляет значение X_1, выраженное через другие неизвестные.

Найденное значение X_1 подставляем затем в остальные уравнения системы (5. 27).

Таблица 44

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}

Таблица 45

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

При подстановке во второе уравнение имеем

$$\delta_{21}\left(-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}\right) + \delta_{22}X_2 + \delta_{23}X_3 + \Delta_{2t} = 0. \quad (5.29)$$

Следовательно, только что полученные числа, стоящие во второй строке верхнего ряда клеток табл. 45, 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

$$\delta_{31}\left(-\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}\right) + \delta_{32}X_2 + \delta_{33}X_3 + \Delta_{3t} = 0, \quad (5.30)$$

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. 45 принимает следующий вид (табл. 46).

Таблица 46

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

После приведения подобных членов в уравнениях (5. 29) и (5. 30) будем иметь два следующих уравнения:

$$\begin{aligned}\left(\delta_{22}-\delta_{21}\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}\right)X_2+\left(\delta_{23}-\delta_{21}\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}\right)X_3+\left(\Delta_{2t}-\delta_{21}\frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}\right)=0;\\ \left(\delta_{32}-\delta_{31}\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}\right)X_2+\left(\delta_{33}-\delta_{31}\frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}\right)X_3+\left(\Delta_{3t}-\delta_{31}\frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}\right)=0.\end{aligned} \tag{5.31}$$

Из табл. 46 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

$$\begin{aligned}b_{22}X_2+b_{23}X_3+B_{2t}=0;\\ b_{32}X_2+b_{33}X_3+B_{3t}=0.\end{aligned} \tag{5.32}$$

Коэффициенты и свободные члены уравнений (5. 32) сводим в табл. 47.

Таблица 47

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

Таблица 48

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

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. 47; затем их умножают на b_{32} — коэффициент при X_2 во втором уравнении и произведения помещают во второй строке нижнего ряда клеток табл. 47. В результате получают табл. 48.

После приведения подобных членов имеем одно уравнение с одним неизвестным

$$C_{33}X_3 + C_{3t} = 0. \tag{5.33}$$

Коэффициент и свободный член этого уравнения помещаем в табл. 49. Затем свободный член C_{3t} делим на C_{33} и записываем с обратным знаком (табл. 50). Из последней строчки этой таблицы получаем

$$X_3 = -\frac{C_{3t}}{C_{33}}. \tag{5.34}$$

Таблица 49

X_3	C
C_{33}	C_{3t}

Таблица 50

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

Далее находим X_2 из последней строки табл. 48:

$$X_2 = -\frac{b_{23}}{b_{22}}X_3 - \frac{B_{2t}}{b_{22}} \tag{5.35}$$

и X_1 из табл. 46:

$$X_1 = -\frac{\delta_{12}}{\delta_{11}}X_2 - \frac{\delta_{13}}{\delta_{11}}X_3 - \frac{\Delta_{1t}}{\delta_{11}}. \tag{5.36}$$

На этом решение уравнений заканчивается.

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

$$2X_1 + 4X_2 - 6X_3 + 2X_4 + 6 = 0;$$

$$4X_1 + 11X_2 - 3X_3 - 2X_4 + 18 = 0;$$

$$-6X_1 - 3X_2 + 43X_3 - 20X_4 + 2 = 0;$$

$$2X_1 - 2X_2 - 20X_3 + 3X_4 - 4 = 0,$$

обычных при расчете плоских трубопроводов методом сил.

Решение подобной системы уравнений ведется в форме таблицы особого вида (табл. 51). 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. 51 ведется следующим образом.

Таблица 51

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

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. 51 обозначены буквой K) и делится на $+2$. Частное от деления с обратным знаком

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

помещается во втором контрольном столбце.

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.

§ 44. Определение усилий в элементах плоских простых трубопроводов

После решения системы канонических уравнений и нахождения основных неизвестных X_1, X_2, $X_3 \ldots X_n$ по формулам (5. 1) определяются усилия, действующие в элементах плоских простых трубопроводов от температурного воздействия.

Плоский простой трубопровод без промежуточных опор (рис. 63). Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются по следующим формулам:

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3;$$

$$N_{n-1,\,n} = X_1 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.37)$$

$$Q_{n-1,\,n} = -X_1 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в эти формулы, те же, что и в формулах (5. 5).

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей вертикальную реакцию (рис. 66). Изгибающие моменты, нормальные

и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5. 37);
при $n \geqslant m$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m);$$

$$N_{n-1,\,n} = X_1 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.38)$$

$$Q_{n-1,\,n} = - X_1 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 38), те же, что и в формулах (5. 9).

Плоский простой трубопровод с одной промежуточной опорой, имеющей горизонтальную реакцию (рис. 67). Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5. 37);
при $n \geqslant m$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 + X_5 (y_n - y_m);$$

$$N_{n-1,\,n} = (X_1 + X_5) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.39)$$

$$Q_{n-1,\,n} = - (X_1 + X_5) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 39), те же, что и в формулах (5. 12).

Плоский простой трубопровод с одной неподвижной промежуточной опорой (рис. 68). Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5. 37);
при $n \geqslant m$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) + X_5 (y_n - y_m);$$

$$N_{n-1,\,n} = (X_1 + X_5) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_1) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.40)$$

$$Q_{n-1,\,n} = - (X_1 + X_5) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 40), те же, что и в формулах (5. 15).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими вертикальные реакции (рис. 69). Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5. 37);
при $m \leqslant n < u$ — по формулам (5. 38);
при $n \geqslant u$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) - X_6 (x_n - x_u);$$

$$N_{n-1,\,n} = X_1 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4 + X_6) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.41)$$

$$Q_{n-1,\,n} = - X_1 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4 + X_6) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 41), те же, что и в формулах (5. 18).

Плоский простой трубопровод с двумя промежуточными опорами, имеющими горизонтальные реакции (рис. 70). Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5. 37);

при $m \leqslant n < u$ — по формулам (5. 39);

при $n \geqslant u$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 + X_5 (y_n - y_m) + X_7 (y_n - y_u);$$

$$N_{n-1,\,n} = (X_1 + X_5 + X_7) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}; \qquad (5.42)$$

$$Q_{n-1,\,n} = - (X_1 + X_5 + X_7) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + X_2 \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 42), те же, что и в формулах (5. 21).

Плоский простой трубопровод с двумя неподвижными промежуточными опорами (рис. 71).

Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы в произвольном сечении n трубопровода определяются:

при $n < m$ — по формулам (5.37);

при $m \leqslant n < u$ — по формулам (5.40);

при $n \geqslant u$ — по формулам

$$M_n = X_1 y_n - X_2 x_n + X_3 - X_4 (x_n - x_m) + \\ + X_5 (y_n - y_m) - X_6 (x_n - x_u) + X_7 (y_n - y_u); \qquad (5.43)$$

$$N_{n-1,\,n} = (X_1 + X_5 + X_7) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4 + X_6) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}};$$

$$Q_{n-1,\,n} = -(X_1 + X_5 + X_7) \frac{y_n - y_{n-1}}{l_{n-1,\,n}} + (X_2 + X_4 + X_6) \frac{x_n - x_{n-1}}{l_{n-1,\,n}}.$$

Значения величин, входящих в формулы (5.43), те же, что и в формулах (5.24).

§ 45. 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 *И*) содержит исходные данные и геометрические схемы рассчитываемых трубопроводов.

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

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

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

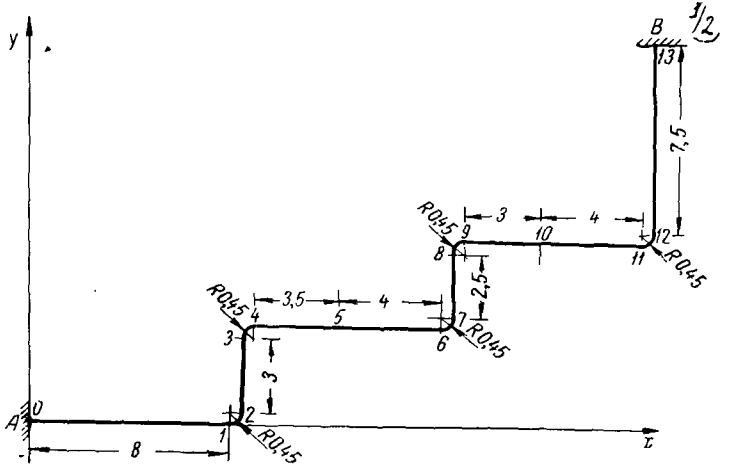
Порядок заполнения таблиц показан ниже на примерах расчета. Для наглядности во всех случаях рассматривается один трубопровод с постепенным добавлением в нем промежуточных опор.

Пример 1. Плоский простой трубопровод без промежуточных опор.

Для расчета такого трубопровода используются таблицы: *И-1*, *П-1п*, *П-1к*, *С-3* и *У-1*.

В табл. *И-1* вычерчивается в масштабе геометрическая схема рассчитываемого трубопровода. Отдельные ее элементы маркируются в соответствии с рис. 63. Однако, так как этот трубопровод будет

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод A — B
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	J, $см^4$	2279
IV	ν	1,0
V	α, $\frac{м}{м\,°C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, $кГ/см^2$	$1{,}755 \cdot 10^{-6}$
VIII	$E_t J$, $кГ \cdot м^2$	$40{,}0 \cdot 10^4$
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}	—



И-1	Исходные данные и геометрическая схема трубопровода	Пример 1

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 (5. 26) температурные перемещения.

Таблицы второй категории *П-1п* 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-1п*, необходимо значения графы XI умножить на значения графы XII для каждого столбца отдельно. Коэффициенты C_1, C_2, C_3...C_6 принимаются по табл. 43 в зависимости от α и φ.

В нижних частях таблиц получаются 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-1п*), 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 (5. 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 получаются значения изгибающих моментов, нормальных и поперечных сил. При этом используются данные других таблиц. Так, например, операция I в табл. *У-1* выполняется следующим образом: берется цифра из IX строки табл. *П-1п* и делится на длину соответствующего элемента.

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

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

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

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

Для получения значений изгибающих моментов, нормальных и поперечных сил, 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*, *И-1п*, *И-3п*, *И-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-1п*, *П-2п*, *П-3п*, *П-4п*, *П-1к*, *П-2к*, *П-3к*, *И-4к*, *С-5*, *У-1* и *У-4*.

Вначале составляется табл. *И-1*. Табл. *П-1п*, *П-2п*, *И-3п*, *П-1к*, *П-2к* и *П-3к* берутся из предыдущих примеров. Вновь заполняются лишь табл. *И-4п* и *П-4к*. Решение системы канонических уравнений ведется в табл. *С-5*. Значения изгибающих моментов, нормальных и поперечных сил 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*, *И-1п*, *И-2п*, *П-5п*, *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-5п* и *И-5к*. Табл. *И-1п*, *И-2п*, *П-1к* и *И-2к* берутся из предыдущих примеров. Основные неизвестные находятся в табл. *С-5*. Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы 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*, *И-1п*, *И-3п*, *И-6п*, *И-1к*, *П-3к*, *П-6к*, *С-5*, *У-1*, *У-3* и *У-6*.

Табл. *И-1п*, *И-3п*, *П-1к* и *И-3к* берутся из предыдущих примеров. Дополнительно заполняются табл. *И-6п* и *И-6к*. Основные неизвестные находятся в табл. *С-5*. Изгибающие моменты, нормальные и поперечные силы 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*, *И-1п*, *П-2п*, *П-3п*, *И-5п*, *П-6п*, *П-7п*, *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-7п* 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. и перемещения	Операции	Элементы 0—1	2—3	4—5	5—6	7—8	9—10	10—11	12—13	Σ
I	$l_{n-1,n}$, м	8,00	3,00	3,50	4,00	2,50	3,00	4,00	7,50	
II	x_{n-1}, м	0,00	8,45	8,90	12,40	16,85	17,30	20,30	24,75	
III	x_n, м	8,00	8,45	12,40	16,40	16,85	20,30	24,30	24,75	
IV	y_{n-1}, м	0,00	0,45	3,90	3,90	4,35	7,30	7,30	7,75	
V	y_n, м	0,00	3,45	3,90	3,90	6,85	7,30	7,30	15,25	
VI	$\nu l_{n-1,n}$, м	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	$^1/_2 \cdot$ VII	4,00	8,45	10,65	14,40	16,85	18,80	22,30	24,75	
XII	$^1/_2 \cdot$ VIII	0,00	1,95	3,90	3,90	5,60	7,30	7,30	11,50	
XIII	XII²	0,00	3,80	15,21	15,21	31,36	53,29	53,29	132,25	
XIV	XI²	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 · X²	0,00	0,75	0,00	0,00	0,52	0,00	0,00	4,69	
XVII	1/12 · IX²	5,33	0,00	1,02	1,33	0,00	0,75	1,33	0,00	
XVIII	1/12 · IX · 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

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы								
		1—2	3—4	6—7	8—9	11—12				Σ
I	α, градус	0	90	0	90	0				
II	φ, градус	90	90	90	90	90				
III	R, м	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45				
IV	R^2, м²	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	$\bar{x}^2_{n-1,\,n}$	64,00	79,21	268,96	299,29	590,49				
X	$\bar{y}^2_{n-1,\,n}$	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 · 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 · VIII	+0,41	−3,11	+3,92	−6,16	+6,98				
XVII	$C_2 \cdot$ III · 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 · VII	+7,20	+3,11	+14,76	+15,57	+21,87				
XX	$C_3 \cdot$ III · 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	$C_8 \cdot$ 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_ψ XXV	+0,19	+69,61	+82,29	+253,70	+277,47				+683,26
δ_{22}	l_ϕ 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

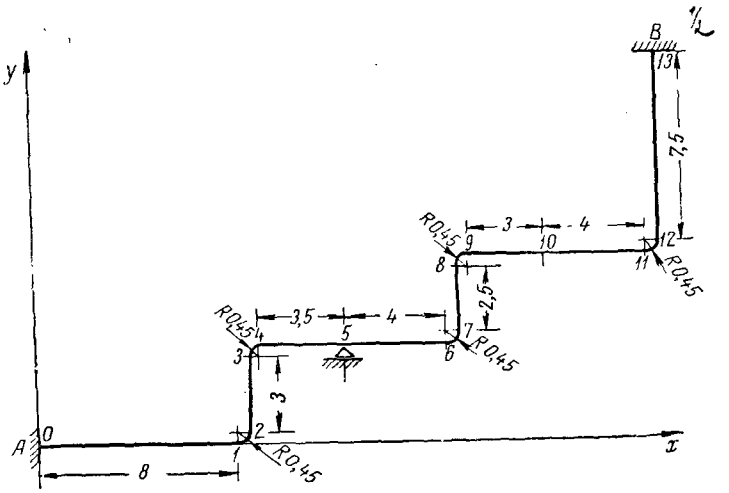
	X_1	X_2	X_3	C	K		
	+368,57	−179,23	+864,15				
	+2,2908	−5,9074 +2,5788	+0,29882 −0,13044	−43,778 +19,110	−49,386	+21,558 +21,558	
X_1		+462,18	−112,72	+19,110			+368,57
	−5,9074	+16,666 −15,234	−0,90571 +0,77056	−26,974 −112,89	+21,558	−127,35 −127,35	
	+0,29882		+0,0604 −0,03897	0 +5,7104	+18,980	+5,6716 +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			+179,23
		−0,13515	+0,02142 −0,01275	+5,7104 −13,200	+97,763	−13,213 −13,213	
			+0,00866	−7,4896 +864,15			
				+864,15			+864,15
	X_3						
			−31,163 −31,163				

С-3	Решение системы канонических уравнений	Пример 1

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	IX, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	1		0		1		1		0		1		1	0
II	X, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	0		1		0		0		1		0		0	1
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	1660	1270	1440	1440	1440	1600	2520	2690	2690	2690	2860	5620
IV	$X_1 \cdot I$	369		0	0	369	369	369	0	0	369	369	369	0	0
V	$X_1 \cdot II$	0		369	0	0	369	369	369	369	0	0	0	0	369
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	1430	1510	1510	1600	2220	2940	3020	3020	3100	3640	3640	4440	4440
VII	$X_2 \cdot II$	0		179		0		0		179		0		0	179
VIII	$X_2 \cdot I$	179		0		179		179		0		179		179	0
M	III—VI+X_3	861	−566	1010	624	704	84	84	−636	364	454	−86	−806	−716	2040
N	IV+VII	369		179		369		369		179		369		369	179
Q	−V+VIII	179		−369		179		−190		−369		179		179	−369

У-7	Вычисление усилий в элементах трубопровода	Пример 1

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод 4—В
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	I, $см^4$	2279
IV	ν	1,0
V	α, $\frac{м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, $кГ/см^2$	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t I$, $кГ \cdot м^2$	$40{,}0 \cdot 10^4$
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 перемещения	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	I²	4,00	19,80	40,96	98,01	152,52				
III	I · XII, *II-1n*	7,80	24,92	46,72	72,27	142,02				
IV	I · XI, *II-1n*	28,80	74,98	120,32	220,77	305,66				
V	II + XVII, *II-1n*	5,33	19,80	41,71	99,34	152,52				
VI	III + 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}	ν *l* · V	+21,32	+49,50	+125,13	+397,36	+1143,90				+1737,21
δ_{14}	ν *l* · (—VI)	—31,20	—62,30	—140,16	—289,08	—1065,15				—1587,89
δ_{24}	ν *l* · VII	+120,52	+187,45	+363,21	+888,40	+2292,45				+3852,03
δ_{34}	ν *l* · (—I)	—8,00	—11,12	—19,20	—39,60	—92,62				—170,54

II-2n | **Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами** | *Пример 2*

13 Заказ 995.

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 6–7	8–9	11–12						Σ
I	$\bar{x}_{n-1,n}-x_m$	4,00	4,90	11,90						
II	$\bar{x}_{n-1,n}-1/2xm$	10,20	11,10	18,10						
III	I²	16,00	24,01	141,61						
IV	$C_1 \cdot$ III	+25,14	+37,72	+222,47						
V	$C_1 \cdot$ I · VIII, *П-1к*	+27,34	+52,73	+144,88						
VI	$C_1 \cdot$ I · VII, *П-1к*	+103,06	+133,17	+454,29						
VII	$C_1 \cdot$ I	+6,28	7,70	+18,70						
VIII	$C_2 \cdot$ I · III, *П-1к*	+1,80	−2,21	25,36						
IX	$2 \cdot C_3 \cdot$ I · III, *П-1к*	+3,60	+4,41	+10,71						
X	$2 \cdot C_3 \cdot$ II · III, *П-1к*	+9,18	+9,99	+16,29						
XI	IV+IX+XXIII, *П-1к*	428,90	+42,29	+233,34						
XII	−V+VIII−XX, *П-1к*+ +XXIV, *П-1к*	−27,40	−58,12	−143,91						
XIII	VI+X+XXIII, *П-1к*	+112,40	+143,32	+470,74						
XIV	−VII−XXI, *П-1к*	−6,73	−8,15	−19,15						
δ_{44}	$l_\Phi \cdot$ XI	+91,61	+134,96	+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_{31}	$l_\Phi \cdot$ XIV	−21,33	−25,84	−60,70						−107,87

П-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			+379,25709
−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	

С-4 | **Решение системы канонических уравнений** | **Пример 2**

X_1	X_2	X_3	X_4	C	K		
+379,25709	+135,98473	+506,7283	+75,03492				
$X_2=$		+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				

С-4 | **Решение системы канонических уравнений** | **Пример 2**

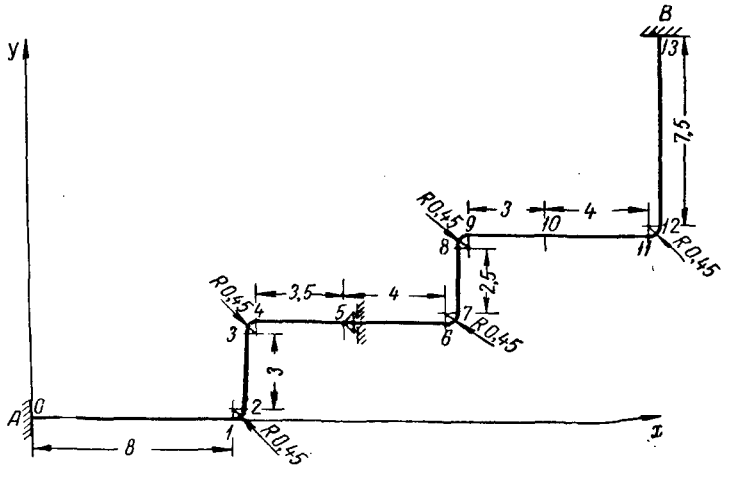
№ по пор.	Операции	Элементы и их положения															
		0	1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	IX, $П\text{-}In/l_{n-1,n}$	1		0		1		1		0		1		1		0	
II	X, $П\text{-}In/l_{n-1,n}$	0		1		0		0		1		0		0		1	
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	171	1310	1480	1480	1480	1480	1650	2600	2770	2770	2770	2770	2940	5780
IV	$X_1 \cdot I$	379		0		379											
V	$X_1 \cdot II$	0		379		0											
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	1070	1130	1130	1190	1660	1660	2200	2260	2260	2320	2720	2720	3260	3320	3320
VII	$X_2 \cdot II$	0		134		0											
VIII	$X_2 \cdot I$	134		0		134											
M	III − VI + X_3	509	−561	−450	689	799	329	329	−211	−101	849	959	559	559	19	129	2970
N	IV + VII	379		134		379											
Q	−V + VIII	134		−379		134											

У-1 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 2**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	7,90	11,9	12,4	12,4
II	$X_4 \cdot$ I	0	300	334	334	368	592	592	892	930	930
III	$(X_2 + X_4)$ II, *У-1*	0		209		0		0		209	
IV	$(X_2 + X_4)$ I, *У-1*	209		0		209		209		0	
M	*M*, *У-1* — II	329	—511	—435	515	591	—33	—33	—873	—801	2040
N	IV, *У-1* + III	379		209		379		379		209	
Q	—V, *У-1* + IV	209		—379		209		209		—379	

У-2 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 2**

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод *A — B*
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	J, *см*^{4}	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha \frac{м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J$, *кГ · 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}	—21844,68
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	—



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

№ по пор. и перемещении	Операции	Элементы								Σ
		5–6	7–8	9–10	10–11	12–13				
I	XII, *П-1п*—y_m	0,00	1,70	3,40	3,40	7,60				
II	I²	0,00	2,89	11,56	11,56	57,76				
III	I · XII, *П-1п*	0,00	9,52	24,82	24,82	87,40				
IV	I · XI, *П-1п*	0,00	28,64	63,92	75,82	188,10				
V	II+XVI, *П-1п*	0,00	3,41	11,56	11,56	62,45				
VI	III+XVI, *П-1п*	0,00	10,04	24,82	24,82	92,09				
VII	IV+XVIII, *П-1п*	0,00	28,64	63,92	75,82	188,10				
δ_{55}	νl · V	0,00	+8,52	+34,68	+46,24	+468,38				+577,82
δ_{15}	νl · VI	0,00	+25,10	+74,46	+99,28	+690,68				+889,52
δ_{25}	νl · (—VII)	0,00	—71,60	—191,76	—303,28	—1410,75				—1977,39
δ_{35}	νl · I	0,00	+4,25	+10,20	+13,60	+57,00				+85,05

П-3п **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	I²	0,20	8,70	14,82						
IV	C_1 III	+0,31	+13,67	+23,28						
V	C_1 · I · VIII, *П-1к*	+3,08	+20,16	+46,87						
VI	C_1 · I · XI, *П-1к*	+11,59	+76,00	+146,97						
VII	C_1 · I	+0,71	+4,63	+6,05						
VIII	$2C_2$ · I · III, *П-1к*	+0,41	—2,66	+3,46						
IX	$2C_2$ · II · III, *П-1к*	+2,16	—4,41	+5,22						
X	C_3 · I · III, *П-1к*	+0,20	+1,33	+1,73						
XI	IV—VIII+XXII, *П-1к*	+0,06	+16,49	+19,98						
XII	V—IX+XXII, *П-1к*	+1,08	+24,73	+41,81						
XIII	—VI+XVII, *П-1к*— —X+XXIV, *П-1к*	—4,31	—85,21	—137,66						
XIV	VII-XVIII, *П-1к*	+0,26	+5,08	+5,60						
δ_{55}	l_Φ · XI	+0,19	+52,27	+63,34						+115,80
δ_{15}	l_Φ · XII	+3,42	+78,39	+132,54						+214,35
δ_{25}	l_Φ · XIII	—13,66	—270,12	—436,38						—720,16
δ_{35}	l_Φ · XIV	+0,82	+16,10	+17,75						+34,67

П-3к **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	
$X_1=$		461,11400	−105,90173	21,07532	19,11035			395,39794
	-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	−92,597			
		+1.43229	−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	
$X_2=$			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	
			−0,11373	0,26645	−134,90501			
			+0,00867	0,11595	6,31981			
			+0,008672	−0,01021 1,17735	−7,48717 863,37292	−7,49739	864,55027 864,55027	
$X_3=$				−51,49213	863,37292			811,88079
			−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	
$X_4=$					−43,73562			−43,73562
			−29,29265 −29,29266	−25,86524 −25,86524				

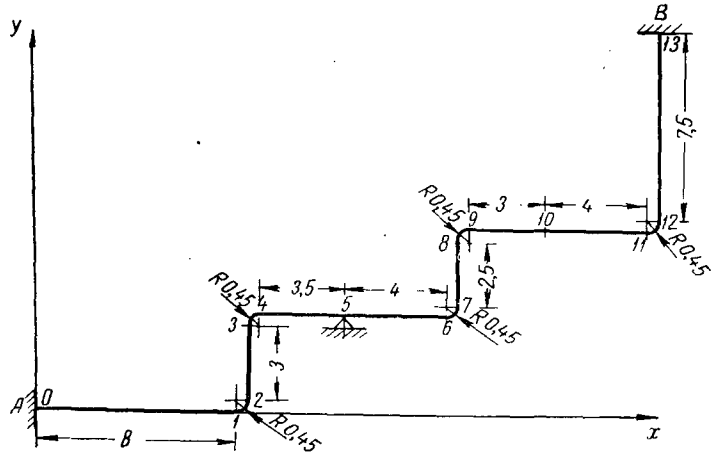
№ по пор.	Операции	Элементы и их положения													
		0	1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	IX, $II\text{-}In/l_{n-1,\,n}$	1		0		1		1		0		1		1		0	
II	X, $II\text{-}In/l_{n-1,\,n}$	0		1		0		0		1		0		0		1	
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	178	1360	1540	1540	1540	1540	1720	2700	2880	2880	2880	2880	3060	6020
IV	$X_1 \cdot I$	395		0		395											
V	$X_1 \cdot II$	0		395		0											
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	1430	1510	1510	1590	2220	2220	2940	3020	3020	3100	3630	3630	4350	4430	4430
VII	$X_2 \cdot П$	0		179		0											
VIII	$X_2 \cdot I$	179		0		179											
M	$III-VI+X_3$	812	−618	−520	662	762	132	132	−588	−488	492	592	62	62	−658	−558	2402
N	$IV+VII$	395		0		395											
Q	$-V+VIII$	179		−395		179											

У-1 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 3**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4
II	$X_5 \cdot I$	0	0	−19,7	−129	−148	−148	−148	−148	−168	−498
III	$(X_1+X_5) \cdot I$, *У-1*	351		0		351		351		0	
IV	$(X_1+X_5) \cdot II$, *У-1*	0		351		0		0		351	
M	M,*У-1*$+II$	132	−588	−508	363	444	−86	−86	−806	−725	1900
N	$III+VII$, *У-1*	351		179		351		351		179	
Q	$-IV+VIII$, *У-1*	179		−351		179		179		−351	

У-3 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 3**

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод A—B
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	J, *см*^{4}	2279
IV	ν	1,0
V	α, $\frac{м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J$, *кГ · 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}	—
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, *П-2п* · I, *П-3п*	0,00	7,56	21,76	33,66	93,86				
II	I + XVIII, *П-1п*	0,00	7,56	21,76	33,66	93,86				
δ_{45}	$\nu l \cdot$ (—II)	0,00	—30,24	—65,28	—134,64	—703,95				—934,11

П-4п | **Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами** | **Пример 4**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 6—7	8—9	11—12						Σ
I	$C_1 \cdot$ I, *П-2к* · 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}	$l_ф \cdot$ 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			359,92274
	−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			122,55521
		−0,13512	0,02142 −0,01274	0,02359 0,01741	−0,02427 0,01406	5,71055 −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	
		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					

С-5	Решение системы канонических уравнений	Пример 4

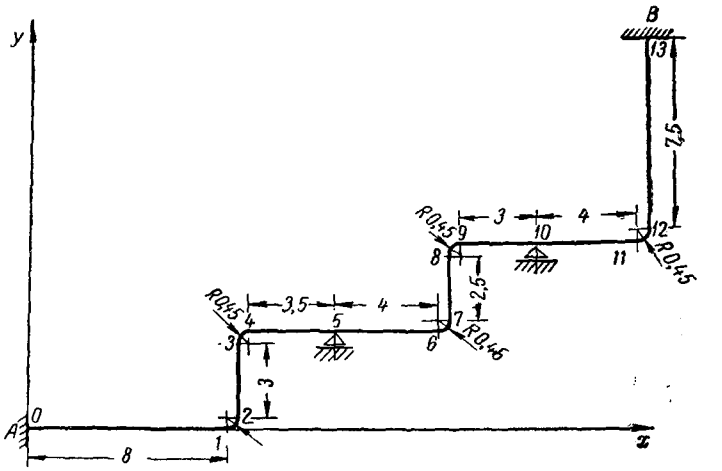
№ по пор.	Операции	Элементы и их положения															
		0	1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	IX, $П\text{-}1n/l_{n-1,n}$	1		0		1		1		0		1		1		0	
II	X, $П\text{-}1n/l_{n-1,n}$	0		1		0		0		1		0		0		1	
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	162	1240	1400	1400	1400	1400	1570	2470	2630	2630	2630	2630	2790	5490
IV	$X_1 \cdot$ I	360		0		360											
V	$X_1 \cdot$ II	0		360		0											
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	984	1040	1040	1090	1520	1520	2020	2070	2070	2130	2500	2500	2990	3040	3040
VII	$X_2 \cdot$ II	0		123		0											
VIII	$X_2 \cdot$ I	123		0		123											
M	III — VI + X_3	439	—545	—439	639	749	319	319	—181	—61	839	939	569	569	79	189	2889
N	IV + VII	360		123		360											
Q	—V + VIII	123		—360		123											

У-1 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 4**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	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	3,40	3,85	11,4
III	$X_4 \cdot$ I	0	395	439	439	484	780	780	1180	1220	1220
IV	$X_5 \cdot$ II	0	0	16,5	108	125	125	125	125	141	418
V	$(X_1 + X_5)$ I, *У-1*	397		0		397		397		0	
VI	$(X_1 + X_5)$ II, *У-1*	0		397		0		0		397	
VII	$(X_2 + X_4)$ II, *У-1*	0		222		0		0		222	
VIII	$(X_2 + X_4)$ I, *У-1*	222		0		222		222		0	
M	M, *У-1* — III + IV	319	—576	—484	508	580	—86	—86	—976	—890	2087
N	V + VII	397		222		397		397		222	
Q	—VI + VIII	222		—397		222		222		—397	

У-4 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 4**

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод A–B
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	J, *см*^{4}	2279
IV	ν	1,0
V	$\alpha \frac{м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J$, *кГ·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}	—



И-1 | **Исходные данные и геометрическая схема трубопровода** | **Пример 5**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 10–11	12–13							Σ
I	XI, *П-1п*—x_u	2,00	4,45							
II	I^2	4,00	19,80							
III	I · XII, *П-1п*	14,60	51,18							
IV	I · XI, *П-1п*	44,60	110,14							
V	I · I, *П-2п*	19,80	54,96							
VI	II+XVII, *П-1п*	5,33	19,80							
VII	III+XVIII, *П-1п*	14,60	51,18							
VIII	IV+XVII, *П-1п*	45,93	110,14							
IX	V+XVII, *П-1п*	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-5п | **Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами** | **Пример 5**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 11–12							Σ
I	$x_{n-1,\ n} - x_u$	4,00							
II	$x_{n-1,\ n} - {}^1/_2 \cdot x_u$	14,15							
III	II, $II\text{-}2\kappa - {}^1/_2 \cdot x_u$	7,95							
IV	I^2	16,00							
V	$C_1 \cdot IV$	+25,14							
VI	$C_1 \cdot I \cdot VIII,\ II\text{-}1\kappa$	+48,70							
VII	$C_1 \cdot I \cdot VII,\ II\text{-}1\kappa$	+152,70							
VIII	$C_1 \cdot I$	+6,28							
IX	$C_I \cdot I \cdot I,\ II\text{-}2\kappa$	+77,61							
X	$C_2 \cdot I \cdot III,\ II\text{-}1\kappa$	+1,80							
XI	$2 \cdot C_{3I} \cdot III,\ II\text{-}1\kappa$	+3,60							
XII	$2 \cdot C_{3II} \cdot III,\ II\text{-}1\kappa$	+12,74							
XIII	$2 \cdot C_3 \cdot III \cdot III,\ II\text{-}1\kappa$	+7,16							
XIV	V+XI+XXIII, $II\text{-}1\kappa$	+28,90							
XV	−VI+X+XX, $II\text{-}1\kappa$+XXIV, $II\text{-}1\kappa$	−50,29							
XVI	VII+XII+XXIII, $II\text{-}1\kappa$	+165,60							
XVII	−VIII−XXI, $II\text{-}1\kappa$	−6,73							
XVIII	IX+XIII+XXIII, $II\text{-}1\kappa$	+84,93							
δ_{66}	$l_\Phi \cdot XIV$	+91,61							+91,61
δ_{16}	$l_\Phi \cdot XV$	−159,42							−159,42
δ_{26}	$l_\Phi \cdot XVI$	+524,95							+524,95
δ_{36}	$l_\Phi \cdot XVII$	−21,33							−21,33
δ_{46}	$l_\Phi \cdot XVIII$	+269,23							+269,23

II-5к | **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	
$X_1 =$		33,78798	−17,30878	−21,22441	−1,79300	19,11035			5,57213
	−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			13,10246
		−0,13512	0,021420 −0,01274	0,02359 0,01741	−0,09960 0,21359	5,71055 −13,19554	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	

C-5 | **Решение системы канонических уравнений** | **Пример 5**

Продолжение табл. С-5

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_6	C	K	
	6,57213	13,10246	132,69183	−21,00073	63,11995			
		−0,11370	0,57091	3,44274	−207,13326			
		0,00867	0,37996	2,47827	158,65117			
			0,04100	0,11399	−7,48498	−7,32998	845,20820	
		0,00867	−4,78840	−13,14454	863,08124		845,20820	
$X_3=$			99,29990	−829,68931	863,08124			132,69183
			0,33895	0,76002	−46,29581	845,20820	34,65911	
		0,04100	−0,19389	−0,53901	35,39202		34,65911	
				−3,35230	212,43198	849,93660	96,88903	
		0,11399		−1,49843	98,38746		96,88903	
			0,37996	−2,47827	158,65117			
			0,14505	−4,62972	299,91565			
				0,22100	−10,90378	−10,68277	73,64492	
			0,14505	−1,52359	75,16852		73,64492	
$X_4=$				−96,16925	75,16852			−21,00073
				−4,85073	310,81944	73,64492	16,27622	
			0,22100	−0,32672	16,61295		16,27622	
					327,43240	327,43240		
				−5,18746	63,11995	63,11995		
					63,11995			63,11995
		−4,79013	−80,78183	−1017,84018				
		−4,79013	−80,78176	−1017,84018				

С-5 **Решение системы канонических уравнений** ***Пример 5***

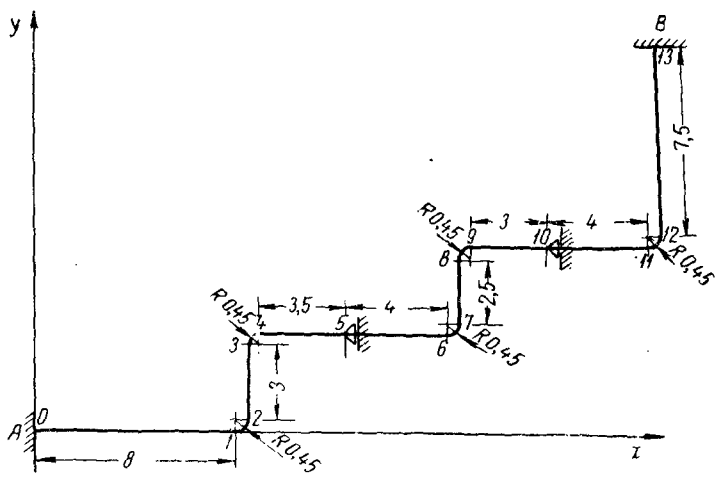
№ по пор.	Операции	Элементы и их положения															
		0	1	2	3	4	5	5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	IX, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	1		0		1		1		0		1		1		0	
II	X, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	0		1		0		0		1		0		0		1	
III	$X_1 y_n$	0	0	2,95	22,7	25,6	25,6	25,6	25,6	28,6	45,0	48,0	48,0	48,0	48.0	50,9	100,0
IV	$X_1 \cdot$ I	6,57		0		6,57											
V	$X_1 \cdot$ II	0		6,57		0											
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	105	111	111	117	162	162	215	221	221	227	266	266	318	324	324
VII	$X_2 \cdot$ II	0		13,1		0											
VIII	$X_2 \cdot$ I	13,1		0		13,1											
M	III − VI + X_3	133	28	25	45	42	−3	−3	−56	−59	−43	−46	−85	−85	−137	−140	−91
N	IV + VII	6,57		13,1		6,57											
Q	−V + VIII	13,1		−6,57		13,1											

У-1 **Вычисление усилий в элементах трубопровода** **Пример 5**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		[redacted]									
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	7,90	11,9	12,4	12,4
II	X_4 I	+0,0	−84	−93	−93	−103	−166	−166	−250	−260	−260
III	$(X_2+X_4)\cdot$ II, *У-1*	0		−8		0					
IV	$(X_2+X_4)\cdot$ I $\cdot$ *У-1*	−8		0		−8					
M	*M*, *У-1* − II	−3	+28	34	50	57	81	81	113	120	169
N	IV, *У-1* + III	6,57		−8		6,57					
Q	−V, *У-1* + IV	−8		−6,57		−8					
У-2	**Вычисление усилий в элементах трубопровода**										**Пример 5**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения			
		[redacted]			
		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
III	$(X_2+X_4+X_6)$ II, *У-1*	0		45	
IV	$(X_2+X_4+_6)$ I, *У-1*	45		0	
M	*M*, *У-2* − II	81	−139	−160	−111
N	IV, *У-1* + III	6,57		45	
Q	−V, *У-1* + IV	45		−6,57	
У-5	**Вычисление усилий в элементах трубопровода**				**Пример 5**

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод *A* − *B*
I	$D_н$, *см*	21 9
II	δ, *см*	0,6
III	J, *см*^{4}	2279
IV	ν	1,0
V	α, $\frac{[redacted]_м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J$, *кГ* $\cdot$ *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}	−21844,68
XIV	Δ_{6t}	—
XV	Δ_{7t}	−7871,16



И-1	**Исходные данные и геометрическая схема трубопровода**	**Пример 6**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 10—11	11—12							Σ
I	XII, *П-1п* — y_u	0,00	4,20							
II	I^2	0,00	17,64							
III	I · XII, *П-1п*	0,00	48,30							
IV	I · XI, *П-1п*	0,00	103,95							
V	I · I, *П-3п*	0,00	31,92							
VI	II + XVI, *П-1п*	0,00	22,33							
VII	III + XVI, *П-1п*	0,00	52,99							
VIII	IV + XVIII, *П-1п*	0,00	103,95							
IX	V + XVI, *П-1п*	0,00	36,61							
δ_{77}	νl · VI	0,00	+167,48							+167,48
δ_{17}	νl · VII	0,00	+397,42							+397,42
δ_{27}	νl · (—VIII)	0,00	—779,62							—779,62
δ_{37}	νl · I	0,00	+31,50							+31,50
δ_{57}	νl · IX	0,00	+274,58							+274,58

П-6п **Вычисление перемещений, обусловленных прямолинейными элементами** **Пример 6**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 11—12								Σ
I	$\overline{y}_{n-1,\,n} - y_u$	0,45								
II	$\overline{y}_{n-1,\,n} - {}^1/_2 y_u$	4,10								
III	II, *П-3к* — $^1/_2 \cdot y_u$	2,15								
IV	I^2	0,20								
V	C_1 · IV	+0,31								
VI	C_1 · I · VIII, *П-1к*	+5,48								
VII	C_1 · I · VII, *П-1к*	+17,18								
VIII	C_1 · I	+0,71								
IX	C_1 · I · I, *П-3к*	+2,72								
X	2 · C_2 · I · III, *П-1к*	+0,41								
XI	2 · C_2 · II · III · *П-1к*	+3,69								
XII	2 · C_2 · III · III, *П-1к*	+1,94								
XIII	C_3 · I · III, *П-1к*	+0,41								
XIV	V — X + XXII, *П-1к*	+0,06								
XV	VI — XI + XXII, *П-1к*	+1,95								
XVI	—VII + XVII, *П-1к* — XIII + XXIV, *П-1к*	—6,55								
XVII	VIII — XVIII, *П-1к*	+0,26								
XVIII	IX — XII + XXII, *П-1к*	+0,94								
δ_{77}	l_Φ · XIV	+0,19								+0,19
δ_{17}	l_Φ · XV	+6,18								+6,18
δ_{27}	l_Φ · XVI	—20,76								—20,76
δ_{37}	l_Φ · XVII	+0,82								+0,82
δ_{57}	l_Φ · XVIII	+2,98								+2,98

П-6к **Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами** **Пример 6**

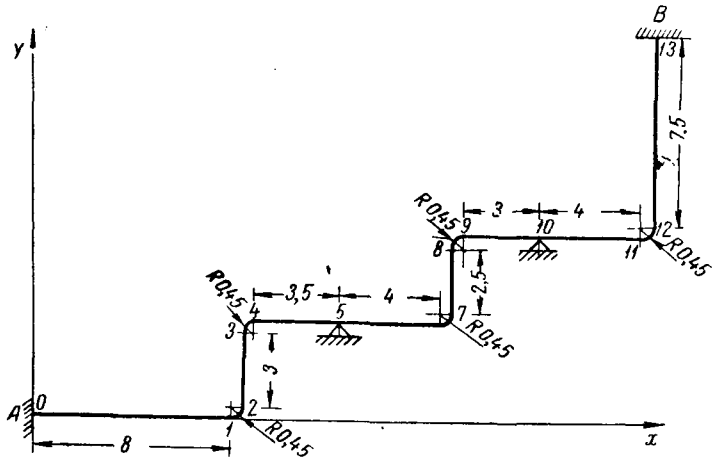
	X_1	X_2	X_3	X_5	X_7	C	K		
	699,59370	371,91462	1692,02453	478,23308	−979,52204				
	+2,2908	−5,9074 2,97874	+0,29882 −0,13044	+1,1039 −0,48188	+0,4036 −0,17618	−43,778 19,11035	−47,81908	20,92059 20,90059	
$X_1 =$		959,07473	−220,71360	−230,45291	172,57513	19,11035			+699,59370
	−5,9074	+16,666 −15,23370	−0,90571 0,77058	−2,6976 2,84668	−0,80038 1,04078	−26,974 −112,89250	20,90059	−123,46816 −123,46816	
	+0,29882		+0,0604 −0,03897	+0,11972 −0,14399	+0,03232 −0,05264	0 5,71055	18,32184	5,47493 5,47493	
	+1,1039			+0,67352 −0,53195	+0,27756 −0,19448	−21,845 21,09592	18,45228	20,36948 20,36948	
	+0,4036				+0,16767 −0,07110	−7,8712 7,71293	18,93417	7,64183 7,64183	
		10,75860	−0,54649	−0,80036	0,08077	−120,46820			
		1,43229	−0,11370	0,26647	0,39971	−135,06329			
	1,43229		−0,13512 0,09434	0,14908 −0,10408	0,24040 −0,16784	−139,86650 97,65209	−139,61215	97,47450 97,47450	
$X_2 =$			159,63202	−49,77761	164,40797	97,65209			371,91462
	−0,13512		0,02142 −0,02274	−0,02427 0,01406	−0,02032 0,02268	5,71055 −13,19554	97,47450	−13,17154 −13,17154	
	0,14908			0,141668 −0,01551	0,08307 −0,02502	−0,74907 14,55817	97,38016	14,51763 14,51763	
	0,24040				0,09656 −0,04035	− 0,15826 23,47590	97,48424	23,43555 23,43555	
			−0,11370	0,26647	0,39971	−135,06329			
			0,00867	0,11593	0,11661	29,64175			
		0,00867		−0,01021 1,17748	0,00235 −0,27138	−7,48498 863,08124	−7,49284	863,98733 863,98733	
$X_3 =$				563,11108	265,83219	863,08124			1692,02453
		−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			
				0 0,11412	0,06082 −0,53291	4,99565 −43,77292	5,05647	−44,30583 −44,30583	
		$X_5 =$			522,00600	−43,77292			478,23308
				0,06082	+0,05557 −0,03241	25,34899 −2,66228	44,30584	−2,69459	
					0,02316	22,68671 −979,52204			
			$X_7 =$			−979,52204			−979,52204
			−61,08157 −61,08157	+282,88070 +282,88055	+1124,82130 +1124,82130				

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	IX, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	1		0		1		1	0		1		1		0
II	X, $II\text{-}In/l_{n-1,n}$	0		1		0		0	1		0		0		1
III	$X_1 \cdot y_n$	0	0	315	2420	2730	2730	2730	3040	4800	5110	5110	5110	5420	10 700
IV	$X_1 \cdot I$	700		0		700									
V	$X_1 \cdot II$	0		700		0									
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	2980	3140	3140	3310	4610	4610	6270	6270	6440	7550	9040	9210	9210
VII	$X_2 \cdot II$	0		372		0									
VIII	$X_2 \cdot I$	372		0		372									
M	$III - VI + X_3$	1690	—1290	—1140	970	1110	—190	—190	—1540	220	360	—750	—2210	—2100	3180
N	$IV + VII$	700		0		700									
Q	$-V + VIII$	372		—700		372									
У-1	Вычисление усилий в элементах трубопровода														Пример 6

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$y_n - y_m$	0	0	0,45	2,95	3,40	3,40	3,40	3,40	3,85	11,4
II	$X_5 \cdot I$	0	0	215	1410	1620	1620	1620	1620	1840	5450
III	$(X_1 + X_5)$ I, У-1	1180		0		1180					
IV	$(X_1 + X_5)$ II, У-1	0		1180		0					
M	M, У-1 + II	—190	—1680	—1325	1630	1980	870	870	—620	—260	8630
N	III + VII, У-1	1180		372		1180					
Q	—IV + VIII, У-1	372		—1180		372					
У-3	Вычисление усилий в элементах трубопровода										Пример 6

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения			
		10	11	12	13
I	$y_n - y_u$	0	0	0,45	7,95
II	$X_7 \cdot I$	0	0	—441	—7790
III	$(X_1 + X_5 + X_7) \cdot I$, У-1	198		0	
IV	$(X_1 + X_5 + X_7)$ II, У-1	0		198	
M	M, У-3 + II	870	—620	—701	840
N	III + VII, У-1	198		372	
Q	—IV + VIII, У-1	372		—198	
У-6	Вычисление усилий в элементах трубопровода				Пример 6

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод A—B
I	$D_н$, *см*	21,9
II	δ, *см*	0,6
III	I, *см*^{4}	2279
IV	ν	1,0
V	α, $\frac{м}{м \cdot °C}$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	E_t, *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t I$, *кГ · 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



П-1 | **Исходные данные и геометрическая схема трубопровода** | **Пример 7**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 10—11	12—13							Σ
I	I, *П-2п* · I, *П-6п*	0,00	51,87							
II	I, *П-5п* · I, *П-3п*	6,80	33,82							
III	I, *П-5п* · I, *П-6п*	0,00	18,69							
IV	I + XVIII, *П-1п*	0,00	51,87							
V	II + XVIII, *П-1п*	6,80	33,82							
VI	III + XVIII, *П-1п*	0,00	18,69							
δ_{47}	ν *l* · (—IV)	0,00	−389,02							−389,02
δ_{56}	ν *l* · (—V)	−27,20	−253,65							−280,85
δ_{67}	ν *l* · (—VI)	0,00	−140,18							−140,18

П-7п | **Вычисления перемещений, обусловленных прямолинейными элементами** | **Пример 7**

№ по пор. и перемещения	Операции	Элементы 11—12								Σ
I	C_1 · I, *П-2к* · I, *П-6к*	+8,41								
II	C_1 · I, *П-5к* · I, *П-3к*	+24,19								
III	C_1 · I, *П-5к* · I, *П-6к*	+2,83								
IV	—I + VIII, *П-2к*—XIII, *П-6к* + XXIV, *П-1к*	−3,36								
V	—II + X, *П-5к*—X, *П-3к* + XXIV, *П-1к*	−24,02								
VI	—III + X, *П-5к*—XIII, *П-6к* + XXIV, *П-1к*	−1,34								
δ_{47}	$l_ф$ · IV	−10,65								−10,65
δ_{56}	$l_ф$ · V	−76,14								−76,14
δ_{67}	$l_ф$ · VI	−4,25								−4,25

П-7к | **Вычисление перемещений, обусловленных криволинейными элементами** | **Пример 7**

	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	C	K		
	−17,37336	−87,02639	−625,62386	439,62814	923,12230	51,06527	−642,28047				
	2,2908	−5,9074 2,57874	0,29882 −0,13044	−2,3152 1,01065	1,1039 −0,48188	0,28283 −0,12346	0,4036 −0,17618	−43,778 19,11035	−49,91145	21,78778 21,78778	
$X_1=$		−224,41928	81,50856	444,31075	−444,83796	−6,30469	113,15890	19,11035			−17,373
	−5,9074	16,666 −15,23370	−0,90571 0,77058	6,1549 −5,97032	−2,6976 2,84668	1,5347 0,72934	−0,80038 0,04078	−26,974 −112,89250	21,78778	−128,70913 −128,70913	
	0,29882		0,0604 −0,03897	−0,27841 0,30200	0,11972 −0,14399	−0,06271 −0,03689	0,03232 −0,05254	0 5,71055	19,20903	5,74004 5,74004	
	−2,3152			2,7026 −2,33985	−1,2378 1,11565	0,76595 0,28584	−0,39967 0,40789	−20,076 −44,24429	19,33947	−44,77475 −44,77475	
	1,1039				0,67362 −0,53195	−0,35699 −0,13629	0,27756 −0,19448	−21,845 21,09591	18,32882	20,23318 20,29318	
	0,28283					0,26143 −0,03491	−0,14443 −0,04982	−14,062 5,40498	13,31070	5,32023 5,32023	
	0,4036						0,16767 −0,07110	−7,8712 7,71293	18,93417	7,64183 7,64183	
		10,7586	−0,54649	6,26389	−2,03816	2,42521	−0,46333	134,6062			
		1,43229	−0,11370	0,57091	0,14433	2,94946	0,21367	−208,04060			
		1,43212	−0,13512 0,09434	0,18451 −0,12886	0,14908 −0,10408	2,26404 −1,58071	0,24040 −0,16784	−139,86650 97,65209	−137,16352	95,75492 95,76492	
$X_2=$			−59,023373	−56,65443	−96,08429	−80,71960	107,80313	97,65209			−87,026
		−0,13512	0,02142 −0,012748	0,02359 0,017413	−0,02427 0,01406	0,09960 0,21359	−0,02032 0,02268	5,71055 −13,19554	95,76492	−12,94053 −12,94053	
		0,18457		0,36274 −0,02378	−0,12214 −0,01921	1,05179 −0,29176	0,00822 −0,03098	−64,32029 18,02447	95,67057	17,65873 17,65873	
		0,14908			0,14166 0,01551	−0,49328 −0,23565	0,08307 −0,02502	−0,74908 14,55817	95,79944	14,28198 14,28198	
		2,26407				0,22651 −3,51881	−0,19425 −0,38000	−8,65701 221,08999	95,90353	217,13017 217,13017	
		0,24040					0,09656 −0,04035	−0,15826 23,47590	97,48424	23,43555 23,43555	
			−0,11370	0,57091	0,14433	2,94946	0,21367	−208,04060			
			0,00867	0,37996	−0,025414	−3,20721	−0,48040	195,77790			
			0,00867	0,04109 −4,72840	−0,01021 1,17748	0,11399 −13,14464	0,00235 −0,27138	−7,48498 −863,08121	−7,33784	846,11425 846,11425	
$X_3=$				−2078,73899	1086,96036	−671,23479	174,30824	863,08121			−625,62
			0,04100	0,33895 −0,19389	−0,14135 0,04828	0,76002 −0,53901	−0,02275 −0,01112	−46,29581 35,39202	846,11425	34,69626 34,69526	
			−0,01021		0,12615 −0,01202	−0,72893 0,13422	0,05804 0,00277	13,80909 −8,81344	850,84266	−8,68846 −8,68846	
			0,11399			−3,35230 −1,49843	−0,57426 −0,03093	212,43197 98,38746	849,66517	96,85809 95,85809	
			0,00235				0,05621 −0,00063	23,31764 2,03134	862,80982	2,03070 2,03070	
				0,37996	−0,02541	−3,20721	−0,48040	195,77791			
				0,14505	0,021057	−5,22443	−0,52269	330,26029			
				0,14505	−0,09306 0,64160	0,22100 −1,52359	−0,03388 0,23356	−10,90378 75,16852	−10,80972	74,52010 74,52010	
$X_4=$					592,27683	−77,80279	−150,014433	75,16852			439,6281
				−0,09306	0,11412 −0,05971	−0,59470 0,14180	0,06082 −0,02173	4,99565 −6,99589	74,52010	−6,93554 −6,93554	
				0,22100		−4,85073 −0,33672	−0,60520 0,05162	310,81943 16,61295	73,87850	16,32785 16,32785	
				−0,03388			0,05557 −0,00791	25,34899 −2,54674	75,40209	−2,55466 −2,55466	
					0,02105	−5,22443	−0,52269	330,26029			
					0,054413	−5,64037	−0,46694	348,23440			
					0,054413	−0,45290 8,32352	0,03908 −0,71825	−2,00023 36,76004	−2,41405	44,36531 44,36531	
$X_5=$						425,04295	461,31930	36,76004			923,122
					−0,45290	−5,18746 −3,76980	−0,55358 0,32530	327,43239 −16,64897	44,35531	−20,09347 −20,09347	
					0,03908		0,04765 −0,02807	22,80224 1,43667	36,04178	1,40859 1,40859	
						−5,84037	−0,46684	348,23440			
						−8,95726	−0,20869	335,02233			
						−8,95726	−0,22828 −0,02548	310,78342 34,69624	310,55513	+34,67075 34,67075	
$X_6=$							16,36903	34,69624			57,065
						−0,22828	0,01958 0,00581	24,23891 −7,92055			
							0,02540	15,31835 −642,28047			
$X_7=$								−642,28047			−642,
	+22,58483 +22,58483	−1691,08262 −1691,08262	+1138,31494 +1138,31493	−411,01892 −411,01891	+722,94467 +722,94467						

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения					
		[redacted]				[redacted]	
		0	1	2	3	4	5
I	IX, $II\text{-}1n/l_{n-1,\,n}$	1		0		1	
II	X, $П\text{-}1n/l_{n-1,\,n}$	0		1		0	
III	$X_1 y_n$	0	0	−7,83	−60,0	−67,9	−67,9
IV	$X_1 \cdot$ I	−17,4		0		−17,4	
V	$X_1 \cdot$ II	0		−17,4		0	
VI	$X_2 \cdot x_n$	0	−696	−735	−735	−774	−1080
VII	$X_2 \cdot$ II	0		−87		0	
VIII	$X_2 \cdot$ I	−87		0		−87	
M	III−VI+X_3	−626	70	101	49	80	386
N	IV+VII	−17,4		−87		−17,4	
Q	−V+VIII	−87		+17,4		−87	

У-1 | **Вычисление усилий**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения									
		[redacted]		[redacted]		[redacted]					
		5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
I	$x_n - x_m$	0	4,0	4,45	4,45	4,90	7,90	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	3,40	3,85	11,4
III	$X_4 \cdot$ I	0	+1760	1960	1960	2160	3480	3480	5230	5460	5460
IV	$X_5 \cdot$ II	0	0	415	2720	3140	3140	3140	3140	3550	10500
V	(X_1+X_5) I, *У-1*	906		0		906					
VI	(X_1+X_5) II, *У-1*	0		906		0					
VII	(X_2+X_4) II, *У-1*	0		353		0					
VIII	(X_2+X_4) I, *У-1*	353		0		353					
M	M, *У-1*—III+IV	386	−1020	−777	1480	1730	680	680	−730	−521	6300
N	V+VII	906		353		906					
Q	−VI+VIII	353		−906		353					

У-4 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 7**

их положения

5	6	7	8	9	10	10	11	12	13
1		0		1		1		0	
0		1		0		0		1	
−67,9	−67,9	−75,7	−119	−127	−127	−127	−127	−135	−265
−1080	−1430	−1470	−1470	−1500	−1770	−1770	−2110	−2150	−2150
386	736	768	725	747	1020	1020	1360	1389	1259

в элементах трубопровода | **Пример 7**

№ по пор.	Операции	Элементы и их положения			
		[redacted]		[redacted]	
		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
V	$(X_1+X_5+X_7)$ I, *У-1*	264		0	
VI	$(X_1+X_5+X_7)$ II, *У-1*	0		264	
VII	$(X_2+X_4+X_6)$ II, *У-1*	0		404	
VIII	$(X_2+X_4+X_6)$ I, *У-1*	404		0	
M	M, *У-4*—III+IV	680	−934	−925	6480
N	V+VII	264		404	
Q	−VI+VIII	404		−264	

У-7 | **Вычисление усилий в элементах трубопровода** | **Пример 7**

§ 46. 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.

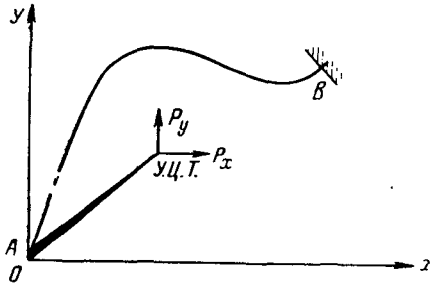


Рис. 73. Основная система плоского простого трубопровода при расчете его способом «упругого центра».

Способ «упругого центра» представляет собой одну из модификаций метода сил, заключающуюся 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 A такого трубопровода бесконечно жесткой консолью (рис. 73). При этом обращается в нуль и третье основное неизвестное — изгибающий момент.

Величины основных неизвестных $X_1 = P_x$ и $X_2 = P_y$ равны

$$P_x = \frac{\Delta_{1t} J_{y\,0} + \Delta_{2t} J_{xy\,0}}{J_{x\,0} J_{y\,0} - J^2_{xy\,0}};$$

$$P_y = \frac{\Delta_{2t} J_{x\,0} + \Delta_{1t} J_{xy\,0}}{J_{x\,0} J_{y\,0} - J^2_{xy\,0}}; \qquad (5.44)$$

здесь P_x, P_y — основные неизвестные, приложенные в «упругом центре», в $кГ$;

Δ_{1t}, Δ_{2t} — температурные перемещения конца A рассчитываемого трубопровода в основной системе, определяемые по уравнениям (5. 26), в $кГ \cdot м^3$;

J_{x_0}, 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 $м^3$.

Для участков трубопровода, симметричных относительно оси y, величины основных неизвестных определяются по упрощенным формулам:

$$P_x = \frac{\Delta_{1t}}{J_{x0}}, \qquad P_y = 0. \tag{5.45}$$

Определение центральных и центральных центробежных моментов инерции приведенной длины осевой линии трубопровода

Вычерчивается в масштабе схема рассчитываемого участка трубопровода по осевой линии, на которую наносятся центры тяжести отдельных прямолинейных и криволинейных элементов. Исходная

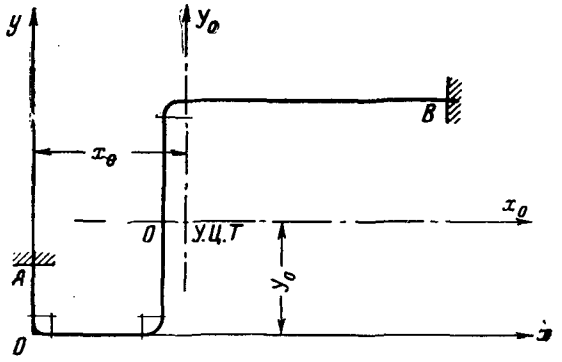


Рис. 74. Расположение исходной и центральной систем координат при расчете трубопроводов способом «упругого центра».

система координат x, y (рис. 74) 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 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 бóльшая часть рассчитываемого участка трубопровода располагалась в положительной четверти.

Центральные и центральные центробежные моменты инерции относительно осей x_0, y_0, проходящих через упругий центр тяжести,

рассчитываемого участка трубопровода, определяются по следующим формулам:

$$J_{x\,0} = J_x - L_{\text{пр}} y_0^2;$$

$$J_{y\,0} = J_y - L_{\text{пр}} x_0^2; \qquad (5.46)$$

$$J_{xy\,0} = J_{xy} - L_{\text{пр}} x_0 y_0,$$

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

$$L_{\text{пр}} = \sum \nu l_{n-1,\,n} + \sum \frac{\nu R C_{\text{пр}}}{k}, \qquad (5.47)$$

где $l_{n-1,\,n}$ — длина прямолинейного элемента трубопровода;

R — радиус прогиба криволинейного элемента;

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

k — коэффициент понижения жесткости криволинейных элементов трубопровода;

$C_{\text{пр}}$ — коэффициент приведенной длины криволинейных элементов трубопровода.

Суммирование в первом слагаемом формулы (5. 47) распространяется на прямолинейные элементы трубопровода, во втором слагаемом — на криволинейные.

Для определения коэффициента $C_{\text{пр}}$ применяется формула

$$C_{\text{пр}} = \frac{\varphi}{57{,}3}; \qquad (5.48)$$

здесь φ — центральный угол криволинейного элемента трубопровода в градусах.

Величины $C_{\text{пр}}$ для наиболее часто встречающихся значений угла φ приведены в табл. 52.

Таблица 52

Значения коэффициента $C_{\text{пр}}$

$\varphi°$	30	45	60	75	90
$C_{\text{пр}}$	0,524	0,785	1,047	1,309	1,571

Координаты упругого центра тяжести участка трубопровода относительно исходной системы координат определяются по формулам:

$$x_0 = \frac{S_y}{L_{\text{пр}}}; \qquad y_0 = \frac{S_x}{L_{\text{пр}}}, \tag{5.49}$$

где S_x, S_y — статические моменты приведенной длины трубопровода в исходной системе координат; эти моменты

$$S_x = \sum \nu\, l_{n-1,\,n}\, y_c + \sum \frac{\nu\, RC_{\text{пр}}}{k}\, y_c,$$

$$S_y = \sum \nu\, l_{n-1,\,n}\, x_c + \sum \frac{\nu\, RC_{\text{пр}}}{k}\, x_c, \tag{5.50}$$

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.

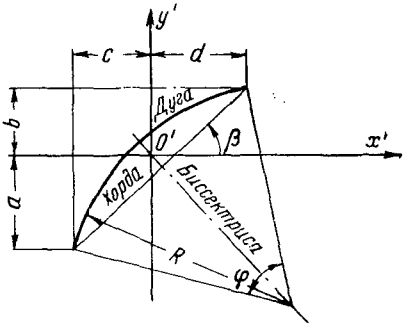


Рис. 75. Положение центра тяжести дуги криволинейного элемента.

Расстояния от концов криволинейного элемента до его центра тяжести в направлении исходной системы координат (см. рис. 75) определяются выражениями:

$$a = RC_a, \quad b = RC_b, \quad c = RC_c, \quad d = RC_d, \tag{5.51}$$

где R — радиус погиба криволинейного элемента трубопровода;

C_a, C_b, C_c и C_d — некоторые коэффициенты; для их вычисления применяются следующие формулы:

$$\begin{aligned}
C_a &= \sin\frac{\varphi}{2}\sin\beta + \left(2\sin\frac{\varphi}{2} - \varphi\cos\frac{\varphi}{2}\right)\frac{\cos\beta}{\varphi};\\
C_b &= \sin\frac{\varphi}{2}\sin\beta - \left(2\sin\frac{\varphi}{2} - \varphi\cos\frac{\varphi}{2}\right)\frac{\cos\beta}{\varphi};\\
C_c &= \sin\frac{\varphi}{2}\cos\beta - \left(2\sin\frac{\varphi}{2} - \varphi\cos\frac{\varphi}{2}\right)\frac{\sin\beta}{\varphi};\\
C_d &= \sin\frac{\varphi}{2}\cos\beta + \left(2\sin\frac{\varphi}{2} - \varphi\cos\frac{\varphi}{2}\right)\frac{\sin\beta}{\varphi};
\end{aligned} \qquad (5.52)$$

здесь β — угол наклона (в градусах) хорды криволинейного элемента к собственной оси ординат x', параллельной исходной координатной оси x (рис. 75);

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. 53.

Моменты инерции и центробежный момент инерции всего участка трубопровода относительно исходной системы координат определяются по формулам:

$$\begin{aligned}
J_x &= \sum\nu\, l_{n-1,n}\left(l^2_{n-1,n}C_{x1} + y_c^2\right) + \sum\frac{\nu}{k}R\left(R^2C_{x2} + y_c^2C_{\text{пр}}\right);\\
J_y &= \sum\nu\, l_{n-1,n}\left(l^2_{n-1,n}C_{y1} + x^2\right) + \sum\frac{\nu}{k}R\left(R^2C_{y2} + x_c^2C_{\text{пр}}\right);\\
J_{xy} &= \sum\nu\, l_{n-1,n}\left(\pm l^2_{n-1,n}C_{xy1} + x_cy_c\right) +\\
&\quad + \sum\frac{\nu}{k}R\left(\pm R^2C_{xy2} + x_cy_cC_{\text{пр}}\right),
\end{aligned} \qquad (5.53)$$

где C_{x_1}, C_{y1}, C_{xy_1} — коэффициенты для вычисления собственных моментов инерции и центробежных моментов инерции прямолинейных элементов трубопровода;

C_{x^2}, C_{y2}, C_{xy2} — коэффициенты для вычисления собственных моментов инерции и центробежных моментов инерции криволинейных элементов трубопровода.

Значения остальных величин, входящих в формулы (5. 53), те же, что в предыдущих формулах.

Суммирование в первых слагаемых формул (5. 53) распространяется на прямолинейные элементы рассматриваемого трубопровода;

Таблица 53

Значения коэффициентов C_a, C_b, C_c и C_d

$\varphi°$	$\beta°$	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

суммирование во вторых слагаемых распространяется на криволинейные элементы.

Для определения коэффициентов C_{x1}, C_{y1} и C_{xy1} применяются формулы:

$$C_{x\,1} = \frac{\sin^2 \beta}{12};$$

$$C_{y\,1} = \frac{\cos^2 \beta}{12}; \qquad (5.54)$$

$$C_{xy\,1} = \pm \frac{\sin \beta \cos \beta}{12},$$

где β — угол (в градусах) между рассматриваемым прямолинейным элементом трубопровода и положительным направлением оси x (рис. 76).

Величины C_{x1}, C_{y1} и C_{xy1} для наиболее часто встречающихся значений β приведены в табл. 54.

Таблица 54

Значения коэффициентов C_{x1}, C_{y1} и C_{xy1}

$\beta°$	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:

$$C_{x2} = \left(\frac{4}{\varphi}\sin^2\frac{\varphi}{2} - \sin\varphi\right)\sin^2\beta + \frac{1}{2}\sin\varphi - \frac{4}{\varphi}\sin^2\frac{\varphi}{2} + \frac{\varphi}{2};$$

$$C_{y2} = \left(\frac{4}{\varphi}\sin^2\frac{\varphi}{2} - \sin\varphi\right)\cos^2\beta + \frac{1}{2}\sin\varphi - \frac{4}{\varphi}\sin^2\frac{\varphi}{2} + \frac{\varphi}{2}; \quad (5.55)$$

$$C_{xy2} = \left(\frac{4}{\varphi}\sin^2\frac{\varphi}{2} - \sin\varphi\right)\sin\beta\cos\beta.$$

Значения величин, входящих в эти формулы, те же, что в формулах (5. 52).

Величины C_{x2}, C_{y2} и C_{xy2} для наиболее часто встречающихся значений β и φ приведены в табл. 55.

Коэффициент $C_{пр}$ определяется по формуле (5. 48).

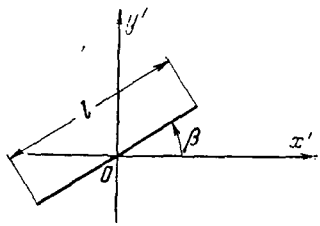


Рис. 76. Определение положения прямолинейного элемента трубопровода.

Для определения знака собственного центробежного момента инерции для прямолинейных и криволинейных элементов трубопровода, т. е. для определения знаков в формуле (5. 53) для J_{xy}, через начало координат проводится воображаемая линия, параллельная прямолинейному элементу или хорде криволинейного элемента (рис. 77). 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;

Таблица 55

Значения коэффициентов C_{x2}, C_{y2}, C_{xy2}

φ°	β°	C_{x2}	C_{y2}	C_{xy2}
30	0,180	0,012	0,000	0,000
	15.165	0,001	0,001	0,003
	30,150	0,009	0,003	0,005
	45,135	0,006	0,006	0,006
45	0,180	0,039	0,000	0,000
	15,165	0,037	0,003	0,010
	30,150	0,029	0,010	0,017
	45,135	0,020	0,020	0,019
60	0,180	0,091	0,002	0,000
	15,165	0,085	0,008	0,022
	30,150	0,068	0,024	0,038
	45,135	0,046	0,046	0,044
75	0,180	0,172	0,005	0,000
	15,165	0,160	0,016	0,042
	30,150	0,130	0,047	0,092
	45,135	0,088	0,088	0,083
90	0,180	0,285	0,012	0,000
	15,165	0,267	0,031	0,068
	30,150	0,217	0,080	0,118
	45.135	0,149	0,149	0,137

2) весь участок трубопровода делится на прямолинейные и криволинейные элементы и на каждом из них наносятся их центры тяжести;

3) выбирается и наносится на схему исходная система координат x, y;

4) определяется по формуле (5. 47) приведенная длина осевой линии участка;

5) определяются по формулам (5. 50) статические моменты приведенной длины трубопровода в исходной системе координат;

6) определяются по формулам (5. 49) координаты упругого центра тяжести участка трубопровода относительно исходной системы координат;

7) определяются по формулам (5. 53) моменты инерции и центробежный момент инерции всего участка трубопровода относительно исходной системы координат;

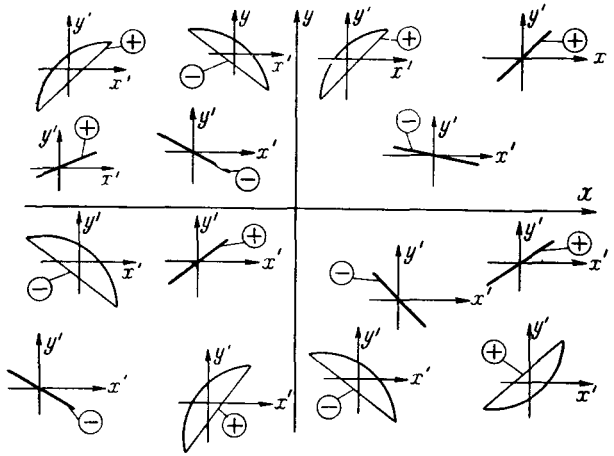


Рис. 77. Правило определения знака собственного центробежного момента инерции для прямолинейных и криволинейных элементов трубопровода.

8) определяются по формулам (5. 46) центральные моменты инерции и центральный центробежный момент инерции участка трубопровода относительно осей, проходящих через упругий центр тяжести осевой линии участка.

Определение изгибающих моментов в любом сечении участка трубопровода

После определения основных неизвестных P_x и P_y по формулам (5. 44) находят изгибающие моменты в любом сечении участка трубопровода от температурного воздействия:

$$M_n = (y_n - y_0) P_x - (x_n - x_0) P_y , \qquad (5.56)$$

где x_n, y_n — координаты рассматриваемого сечения участка трубопровода в исходной системе координат в *м*;

x_0, y_0 — координаты упругого центра тяжести участка трубопровода в *м*;

P_x, P_y — основные неизвестные, приложенные в «упругом центре», в *кг*.

Получаемый по формуле (5. 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 (5. 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 и с учетом полученных по расчету знаков. Путем построения параллелограмма сил определяют равнодействующую силу P — по величине и направлению.

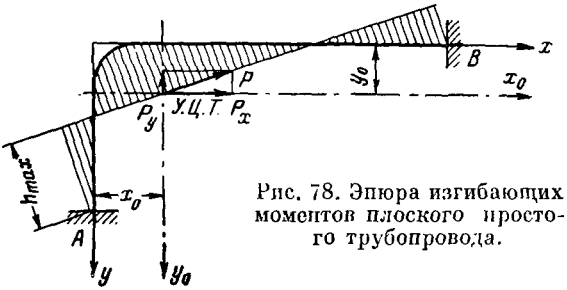


Рис. 78. Эпюра изгибающих моментов плоского простого трубопровода.

Линия действия этой силы рассматривается как эпюра моментов (рис. 78), и изгибающий момент в любом сечении трубопровода с координатами x, y определяется по формуле

$$M = Ph_{xy}, \tag{5.57}$$

где h_{xy} — длина перпендикуляра, опущенного из сечения трубопровода с координатами x, y на линию действия силы P.

Максимальный изгибающий момент

$$M_{\max} = Ph_{\max}. \tag{5.58}$$

При использовании графического способа определения сечения с максимальным изгибающим моментом величину максимального момента целесообразно определять по формуле (5. 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*.

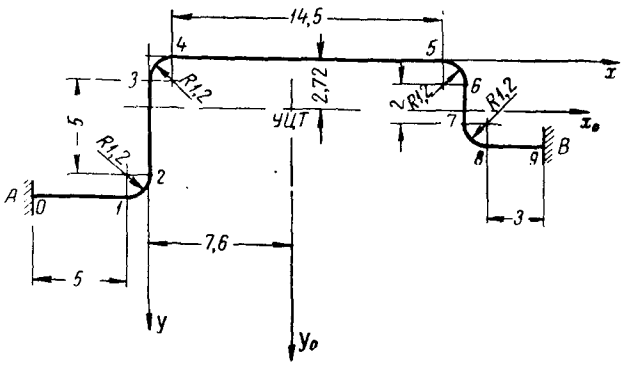
Приведенная длина, статические моменты, моменты инерции и центробежный момент инерции вычисляются в таблице *М-1*.

Координаты упругого центра тяжести определяются по формулам (5. 49):

$$x_0 = \frac{470{,}4}{61{,}9} = 7{,}6 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{168{,}8}{61{,}9} = 2{,}72 \text{ м}.$$

№ по пор.	Характеристика	Трубопровод A — B
I	$D_н$, *см*	32,5
II	δ, *см*	0,8
III	J, *см*^{4}	10 010
IV	ν	1,0
V	α, *м/м* · °C	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$
VI	Δt, °C	330
VII	Et, *кГ/см*^{2}	$1{,}755 \cdot 10^6$
VIII	$E_t J$, *кГ* · *м*^{2}	$175{,}5 \cdot 10^4$
IX	Δ_{1t}	$21{,}2 \cdot 10^4$
X	Δ_{2t}	$-2{,}34 \cdot 10^4$
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 0—1	1—2	2—3	3—4	4—5	5—6	6—7	7—8	8—9	Σ	
I	$\beta°$	0	45	90	45	0	135	90	135	0		
II	$\varphi°$	—	90	—	90	—	90	—	90	—		
III	νl или $\frac{\nu RC_{пр}}{k}$, *м*	5,0	8,1	5,0	8,1	14,5	8,1	2,0	8,1	3,0	61,9	$L_{пр}$
IV	y_c, *м*	7,4	6,96	3,7	0,44	0	0,44	2,2	3,96	4,4		
V	x_c, *м*	—3,7	—0,44	0	0,44	8,45	16,46	16,9	17,34	19,6		
VI	IV^2	55,0	48,5	13,7	0,194	0	0,194	4,85	25,7	19,4		
VII	V^2	13,7	0,194	0	0,194	71,5	271	285	300,5	385		
VIII	νl^3 или $\frac{\nu R^3}{k}$	125	7,43	125	7,43	3049	7,43	8,0	7,43	27		
IX	III · IV	37	56,4	18,5	3,6	0	3,6	4,4	32,1	13,2	168,8	S_x
X	III · V	—18,5	—3,6	0	3,6	122,5	133,3	33,8	140,5	58,8	470,4	S_y
XI	(C_{x1} или C_{x2}) · VIII	0	1,11	10,41	1,11	0	1,11	0,67	1,11	0	15,52	J_x
XII	III · VI	273,8	392,5	68,5	1,6	0	1,6	9,7	127,1	58,1	932,9	J_x
XIII	(C_{y1} или C_{y2}) · VIII	10,41	1,1	0	1,11	254	1,11	0	1,11	2,25	271,1	J_y
XIV	III · VII	68,5	1,6	0	1,6	1035,1	2194,1	571,2	2436,3	1152,5	7460,9	J_y
XV	(C_{xy1} или C_{xy2}) · VIII	0	—1,02	0	—1,02	0	1,02	0	1,02	0	0	J_{xy}
XVI	III · IV · V	—136,9	—24,8	0	1,6	0	59,3	74,4	556,6	258,7	788,9	J_{xy}

М-1 | **Вычисление геометрических характеристик трубопровода** | **Пример 8**

16 Заказ 995.

Центральные моменты инерции и центральный центробежный момент инерции участка трубопровода относительно осей, проходящих через упругий центр тяжести, находятся по формулам (5. 46) и данным таблицы *М-1*:

$$J_{x_0} = 15{,}52 + 932{,}9 - 61{,}9 \cdot 2{,}72^2 = 490{,}4 \ м^3;$$

$$J_{y_0} = 271{,}1 + 7460{,}9 - 61{,}9 \cdot 7{,}6^2 = 4156{,}7 \ м^3;$$

$$J_{xy_0} = 788{,}9 - 61{,}9 \cdot 7{,}6 \cdot 2{,}72 = -490{,}7 \ м^3.$$

Затем по формулам (5. 44) определяются величины основных неизвестных:

$$P_x = \frac{21{,}2 \cdot 4156{,}7 + 2{,}34 \cdot 490{,}7}{490{,}4 \cdot 4156{,}7 - 490{,}7^2} 10^4 = 497 \ кГ;]$$

$$P_y = \frac{-2{,}34 \cdot 490{,}4 - 21{,}2 \cdot 490{,}7}{490{,}4 \cdot 4156{,}7 - 490{,}7^2} 10^4 = -64{,}5 \ кГ.$$

После их определения по формуле (5. 56) находятся величины изгибающих моментов. Так, например, изгибающий момент в точке *4* трубопровода

$$M_4 = -2{,}72 \cdot 497 + (1{,}2 - 7{,}6)\, 64{,}5 = -1760 \ кГ \cdot м;$$

изгибающий момент в точке *1*

$$M_1 = (7{,}4 - 2{,}72)\, 497 + (-1{,}2 - 7{,}6)\, 64{,}5 = 1765 \ кГ \cdot м.$$

§ 47. Формулы для расчета плоских простых трубопроводов различной конфигурации на температурные воздействия

Участок трубопровода с П-образным компенсатором

При расчете на компенсацию температурных перемещений участков трубопроводов с гибкими П и двойными П-образными компенсаторами учитывается предварительная растяжка компенсаторов.

Величина предварительной растяжки принимается при температуре теплоносителя $t < 400°$ С — в размере 50%, а при температуре теплоносителя $t \geqslant 400°$ С — в размере 100% теплового удлинения компенсирующего участка трубопровода.

Расчет производится на рабочее и холодное состояния.

Для трубопроводов с температурами теплоносителя $t < 250°$ С релаксация компенсационных напряжений не учитывается. Температурные перемещения для расчета на рабочее и холодное состояния принимаются равными 50% от полного температурного перемещения участка трубопровода.

Для трубопроводов с температурами теплоносителя $250° \leqslant t < 400°$ С учитывается частичная релаксация компенсационных напряжений. При расчете на рабочее состояние расчетное температурное

перемещение принимается равным 50%, а при расчете на холодное состояние — 70% от температурного перемещения всего участка трубопровода.

Для трубопроводов с температурами теплоносителя $t \geqslant 400°$ С учитывается полная релаксация компенсационных напряжений. При расчете на холодное состояние расчетное температурное перемещение принимается равным 100% от температурного перемещения участка трубопровода, а при расчете на рабочее состояние — в размере 35% от полного температурного перемещения участка трубопровода.

Таблица 56

Значения коэффициента ε

$t°$ С	$\varepsilon_{хол}$	$\varepsilon_{гор}$
$t < 250$	0,5	0,5
$250 \leqslant t < 400$	0,7	0,5
$t \geqslant 400$	1,0	0,35

Влияние предварительной растяжки компенсаторов, релаксации компенсационных напряжений и неточности выполнения растяжки учитывают путем умножения полного температурного перемещения рассчитываемого участка трубопровода на коэффициент ε. Значения этого коэффициента принимаются по табл. 56.

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором (рис. 79): приведенная длина осевой линии участка

$$L_{пр} = 2l_п + 2l_2 + l_3 + \frac{6{,}28\,R}{k}; \qquad (5.59)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0;$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R)\left(l_2 + l_3 + \frac{3{,}14\,R}{k}\right)}{L_{пр}}; \qquad (5.60)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x\,0} = \frac{l_2^3}{6} + (2l_2 + 4l_3)\left(\frac{l_2}{2} + R\right)^2 +$$

$$+ \frac{6{,}28\,R}{k}\left(\frac{l_2^2}{2} + 1{,}635\,l_2R + 1{,}5\,R^2\right) - L_{пр}y_0^2; \qquad (5.61)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\varepsilon a \Delta t L E J}{J_{x_0}}; \qquad (5.62)$$

$$P_y = 0,$$

максимальные изгибающие моменты
при $y_0 \leqslant 0{,}5H$ (в точке C)

$$M_{\max} = (H - y_0) P_x, \tag{5.63}$$

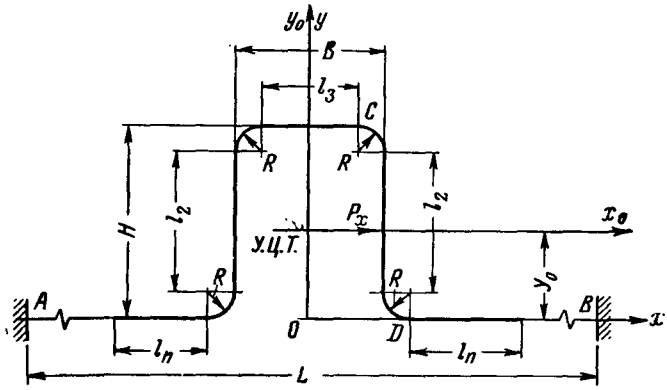


Рис. 79. Участок трубопровода с П-образным компенсатором.

при $y_0 \geqslant 0{,}5H$ (в точке D)

$$M_{\max} = -y_0 P_x. \tag{5.64}$$

В формулах (5. 59)—(5. 64) все линейные размеры выражаются в *м*, жесткость поперечного сечения трубопровода EJ — в *кГ·м²*.

Участок трубопровода с двойным П-образным компенсатором

Для участка трубопровода с двойным П-образным компенсатором (рис. 80):
координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0, \quad y_0 = 0; \tag{5.65}$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x0} = \frac{l_2^3}{6} + \frac{2}{3}(l_2 + R)^3 + 2\left(l_3 + \frac{l_2}{4}\right)(l_2 + 2R)^2 + \\ + \frac{6{,}28R}{k}(l_2^2 + 3{,}27\, l_2 R + 2{,}9\, R^2);$$

$$J_{y0} = \frac{l_1^3 + l_3^3}{6} + 2l_1\left(\frac{l_1}{2} + l_3 + 3R\right)^2 + \\ + \left(2l_2 + \frac{l_3}{2}\right)(l_3 + 2R)^2 + \frac{6{,}28R}{k}(l_3^2 + 4l_3 R + 4{,}34\, R^2); \tag{5.66}$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy\,0} = -(0{,}5\,l_2 l_3 + l_2 R + l_3 R + 2R^2) \times$$

$$\times \left(2l_2 + 2l_3 + \frac{6{,}28\,R}{k}\right) - \frac{0{,}142\,R^3}{k}; \qquad (5.67)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\varepsilon\alpha\Delta\, tLJ_{y_0}EJ}{J_{x_0}J_{y_0} - J_{xy_0}^2};$$

$$P_y = \frac{\varepsilon\alpha\Delta\, tLJ_{xy_0}EJ}{J_{x_0}J_{y_0} - J_{xy_0}^2}; \qquad (5.68)$$

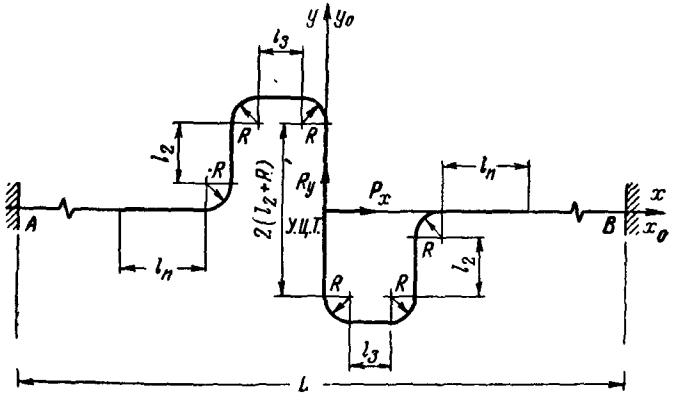


Рис. 80. Участок трубопровода с двойным П-образным компенсатором.

максимальный изгибающий момент находится в точке C и равен

$$M_{\max} = (l_2 + 2R)\,P_x + P_y R. \qquad (5.69)$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 65)—(5. 69), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90°

Для участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° (рис. 81):

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + \frac{1{,}57\,R}{k}; \qquad (5.70)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_2\,(0{,}5\,l_2 + R) + \dfrac{0{,}57\,R^2}{k}}{L_{\text{пр}}};$$

$$y_0 = \frac{l_1\,(0{,}5\,l_1 + R) + \dfrac{0{,}57\,R^2}{k}}{L_{\text{пр}}}; \qquad (5.71)$$

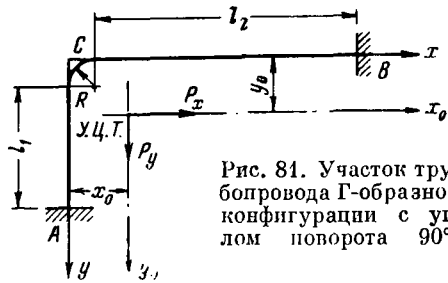


Рис. 81. Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90°.

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x\,0} = l_1\left(\frac{l_1^2}{3} + l_1 R + R^2\right) + \frac{0{,}355\,R^3}{k} - L_{\text{пр}} y_0^2;$$

$$J_{y\,0} = l_2\left(\frac{l_2^2}{3} + l_2 R + R^2\right) + \frac{0{,}355\,R^3}{k} - L_{\text{пр}} x_0^2; \qquad (5.72)$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy\,0} = \frac{0{,}072\,R^3}{K} - L_{\text{пр}} x_0 y_0; \qquad (5.73)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha\Delta t EJ\,\frac{(l_2 + R)\,J_{y0} - (l_1 + R)\,J_{xy0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy0}^2};$$

$$P_y = \alpha\Delta t EJ\,\frac{-(l_1 + R)\,J_{x_0} + (l_2 + R)\,J_{xy0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2}; \qquad (5.74)$$

максимальные изгибающие моменты в прямолинейных элементах трубопровода

при $l_1 \leqslant l_2$ (в точке A)

$$M_{\max} = (l_1 + R - y_0)\,P_x + x_0 P_y, \qquad (5.75)$$

при $l_1 \geqslant l_2$ (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

$$M_{\max} = -(y_0 - 0{,}293\,R) P_x + (x_0 - 0{,}293\,R) P_y . \qquad (5.76)$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 70) —(5. 76), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода Z-образной конфигурации

Для участка трубопровода Z-образной конфигурации (рис. 82): приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + l_3 + \frac{3{,}14\,R}{k}; \qquad (5.77)$$

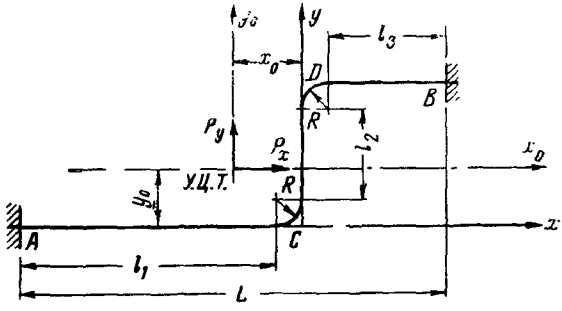


Рис. 82. Участок трубопровода Z-образной конфигурации.

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_3 (0{,}5\,l_3 + R) - l_1 (0{,}5\,l_1 + R)}{L_{\text{пр}}};$$

$$y_0 = \frac{(l_2 + 2R)\left(l_3 + 0{,}5\,l_2 + \dfrac{1{,}57\,R}{k}\right)}{L_{\text{пр}}}; \qquad (5.78)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x0} = \frac{l_2^3}{12} + \left(l_3 + \frac{l_2}{4}\right)(l_2 + 2R)^2 + \\ + \frac{1{,}57\,R}{k}(l_2^2 + 3{,}272\,l_2 R + 3R^2) - L_{\text{пр}} y_0^2;$$
$$J_{y0} = \frac{l_3^3 + l_1^3}{12} + l_1(0{,}5\,l_1 + R)^2 + \\ + l_3(0{,}5\,l_3 + R)^2 + \frac{0{,}713\,R^3}{k} - L_{\text{пр}} x_0^2; \qquad (5.79)$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy0} = l_3 + 0{,}5(l_3 + R)(l_2 + 2R) + \frac{R^3}{k} + \\ + \frac{0{,}57\,R^2 l_2}{k} - L_{\text{пр}} x_0 y_0; \qquad (5.80)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha\Delta t EJ\,\frac{LJ_{y0} + (l_2 + 2R)J_{xy0}}{J_{x0}J_{y0} - J_{xy0}^2};$$
$$P_y = \alpha\Delta t EJ\,\frac{(l_2 + 2R)J_{x0} + LJ_{xy0}}{J_{x0}J_{y0} - J_{xy0}^2}. \qquad (5.81)$$

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:

$$M_A = (l_1 + R + x_0)P_y - y_0 P_x;$$
$$M_B = (l_2 + 2R - y_0)P_x - (l_3 + R - x_0)P_y;$$
$$M_C = (x_0 + 0{,}293\,R)P_y - (y_0 - 0{,}293\,R)P_x; \qquad (5.82)$$
$$M_D = (x_0 - 0{,}293\,R)P_y + (l_2 + 1{,}707\,R - y_0)P_x.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 77)—(5. 82), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода Р-образной конфигурации

Для участка трубопровода Р-образной конфигурации (рис. 83): приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + \frac{4{,}71\,R}{k}; \qquad (5.83)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{(l_2+2R)(l_3+0{,}5\,l_2)+l_4(0{,}5\,l_4+l_2+3R)+\frac{3{,}14\,R}{k}(l_2+2{,}18\,R)}{L_{\text{пр}}};$$
$$y_0 = \frac{(l_3+2R)(l_2+0{,}5\,l_3)+(l_3+R-0{,}5\,l_1)\,l_1+\frac{3{,}14\,R}{k}(l_3+1{,}81\,R)}{L_{\text{пр}}}; \qquad (5.84)$$

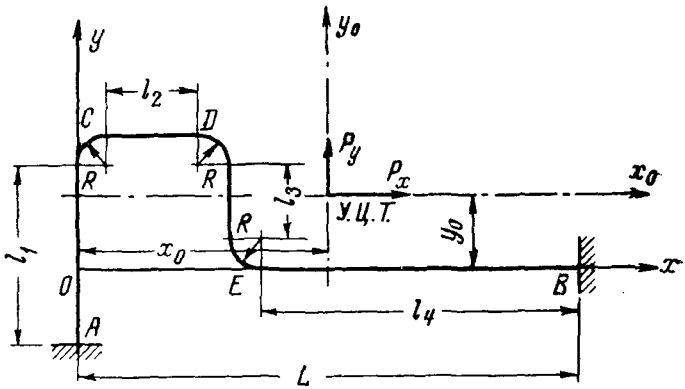


Рис. 83. Участок трубопровода Р-образной конфигурации.

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x0} = \frac{l_1^3+l_3^3}{12}+\left(l_2+\frac{l_3}{4}\right)(l_3+2R)^2+\left(l_3+R-\frac{l_1}{2}\right)^2 l_1+$$
$$+\frac{3{,}14\,R}{k}(l_3^2+3{,}27\,Rl_3+2{,}89\,R^2)-L_{\text{пр}}\,y_0^2,$$
$$J_{y0} = \frac{l_2^3+l_4^3}{12}+\left(l_3+\frac{l_2}{4}\right)(l_2+2R)^2+l_4\left(l_2+3R+\frac{l_4}{2}\right)^2+ \qquad (5.85)$$
$$+\frac{3{,}14\,R}{k}(l_2^2+4Rl_2+4{,}33\,R^2)-L_{\text{пр}}\,x_0^2;$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy\,0} = 0{,}5\,(l_3+2R)(l_2+2R)(l_2+l_3)+$$
$$+\frac{3{,}14\,R}{k}(0{,}5\,l_2l_3+Rl_2+Rl_3+2{,}02\,R^2)-L_{\text{пр}}x_0y_0; \qquad (5.86)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t EJ \frac{LJ_{y0} + (l_1 - R - l_3) J_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2};$$
$$P_y = \alpha \Delta t EJ \frac{(l_1 - R - l_3) J_{x0} + LJ_{xy0}}{J_{x0} J_{y0} - J_{xy0}^2}. \quad (5.87)$$

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:

$$M_A = (l_3 + R - y_0 - l_1) P_x + x_0 P_y;$$
$$M_B = -y_0 P_x - (l_4 + l_2 + 3R - x_0) P_y;$$
$$M_C = (l_3 + 1{,}707 R - y_0) P_x - (0{,}293 R - x_0) P_y; \quad (5.88)$$
$$M_D = (l_3 + 1{,}707 R - y_0) P_x - (l_2 + 1{,}707 R - x_0) P_y;$$
$$M_E = (0{,}293 R - y_0) P_x - (l_2 + 2{,}293 R - x_0) P_y.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 83)—(5. 88), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода с П-образным компенсатором (без учета гибкости криволинейных элементов)

Для участка трубопровода с П-образным компенсатором (без учета гибкости криволинейных элементов) (рис. 84):

приведенная длина осевой линии

$$L_{пр} = 2l_н + 2H + B; \quad (5.89)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = 0,$$
$$y_0 = \frac{H(H+B)}{L_{пр}}; \quad (5.90)$$

центральный момент инерции относительно оси x_0

$$J_{x0} = \left(\frac{2}{3} H + B\right) H^2 - L_{пр} y_0^2; \quad (5.91)$$

основные неизвестные

$$P_x = \frac{\varepsilon_u \setminus tLEJ}{J_{x0}}; \quad (5.92)$$
$$P_y = 0;$$

максимальный изгибающий момент

при $y_0 \leqslant 0{,}5H$

$$M_{\max} = (H - y_0) P_x;$$

при

$$y_0 \geqslant 0{,}5H \qquad (5.93)$$

$$M_{\max} = -y_0 P_x.$$

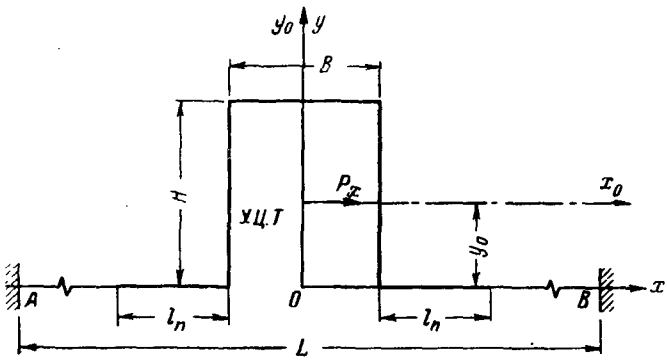


Рис. 84. П-образный участок трубопровода (без учета гибкости криволинейных элементов).

Значения величин, входящих в формулы (5. 89)—(5. 93), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° (без учета гибкости криволинейных элементов)

Для участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° (без учета гибкости криволинейных элементов) (рис. 85):

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2; \qquad (5.94)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_2^2}{2L_{\text{пр}}};$$

$$y_0 = \frac{l_1^2}{2L_{\text{пр}}}; \qquad (5.95)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_1^3}{3} - L_{\text{пр}} y_0^2,$$

$$J_{y_0} = \frac{l_2^3}{3} - L_{\text{пр}} x_0^2, \tag{5.96}$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy\,0} = -L_{\text{пр}} x_0 y_0; \tag{5.97}$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t E J \frac{l_2 J_{y_0} - l_1 J_{xy\,0}}{J_{x\,0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2},$$

$$P_y = \alpha \Delta t E J \frac{-l_1 J_{x_0} + l_2 J_{xy\,0}}{J_{x\,0} J_{y\,0} - J_{xy_0}^2}; \tag{5.98}$$

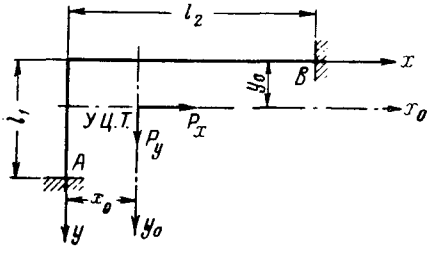


Рис. 85. Г-образный участок трубопровода с углом поворота 90° (без учета гибкости криволинейных элементов).

максимальный изгибающий момент при $l_1 \leqslant l_2$ (в точке A)

$$M_{\max} = (l_1 - y_0) P_x + x_0 P_y; \tag{5.99}$$

при $l_1 \geqslant l_2$ (в точке B)

$$M_{\max} = -(l_2 - x_0) P_y - y_0 P_x.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 94)—(5. 99), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

Участок трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота больше 90° (без учета гибкости криволинейных элементов)

Для участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота больше 90° (без учета гибкости криволинейных элементов) (рис. 86):

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2; \tag{5.100}$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_2^2 \cos\beta}{2L_{\text{пр}}};$$

$$y_0 = \frac{l_1^2 - l_2^2 \sin\beta}{2L_{\text{пр}}}; \qquad (5.101)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_1^3 + l_2^3 \sin^2\beta}{3} - L_{\text{пр}} y_0^2;$$

$$J_{y_0} = \frac{l_2^3 \cos^2\beta}{3} - L_{\text{пр}} x_0^2; \qquad (5.102)$$

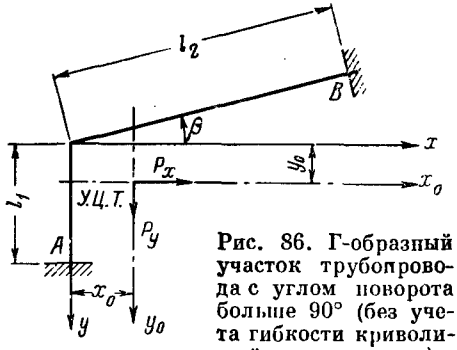


Рис. 86. Г-образный участок трубопровода с углом поворота больше 90° (без учета гибкости криволинейных элементов).

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy_0} = -\frac{l_2^3 \sin\beta \cos\beta}{3} - L_{\text{пр}} x_0 y_0; \qquad (5.103)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t E J \frac{l_2 \cos\beta J_{y_0} - (l_1 + l_2 \sin\beta) J_{xy_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2};$$

$$P_y = \alpha \Delta t E J \frac{-(l_1 + l_2 \sin\beta) J_{x_0} + l_2 \cos\beta J_{xy_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2}; \qquad (5.104)$$

максимальный изгибающий момент при $l_1 \leqslant l_2$ (в точке A)

$$M_{\max} = (l_1 - y_0) P_x + x_0 P_y; \qquad (5.105)$$

при $l_1 \geqslant l_2$ (в точке B)

$$M_{\max} = -(l_2 \cos\beta - x_0) P_y - (y_0 + l_2 \sin\beta) P_x.$$

Значения величин, входящих в формулы (5.100)—(5.105), те же, что и в формулах (5.59)—(5.64).

Участок трубопровода Z-образной конфигурации (без учета гибкости криволинейных элементов)

Для участка трубопровода Z-образной конфигурации (без учета гибкости криволинейных элементов) (рис. 87):

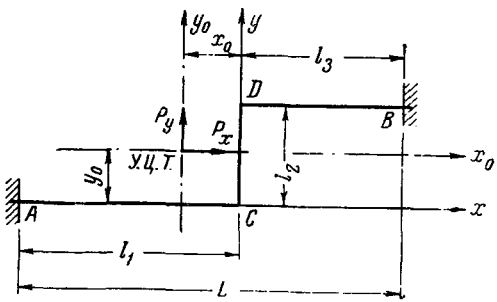


Рис. 87. Z-образный участок трубопровода (без учета гибкости криволинейных элементов).

приведенная длина осевой линии

$$L_{\text{пр}} = l_1 + l_2 + l_3; \quad (5.106)$$

координаты упругого центра тяжести

$$x_0 = \frac{l_3^2 - l_1^2}{2L_{\text{пр}}};$$

$$y_0 = \frac{0{,}5\,l_2^2 + l_2 l_3}{L_{\text{пр}}}; \quad (5.107)$$

центральные моменты инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{x_0} = \frac{l_2^3}{3} + l_2^2 l_3 - L_{\text{пр}} y_0^2;$$

$$J_{y_0} = \frac{l_1^3 + l_3^3}{3} - L_{\text{пр}} x_0^2; \quad (5.108)$$

центральный центробежный момент инерции относительно осей x_0 и y_0

$$J_{xy_0} = 0{,}5\,l_2 l_3^2 - L_{\text{пр}} x_0 y_0; \quad (5.109)$$

основные неизвестные

$$P_x = \alpha \Delta t E J \frac{L J_{y_0} + l_2 J_{xy_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2};$$

$$P_y = \alpha \Delta t E J \frac{l_2 J_{x_0} + L J_{xy_0}}{J_{x_0} J_{y_0} - J_{xy_0}^2}. \quad (5.110)$$

Максимальным изгибающим моментом является наибольший из моментов, действующих в точке A, B, C и D. Величины моментов в этих точках равны:

$$M_A = (l_1 + x_0) P_y - y_0 P_x;$$

$$M_B = (l_2 - y_0) P_x - (l_3 - x_0) P_y;$$

$$M_C = x_0 P_y - y_0 P_x; \quad (5.111)$$

$$M_D = (l_2 - y_0) P_x + x_0 P_y.$$

Значения величин, входящих в формулы (5. 106)—(5. 111), те же, что и в формулах (5. 59)—(5. 64).

§ 48. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов

Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов (рис. 79) построены на основе формул (5. 59)—(5. 64), в которых принято: $l_п = 40D_у$, $l_з = 0{,}5\,l_2$, $R = D_н$, $2D_н$, $3D_н$ или $4D_н$.

Для определения вылета сначала вычисляется коэффициент A; величина этого коэффициента

$$A = \frac{\varepsilon\alpha\Delta t L E m}{100\,\sigma}; \qquad (5.112)$$

здесь ε — коэффициент предварительной растяжки компенсатора;
α — коэффициент температурного удлинения (принимается по приложению III) в $м/м \cdot {}^{\circ}C$;
Δt — разность температур горячего и холодного состояний трубопровода в °С;
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. 34—38);
σ — допускаемое продольное напряжение изгиба в $кГ/см^2$.

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

$$P_x = B\frac{\sigma}{m}. \qquad (5.113)$$

Значения величин, входящих в эту формулу, те же, что и в формуле (5. 112).

На рис. 88—107 представлены графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов с гнутыми криволинейными элементами. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов со сварными из секторов криволинейными элементами даны на рис. 108—127.

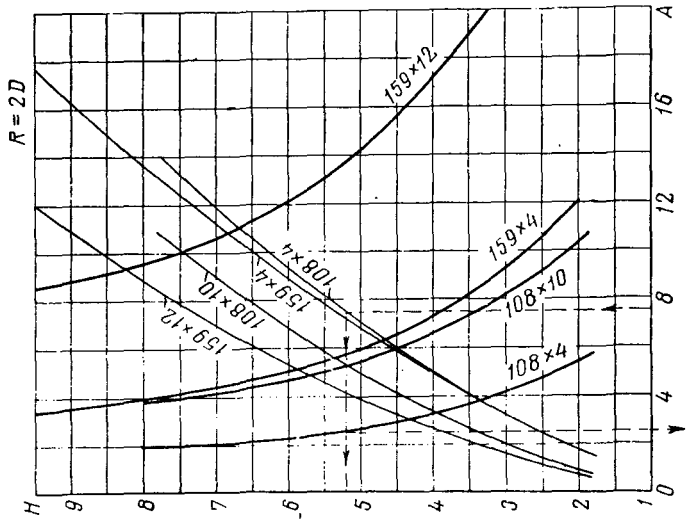


Рис. 89. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с гнутыми отводами $R = 2D$.

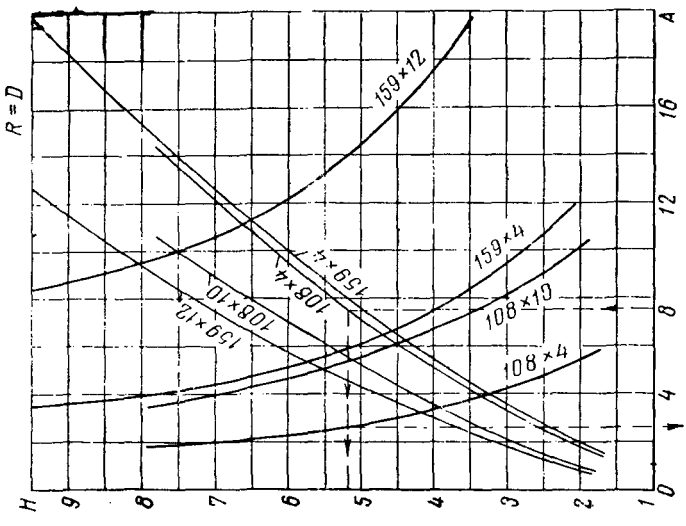


Рис. 88. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с гнутыми отводами $R = D$.

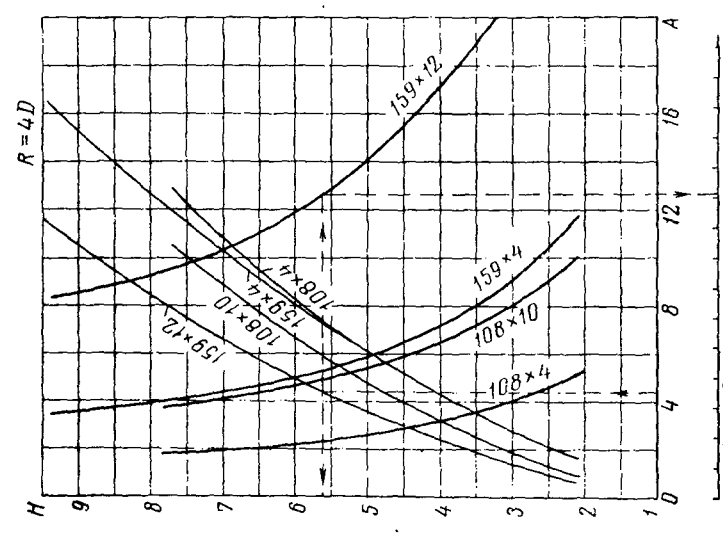


Рис. 91. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с гнутыми отводами $R = 4D$.

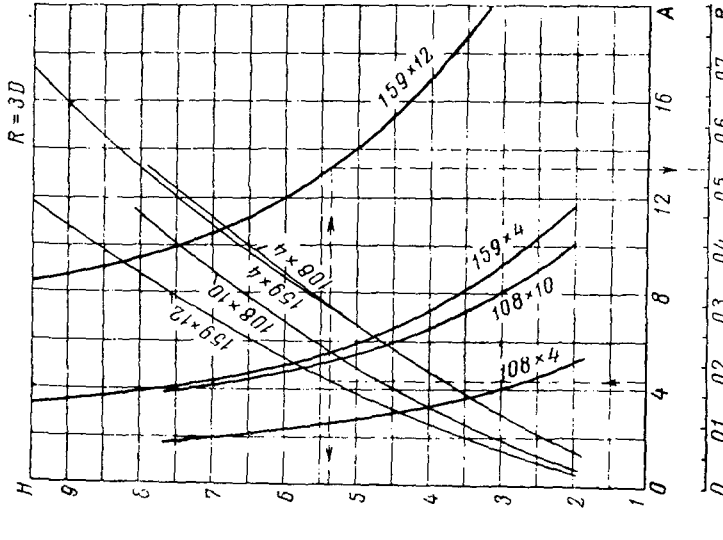


Рис. 90. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 108 и 159 мм с гнутыми отводами $R = 3D$.

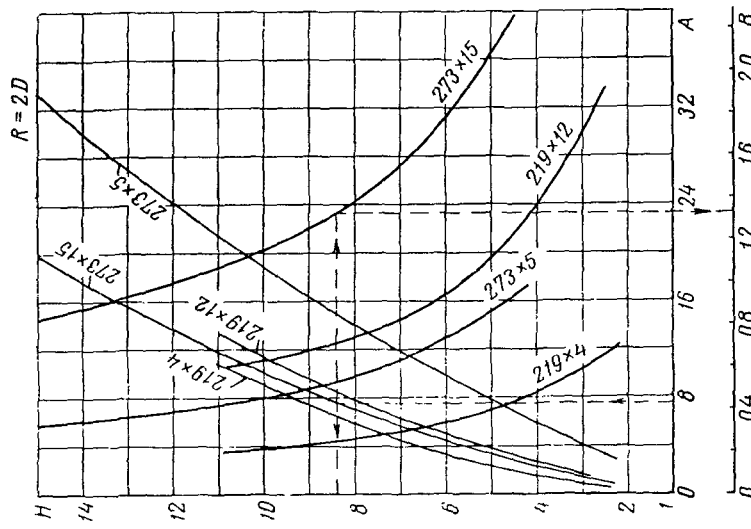


Рис. 93. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* с гнутыми отводами $R = 2D$.

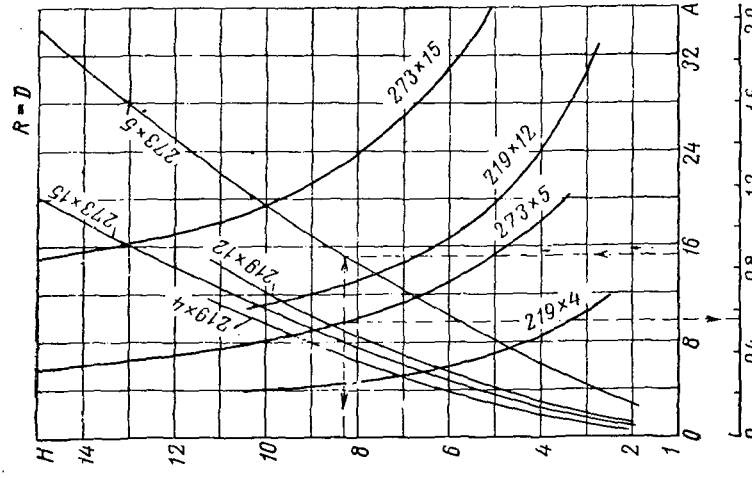


Рис. 92. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* с гнутыми отводами $R = D$.

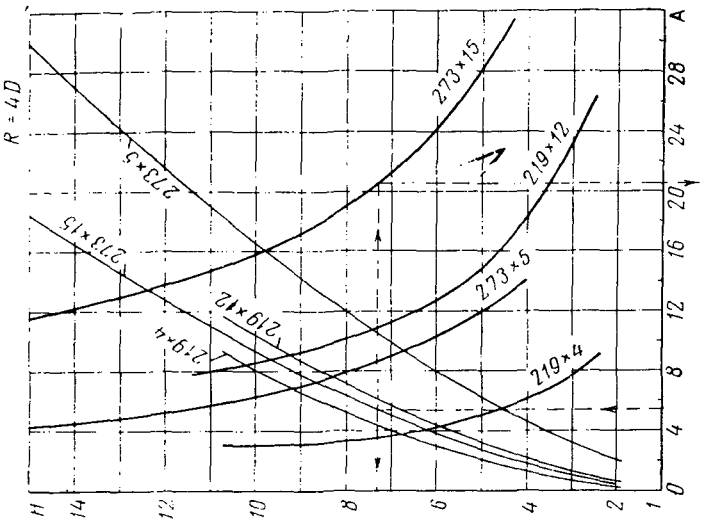


Рис. 95. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* с гнутыми отводами $R = 4D$.

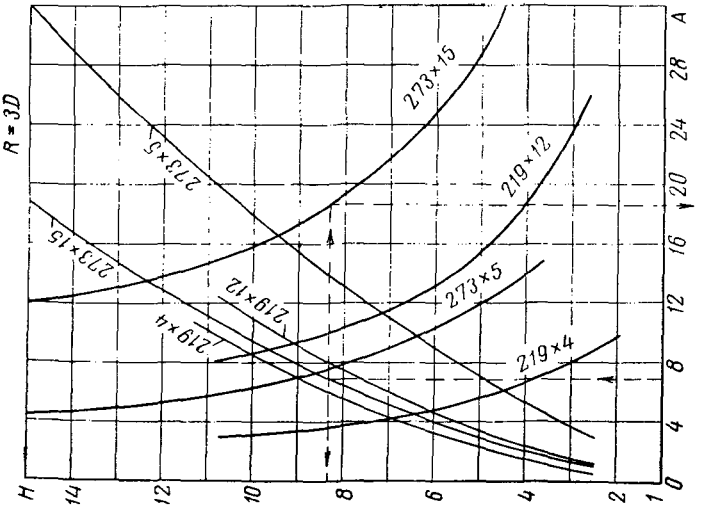


Рис. 94. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* с гнутыми отводами $R = 3D$.

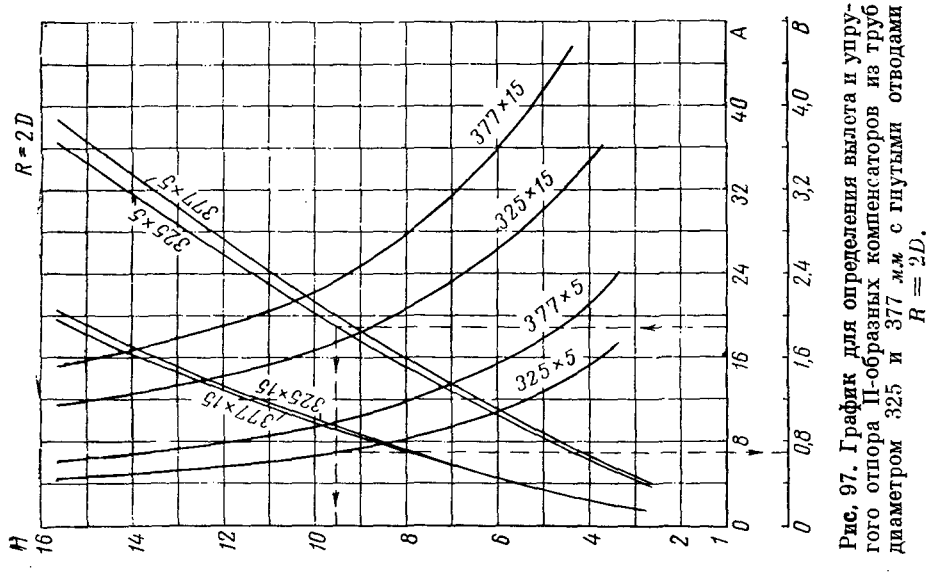


Рис. 97. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* с гнутыми отводами $R = 2D$.

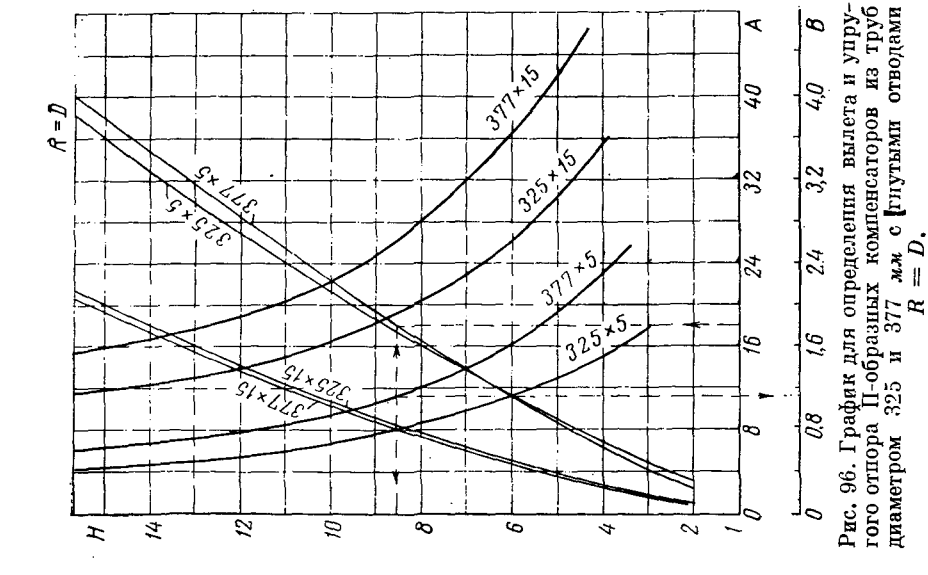


Рис. 96. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* с гнутыми отводами $R = D$.

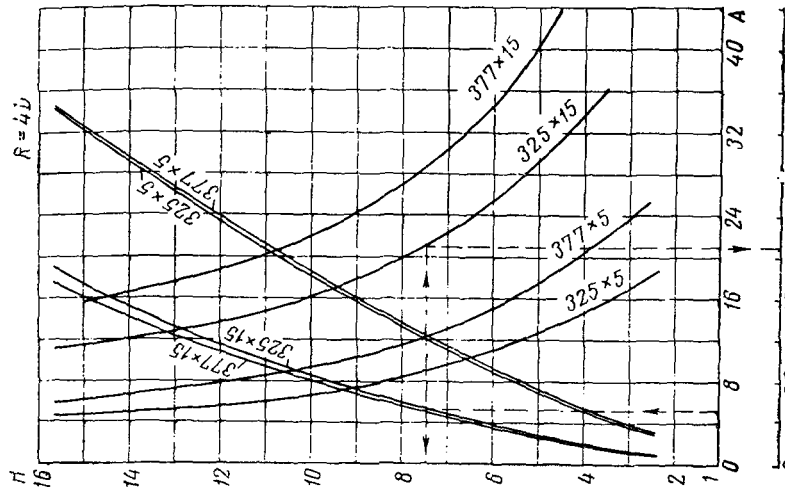


Рис. 99. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* с гнутыми отводами $R = 4D$.

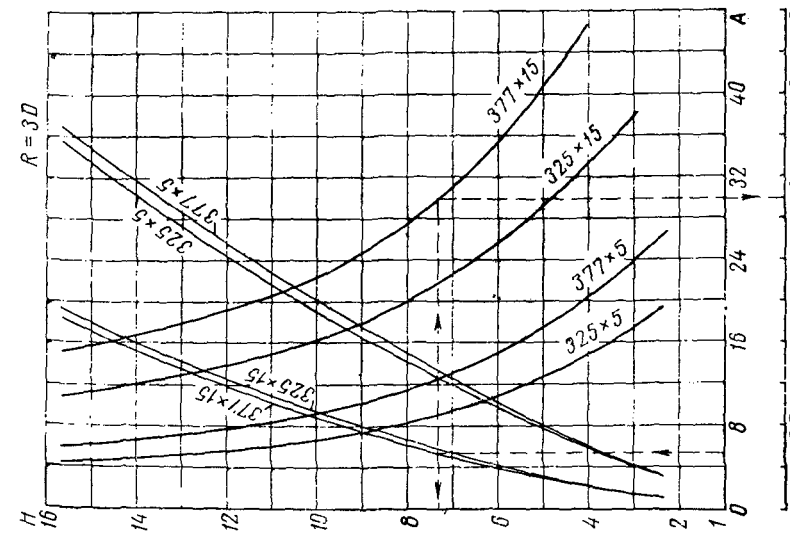


Рис. 98. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* с гнутыми отводами $R = 3D$.

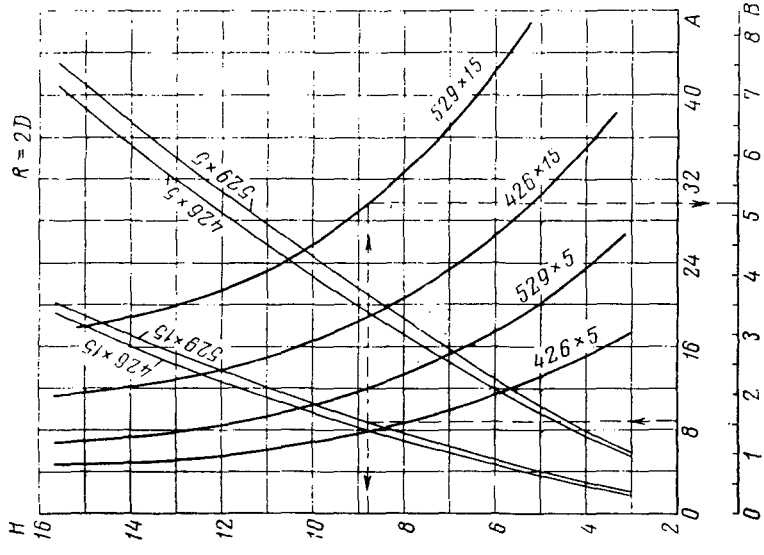


Рис. 101. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с гнутыми отводами $R = 2D$.

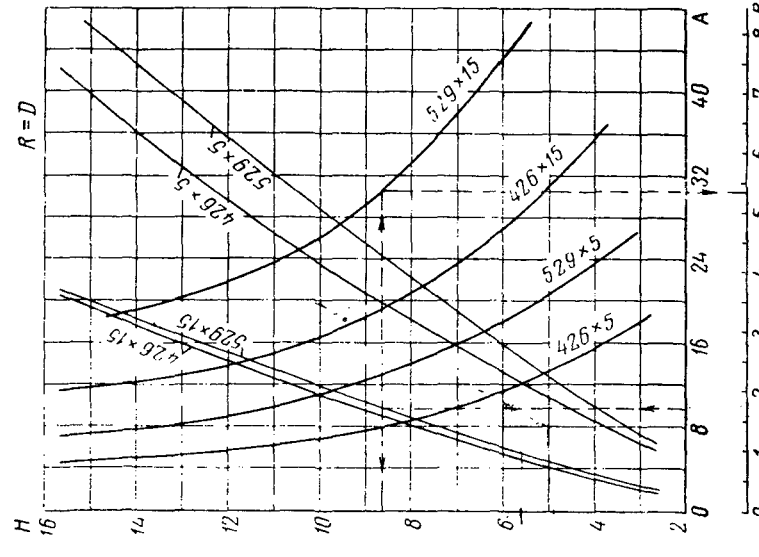


Рис. 100. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 мм с гнутыми отводами $R = D$.

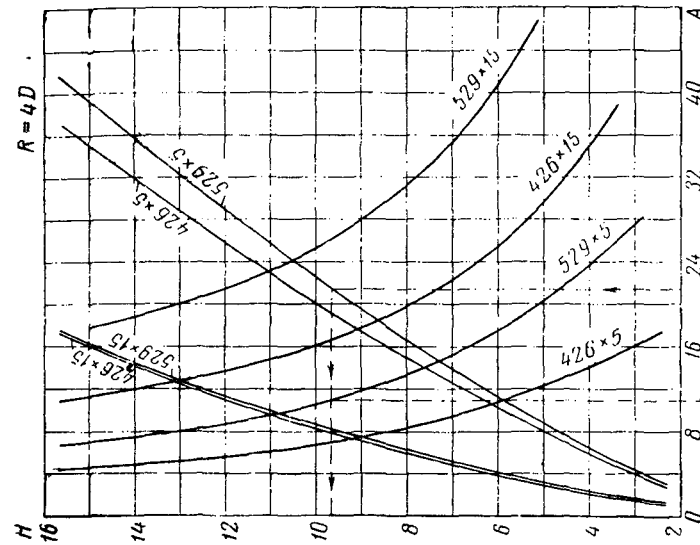


Рис. 103. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* с гнутыми отводами $R = 4D$.

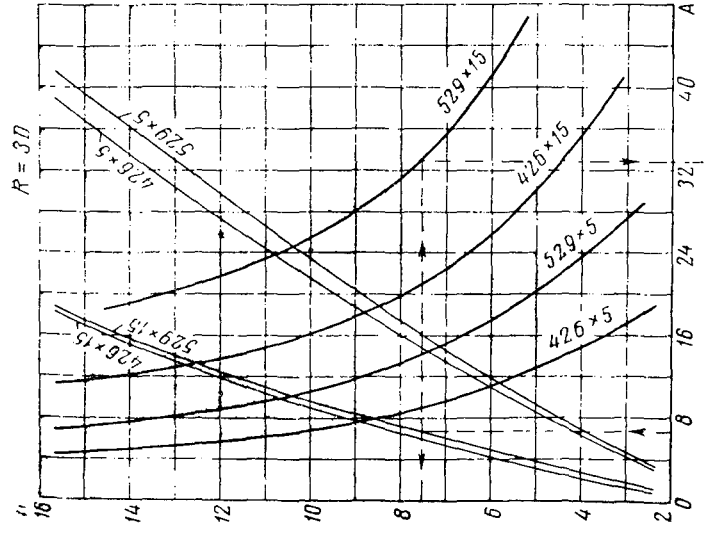


Рис. 102. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* с гнутыми отводами $R = 3D$.

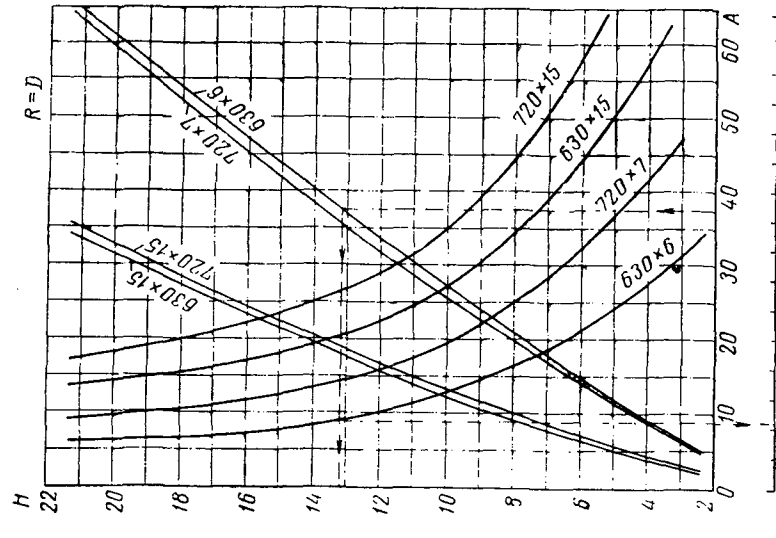


Рис. 104. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм с гнутыми отводами $R = D$.

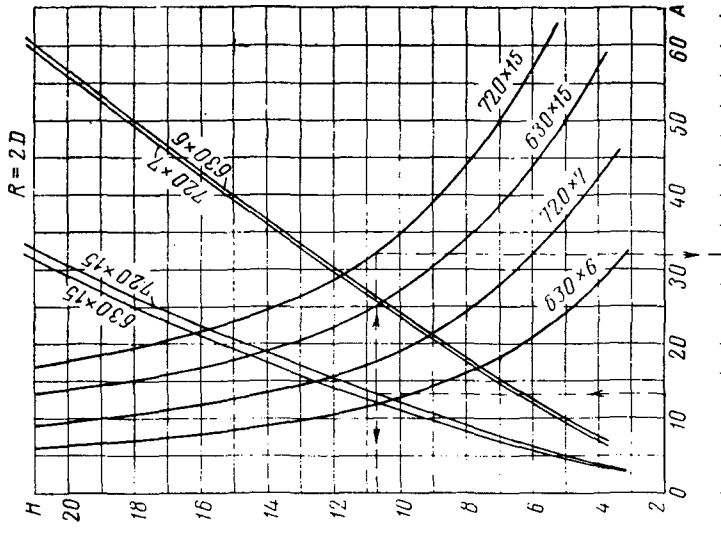


Рис. 105. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм с гнутыми отводами $R = 2D$.

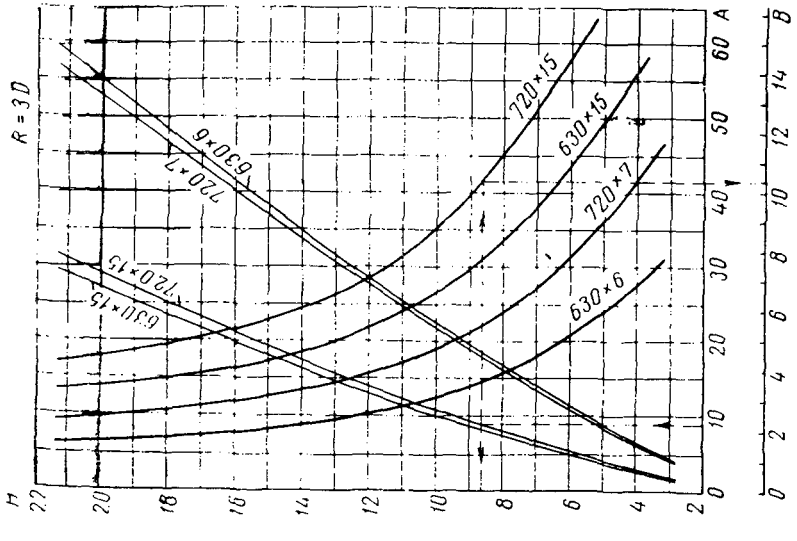


Рис. 106. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 *мм* с гнутыми отводами $R = 3D$.

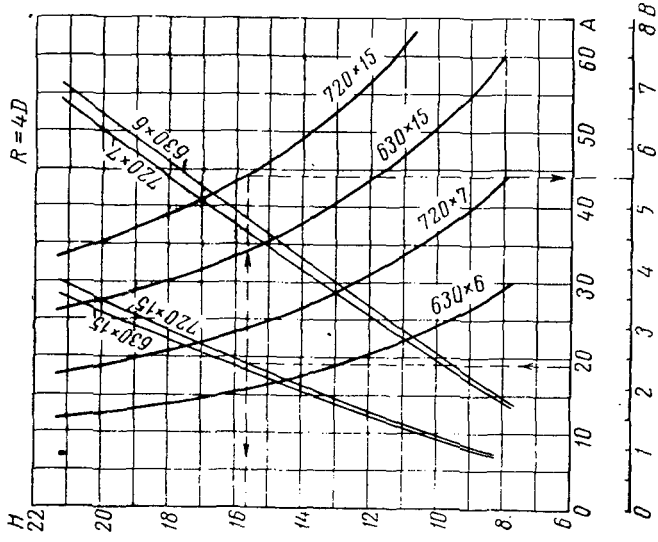


Рис. 107. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 *мм* с гнутыми отводами $R = 4D$.

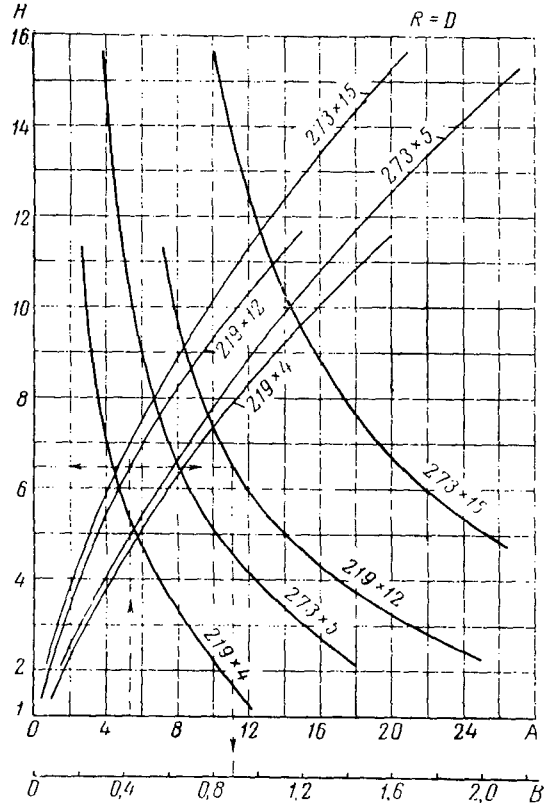


Рис. 108. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* со сварными отводами $R = D$.

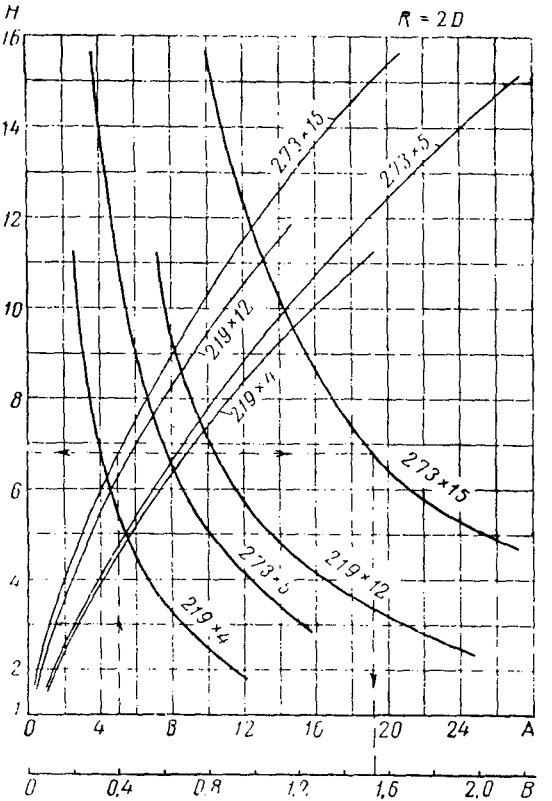


Рис. 109. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* со сварными отводами $R = 2D$.

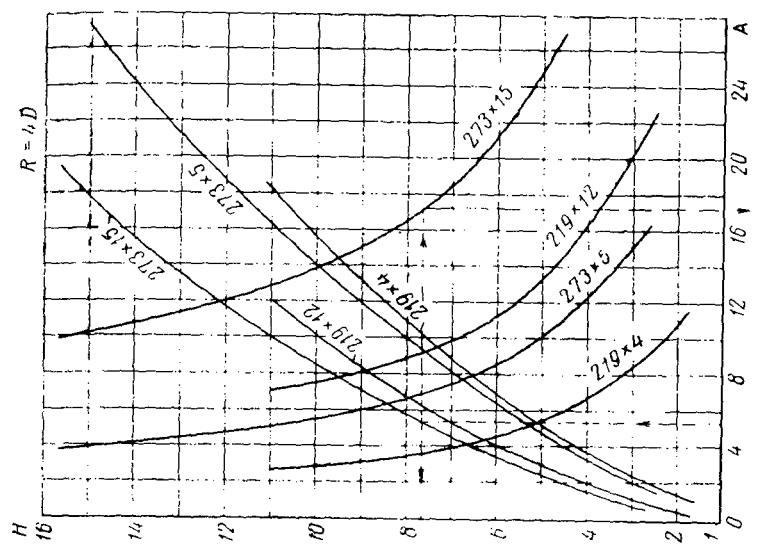


Рис. 111. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* со сварными отводами $R = 4D$.

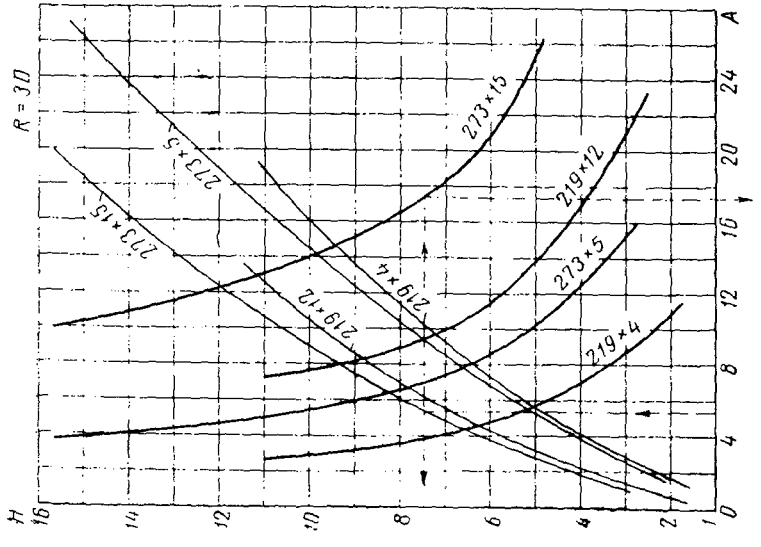


Рис. 110. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 219 и 273 *мм* со сварными отводами $R = 3D$.

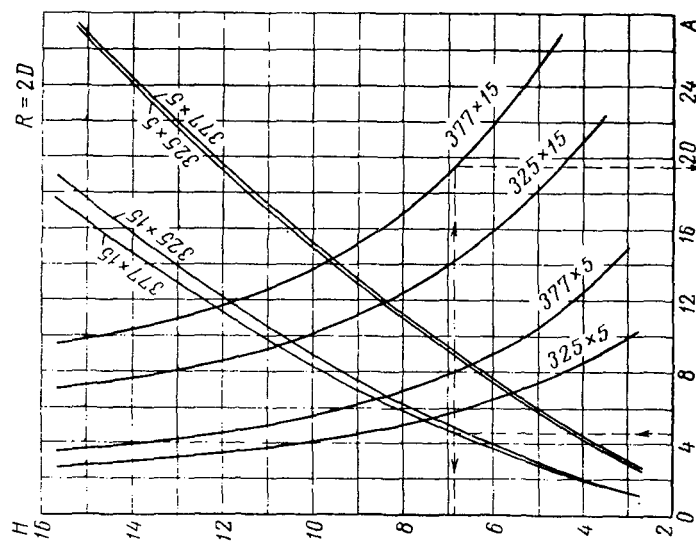


Рис. 113. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм со сварными отводами $R = 2D$.

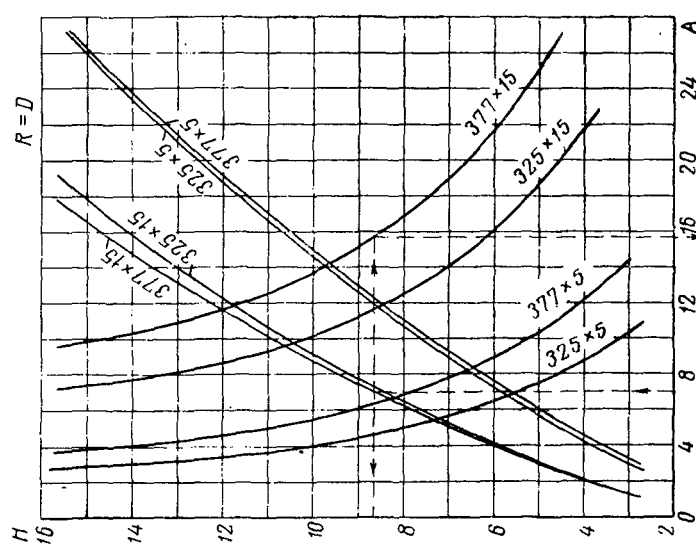


Рис. 112. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 мм со сварными отводами $R = D$.

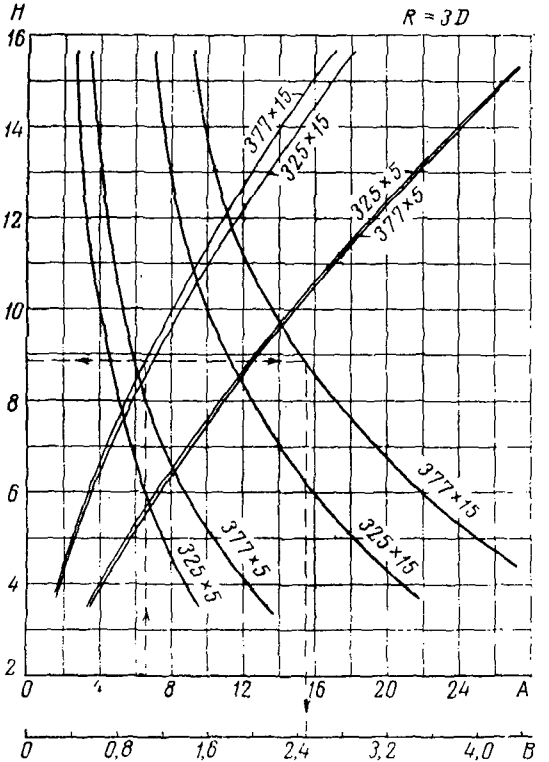


Рис. 114. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* со сварными отводами $R = 3D$.

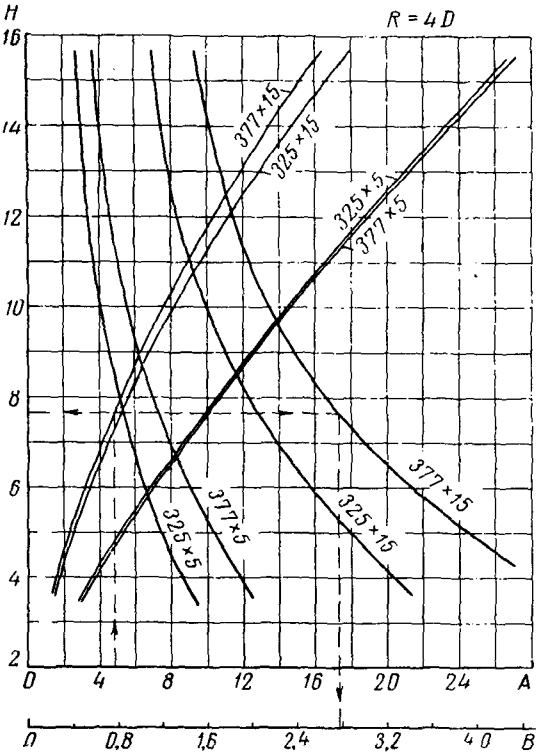


Рис. 115. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 325 и 377 *мм* со сварными отводами $R = 4D$.

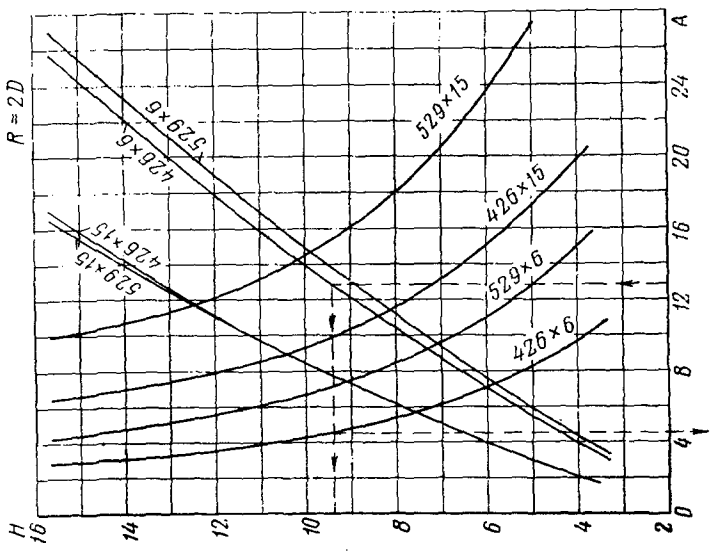


Рис. 117. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* со сварными отводами $R = 2D$.

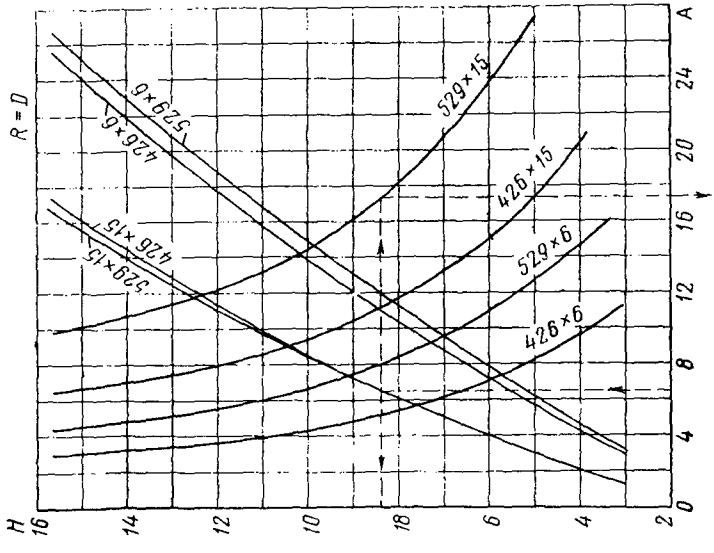


Рис. 116. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* со сварными отводами $R = D$.

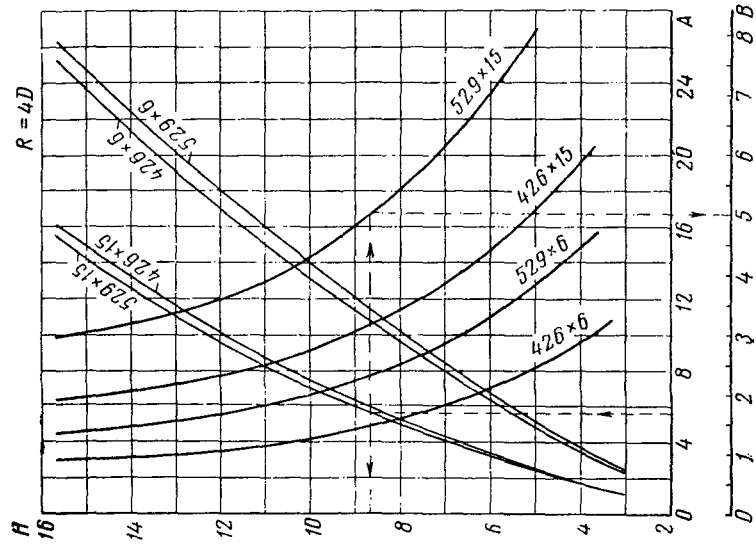


Рис. 119. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* со сварными отводами $R = 4D$.

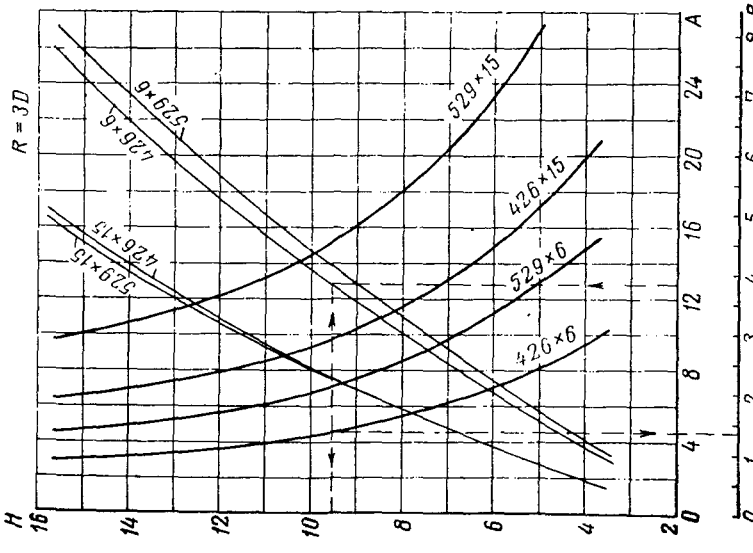


Рис. 118. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 426 и 529 *мм* со сварными отводами $R = 3D$.

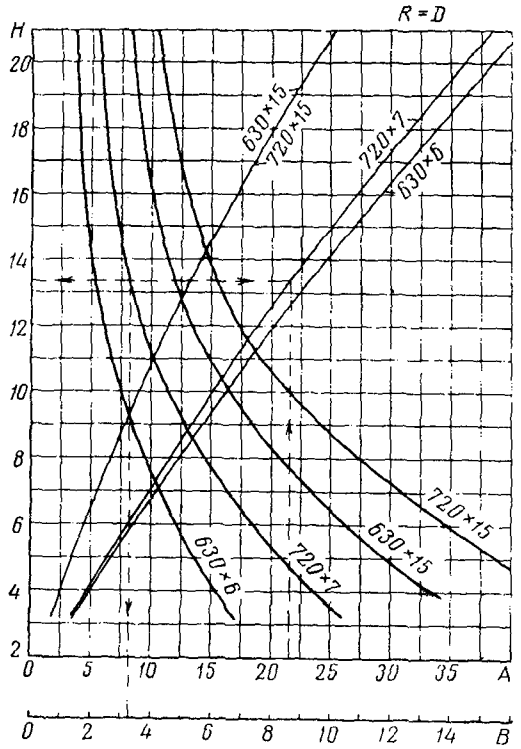


Рис. 120. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 *мм* со сварными отводами $R = D$.

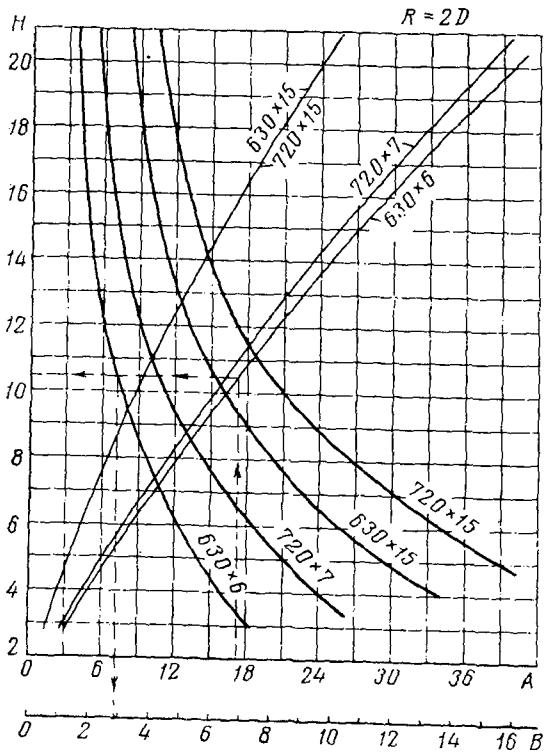


Рис. 121. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 *мм* со сварными отводами $R = 2D$.

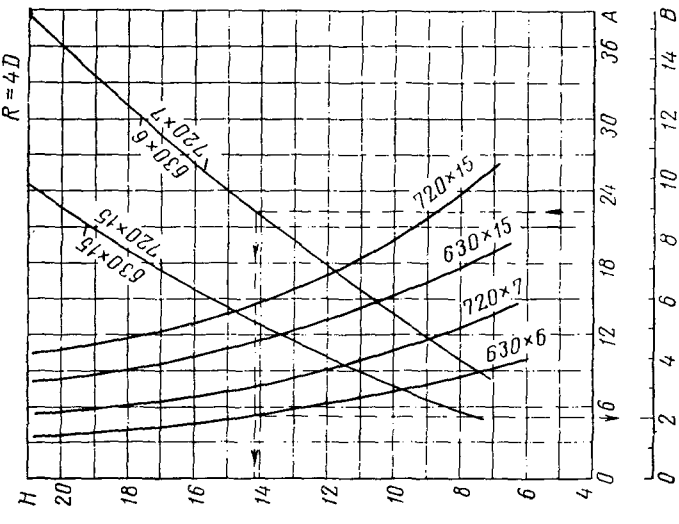


Рис. 123. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм со сварными отводами $R = 4D$.

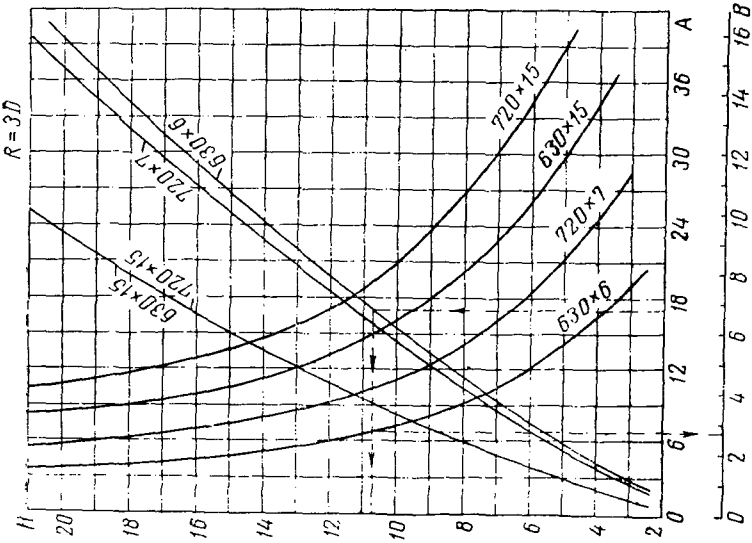


Рис. 122. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 630 и 720 мм со сварными отводами $R = 3D$.

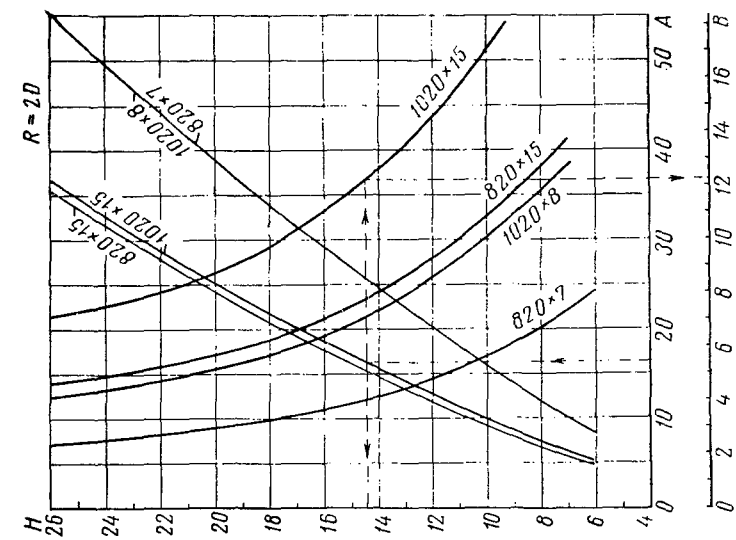


Рис. 125. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 *мм* со сварными отводами $R = 2D$.

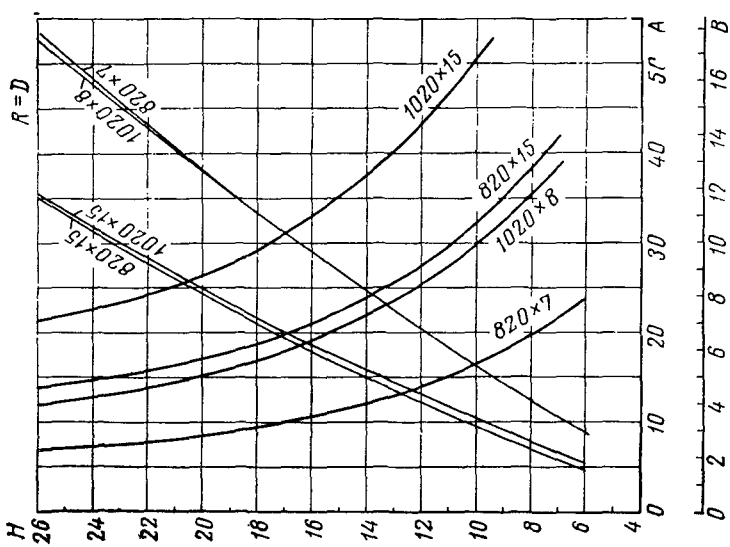


Рис. 124. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 *мм* со сварными отводами $R = D$.

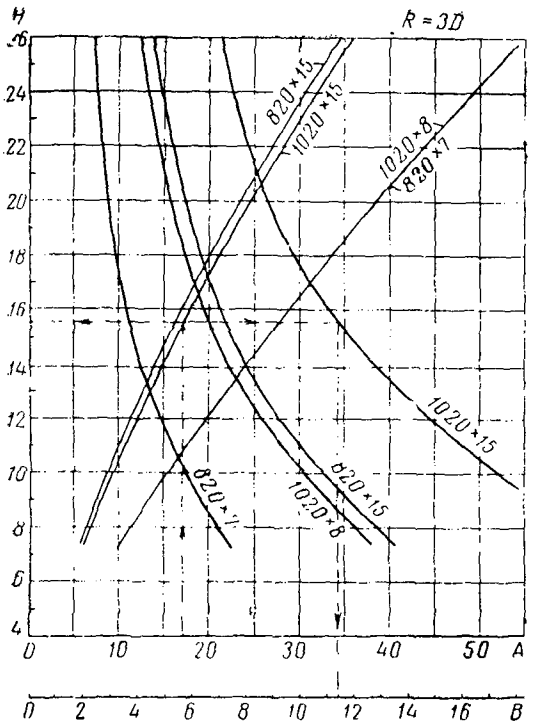


Рис. 126. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 *мм* со сварными отводами $R = 3D$.

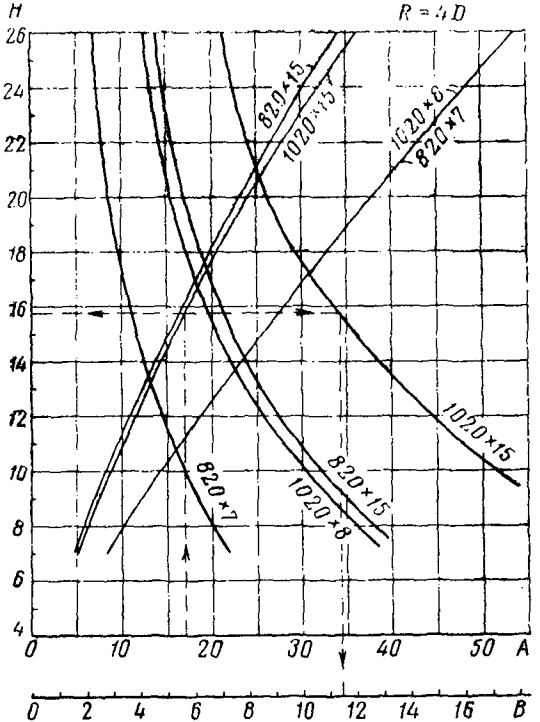


Рис. 127. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб диаметром 820 и 1020 *мм* со сварными отводами $R = 4D$.

§ 49. График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° и равными прямолинейными элементами

График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота 90° (рис. 81) и равными прямолинейными элементами построен на основе формул (5. 70)—(5. 74), в которых принято

$$l_1 = l_2 = nR.$$

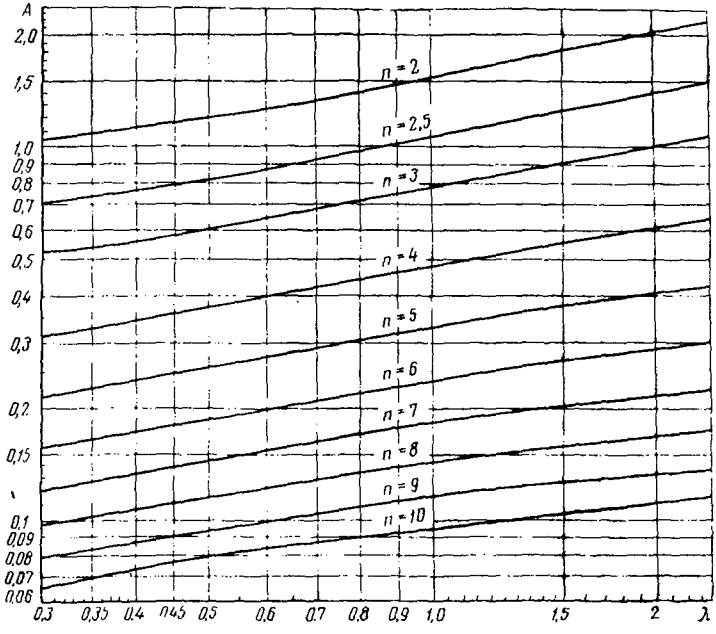


Рис. 128. График для определения значения коэффициента A.

Силы упругого отпора определяются по формуле

$$P_x = P_y = A\frac{\alpha\Delta tEJ}{R^2}, \qquad (5.114)$$

где A — коэффициент; определяется по графику (рис. 128) в зависимости от λ;

α — коэффициент температурного удлинения (принимается по приложению III) в *м/м* °С;

Δt — разность температур горячего и холодного состояний трубопровода в °С.

EJ — жесткость поперечного сечения рассматриваемого трубопровода в $кГм^2$;

R — радиус погиба криволинейного элемента в *м*.

§ 50. Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов (без учета гибкости криволинейных элементов)

Графики для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов (без учета гибкости криволинейных элементов) (рис. 84) построены на основе формул (5. 89)—(5. 93), в которых принято

$$l_п = 40 D_у.$$

Для определения вылета П-образного компенсатора сначала вычисляется коэффициент A:

$$A = \frac{\varepsilon \alpha \Delta t L E}{100 \sigma}. \quad (5.115)$$

Значения величин, входящих в формулу (5. 115), те же, что и в формуле (5. 112). 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:

$$P_x = B \sigma. \quad (5.116)$$

На рис. 129—141 представлены графики для определения вылета и упругого отпора компенсатора при $D_у = 150 \div 1000$ *мм*.

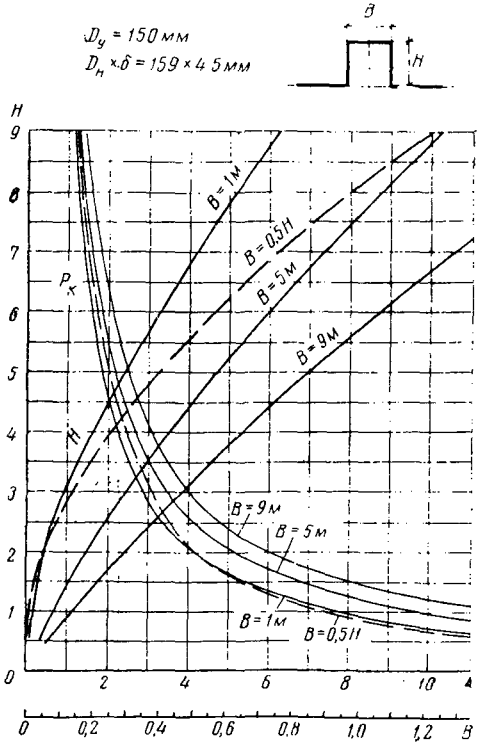


Рис. 129. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_у$ = = 150 *мм* при $k = 1$.

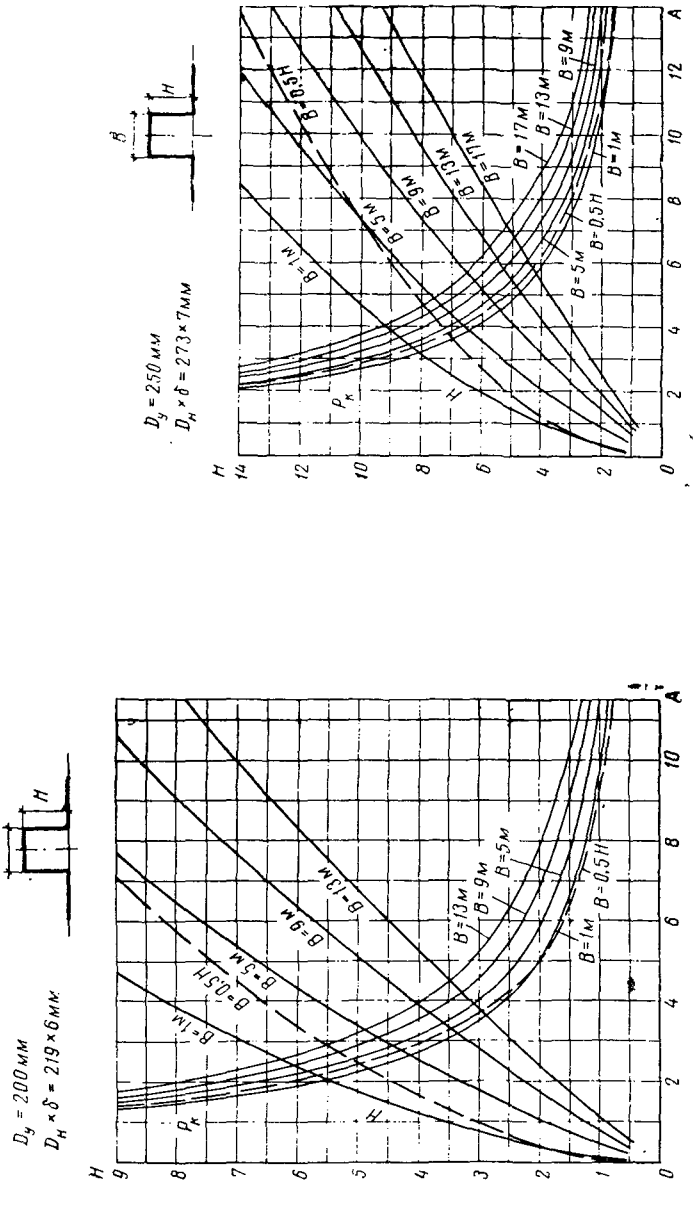


Рис. 131. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 250$ мм при $k = 1$.

Рис. 130. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 200$ мм при $k = 1$.

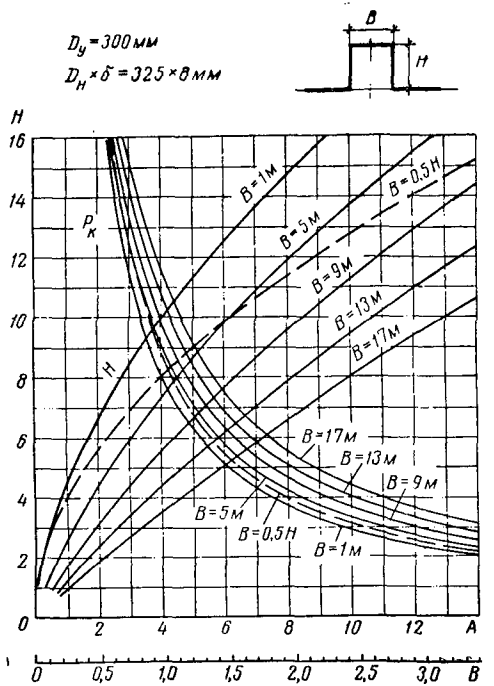


Рис. 132. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 300$ *мм* при $k = 1$.

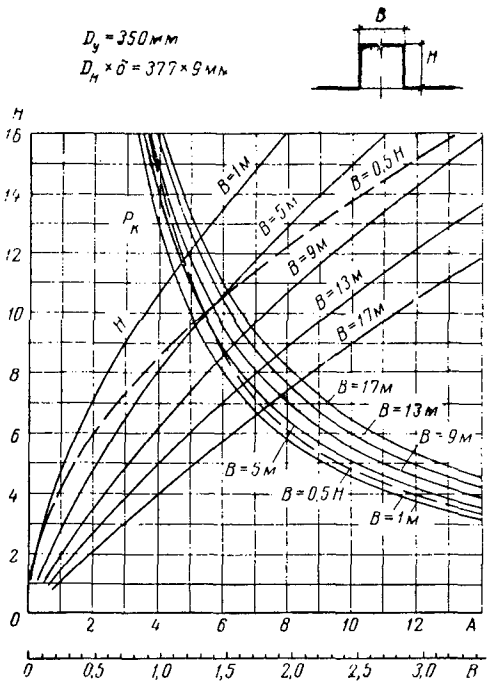


Рис. 133. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 350$ *мм* при $k = 1$.

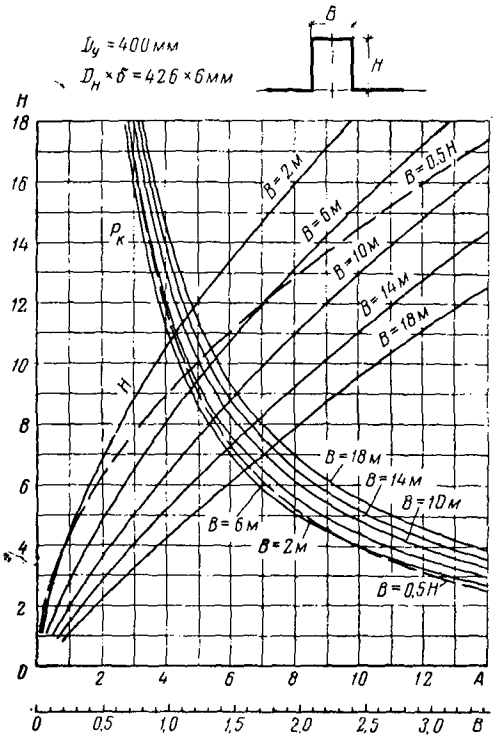


Рис. 134. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_у = 400$ *мм* при $k = 1$.

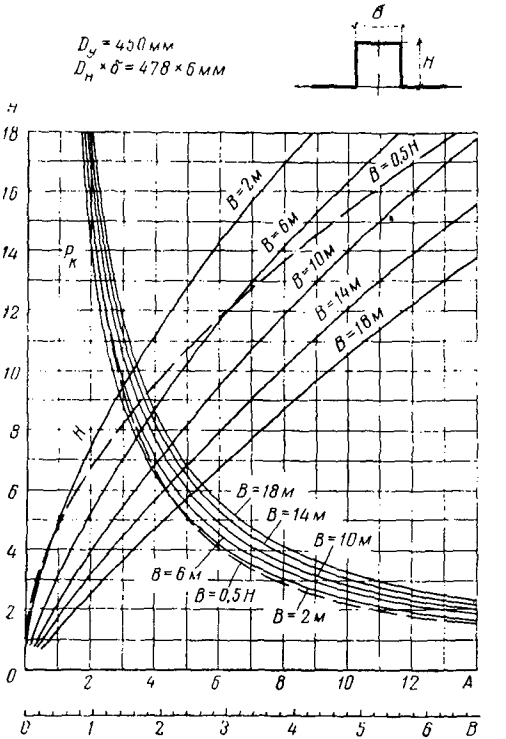


Рис. 135. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_у = 450$ *мм* при $k = 1$.

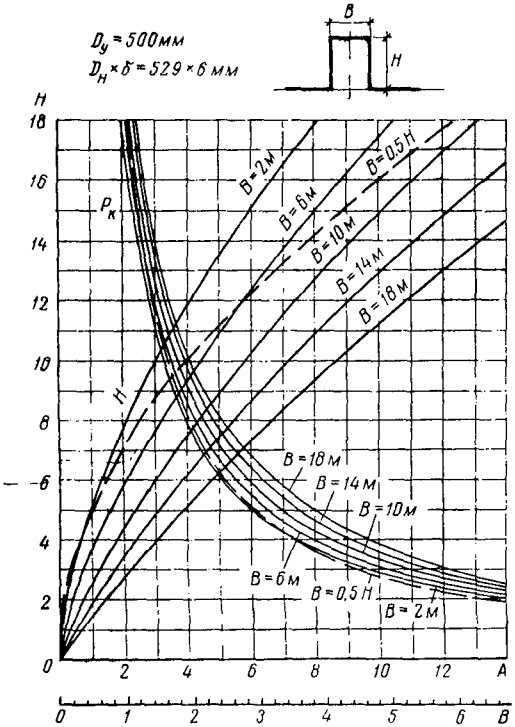


Рис. 136. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром D_y = 500 *мм* при $k = 1$.

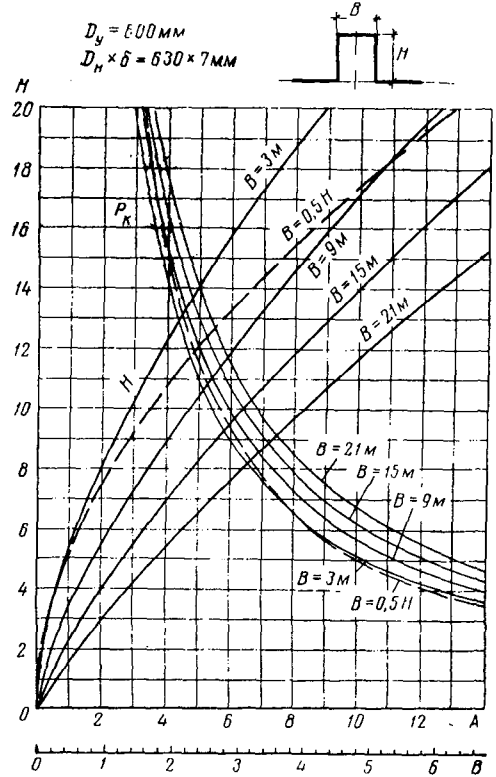


Рис. 137. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром D_y = 600 *мм* при $k = 1$.

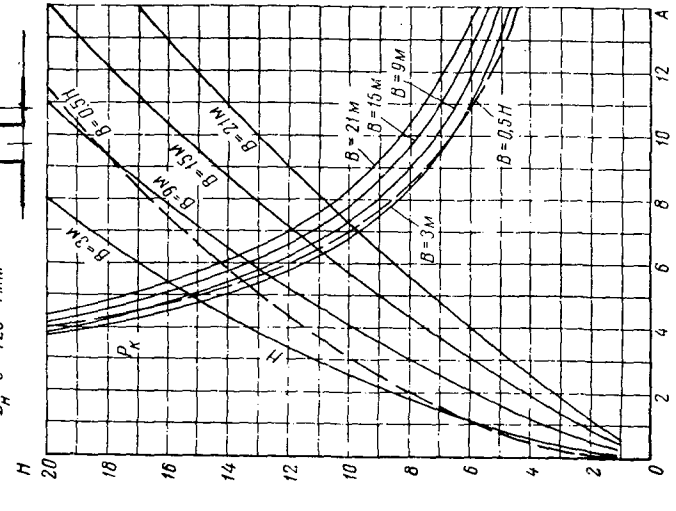


Рис. 138. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 700$ *мм* при $k = 1$.

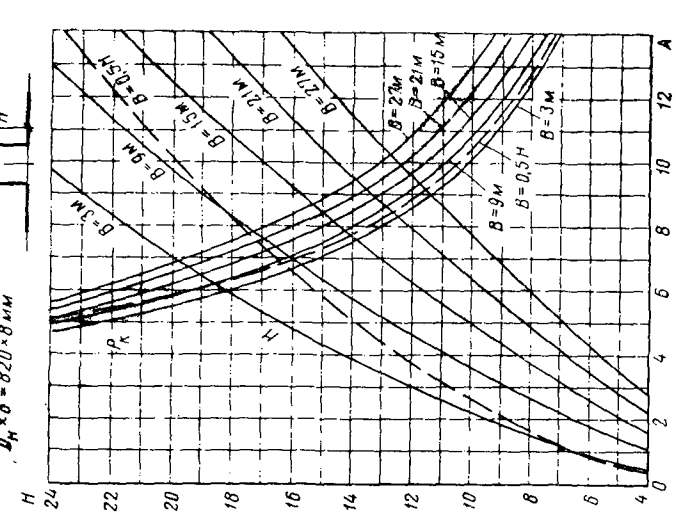


Рис. 139. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 800$ *мм* при $k = 1$.

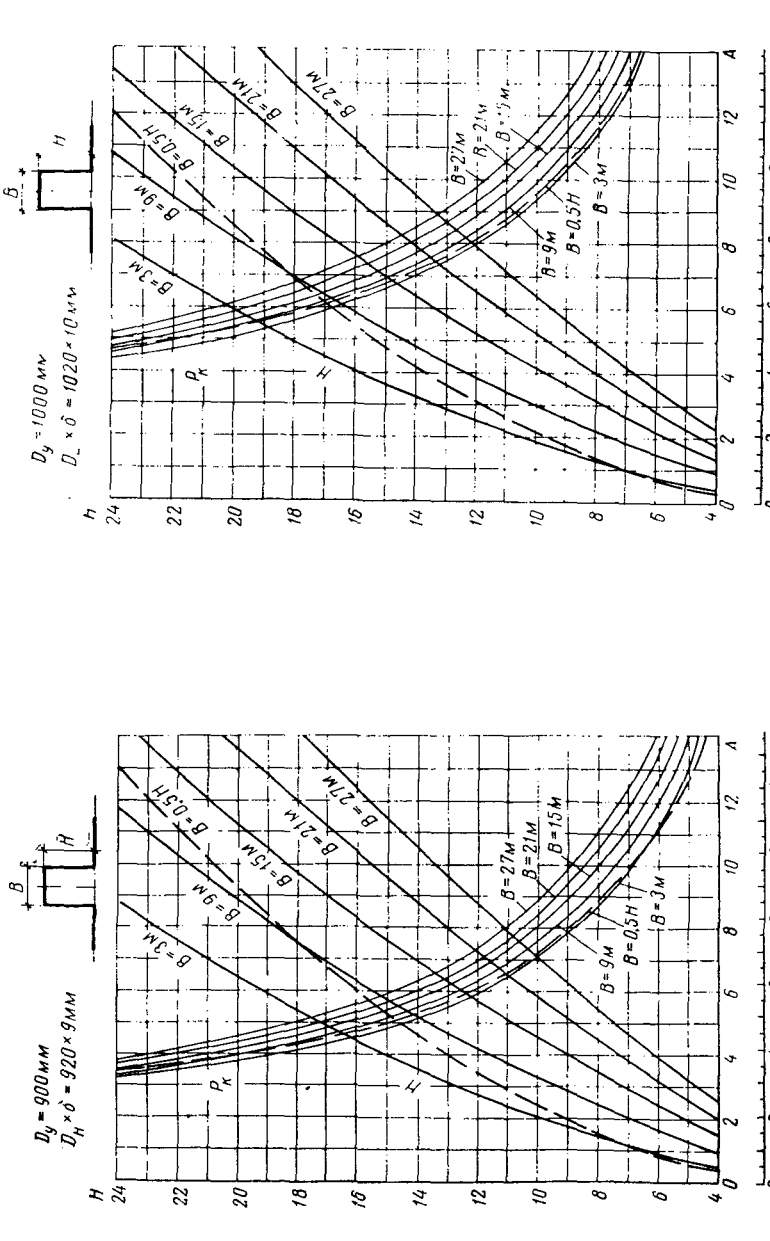


Рис. 141. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 1000$ *мм* при $k = 1$.

Рис. 140. График для определения вылета и упругого отпора П-образных компенсаторов из труб условным диаметром $D_y = 900$ *мм* при $k = 1$.

§ 51. Графики для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота больше 90° (без учета гибкости криволинейных элементов)

Графики для определения сил упругого отпора участка трубопровода Г-образной конфигурации с углом поворота больше 90° (рис. 86) построены на основе формул (5. 100)—(5. 105).

Силы упругого отпора определяются по формулам:

при $l_1 < l_2$

$$P_x = A \frac{\alpha \Delta t E J}{l_1^2}, \qquad (5.117)$$

$$P_y = B \frac{\alpha \Delta' t E J}{l_1^2};$$

при $l_1 > l_2$

$$P_x = A' \frac{\alpha \Delta t E J}{l_2^2}, \qquad (5.118)$$

$$P_y = B' \frac{\alpha \Delta t E J}{l_2^2}.$$

Для определения коэффициентов A и B в зависимости от отношения l_2/l_1 и угла наклона β используется график, представленный на рис. 142.

Коэффициенты A' и B' находятся по графику рис. 143 в зависимости от отношения l_1/l_2 и угла наклона β.

Значения остальных величин в формулах (5. 117)—(5. 118) те же, что и в формулах (5. 114).

§ 52. График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Z-образной конфигурации (без учета гибкости криволинейных элементов)

График для определения сил упругого отпора участка трубопровода Z-образной конфигурации (рис. 87) построен на основе формул (5. 106)—(5. 111) при значениях $l_3 > l_1$.

Силы упругого отпора определяются по формулам:

$$P_x = A \frac{\alpha \Delta t E J}{l_2^2}; \qquad (5.119)$$

$$P_y = B \frac{\alpha \Delta' t E J}{l_2^2}.$$

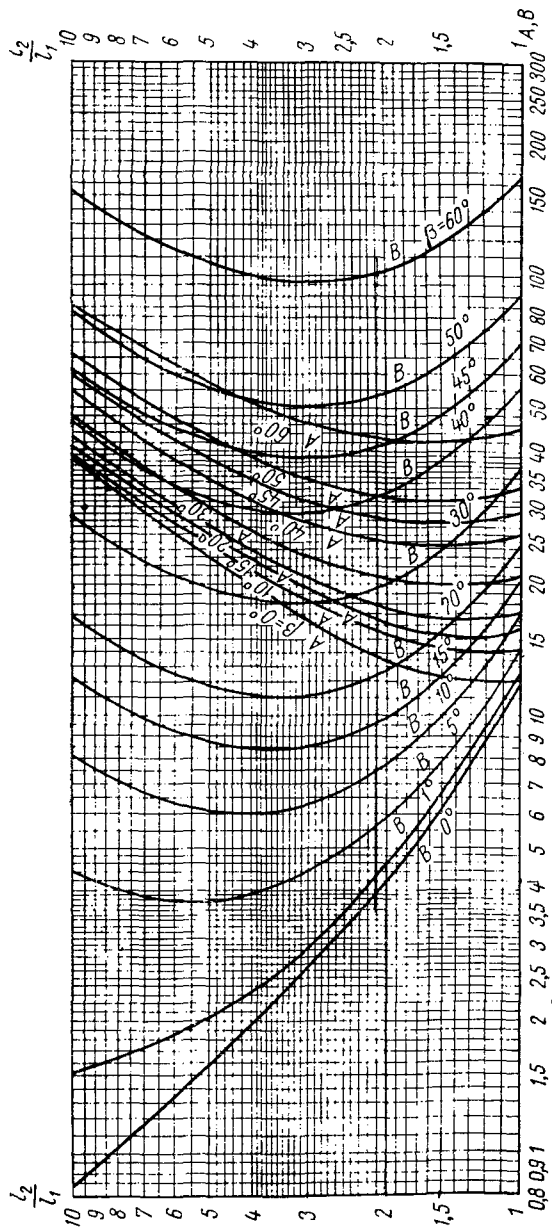


Рис. 142. График для определения значений коэффициентов A и B.

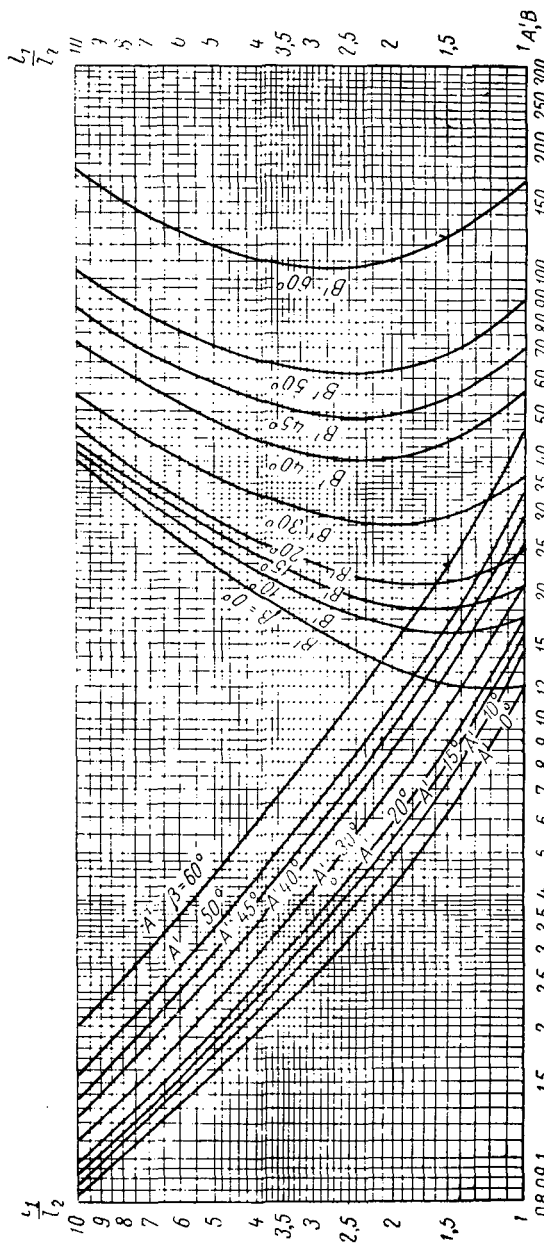


Рис. 143. График для определения значений коэффициентов A' и B'.

Значения коэффициентов A и B находят по графику рис. 144 в зависимости от величин p и n, которые равны:

$$p = \frac{l_1 + l_3}{l_2}, \quad n = \frac{l_1}{l_1 + l_3}. \tag{5.120}$$

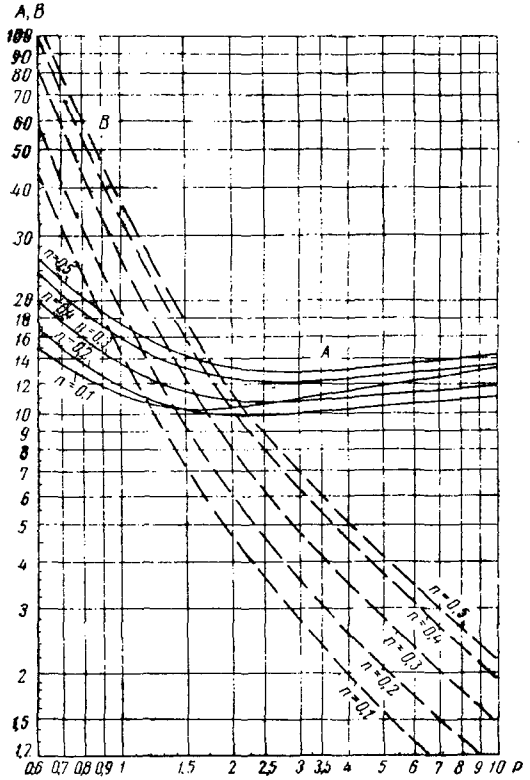


Рис. 144. График для определения значений коэффициентов A и B.

Значения остальных величин, входящих в формулы (5.119), те же, что и в формулах (5.114).

ГЛАВА ШЕСТАЯ

РАСЧЕТ НАДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 53. 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.

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.

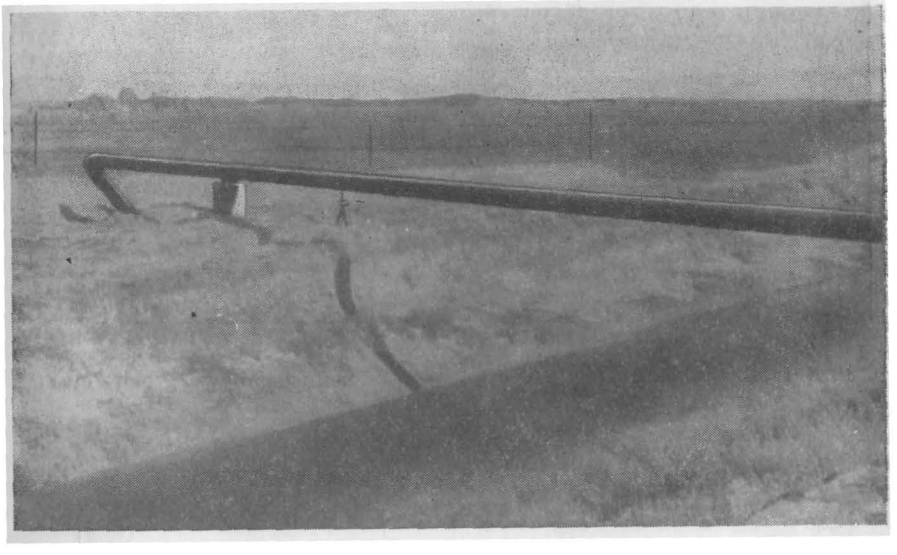


Рис. 145. Надземный балочный консольный переход $D = 720$ *мм*.

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% обеспеченности:

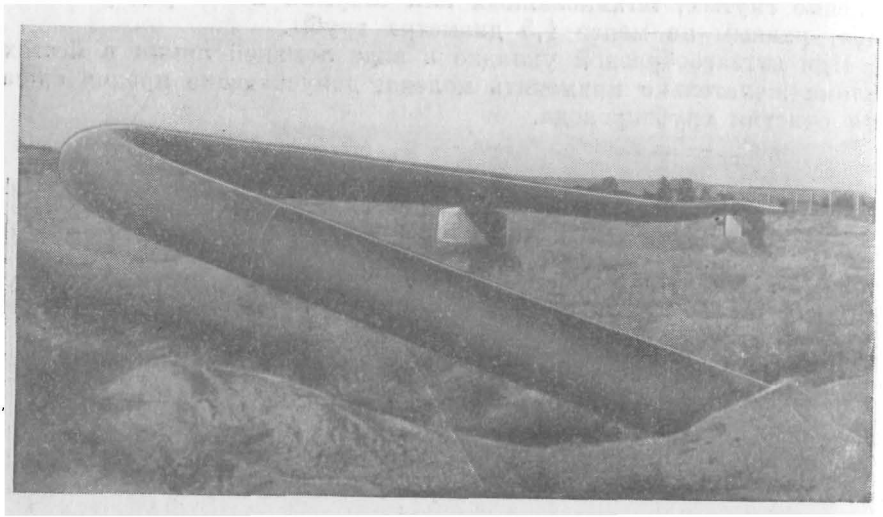


Рис. 146. Надземный переход с наклонным компенсатором $D = 720$ *мм*.

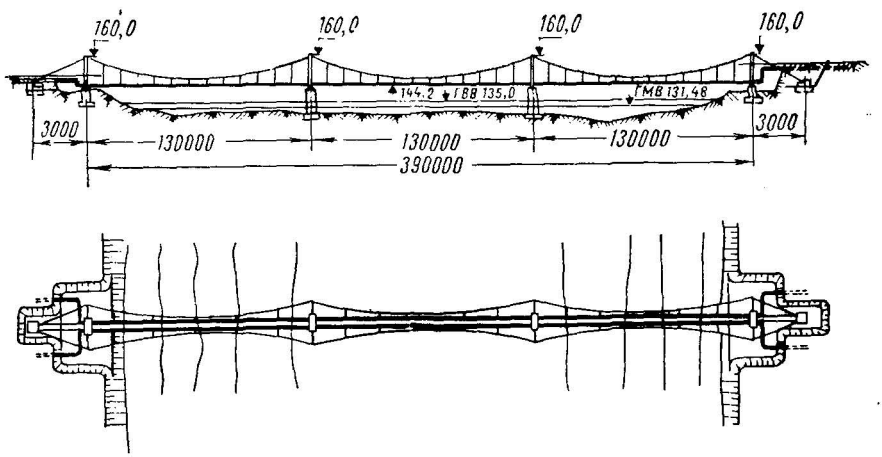


Рис. 147. Схема висячего перехода.

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

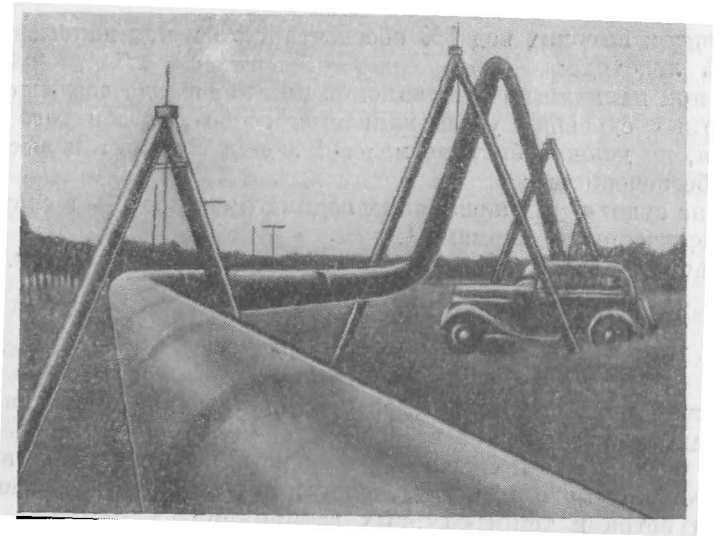


Рис. 148. Надземная прокладка газопровода «змейкой».

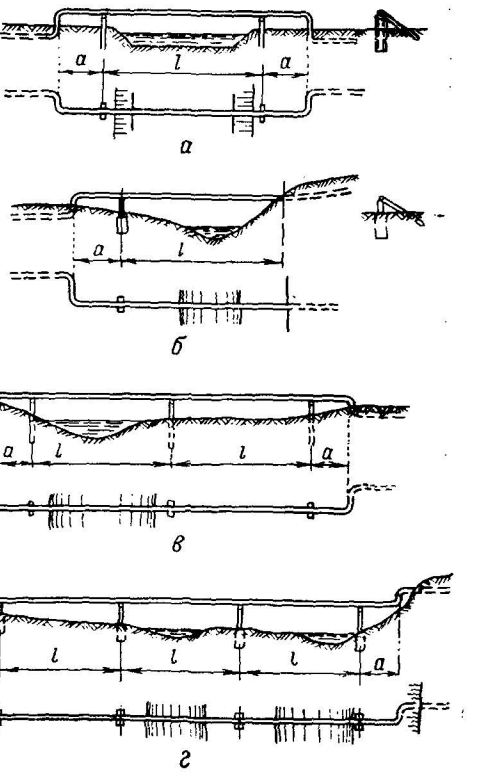


Рис. 149. Схемы консольных балочных переходов через естественные препятствия.

а — однопролетный двухконсольный переход; *б* — одноконсольный переход; *в* — двухпролетный консольный переход; *г* — многопролетный консольный переход

горизонтом высоких вод 1% 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* под горизонтом высоких вод 1% обеспеченности;

г) на судоходных и сплавных водных преградах — в соответствии с утвержденными нормами [1].

Основные виды переходов показаны на рис. 145—149.

§ 54. 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 (табл. 3) 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. 57.

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 или снеговой нагрузки с умножением расчетных нагрузок (кроме собственного веса и веса транспортируемого продукта) на коэффициент 0,9.

---

[1] «Нормы проектирования подмостовых габаритов на судоходных и сплавных реках и основные требования к расположению мостов» (НСП 103-52) Госстроя СССР.

Таблица 57

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:

$$q_{\text{газ}} = \gamma_{\text{газ}} \frac{\pi T_0}{4zT} p_0 D_{\text{вн}}^2 = 215\, \gamma_{\text{газ}} \frac{p_0 D_{\text{вн}}^2}{zT} \; кГ/м, \qquad (6.1)$$

где p_0 — расчетное давление газа в *ата*;

$D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубы в *м*;

$\gamma_{\text{газ}}$ — удельный вес газа (при $T_0 = 273°$ *K* (0° С) и избыточное давление $p_0 = 1$ *ата*) в $кГ/м^3$;

z — коэффициент сжимаемости газа;

T — абсолютная температура в °*K* ($T = 273 + t$, где t — температура газа в °С).

В случае природного газа (приближенно) можно принимать

$$q_{\text{газ}} \approx p_0 D_{\text{вн}}^2 \; кГ/м. \qquad (6.2)$$

Для определения расчетного веса транспортируемой нефти или нефтепродукта имеем

$$q_{\text{прод}} = \gamma \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \; кГ/м; \qquad (6.3)$$

здесь γ — объемный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта.

Расчетные нагрузки от обледенения трубы (с учетом коэффициента перегрузки $n = 1{,}2$) находятся по формуле

$$q_{\text{лед}} = K_{\text{лед}} D_{\text{н}} \ кГ/м, \tag{6.4}$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы в $м$;

$K_{\text{лед}}$ — некоторый коэффициент, выбираемый в зависимости от района гололедности (табл. 58).

Таблица 58

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

$$q_{\text{с}} = 1{,}4 P_0^{\text{с}}; \tag{6.5}$$

здесь $P_0^{\text{с}}$ — 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

$$q_{\text{в}} = 1{,}3 \cdot 0{,}6 Q D_{\text{н}} \ кГ/м, \tag{6.6}$$

где $D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы в $м$;

Q — скоростной напор ветра в $кГ/м$ (берется по гл. II-Б, I СНиП[1]).

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:

$$\sigma_t = E \alpha \Delta t = 25{,}2 \Delta t \ кГ/см^2, \tag{6.7}$$

$$N_t = \sigma_t F = 25{,}2 \Delta t F \ кГ; \tag{6.8}$$

[1] Изменение табл. 2 гл. II-Б, I СНиП см. «Бюллетень строительной техники», № 6, 1959.

здесь F — площадь поперечного сечения стенки трубы в $см^2$; $\Delta t = 50°$ — расчетный перепад температуры; для районов с расчетной температурой воздуха $t_р$ ниже —40° С или выше +40° С значение температурного перепада принимается равным $\Delta t = 40 + t_р$.

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:

$$\sigma_{р.\,вн} = \xi\sigma_{кц}, \tag{6.9}$$

$$N_{р.\,вн} = \sigma_{р.\,вн} F, \tag{6.10}$$

где $\sigma_{кц}$ — 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:

$$\varepsilon_{прод} = 0{,}2\frac{\sigma_{кц}}{E}. \tag{6.11}$$

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 изменение 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 резонанс [1].

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 пролетом до 150 *м* вместо специальных ветровых связей могут быть поставлены наклонные, поддерживающие трубопровод подвески, прикрепленные к раздвинутым по ширине основным несущим тросам.

Переходы трубопроводов могут осуществляться в виде провисающих нитей конструкции Г. А. Тартаковского. В этом случае переходы подвешиваются на пилонах без несущих тросов цепей.

В шпренгельных системах поперечная жесткость трубопровода обеспечивается устройством двух наклонных или одного вертикального и двух горизонтальных шпренгелей, воспринимающих ветровую нагрузку. Шпренгели (тяжи и стойки) прикрепляют на сварке к муфтам, полумуфтам или накладкам, приваренным кольцевыми швами к трубопроводу.

Арочные переходы осуществляются 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 создавать предварительное натяжение, равное усилиям от расчетной ветровой нагрузки.

Надземные трубопроводы при воздействии поперечных нагрузок и продольных (осевых) усилий рассчитываются на внецентренное сжатие по формуле

$$\frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \leqslant R_2, \qquad (6.12)$$

[1] См. «Технические условия расчета высоких сооружений на ветровую нагрузку» (СН 40-58).

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:

$$M = M_1 + M_2; \tag{6.13}$$

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 загружения, 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

$$M_1 = aql^2, \tag{6.14}$$

момент от продольных усилий

$$M_2 = \frac{Nf}{1 \pm \psi}; \tag{6.15}$$

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 защемленными концами:

$$\psi = \frac{Nl_0^2}{\pi^2 EJ}, \tag{6.16}$$

где l_0 — свободная длина рассчитываемого участка трубопровода. Для прямолинейных переходов с защемленными концами: при одном

пролете $l_0 = 0{,}6\,l$; двух и более пролетах $l_0 = 0{,}7\,l$, 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

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{3\cos\varphi\, J\,(E\alpha t + 0{,}2\,\sigma_{\text{кц}})\left(\frac{1}{W} - \frac{1}{f_{\text{зм}}F}\right)}{f_{\text{зм}}} + \frac{0{,}0833\,q_{\text{в}}l^2}{W} + 0{,}5\,\sigma_{\text{кц}} \leqslant R_2, \qquad (6.17)$$

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 *кГ/м*.

§ 55. 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. 148, *а*). Так, например, 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. 149, *б*) и многопролетных (рис. 149, *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. 149, *г*.

В многопролетных переходах, когда компенсаторы устанавливаются по обоим концам открытого участка, одна из средних опор выполняется мертвой. В этом случае температурные деформации трубопровода распространяются в обе стороны от мертвой опоры. Если, кроме концевых, 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 $0{,}354\,l$, где l — расстояние между опорами.

Расчетная величина консоли в многопролетных и одноконсольных системах определяет из условия равенства моментов на крайних и промежуточных опорах; в этом случае длина консоли равна $0{,}408\,l$. 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

$$a = -0{,}5\,l_{\text{к}} + \sqrt{0{,}25\,l_{\text{к}}^2 + 0{,}125\,l^2}; \qquad (6.18)$$

для многопролетной двухконсольной системы

$$a = -0{,}5\,l_{\text{к}} + \sqrt{0{,}25\,l_{\text{к}}^2 + 0{,}161\,l^2}, \qquad (6.19)$$

где $l_{\text{к}}$ — вылет компенсатора;

l — пролет.

Для определения оптимальной длины консолей может быть использован график, представленный на рис. 150; на этом графике отложены: по оси ординат отношение a/l, а по оси абсцисс — $l_{\text{к}}/l$. Для определения длины консоли достаточно найденное по графику в зависимости от схемы перехода и отношения $l_{\text{к}}/l$ значение a/l умножить на величину пролета.

Максимально допустимый пролет и прогиб перехода определяются по формулам:

$$l = \sqrt{\frac{mW(R - 0{,}5\,\sigma_{\text{кольц}})}{\eta}}; \qquad (6.20)$$

$$f = \frac{\beta l^4}{EJ}, \qquad (6.21)$$

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 могут монтироваться 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.

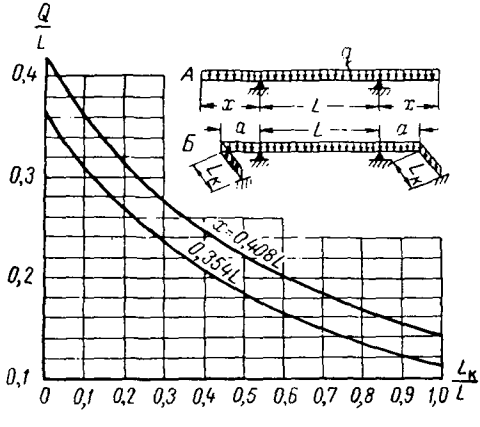


Рис. 150. Схема загружения однопролетного двухконсольного перехода и график зависимости величины консоли от пролета и длины компенсатора.

Коэффициенты η и β определяются по следующим формулам:

при расчете однопролетных консольных переходов, монтируемых из секций, имеющих длину, равную прямолинейным участкам системы,

$$\eta = 0{,}0625\,(q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0{,}9\,q_{\text{обл}}); \qquad (6.22)$$

$$\beta = 0{,}0052\,(q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0{,}9\,q_{\text{обл}}); \qquad (6.23)$$

при расчете многопролетных переходов, монтаж которых производится с обеспечением неразрывности конструкции,

$$\eta = 0{,}083\,(q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0{,}9\,q_{\text{обл}}); \qquad (6.24)$$

$$\beta = 0{,}0026\,(q_{\text{тр}} + q_{\text{доп}} + q_{\text{пр}} + 0{,}9\,q_{\text{обл}}); \qquad (6.25)$$

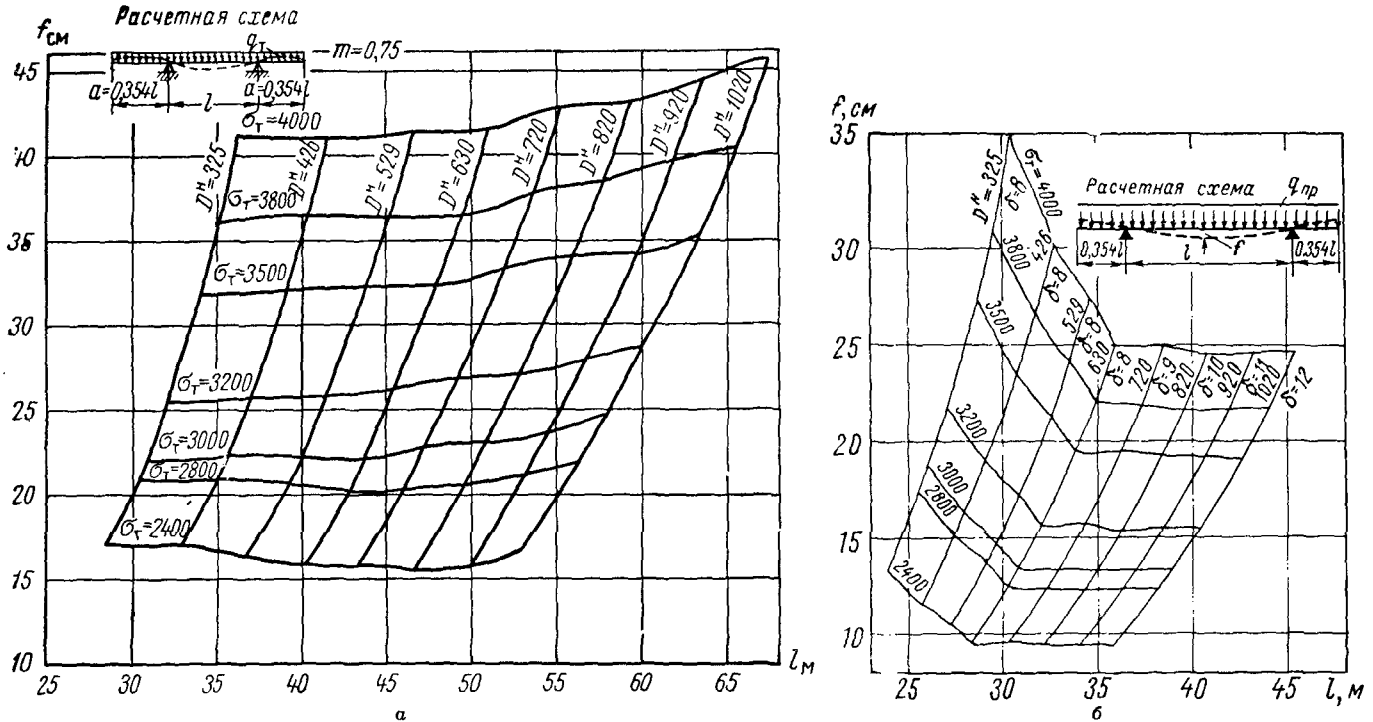


Рис. 151. Зависимость прогиба газопровода f от пролета l в однопролетной консольной системе при различных коэффициентах условий работы: *а* — при $m = 0{,}90$; *в* — при $m = 0{,}75$.

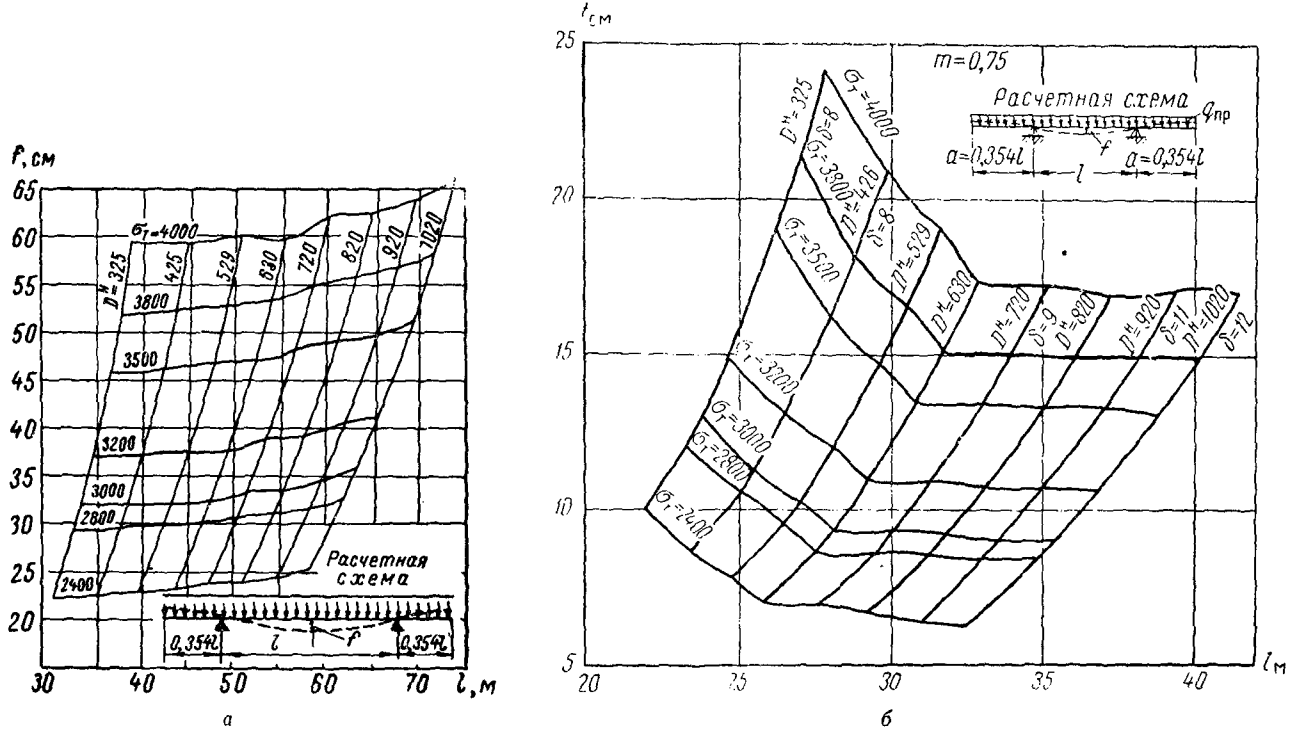


Рис. 152. Зависимость прогиба продуктопровода f от пролета l в однопролетной консольной системе при различных коэффициентах условий работы: $а$ — при $m = 0{,}90$; $б$ — при $m = 0{,}75$.

в случаях, когда неразрезность системы не может быть обеспечена,

$$\eta = 0{,}125\, q_{тр} + 0{,}0417\,(q_{доп} + q_{пр} + 0{,}9\, q_{обл}); \qquad (6.26)$$

$$\beta = 0{,}013\, q_{тр} + 0{,}0026\,(q_{доп} + q_{пр} + 0{,}9\, q_{обл}). \qquad (6.27)$$

В этих формулах $q_{тр}$, $q_{доп}$, $q_{пр} + q_{обл}$ — соответственно значения расчетных нагрузок (умноженных на коэффициенты перегрузки)

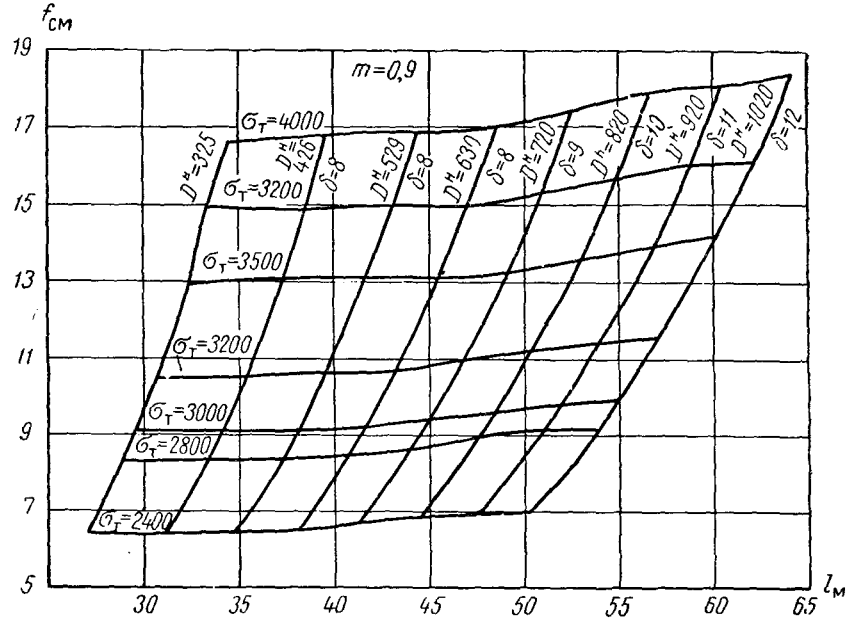


Рис. 153. Зависимость прогиба газопровода от пролета при монтаже с условием обеспечения неразрезности конструкции.

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. 151 и 152, приведены допустимые пролеты и соответствующие им прогибы для однопролетных двухконсольных переходов газопроводов и нефтепродуктопроводов при различных коэффициентах условия работы. Графики, приведенные на рис. 153, 154, 155, дают аналогичные

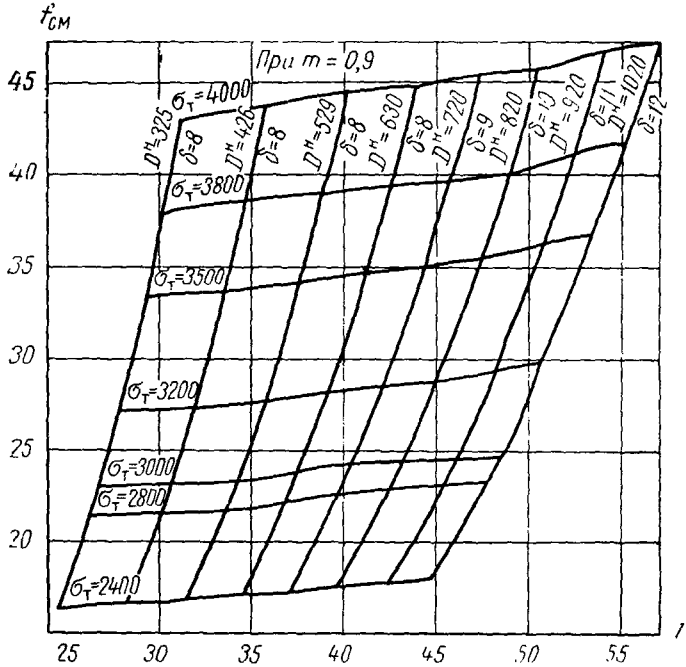


Рис. 154. Зависимость прогиба газопровода от пролета при монтаже без обеспечения неразрезности конструкции.

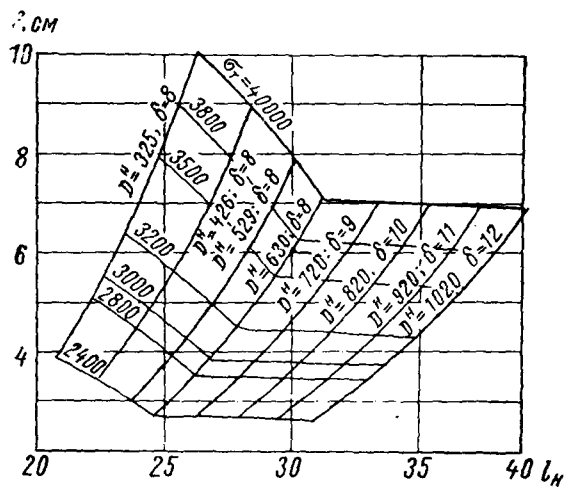


Рис. 155. Зависимость прогиба продуктопровода от пролета с обеспечением неразрезности конструкции.

зависимости для многопролетных переходов, за расчетную схему которых принимается многопролетная система с защемленными концами. При этом график рис. 153 составлен исходя из условия обеспечения неразрезности газопровода при монтаже, а график рис. 154 — 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:

$$l = l_{\text{г}} \sqrt{\frac{W}{W_{\text{г}}}}; \qquad (6.28)$$

$$y = \frac{y_{\text{г}} l^4 J_{\text{г}}}{l_{\text{г}}^4 J}, \qquad (6.29)$$

где $l_{\text{г}}$ и $y_{\text{г}}$ — расчетные пролет и прогиб, полученные по графику;

$J_{\text{г}}$ и $W_{\text{г}}$ — 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.

§ 56. 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 осуществлена 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. 156.

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.

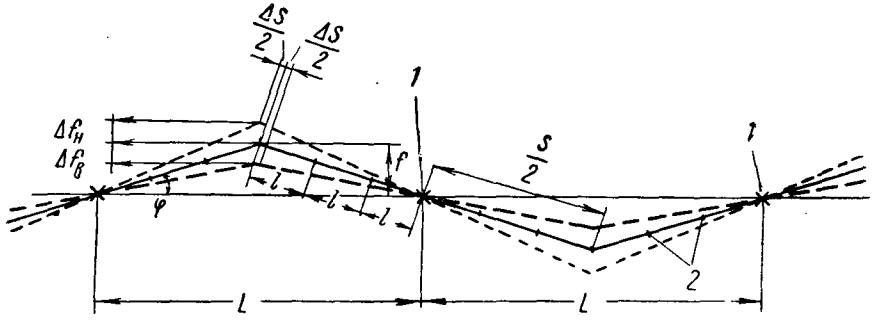


Рис. 156. Схема укладки трубопровода «змейкой». *1* — мертвые опоры; *2* — промежуточные опоры.

В результате изменения температуры длина трубопровода между мертвыми опорами изменяется на величину, определяемую по формуле

$$\Delta S_t = \pm S\,\alpha\Delta\,t; \qquad (6.30)$$

здесь S — длина участка трубопровода между мертвыми опорами, равная $L/\cos\varphi$;

L — расстояние между мертвыми опорами;

$\Delta\ t$ — температурный перепад;

φ — угол наклона «змейки» в плане.

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 опре-

деленного запаса 50°; при этом изменение длины участка трубопровода длиной S составит $\pm 0{,}0006\,S$.

Удлинение участка трубопровода от внутреннего давления находят по формуле

$$\Delta S_p = \frac{0{,}2\,\sigma_p S}{E}, \qquad (6.31)$$

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:

$$\Delta f_н = \sqrt{\left(\frac{S+\Delta S}{2}\right)^2 - 0{,}5\,L^2} - f, \qquad (6.32)$$

$$\Delta f_в = f - \sqrt{\left(\frac{S-\Delta S}{2}\right)^2 - 0{,}5\,L^2}; \qquad (6.33)$$

здесь $\Delta f_н$ — увеличение стрелки, вызываемое повышением температуры и внутреннего давления;

$\Delta f_в$ — уменьшение стрелки, вызываемое понижением температуры.

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. 157 и 158 приведены графики смещения вершины угла «змейки» при перепаде температуры 50° С 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 (~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 $f = 0{,}05\,L$. В этом случае удлинение трубопровода по сравнению с воздушной прямой составляет 0,5%.

При определении пролетов за расчетную схему принимается многопролетная система с защемленными концами. Величина опорных моментов равна:

$$M_{\text{оп}} = -0{,}0833\, ql^2,$$

а момента в пролете

$$M_{\text{прол}} = 0{,}0417\, ql^2.$$

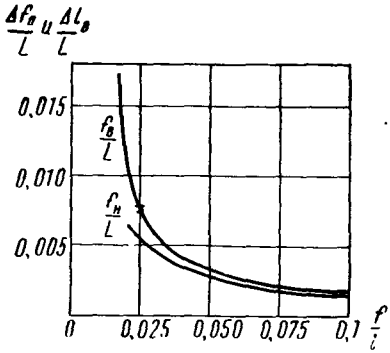


Рис. 157. График смещения вершины угла трубопровода при колебании температуры ±50° С.

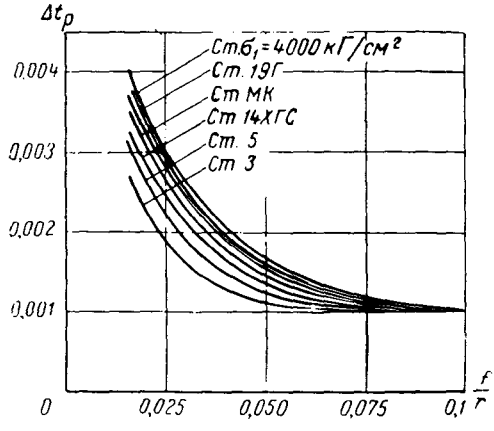


Рис. 158. График смещения вершины угла трубопровода (Δf_p) от внутреннего давления при $\sigma_p = R$.

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. 153—155.

§ 57. 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

$$\Delta_{t+p} = L\,\alpha\Delta\,t + \frac{0{,}2\,npL}{mE}\left(\frac{D_н}{2\delta} - 1\right), \qquad (6.34)$$

где L — длина компенсируемого участка трубопровода в *см*;
α — коэффициент линейного расширения стали;
$\Delta\,t$ — расчетный температурный перепад;
p — внутреннее давление в *кГ/см*^{2};
δ — толщина стенки трубы в *см*;
E — модуль упругости стали в *кГ/см*^{2};
n — коэффициент перегрузки;
m — коэффициент условий работы.

В процессе работы в компенсаторах возникают напряжения от внутреннего давления, продольных температурных деформаций трубопровода и усилий, вызываемых ветровой нагрузкой.

Суммарные продольные и кольцевые напряжения в компенсаторах находятся по формулам:

$$\sigma_{прод} = \sigma_{прод.\,р} + \sigma_{прод.\,комп} + \sigma_{прод.\,изг}; \qquad (6.35)$$

$$\sigma_{кольц} = \sigma_{кольц.\,р} + \sigma_{кольц.\,комп} + \sigma_{кольц.\,изг}; \qquad (6.36)$$

здесь $\sigma_{кольц.\,р}$, $\sigma_{прод.\,р}$ — кольцевые и продольные напряжения от расчетного внутреннего давления;

$\sigma_{кольц.\,комп}$, $\sigma_{прод.\,комп}$ — кольцевые и продольные напряжения от изменения длины трубопровода;

$\sigma_{кольц.\,изг}$, $\sigma_{прод.\,изг}$ — кольцевые и продольные напряжения от расчетной весовой нагрузки.

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 $R \geqslant 2D$) берется такой же, как и толщина стенок труб надземного перехода.

При расчете компенсаторов принимают

$$\sigma_{\text{прод}} = \leqslant R^{\text{н}} k, \tag{6.37}$$

где $R^{\text{н}}$ — нормативное сопротивление металла (условный предел текучести);

k — коэффициент однородности.

Если компенсаторы не являются одновременно опорами трубопроводов, напряжения изгиба $\sigma_{\text{прод. изг}}$ от воздействия вертикальной и ветровой нагрузок незначительны и при расчете могут не учитываться. Такие компенсаторы подбираются из условия

$$\sigma_{\text{прод. комп}} \leqslant R^{\text{н}} k - 0{,}5\, \sigma_{\text{кольц}}. \tag{6.38}$$

В том случае, когда компенсаторы служат одновременно и опорами, напряжения изгиба определяются из рассмотрения действительной схемы работы конструкции под воздействием вертикальных нагрузок:

$$\sigma_{\text{прод. комп}} \leqslant R^{\text{н}} k - (0{,}5\, \sigma_{\text{кольц}} + \sigma_{\text{прод. изг}}). \tag{6.39}$$

Применение компенсаторов-опор возможно лишь тогда, когда $\sigma_{\text{прод. изг}} < R^{\text{н}} k - 0{,}5\, \sigma_{\text{кольц}}$, так как в противном случае величина $\sigma_{\text{прод. комп}}$ будет очень мала, что снизит допускаемые деформации компенсаторов или вообще сделает невозможным их применение.

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 размеров пролетов многопролетных переходов; необходимо, чтобы крайние пролеты имели длину порядка 50% от длины промежуточных пролетов.

Следует иметь в виду, что продольные напряжения от вертикальных нагрузок в компенсаторах-опорах возникают не только при

повороте сечений на крайних опорах от изгибающих моментов, но и от передающихся на них давлений от опорных реакций; последние, однако, весьма малы и их можно не учитывать при расчете.

Компенсаторы-опоры, запроектированные по схеме, исключающей возможность поворота сечения на опорах, работают в более тяжелых условиях. Их подбор производят исходя из соотношения

$$\sigma_{\text{прод. комп}} \leqslant R^{\text{в}}k - 0{,}55\,\sigma_{\text{кольц}}. \qquad (6.40)$$

Если по принятой схеме перехода не исключена возможность поворота сечения, как, например, при однопролетном балочном переходе, то подбор компенсатора производится по формуле (6. 39).

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. 37)—(6. 39).

По схеме работы $Г$-образные компенсаторы, устанавливаемые на открытых переходах, делятся на два вида (рис. 159);

компенсаторы, в которых участвует в работе только одно колено;

компенсаторы, в которых оба колена участвуют в работе (Z-образные компенсаторы).

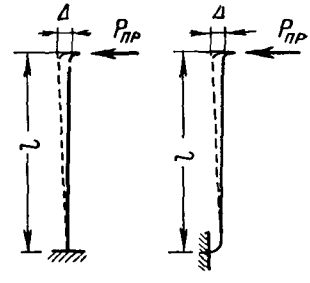


Рис. 159. Г-образные компенсаторы.

а — с одним коленом; б — с двумя коленами.

Расчет компенсатора с одним коленом можно производить по схеме расчета консольной балки, пренебрегая при этом повышенной гибкостью колен. В этом случае допускаемый прогиб конца консоли определяется по формуле

$$\Delta = \frac{0{,}67\,m\,\sigma_{\text{прод. комп}}\,l^2}{3ED_{\text{н}}}, \qquad (6.41)$$

где m — коэффициент условий работы;

l — вылет компенсатора.

С целью облегчения расчетов по этой формуле построен график (рис. 160), 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 $m\,\sigma_{\text{прод. комп}}$.

В табл. 59 приведены значения $m\,\sigma_{\text{прод. комп}}$ в зависимости от марок стали при коэффициентах условий работы 0,9 и 0,75 для случая, когда $\sigma_{\text{прод. комп}} = 0{,}5\,R^{\text{н}}k$.

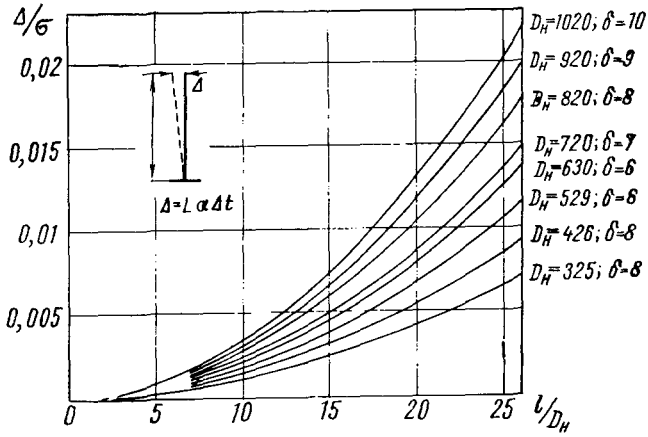


Рис. 160. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб различных диаметров (без учета компенсирующей способности колена).

Таблица 59

Значения $m\,\sigma_{\text{прод. комп}}$

Коэффициент условий работы m	Марка стали						
	Ст. 3 $\sigma_т$ = =2400 кг/см²	Ст. 5 $\sigma_т$ = =2800 кг/см²	Сталь $\sigma_т$ = =3000 кг/см²	Сталь 19Г $\sigma_т$ = =3200 кг/см²	Сталь 14ХГС $\sigma_т$ = =3500 кг/см²	Сталь 19Г экспонидированная и МК $\sigma_т$ = =3800 кг/см²	Сталь $\sigma_т$ = =4000 кг/см²
0,9	950	1000	1150	1200	1350	1450	1550
0,75	800	900	950	1000	1100	1200	1300

Z-образные компенсаторы, в которых оба колена участвуют в работе, рассчитывают с учетом понижения жесткости колен по следующей формуле:

$$\Delta = 2\sigma_{\text{прод.комп}} \times \times \frac{\frac{1}{k}(\pi R l^2 - 2{,}28R^2 l + 1{,}4R^3) + 0{,}67l^3 - 2R^2 l - 1{,}33R^3}{ED_H l m_1}. \quad (6.42)$$

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

$$\Delta = 2\sigma_{\text{прод. комп}} m \times$$

$$\times \frac{\frac{1}{k}(\pi Rl^2 - 2{,}28R^2l + 1{,}4R^3) + 0{,}67l^3 + \ln l^2 - 4Rl^2 + 2R^2l - 1{,}33R^3}{ED_{\text{н}}lm_1}, \quad (6.43)$$

где k — коэффициент понижения жесткости колен;
R — радиус кривизны колена;
l — вылет компенсатора;
$l_п$ — спинка компенсатора;
m_1 — коэффициент интенсификации продольных напряжений в коленах.

На рис. 161—167 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 удлинения [1].

Так как большинство магистральных трубопроводов работает при ограниченном количестве температурных циклов, то допускаемая деформация компенсаторов, подсчитанная по формулам 6.42 и 6.43 или согласно графикам, может быть увеличена на 30—50% с соответствующим увеличением расчетного распора.

Для определения горизонтальных нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, необходимо знать величины распора компенсаторов.

Распор компенсатора с одним коленом, пренебрегая его гибкостью, определяют по формуле

$$P_{\text{к}} = \frac{\sigma_{\text{прод. комп}} W}{l}. \quad (6.44)$$

Величины распора подобных компенсаторов $P_{\text{к}}$ для труб различных диаметров при $\sigma = 1$ в зависимости от вылета компенсаторов приведены на графике рис. 168.

Распор компенсатора с учетом работы двух колен определяется по формуле

$$P_{\text{к}} = \frac{2\sigma_{\text{прод. комп}} W}{m_1 l}. \quad (6.45)$$

На графиках рис. 169 и 170 даны значения $P_{\text{к}}$ с учетом работы двух колен при $R = D$ и $R = 2D$.

---

[1] Эти графики не должны применяться для тепловых сетей и паропроводов; основные положения их расчета см. в главе пятой.

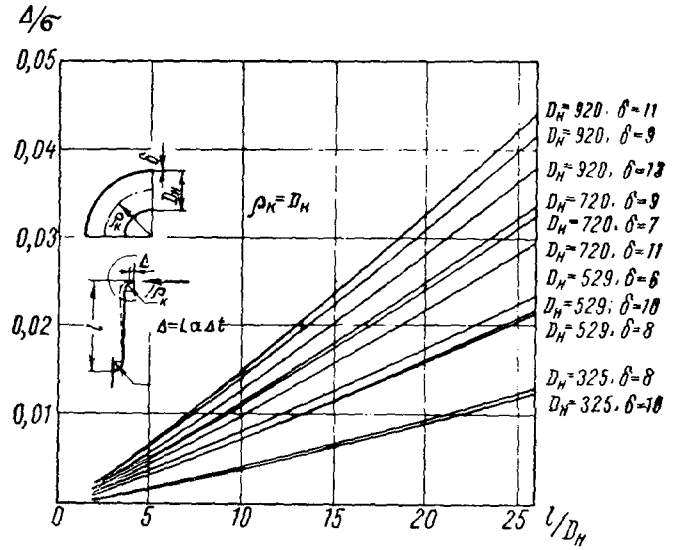


Рис. 161. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 325, 529, 720 и 920 *мм* (гнутые колена при $R = D_н$).

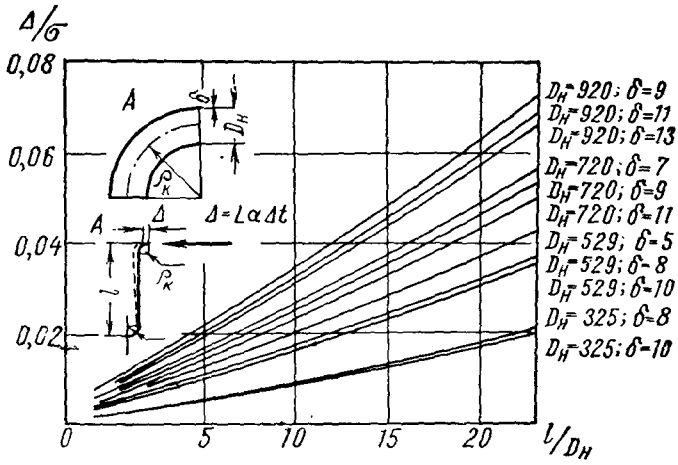


Рис. 162. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 426, 630, 820 и 1020 *мм* (гнутые колена при $R = D_н$).

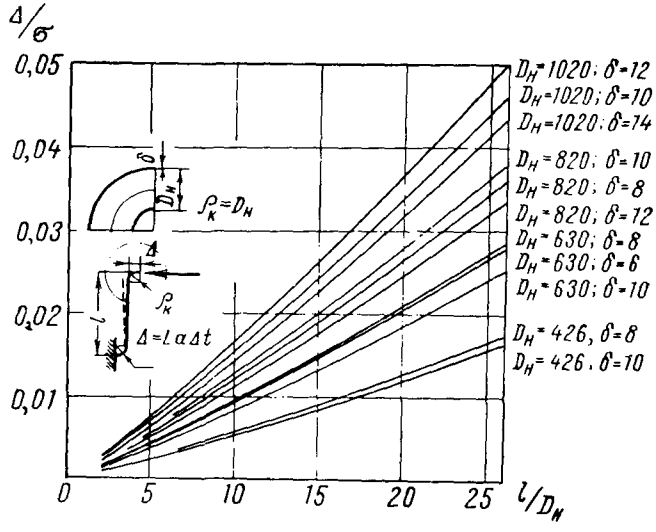


Рис. 163. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 325, 529, 720 и 920 *мм* (гнутые колена при $R = 2D_н$).

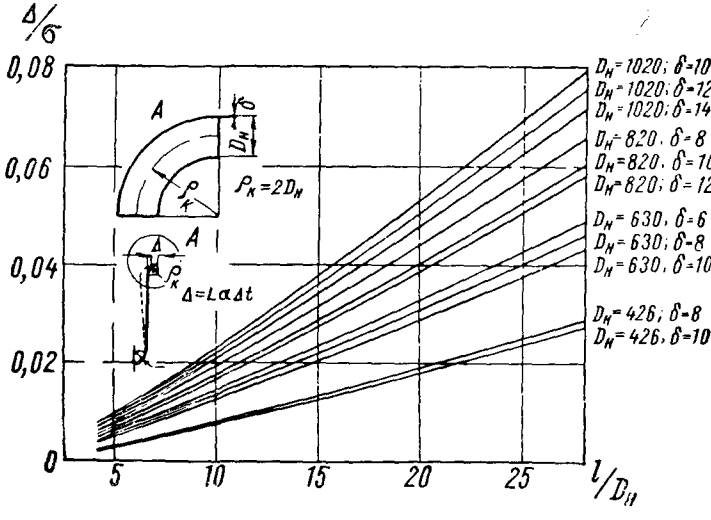


Рис. 164. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 426, 630, 820 и 1020 *мм* (гнутые колена при $R = 2D_н$).

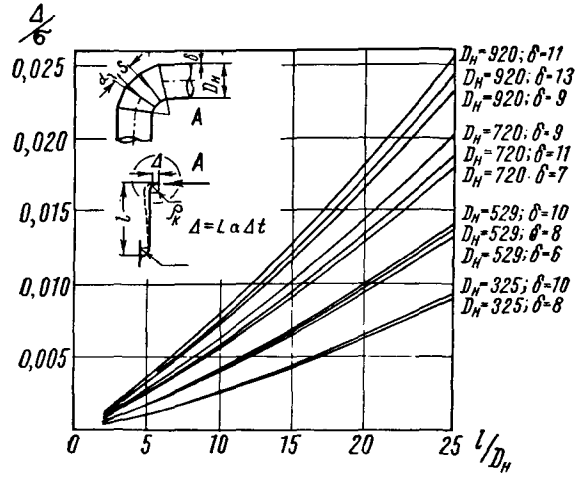


Рис. 165. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 325, 529, 720 и 920 *мм* (сварные колена при $R = D_н$).

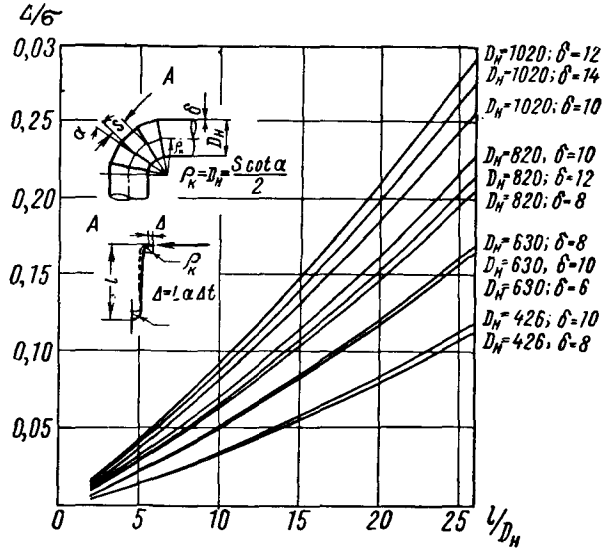


Рис. 166. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром 426, 630, 820 и 1020 *мм* (сварные колена при $R = D_н$).

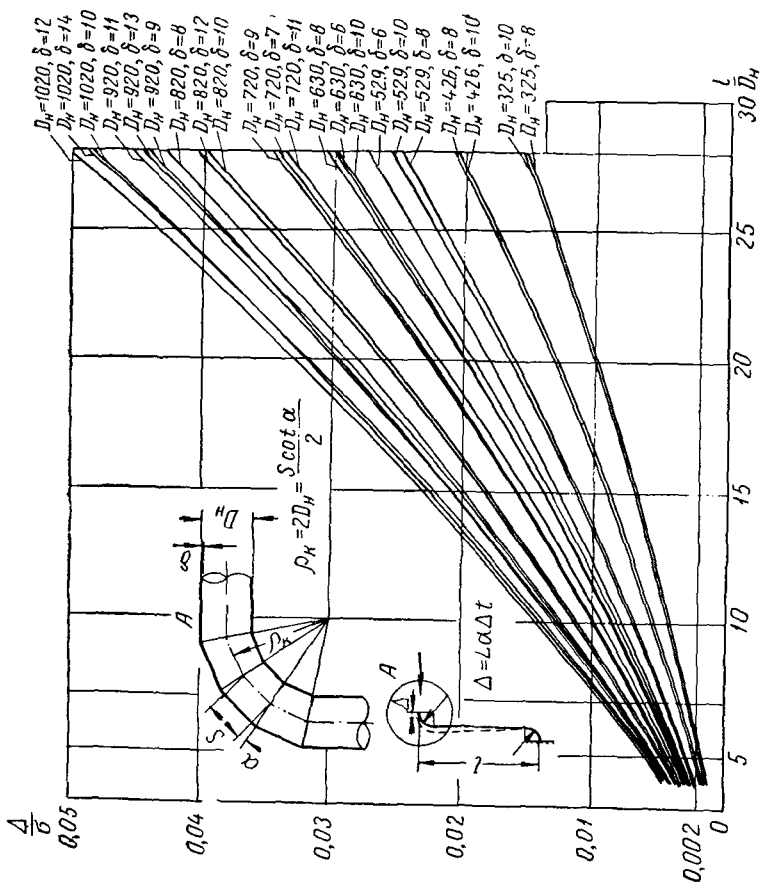


Рис. 167. График перемещения конца компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета для труб диаметром от 325 до 1020 *мм* (сварные колена при $R = 2D_н$).

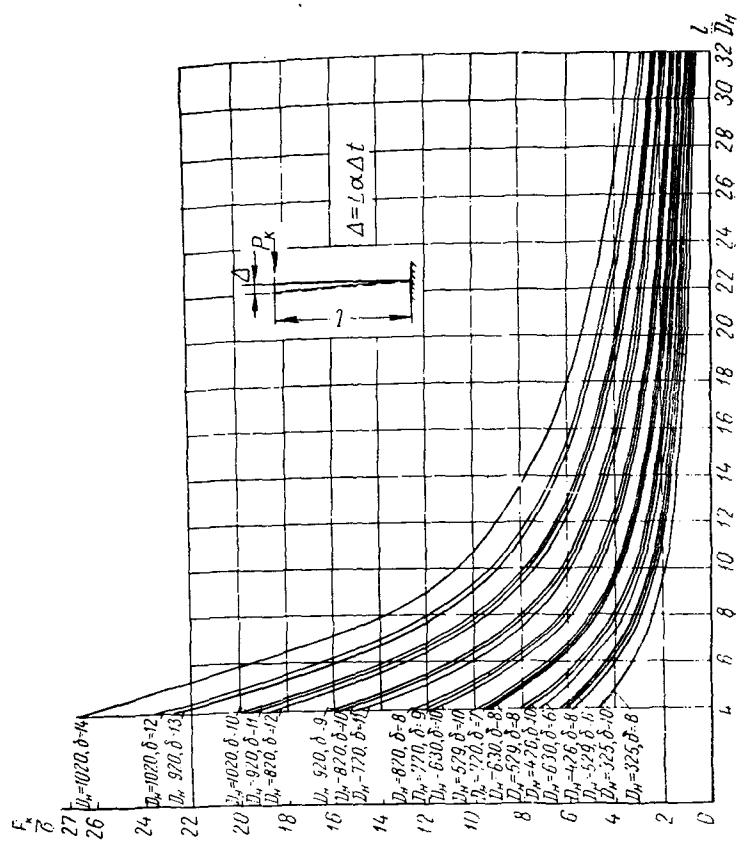


Рис. 168. Величина распора компенсатора при $\sigma = I$ в зависимости от его вылета (без учета компенсирующей способности колена).

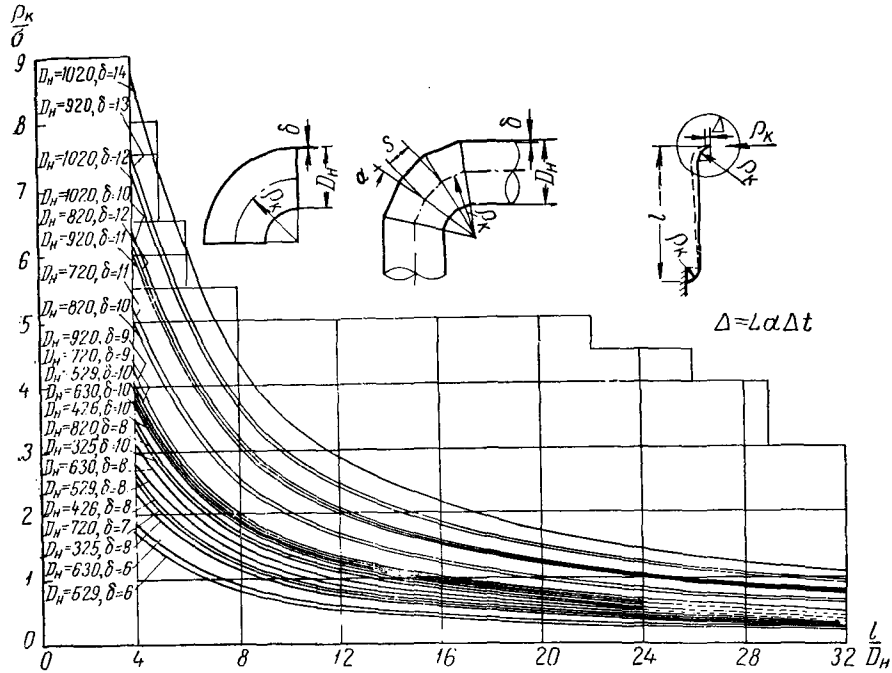


Рис 169. Величина распора компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета при $R = D_н$.

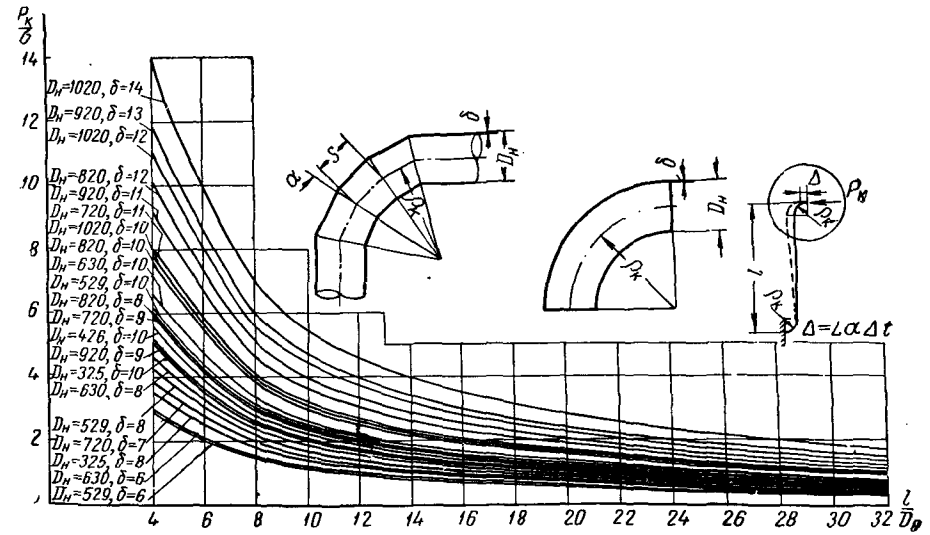


Рис. 170. Величина распора компенсатора при $\sigma = 1$ в зависимости от его вылета при $R = 2D_н$.

§ 58. 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 $м^2$. 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 арочных конструкций рассчитываются на совместное действие вертикальных и горизонтальных нагрузок.

При расчете опор арочных 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

$$\Delta_{оп} = 0{,}2L\frac{\sigma_{р\,вн}+\sigma_t}{E}; \qquad (6.46)$$

при укладке с постановкой компенсаторов

$$\Delta_{оп} = L_{оп}\frac{\sigma_{р\,вн}+\sigma_t}{E}, \qquad (6.47)$$

где L — полная длина открытого участка трубопровода;

$L_{оп}$ — расстояние от неподвижной опоры до рассчитываемой подвижной опоры;

σ_t и $\sigma_{р\,вн}$ — 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 (горизонтальная составляющая опорной реакции), действующее на опору перпендикулярно оси перехода в горизонтальной плоскости, определяется по формуле

$$A_{гор} = A_в + A_{гf} = q_в\left(\frac{l_{лев}+l_{прав}}{2}\right)+0{,}01\,(N_{р\,вн}+N_t). \qquad (6.48)$$

В прямолинейных конструкциях с компенсаторами, когда невозможно смещение трубопровода перпендикулярно его оси, горизонтальная составляющая опорной реакции определяется только от ветровой нагрузки:

$$A_{гор} = A_в = q_в\left(\frac{l_{лев}-l_{прав}}{2}\right); \qquad (6.49)$$

здесь $A_в$ — усилие от ветровой нагрузки, действующее на опору перпендикулярно оси трубопровода;

$A_{гf}$ — усилие, возникающее перпендикулярно оси трубопровода вследствие его отклонения в плане от прямой линии (принимается равным 0,01 от величины продольного усилия);

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод [находится по формуле (6. 6)];

N_t и $N_{р\,вн}$ — 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

$$A_{гор} = q_{полн}\left(\frac{l_{лев}+l_{прав}}{2}\right)\frac{S}{h}, \qquad (6.50)$$

где $q_{полн}$ — 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_{tp} и составляющая $A_в$ от ветровой нагрузки.

При скользящих промежуточных опорах

$$A_{tp} = \frac{3\cos\varphi_{зм} J\,(E\,\alpha\Delta\,t+0{,}2\,\sigma_{кц})}{f^2_{зм}} + \frac{q_{полн}\,0_{max}\,k_{оп}L^2}{8f_{зм}}; \qquad (6.51)$$

$$A_в = \frac{q_в k_{оп} L^2}{8f_{зм}}; \qquad (6.52)$$

при подвесных промежуточных опорах

$$A_{тр} = \frac{3\cos\varphi_{зм}\,J\,(E\,\alpha\Delta\,t+0{,}2\,\sigma_{кц})}{f^2_{зм}} + \frac{q_{полн}L^2\frac{S}{h}}{12f_{зм}}; \qquad (6.53)$$

$$A_в = \frac{q_в L^2}{8f_{зм}}. \qquad (6.54)$$

Передающиеся на неподвижную опору от смежных пролетов усилия от ветровой нагрузки $A_{в_1}$ и $A_{в_2}$ действуют в одну и ту же сторону, а усилия от изменения температуры и внутреннего давления $A_{тр_1}$ и $A_{тр_2}$ — в разные стороны. Исходя из этого, расчетное продольное усилие на подвижную опору определяют по следующей формуле:

$$A_{г.\,н} = A_{в_1} + A_{в_2} + (A_{тр_1} - 0{,}8\,A_{тр_2}); \qquad (6.55)$$

здесь индекс 1 относится к пролету большей длины.

Продольные горизонтальные усилия, действующие на скользящие или катковые промежуточные опоры, находят по формуле

$$A_{\text{г. п}} = \theta_{\max} q_{\text{полн}} \frac{l_{\text{лев}} + l_{\text{прав}}}{2}. \qquad (6.56)$$

В последних формулах $\varphi_{\text{зм}}$ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные опоры;

L — расстояние между неподвижными опорами по прямой;

$f_{\text{зм}}$ — 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;

$q_{\text{полн}}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

$q_{\text{в}}$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод;

$\theta_{\max}$ и $\theta_{\min}$ — максимальное и минимальное значение коэффициентов трения (при трении стали по стали $\theta_{\max} = 0{,}3$. $\theta_{\min} = 0{,}15$);

$l_{\text{лев}}$ и $l_{\text{прав}}$ — размеры пролетов, примыкающих к рассчитываемой опоре;

$k_{\text{оп}}$ — 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 опору [1],

$$A_{\text{г. п}} = \left(\sum A_{\text{г. п}} + N_{\text{к1}}\right) - 0{,}8\left(\sum A_{\text{г. п}} + N_{\text{к2}}\right), \qquad (6.57)$$

где $N_{\text{к1}}$ и $N_{\text{к2}}$ — распор компенсаторов на соответствующих участках трубопровода слева и справа от неподвижной опоры;

$\sum A_{\text{г. п}}$ — 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 ($\sum A_{\text{г. п}} + N_{\text{к}}$) слева или справа от рассчитываемой неподвижной опоры.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

РАСЧЕТ ЗАВОДСКИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ

§ 59. 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) *предельное состояние*, при котором кольцевые напряжения в стенке трубы достигают предела прочности $\sigma_в$, и происходит разрушение трубы, сопровождающееся раскрытием продольных трещин;

б) предельное состояние, при котором кольцевые напряжения в стенке трубы достигают предела текучести $\sigma_т$, вследствие чего материал трубы начинает работать в упруго-пластической стадии.

Наступление второго предельного состояния (по пределу текучести) нежелательно ввиду того, что переход стали в упруго-пластическую стадию работы связан с изменением кристаллической структуры и появлением такого отрицательного свойства, как склонность к хрупкому разрушению и повышенная чувствительность к концентраторам напряжений.

Формулы, описывающие указанные предельные состояния, имеют вид:

$$\frac{pD_н}{2\delta} = \sigma_в = R_1^н;$$
$$\frac{pD_н}{2\delta} = \sigma_т = R_2^н, \qquad (7.1)$$

где p — давление в трубопроводе;
$D_н$ — наружный диаметр трубы;
δ — толщина стенки трубы;

$R_1^н = \sigma_в$ — нормативное сопротивление по пределу прочности;
$R_2^н = \sigma_т$ — нормативное сопротивление по пределу текучести.

Введя в эти формулы соответствующие коэффициенты однородности, перегрузки и условий работы, получим следующие основные расчетные формулы для определения номинальной толщины стенки трубы:

$$\delta_0 = \frac{pD_н}{2R_1^н} \frac{n}{k_п m_1 m_п}; \qquad \delta_0 = \frac{pD_н}{2R_2^н} \frac{n}{k_т m_т}; \tag{7.2}$$

здесь δ_0 — номинальная толщина стенки трубы;
n — коэффициент перегрузки, принимаемый равным 1,2;
$k_п$ — коэффициент однородности стали по пределу прочности;
m_1 — коэффициент условий работы материала;
$m_п$ — коэффициент условий работы конструкции при расчете по пределу прочности;
$k_т$ — коэффициент однородности стали по пределу текучести;
$m_т$ — коэффициент условий работы конструкции при расчете по пределу текучести.

За расчетную толщину стенки принимается бóльшая из двух величин, определяемых по формулам (7. 2).

Значения коэффициента однородности по пределу текучести регламентированы Строительными нормами и правилами; для углеродистых сталей $k_т = 0{,}9$, для низколегированных сталей $k_т = 0{,}85$. Коэффициент условий работы материала при расчете по пределу прочности (см. гл. вторую) для всех сталей принимается равным $m_1 = 0{,}8$. Коэффициент однородности по пределу прочности $k_п$ зависит от марки стали (углеродистая или низколегированная), а также от технологии изготовления трубы (сварная или бесшовная); этот коэффициент имеет следующие значения: для сварных труб из углеродистых сталей — 0,85, из низколегированных сталей — 0,80; для бесшовных труб из углеродистых сталей — 0,80, из низколегированных сталей — 0,75.

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.

Так, например, с точки зрения разрушения трубопровода газообразные продукты более опасны, чем жидкие; при этом разрушение трубопроводов с токсическими, горючими и взрывоопасными продуктами представляет бóльшую опасность, нежели с инертными

продуктами. Наконец, с точки зрения безопасности обслуживающего персонала разрушение трубопроводов, расположенных в закрытом производственном помещении (цехе), более опасно, чем разрушение межцеховых трубопроводов.

В соответствии с этим заводские технологические трубопроводы подразделяются на три категории, характеризуемые различными значениями коэффициента условий работы $m_п$ (табл. 60).

Таблица 60

Значения коэффициента условий работы конструкции

Категория трубопроводов	Характеристика трубопроводов	Расположение трубопроводов	
		межцеховые	внутрицеховые
I	Трубопроводы, транспортирующие токсические горючие и взрывоопасные газы	0,70	0,60
II	Трубопроводы, транспортирующие инертные газы (азот, воздух, пар и т. п.), а также токсические, горючие и взрывоопасные жидкости	0,75	0,65
III	Трубопроводы, транспортирующие инертные жидкости	0,80	0,75

Примечание. Межцеховые трубопроводы, проходящие на достаточно близком расстоянии от производственных помещений (5 *м* и менее), относятся к внутрицеховым.

Несколько сложнее вопрос о назначении нормативных сопротивлений $R_1^н = \sigma_в$ и $R_2^н = \sigma_т$.

Для изготовления труб рекомендуется [1] более 30 марок углеродистых, низколегированных и высоколегированных сталей; из них для наиболее широко применяемых трубопроводов, работающих при температуре, не превышающей 300° С, следует использовать всего девять марок сталей (три углеродистых, шесть низколегированных): Ст.3, ст. 10, ст. 20, 10Г2А, 15ГС, 10Г2СД, 14ХГС, 12МХ, 20ХГ, механические характеристики которых при нормальной температуре приведены в табл. 61. Остальные из рекомендованных сталей предназначаются для изготовления труб, работающих при температурах порядка 500—600° С и выше.

В соответствии с этим в проект «Норм расчета на прочность технологических трубопроводов» включены расчетные характеристики указанных девяти марок сталей. Вопрос о назначении нормативных сопротивлений для них при нормальной температуре решается достаточно просто, поскольку имеются соответствующие стандарты (табл. 61).

[1] Рекомендации Совещания по межотраслевой нормализации стальных трубопроводов при Госстрое СССР (1960 г.).

Таблица 61

Механические характеристики сталей, применяемых для изготовления труб

Марка стали	Вид изделия	Состояние материала (термическая обработка)	Свойства материала						Стандарт
			предел текучести $\sigma_т$ (0,2), кГ/мм²	предел прочности $\sigma_в$, кГ/мм²	удлинение при разрыве δ_{10}, %	ударная вязкость $\alpha_к$, кГм/см²	относительное сужение ψ %	твердость НВ	
Ст. 3	Горячий прокат	В состоянии изготовления	24	40—50	23	7—10	—	—	ГОСТ 380-57
Ст. 10	То же	Нормализация	22	36—45	—	—	55	137	ГОСТ 1050-57
		Без отжига	—	32	20	—	—	137	ГОСТ 301-50
Ст. 20	»	Нормализация	26	44—54	—	—	55	156	ГОСТ 1050-57
		Без отжига	—	40	17	—	—	156	ГОСТ 301-50
10Г2А	—	В состоянии поставки	25	43	22	—	50	197	ГОСТ 1050-52
15ГС	Лист 11—20 *мм*	То же	34	48	18	20	—	—	ГОСТ 5058-57
10Г2СД	» 4—32 *мм*	»	35	50	18	—	—	—	ГОСТ 5058-58
14ХГС	—	»	35	50	—	—	—	—	4МТУ 5400-56
12МХ	Горячий прокат	Нормализация и отпуск	27	42	24	14	60	156	ГОСТ 4543-57
20ХГ	—	Закалка и отпуск	75	90	10	6	45	—	ГОСТ 4543-57

Таблица 62

Механические характеристики сталей при различных температурах

Марка стали	Состояние материала	Предел прочности $\sigma_в$, кГ/мм², при температуре в °С				Предел текучести $\sigma_т$, кГ/мм², при температуре в °С				Литературный источник
		20	100	200	300	20	100	200	300	
Ст. 3	—	50,2	50,8	57,3	55,0	32,5	33,7	32,9	20,2	Металловедение и термическая обработка, 1956
Ст. 10	—	43	41	49,5	52,5	26,5	21,5	22,5	18,0	Справочник по сталям, применяемым в котлостроении, 1958
Ст. 20	Нормализация 900° С, отпуск 650° С	49	—	44	47	31,5	—	22,5	19,5	То же
»	Отжиг 880—900° С	48	44	44	45	27	25	23	18	»
12МХ	Трубы 273×28 *мм*	45,5	43,1	45,8	48,3	28,4	26,8	25,4	29,2	»
12ХМФ	Трубы 273×28 *мм*	50	46	46	49	31	29	26	23	»
14ХГС	—	50	—	47	48	31	—	27	27	Отчет ЦНИИЧермет, 1959
15ГС	—	59	—	55	58	39	—	32	32	То же
14Г2	—	52	—	47	43	31	—	26	26	»
40Х	Закалка 820—840° С, отпуск 550° С	95,5	—	90,5	89,5	80,5		72,0	69,5	Справочник по сталям, применяемым в котлостроении, 1958
»	Закалка 820—840° С, отпуск 680° С	71,0	—	66	—	58	—	48,5	—	То же

К сожалению, для указанных марок сталей отсутствуют какие-либо стандартизированные или нормированные данные о прочностных характеристиках при повышенных температурах. Весьма немногочисленны также и литературные материалы по этому вопросу. Имеющиеся данные сведены в табл. 62.

Из данных этой таблицы видно, что предел прочности почти всех сталей в указанном диапазоне температур практически не изменяется, в то время как предел текучести имеет отчетливо выраженную тенденцию к существенному понижению. Для наглядности в табл. 63 приводятся отношения пределов текучести при различных температурах к пределу текучести при нормальной температуре $t = 20°$ С.

Таблица 63

Отношения пределов текучести сталей при различных температурах к пределу текучести при нормальной температуре

Марка стали	$\frac{\sigma_т^{100}}{\sigma_т^{20}}$	$\frac{\sigma_т^{200}}{\sigma_т^{20}}$	$\frac{\sigma_т^{300}}{\sigma_т^{20}}$	Марка стали	$\frac{\sigma_т^{100}}{\sigma_т^{20}}$	$\frac{\sigma_т^{200}}{\sigma_т^{20}}$	$\frac{\sigma_т^{300}}{\sigma_т^{20}}$
Ст. 3	1,03	1,01	0,62	12МХ	0,94	0,89	1,02
Ст. 10	0,81	0,85	0,68	12ХМФ	0,93	0,84	0,74
Ст. 20	—	0,71	0,62	40Х	—	0,89	0,86
»	0,93	0,85	0,67	»	—	0,83	—
14ХГС	—	0,87	0,87	14Г2	—	0,83	0,83
5ГС	—	0,82	0,82				

Для практических расчетов впредь до получения более надежных данных можно рекомендовать следующую упрощенную методику назначения нормативных сопротивлений. Для углеродистых сталей в диапазоне температур 100—200° С следует вводить понижающий коэффициент 0,85 при $\sigma_т^{20}$; при температуре 300° С его рекомендуется принимать равным 0,65. При промежуточных же температурах ($200° \text{ С} < t \leqslant 300°$ С) этот коэффициент определяют путем интерполяции.

Для легированных сталей во всем диапазоне температур от 100 до 300° С коэффициент понижения можно принять 0,85. Соответственно уменьшатся и так называемые расчетные сопротивления $R_2 = k_т\sigma_т$, равные произведению предела текучести на коэффициент однородности.

В соответствии с изложенным рекомендуются следующие значения нормативных и расчетных сопротивлений по пределу текучести (табл. 64).

Таблица 64

Значения нормативных и расчетных сопротивлений сталей по пределу текучести

Марка стали	Нормативное сопротивление $R_2^н = \sigma_т$, кГ/см²	Коэффициент однородности материала $k_т$	Расчетное сопротивление R_2, кГ/см², при температуре в °С		
			100	100—200	300
Ст. 3	2400	0,9	2200	1800	1400
Ст. 10	2200	0,9	2100	1700	1300
Ст. 20	2600	0,9	2300	2000	1500
10Г2А	2500	0,85	2100	1800	1800
15ГС	3400	0,85	2900	2450	2450
10Г2СД	3500	0,85	3000	2500	2500
14ХГС	3500	0,85	3000	2500	2500
12МХ	2700	0,85	2300	1950	1950
20ХГ	7500	0,85	6400	5400	5400

Для сталей марок Ст.3, ст. 10, ст. 20 расчетные сопротивления R_2 для промежуточных значений температур в интервале 200—300°С находят прямой интерполяцией по формуле

$$R_2^t = \frac{R_2^{300}(t-200) + R_2^{200}(300-t)}{100}, \qquad (7.3)$$

где R_2^t — расчетное сопротивление стали при данной температуре t (200° С $< t <$ 300° С);

R_2^{300} — расчетное сопротивление стали при температуре 300° С;

R_2^{200} — расчетное сопротивление стали в интервале температур 100—200° С.

Нормативное сопротивление $R_1^н = \sigma_в$, как это видно из табл. 62, при температурах до 300° С можно принимать независимым от температуры и определять в соответствии с табл. 65.

Таблица 65

Значения нормативных сопротивлений сталей по пределу прочности

Марка стали	Ст. 3	ст. 10	ст. 20	10Г2А	15ГС	10Г2СД	14ХГС	12МХ	20ХГ
$R_1^н = \sigma_в$, кГ/см²	4000	3600	4400	4300	4800	5000	5000	4200	9000

Расчетное сопротивление по пределу прочности

$$R_1 = R_1^н m_1 k_п.$$

Для рекомендуемых марок сталей округленные значения расчетных сопротивлений (в соответствии с приведенными ранее значениями m_1 и $k_п$) приведены в табл. 66 [1].

Таблица 66

Значения расчетных сопротивлений сталей по пределу прочности

Марка стали	Ст. 3	ст. 10	ст. 20	10Г2А	15ГС	10Г2СД	14ХГС	12МХ	20ХГ
Расчетное сопротивление $кГ/см^2$	2550 / 2700	2300 / 2450	2800 / 3000	2600 / 2750	2900 / 3050	3000 / 3200	3000 / 3200	2500 / 2700	5400 / 5750

Таким образом, формулы для определения толщины стенок труб можно представить в следующем окончательном виде:

$$\delta_0 = \frac{pD_н}{2R_1}\frac{n}{m_п}; \qquad \delta_0 = \frac{pD_н}{2R_2}\frac{n}{m_т}, \tag{7.4}$$

причем, как и ранее, за расчетную толщину стенки принимается бо́льшая из двух определяемых величин.

В этих формулах коэффициент перегрузки $n = 1{,}2$, расчетные сопротивления R_1 и R_2 определяются по табл. 65 и 64, а коэффициент $m_п$ — по табл. 60.

Коэффициент условий работы $m_т$ при расчете по пределу текучести следует принимать равным единице независимо от категории трубопровода. Объясняется это тем, что второе предельное состояние (по пределу текучести) значительно менее опасно, чем первое.

Таким образом, если прочность трубопровода, регламентируемая первой из формул (7. 4), обеспечена, то нет необходимости в слишком осторожном подходе при проверке по второй из формул (7. 4). Важно лишь, чтобы было гарантировано отсутствие пластических деформаций в стенке трубы, что и достигается введением

[1] Цифры, стоящие в числителе, соответствуют бесшовным трубам, в знаменателе — сварным трубам, сваренным двусторонним швом автоматической сваркой; если трубы сварены односторонним швом, то соответствующие величины необходимо умножить на коэффициент 0,9.

коэффициента перегрузки $n = 1{,}2$. Номинальная толщина стенки трубы с учетом коррозии определяется по формуле

$$\delta = \delta_0 + c, \tag{7.5}$$

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.

Величина испытательного давления должна быть больше величины рабочего давления. Однако она не должна быть настолько велика, чтобы возникающие при испытании кольцевые напряжения в стенке трубы достигали предела текучести.

Исходя из этих соображений, предельное испытательное давление можно принять

$$p_{\text{и}} = \frac{2\delta_0 R_2}{D_{\text{н}}}. \tag{7.6}$$

При этом кольцевые напряжения в трубе составят 0,9 $\sigma_{\text{т}}$ для труб из углеродистой стали и 0,85 $\sigma_{\text{т}}$ — для труб из низколегированной стали.

В тех случаях, когда рассчитываемый трубопровод изготовляется из сталей других, нерекомендованных 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 $R_1^{\text{н}}$ и $R_2^{\text{н}}$ по-прежнему принимаются предел прочности и предел текучести стали при данной температуре.

С точки зрения качества и технологии изготовления труб, используемых при строительстве, технологические трубопроводы должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. Для технологических трубопроводов могут применяться следующие виды труб: бесшовные горячекатаные по ГОСТ 8732-58, электросварные с продольным швом и калиброванными концами по ГОСТ 4015-58, электросварные со спиральным швом по ГОСТ 8696-58.

2. Бесшовные трубы по ГОСТ 8732-58 применяются для трубопроводов с диаметром по условному проходу до $D_{\text{у}} = 400$ *мм* включительно. При этом для трубопроводов до $D_{\text{у}} = 350$ *мм* включительно бесшовные трубы применяются при всех способах прокладки и всех параметрах транспортируемой среды.

Для трубопроводов II и III категорий бесшовные трубы применяются при всех способах прокладки с параметрами транспортируемой среды: $p > 16$ *кГ/см*^{2}, $t < 300°$ С. Временно, до пуска трубо-

прокатными заводами нового оборудования, при $D_у = 25$, 32 и 40 *мм* применяются холоднотянутые и холоднокатаные трубы по ГОСТ 8734-58.

3. Электросварные трубы с продольным швом по ГОСТ 4015-58 и со спиральным швом по ГОСТ 8696-58 применяются для трубопроводов диаметром $D_у \geqslant 400$ *мм*, при давлении транспортируемой среды $p \leqslant 16$ *кГ/см*^{2}. При этом трубы с продольным швом по ГОСТ 4015-58 применяются при всех способах прокладки технологических трубопроводов всех категорий, а трубы со спиральным швом по ГОСТ 8696-58 — только для трубопроводов II и III категорий при надземной прокладке их.

Применение труб со спиральным швом по ГОСТ 8696-58 при бесканальной прокладке и для трубопроводов I категории не допускается.

4. Для трубопроводов диаметром $D_у \geqslant 400$ *мм* при давлении транспортируемой среды $p > 16$ *кГ/см*^{2} могут применяться электросварные трубы с продольным швом по ГОСТ 4015-58, изготовленные по специальным техническим условиям, разработанным проектной организацией и согласованным с заводом-изготовителем.

5. Трубы со спиральным швом по ГОСТ 8696-58 должны быть подвергнуты заводом-изготовителем испытаниям, предусмотренным пп. 13 и 14 ГОСТ на трубы, что следует оговаривать в проектных материалах.

§ 60. 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. 171). К «крайним» относятся пролеты, непосредственно примыкающие к компенсаторам температурных деформаций, а также концевые пролеты трубопровода. Все остальные пролеты относятся к «средним».

В таком трубопроводе, кроме кольцевых напряжений, определяемых по обычной котельной формуле $\sigma_{кольц} = \frac{pD_н}{2\delta}$, и продольных напряжений от давления на задвижки или заглушки $\sigma_{прод} = \frac{\sigma_{кольц}}{2} = \frac{pD_н}{4\delta}$, возникают также изгибные напряжения, равные

$$\sigma_{изг} = \frac{M}{W},$$

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 величине к максимальным изгибающим моментам, возникающим в однопролетной опертой балке; таким образом, для крайних пролетов величина максимального изгибающего момента

$$M = \frac{ql_{кр}^2}{8},$$

где q — погонная весовая нагрузка;
$l_{кр}$ — длина крайнего пролета.

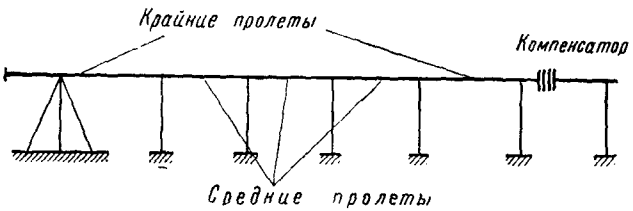


Рис. 171. Расположение «крайних» и «средних» пролетов трубопровода.

Максимальные изгибающие моменты в средних пролетах близки по величине к максимальным изгибающим моментам, возникающим в однопролетной балке с заделанными концами; следовательно, для средних пролетов величину максимального изгибающего момента в сечениях над опорами можно определять по формуле

$$M = \frac{ql_{ср}}{12},$$

где $l_{ср}$ — длина среднего пролета.

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 погонной весовой нагрузки на трубопровод при постоянном давлении.

Так обстоит дело в трубопроводах с естественной компенсацией (*П*-образные, Ω-образные компенсаторы и т. п.), называемых иногда «неразрезанными» трубопроводами в отличие от так называемых «разрезанных» трубопроводов, имеющих линзовые или сальниковые компенсаторы.

Между этими двумя типами трубопроводов имеется принципиальное различие. Для его понимания рассмотрим два участка трубопровода: до задвижки и после нее. При открытой задвижке как на первом, так и на втором участках материал трубы находится в условиях сложного напряженного состояния, так как одновременно существуют как кольцевые, так и продольные напряжения. При закрытой задвижке на втором участке имеет место одноосное напряженное состояние, обусловленное продольными напряжениями, поскольку при отсутствии внутреннего давления отсутствуют и кольцевые напряжения.

Исследуем характер напряженного состояния в наиболее опасном сечении над опорой.

Если трубопровод имеет естественную компенсацию температурных деформаций, то возникающие за счет внутреннего давления продольные напряжения всегда будут растягивающими, независимо от того, закрыта или открыта задвижка. Напряжения же изгиба для верхней части сечения будут растягивающими, а для нижней части сечения — сжимающими. В результате суммирования этих продольных растягивающих напряжений и напряжений изгиба как в верхней, так и в нижней частях сечения практически будут иметь место одни лишь растягивающие продольные напряжения и материал трубы будет находиться в условиях двухосного растяжения.

Если трубопровод имеет сальниковые или линзовые компенсаторы, то продольные напряжения в сечении над опорой, возникающие за счет внутреннего давления, при открытой задвижке отсутствуют, а при закрытой задвижке могут быть либо сжимающими, либо растягивающими, в зависимости от того, где расположена задвижка (до или после опоры).

Для подобных трубопроводов наиболее неблагоприятна работа при открытой задвижке. В этом случае в нижней части сечения над опорой вследствие изгиба, вызываемого весовой нагрузкой, будут возникать одни лишь сжимающие продольные напряжения. Следовательно, в этой части сечения материал будет находиться в условиях сложного напряженного состояния, соответствующего растяжению в одном направлении (кольцевые напряжения) и сжатию в другом (продольные напряжения).

Как показали последние экспериментальные исследования (В. И. Трофимов, В. А. Балдин), для строительных сталей наступление текучести при сложном напряженном состоянии лучше всего описывается условием Сен-Венана, в соответствии с которым текучесть наступает тогда, когда разность главных напряжений σ_1 — σ_3 становится равной пределу текучести при одноосном напряженном состоянии $\sigma_т$ (рис. 172).

Таким образом, при двухосном растяжении текучесть наступает тогда, когда большее по величине напряжение становится равным

пределу текучести $\sigma_т$. Если же имеет место растяжение в одном направлении и сжатие в другом, то текучесть наступает прежде, чем большее по величине напряжение достигнет предела текучести $\sigma_т$.

Отсюда видно, что «разрезанные» трубопроводы, имеющие сальниковые или линзовые компенсаторы, находятся в худших условиях, чем трубопроводы с естественной компенсацией температурных деформаций.

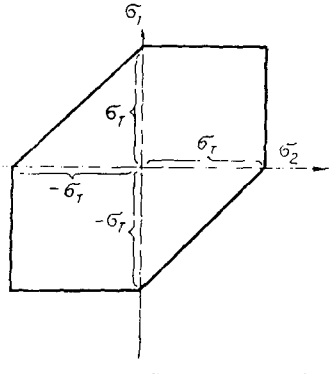


Рис. 172. Графическое изображение условия Сен-Венана при плоском напряженном состоянии.

Необходимо, однако, иметь в виду, что сальниковые компенсаторы не рекомендуются для трубопроводов, прокладываемых на отдельно стоящих опорах, а линзовые компенсаторы применяются лишь для трубопроводов с весьма низким давлением ($p \leqslant 6$ *ат*), вследствие чего возникающие в трубе кольцевые напряжения малы по сравнению с продольными напряжениями, вызываемыми изгибом. Поэтому для трубопроводов с естественной компенсацией температурных деформаций и трубопроводов с линзовыми компенсаторами 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

$$\sigma_{прод} + \sigma_{изг} = \sigma_т. \qquad (7.7)$$

Для средних пролетов трубопровода $\sigma_{изг} = \frac{ql_{ср}^2}{12W}$, и уравнение (7.7) принимает следующий вид [1]:

$$\frac{pD_н}{4\delta_0} + \frac{ql_{ср}^2}{12W} = \sigma_т. \qquad (7.8)$$

Введя сюда коэффициенты однородности $k_т$, перегрузки и условий работы конструкции m, получим, что величина до-

[1] При определении допустимого пролета «ведущего трубопровода» (см. § 61) в продольное напряжение $\sigma_{прод}$ следует включить также напряжение, возникающее за счет сил трения на опорах, которые в некоторых случаях могут достигать значительной величины.

пускаемого среднего пролета должна определяться по формуле

$$l_{ср} = \sqrt{\frac{12\left(R_2 - \frac{pD_н}{4\delta_0}\right)Wm}{q_{расч}}}; \qquad (7.9)$$

$$q_{расч} = n_1 q_{тр} + n_2 q_{прод} + n_3 q_{изол}, \qquad (7.10)$$

где $q_{тр}$ — погонный вес трубы;
$q_{прод}$ — погонный вес продукта;
$q_{изол}$ — погонный вес изоляции;
n_1, n_2 и n_3 — коэффициенты перегрузки;
$R_2 = \sigma_т k_т$ — расчетное сопротивление по пределу текучести.

Входящее в формулу (7. 9) расчетное сопротивление по пределу текучести R_2 по-прежнему находят из табл. 64, а величины W и $q_{тр}$ должны определяться для расчетной толщины стенки трубы δ_0, т. е. без учета добавки на коррозию.

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. Для эксплуатационного режима принимаются следующие значения коэффициентов условий работы и перегрузки: $m = 0{,}8$; $n_1 = n_2 = 1{,}1$; $n_3 = 1{,}2$.

Если размерности всех величин, входящих в формулу (7. 9) (кроме $q_{расч}$) будут *кГ* и *см*, а размерность $q_{расч}$ — *кГ/м*, то величина допускаемого среднего пролета, выраженная в *м*, будет

$$l_{ср} = \sqrt{\frac{\left(R_2 - \frac{pD_н}{4\delta_0}\right)Wm}{8{,}33\, q_{расч}}}. \qquad (7.11)$$

Для паро- и газопроводов, подлежащих гидравлическому испытанию, средний пролет, подсчитанный по формуле (7. 11), не должен быть больше величины

$$l_и = \sqrt{\frac{\left(R_2 - \frac{p_и D_н}{4\delta_0}\right)W}{8{,}33\, q_{норм}}}, \qquad (7.12)$$

где $p_и$ — испытательное давление к *кГ/см*^{2};
$q_{норм}$ — нормативная нагрузка в *кГ/м*, определяемая по формуле

$$q_{норм} = q_{тр} + q_{изол} + q_{воды}, \qquad (7.13)$$

где $q_{воды}$ — погонный вес воды, заполняющей трубу при гидравлическом испытании.

Допускаемый крайний пролет трубопровода $l_{кр}$ легко определить, если учесть, что максимальный изгибающий момент в этом пролете в 1,5 раза больше, чем в среднем пролете. Таким образом,

$$l_{кр} = l_{ср}\sqrt{\frac{1}{1{,}5}} = 0{,}82\, l_{ср}. \qquad (7.14)$$

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 включения[1].

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. 173) задан. Тогда горизонтальная прямая, проходящая через вершину низшей опоры, представит собой секущую по отношению к упругой линии трубопровода, и провисание трубопровода будет характеризоваться величиной $\Delta = y - y_1$.

[1] См. «Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между опорами» ОНТИ ВНИИСТ, 1959 г.

Обычно принимается, что Δ_{max} не должно быть больше $0{,}02\,D_y$ (условного диаметра трубы), т. е.

$$\Delta_{max} \leqslant 0{,}02\,D_y. \tag{7.15}$$

Значение x_c, соответствующее Δ_{max}, определяется из условия

$$\frac{d\Delta}{dx} = 0.$$

Нетрудно показать, что для средних пролетов

$$\Delta = y - y_1 = \frac{q}{24EJ}(l^2x^2 - 2lx^3 + x^4) - ix, \tag{7.16}$$

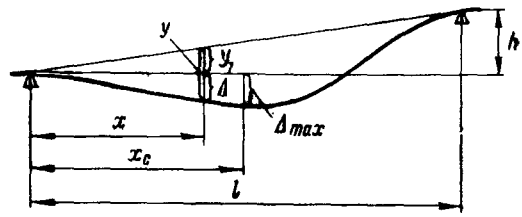


Рис. 173. Схема деформированного трубопровода при обратном уклоне.

где q — погонная весовая нагрузка;
EJ — жесткость трубы на изгиб.

Таким образом, для определения допускаемого среднего пролета при поставленных выше условиях необходимо решить относительно x и l систему уравнений

$$\begin{aligned} \Delta &= \frac{q}{24EJ}(l^2x^2 - 2lx^3 + x^4) - ix = 0{,}02\,D_y; \\ \frac{d\Delta}{dx} &= \frac{q}{24EJ}(2l^2x - 6lx^2 + 4x^3) - i = 0. \end{aligned} \tag{7.17}$$

Решение этих уравнений дает:

$$l_{ср} = l_1 = \frac{\frac{24EJ}{q}\frac{D_y}{50} + \frac{24EJ}{q}\frac{ix}{2} + x^4}{x^3}, \tag{7.18}$$

$$l_{ср} = l_2 = 2x \pm \sqrt{x^2 - \frac{1}{x^2}\frac{24EJ}{q}\frac{D_y}{50}}. \tag{7.19}$$

Из физических соображений нетрудно показать, что в последнем выражении имеет смысл лишь знак плюс перед корнем.

Систему уравнений (7. 17) проще всего решать путем подбора, задаваясь рядом значений x до тех пор, пока значения $l_{ср}$ по формулам (7. 18) и (7. 19) не совпадут.

Расчеты показывают, что при заданном диаметре трубопровода величина пролета, определенная подобным образом, практически не зависит от толщины стенки трубы δ, вследствие чего при составлении таблиц допускаемых пролетов достаточно ограничиться выполнением расчета для какого-либо одного значения δ.

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:

$$\sigma_{кр} = 0{,}44 E \frac{\delta_0}{D_н}, \qquad (7.20)$$

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 величину допускаемого продольного сжимающего напряжения в стенке трубы

$$\sigma_{доп} = \frac{0{,}44}{3} E \frac{\delta_0}{D_н}. \qquad (7.21)$$

Если положить теперь $E = 2{,}1 \cdot 10^6$ *кГ/см*^{2}, то формула (7. 21) примет вид:

$$\sigma_{доп} = 30{,}8 \cdot 10^4 \frac{\delta_0}{D_н} \text{ кГ/см}^2. \qquad (7.22)$$

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 (7. 22) возникает крайне редко.

Указанная проверка заключается в том, что определяются максимальные сжимающие продольные напряжения в трубопроводе

$$\sigma_{сж} = \frac{q l_{ср}^2}{12W} + 1{,}2 \frac{p D_н}{4\delta_0} \qquad (7.23)$$

и сравниваются с допускаемыми напряжениями, вычисляемыми по формуле (7. 22).

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 (7. 23) принимается во внимание лишь для трубопроводов с линзовыми компенсаторами.

В табл. 67—70 приведены допускаемые пролеты в *м* для неизолированных и изолированных газопроводов, изолированных паропроводов и изолированных продуктопроводов, изготовленных из сталей рекомендуемых марок.

При пользовании этими таблицами следует иметь в виду следующее.

1. Таблицы составлены для нормальной температуры ($0 < t < 100°$ С).

Если трубопроводы эксплуатируются при повышенных температурах, допускаемый из условий эксплуатации пролет может быть получен путем умножения соответствующего табличного значения на величину $\sqrt{\frac{R_2^t}{R_2}}$, где R_2 — расчетное сопротивление по пределу текучести при нормальной температуре, а R_2^t — расчетное сопротивление по пределу текучести при повышенной температуре. Остальные величины пролетов не изменяются.

2. В табл. 67, 68 значения допускаемого пролета, определенные из условий эксплуатации, соответствуют минимальной (из приведенных) толщине стенки; при этом числитель соответствует максимально допустимому (по формулам (7. 4)) эксплуатационному давлению в трубе, а знаменатель — полному отсутствию давления в трубе. Если требуется определить величину допускаемого пролета при другой толщине стенки и каком-то промежуточном значении давления, ее можно приближенно получить путем интерполяции табличных значений, считая, что зависимость допускаемого пролета от толщины стенки такая же, как и из условий гидравлического испытания (соседний столбец).

3. 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.

§ 61. 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:

а) для трубопроводов, транспортирующих жидкость, нормативная нагрузка

$$Q_{\text{норм}} = (q_{\text{тр}} + q_{\text{изол}} + q_{\text{прод}})\, l; \qquad (7.24)$$

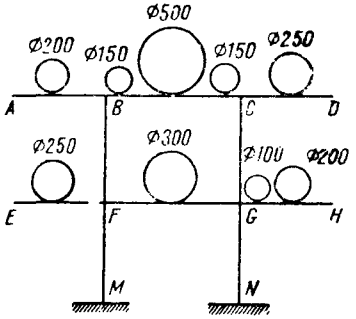


Рис. 174. Схема загружения поперечного сечения опоры.

расчетная нагрузка

$$Q_{\text{расч}} = (n_1 q_{\text{тр}} + n_2 q_{\text{прод}} + n_3 q_{\text{изол}})\, l; \qquad (7.25)$$

б) для паро- и газопроводов нормативная нагрузка

$$Q_{\text{норм}} = (q_{\text{тр}} + q_{\text{изол}})\, l; \qquad (7.26)$$

расчетная нагрузка

$$Q_{\text{расч}} = (n_1 q_{\text{тр}} + n_3 q_{\text{изол}})\, l; \qquad (7.27)$$

здесь $q_{\text{тр}}$ — погонный вес трубопровода в *кГ/м*;
$q_{\text{изол}}$ — погонный вес изоляции в *кГ/м*;
$q_{\text{прод}}$ — погонный вес продукта в *кГ/м*;
l — расстояние между траверсами в *м*;
n_1, n_2 и n_3 — коэффициенты перегрузки, принимаемые равными $n_1 = n_2 = 1{,}1$, $n_3 = 1{,}2$.

Нагрузку от одного из паро- или газопроводов, подлежащего по техническим условиям гидравлическому испытанию, следует определять по формуле

$$Q_{\text{расч}} = (n_1 q_{\text{тр}} + n_3 q_{\text{изол}})\, l + q_{\text{воды}} l, \qquad (7.28)$$

где $q_{\text{воды}}$ — 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 загружения опоры. Так например, пусть на двухъярусной опоре (рис. 174) расположено девять паро- и газопроводов, подлежащих гидравлическому испытанию. Требуется определить расчетные схемы загружения 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.

Ветровые нагрузки

Нормативная ветровая нагрузка, передающаяся пучком горизонтально расположенных трубопроводов на траверсу опоры, определяется по формуле

$$P_{норм} = QD_{max}l, \tag{7.29}$$

где Q — скоростной напор ветра в $кГ/м^2$;

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

$$P_{расч} = 1{,}2\,QD_{max}l. \tag{7.30}$$

Горизонтальные усилия, действующие вдоль трассы трубопроводов, проходящих через одиночно стоящие опоры

Одиночно стоящие опоры подразделяются на анкерные (мертвые) и промежуточные.

Анкерные опоры (рис. 175) делятся на разгруженные и неразгруженные (концевые), а промежуточные опоры (рис. 176) — на двухшарнирные гибкие и жесткие.



Рис. 175. Трубопровод на одиночно стоящих опорах.

1 — промежуточные опоры; *2* — разгруженные анкерные опоры; *3* — компенсатор; *4* — трубопровод; *5* — концевая неразгруженная анкерная опора.

Двухшарнирные промежуточные опоры (рис. 176, *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. 176, *б*) способны обеспечить перемещение своего верхнего конца на величину требуемой температурной деформации трубопровода, расположенного на опоре.

Жесткие промежуточные опоры (рис. 176, *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.

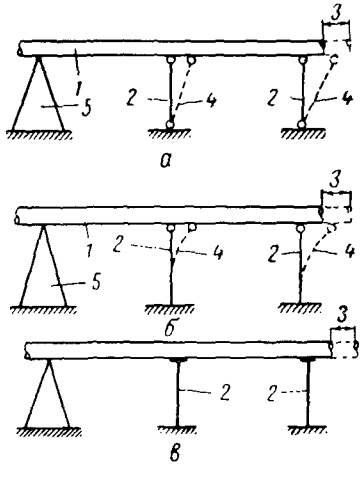


Рис. 176. Виды промежуточных опор.

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.

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, загруженной заданными горизонтальными перемещениями на концах стоек. Его можно определять также по графикам и таблицам (см. гл. пятую).

Распор линзовых компенсаторов определяют по приведенным ранее формулам (см. гл. пятую).

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, соот-

ветствующую температурной деформации трубопровода; таким образом, гибкая стойка рассчитывается как консольная балка, загруженная заданным смещением конца;

в) для жестких промежуточных опор со скользящими или катковыми опорными устройствами для определения горизонтального усилия вдоль трассы применяется формула

$$P_{\text{расч}} = q\,\mu\,l, \qquad (7.31)$$

где q — погонный вес 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

$$\mu = \frac{0{,}05}{R}, \qquad (7.32)$$

где R — радиус катка в *см*.

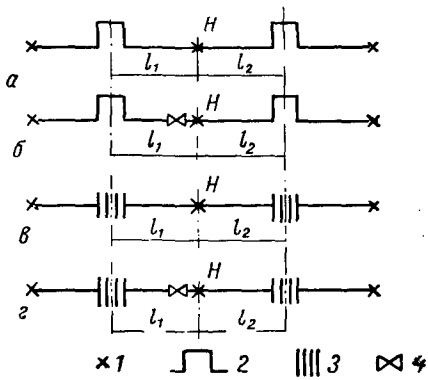


Рис. 177. Схемы участка трассы.

1 — мертвая точка; *2* — П-образный компенсатор; *3* — линзовый компенсатор; *4* — задвижка.

Расчетные горизонтальные усилия вдоль трассы, действующие на разгруженные анкерные опоры при прокладке одного трубопровода (рис. 177) определяются следующим путем:

а) при отсутствии в смежных пролетах задвижек (рис. 177, *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.

Таким образом, усилие, действующее на опору H, определяется по следующим формулам:

при двухшарнирных промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = P_1 - 0{,}8\,P_2; \qquad (7.33)$$

при гибких промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = (P_1 + \Sigma R_1) - 0{,}8\,(P_2 + \Sigma R_2); \qquad (7.34)$$

при жестких промежуточных опорах

$$P_{\text{расч}} = (P_1 + q\mu l_1) - 0{,}8(P_2 + q\mu l_2). \qquad (7.35)$$

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. 177, б и г) для определения усилия на опору H имеем:

при двухшарнирных опорах:

по схеме *б*

$$P_{\text{расч}} = P_1, \qquad (7.36)$$

по схеме *г*

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \frac{\pi d^2}{4} p, \qquad (7.37)$$

при гибких опорах:

по схеме *б*

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \sum R_1, \qquad (7.38)$$

по схеме *г*

$$P_{\text{расч}} = P_1 + \sum R_1 + \frac{\pi d^2}{4} p, \qquad (7.39)$$

при жестких опорах:

по схеме *б*

$$P_{\text{расч}} = P_1 + q\mu(l_1 - 0{,}8\, l_2), \qquad (7.40)$$

по схеме *г*

$$P_{\text{расч}} = P_1 + q\mu(l_1 - 0{,}8\, l_2) + \frac{\pi d^2}{4} p. \qquad (7.41)$$

Усилие, определенное по формулам (7. 33) — (7. 41), должно быть принято не меньше горизонтального усилия, действующего на промежуточную опору.

При двухшарнирных и гибких промежуточных опорах одновременная прокладка нескольких трубопроводов допускается лишь 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. 178, *а*) горизонтальное усилие вдоль трассы, действующее на стойки промежуточных опор, равняется нулю;

б) при одноярусных гибких опорах (рис. 178, *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. 179, *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 защемленными на уровне нижнего яруса опоры (рис. 179, *б*);

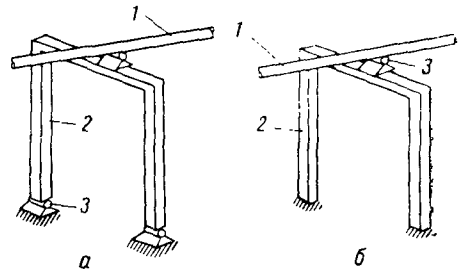


Рис. 178. Одноярусные промежуточные опоры.

а — двухшарнирная опора; *б* — гибкая опора; *1* — трубопровод; *2* — опоры; *3* — шарнир; *4* — защемленные концы стоек.

г) при двухъярусных гибких опорах (рис. 180) стойки рассчитываются как консольные балки, загруженные на конце смещением, равным величине температурного удлинения ведущего трубопровода.

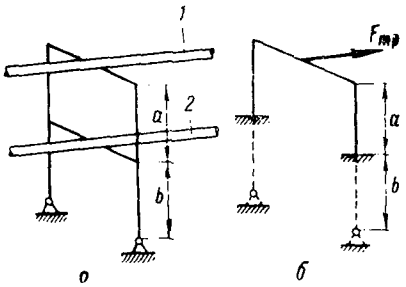


Рис. 179. Расчетная схема двухъярусной двухшарнирной опоры (*а*) и схема для расчета стоек (*б*).

1 — ведущий трубопровод; *2* — ведомый трубопровод.

Расчет траверс двухшарнирных и гибких опор производится в соответствии со следующими схемами загружения:

а) сечение траверсы, несущей ведущий трубопровод, в месте шарнирного соединения с ним принимается жестко защемленным; 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. 181, *б*), которые определяются по формуле (7. 31);

б) траверсы, не несущие ведущий трубопровод, рассчитываются как свободно опертые балки, загруженные силами трения от расположенных на них ведомых трубопроводов (см. рис. 181, *в*); если число ведомых трубопроводов не больше двух, силы трения прикладываются в местах опирания ведомых трубопроводов и определяются по формуле (7. 31); если же число ведомых трубопроводов, распо-

ложенных 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.

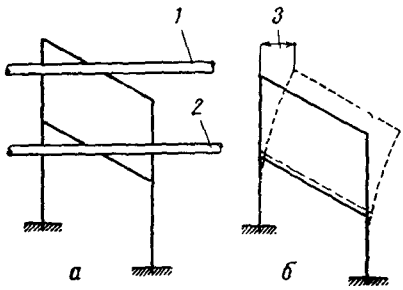


Рис. 180. Расчетная схема двухярусной гибкой опоры (*а*) и схема для расчета стоек (*б*).

1 — ведущий трубопровод; *2* — ведомый трубопровод; *3* — температурная деформация ведущего трубопровода.

При одновременной прокладке нескольких трубопроводов на жестких промежуточных опорах горизонтальные усилия, действующие на стойки и траверсы опор, определяются для каждого из трубопроводов по формуле (7. 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.

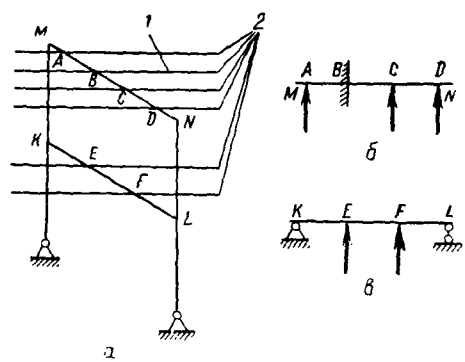


Рис. 181. Расчетная схема траверс двухярусной опоры (*а*), расчетная схема для траверсы *MN* (*б*) и расчетная схема для траверсы *KL* (*в*).

1 — ведущий трубопровод; *2* — ведомые трубопроводы.

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; в 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 (7. 33) — (7. 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 $q\,\mu\,(l_1 - 0{,}8 l_2)$, 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 $q\,\mu\,(l_1 - 0{,}8\ l_2)$, умноженных на коэффициент одновременности, равный 0,5,

осевых усилий, вызванных давлением на задвижки и умноженных на коэффициент одновременности; этот коэффициент принимается равным: 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.

Определение усилий, действующих на элементы опор, при эстакадной прокладке трубопроводов

Трубопроводная эстакада (рис. 182) 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,

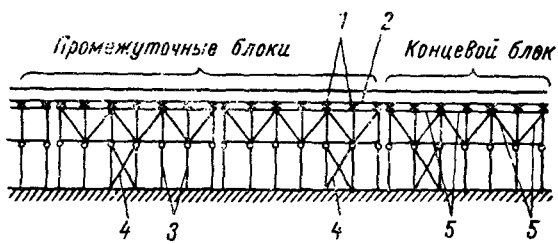


Рис. 182. Схема трубопроводной эстакады.

1 — траверсы; *2* — трубопровод; *3* — промежуточные стойки; *4* — анкерные опоры; *5* — пролетное строение.

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 формулам (7. 27) и (7. 29), и равномерно распределенную горизонтальную нагрузку. расчетная интенсивность которой находится по следующей формуле:

$$q_{\text{расч}} = \frac{\sum Q_{\text{расч}} \mu n}{b}, \qquad (7.42)$$

где μ — коэффициент трения;

b — длина траверсы;

n — коэффициент одновременности.

Если через траверсу проходит несколько трубопроводов резко различного диаметра, то расчетные нагрузки по траверсе следует распределять в соответствии с расположением трубопроводов.

Концевые траверсы концевого блока необходимо проверять на прочность в соответствии с истинными усилиями, определенными из условий действительного расположения фикспунктов, задвижек или заглушек.

Анкерная опора концевого блока рассчитывается на горизонтальное усилие, слагающееся из суммы распоров компенсирующих устройств всех трубопроводов, проложенных на данном блоке, и неуравновешенной силы трения, равной $0{,}75\,q_э$, где $q_э$ погонная вертикальная нагрузка на единицу длины блока в *т/м*.

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 $0{,}15\,q_э$, и осевое усилие на задвижку, равное $0{,}68\,q_э$.

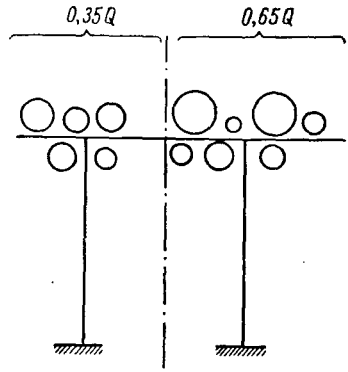


Рис. 183. Схема допустимой перегрузки поперечного сечения эстакады.

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 фикспунктов горизонтальные усилия, действующие на анкерные опоры блоков, принимаются равными:

на анкерную опору концевого блока — $4\,q_э$;

на анкерную опору промежуточного блока — $2\,q_э$.

Пролетное строение рассчитывается с учетом возможной перегрузки одной из сторон поперечного сечения до 30% (рис. 183).

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА КОЛЕБАНИЯ

§ 62. Собственные частоты колебаний трубопроводов, лежащих на жестких опорах

Частоты собственных изгибных колебаний трубопроводов, лежащих на жестких опорах, определяются по формуле

$$\lambda_i = \frac{1}{2\pi}\frac{\alpha_i^2}{l^2}\sqrt{\frac{EI}{m}}, \qquad (8.1)$$

где λ_i — частота в *гц*, соответствующая i-й форме колебаний;
l — расстояние между опорами трубопровода;
EJ — жесткость поперечного сечения трубопровода;
m — погонная масса 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. 184. Значения коэффициентов α_i в зависимости от условий закрепления принимаются по табл. 71; α_0 — соответствует колебаниям основного тона, α_1, α_2 и т. д. — колебаниям первого, второго и т. д. обертонов.

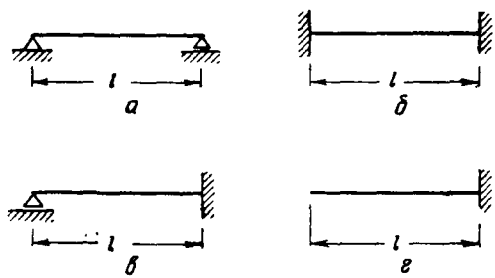


Рис. 184. Схемы трубопроводов, лежащих на двух опорах.

а — шарнирное опирание по двум концам; *б* — заделка с двух сторон; *в* — шарнирное опирание с одной стороны и заделка с другой; *г* — консольный трубопровод.

Таблица 71

Коэффициенты α_i для однопролетных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 184)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_i при $i \geq 4$
а	3,1416	6,2832	9,4248	12,5664	15,7080	$i\pi$
б	4,7300	7,8532	10,9956	14,1372	17,2788	$\sim \frac{2i+1}{2}\pi$
в	3,9266	7,0685	10,210	13,352	16,494	$\sim \frac{4i+1}{4}\pi$
г	1,8751	4,6941	7,8548	10,9955	14,1372	$\sim \frac{2i-1}{2}\pi$

Трубопроводы, лежащие на трех опорах (с равными пролетами)

Возможные условия закрепления концов трубопроводов, лежащих на трех опорах при равных пролетах, показаны на рис. 185.

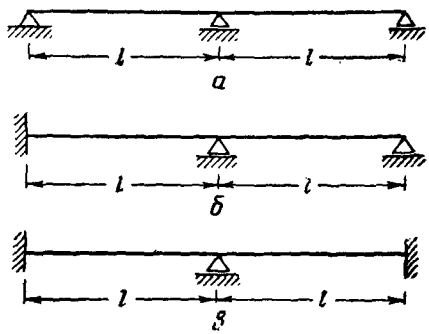


Рис. 185. Схемы двухпролетных трубопроводов.

а — шарнирное опирание обоих концов; *б* — заделка одного конца и шарнирное опирание другого; *в* — заделка двух концов.

Значения коэффициентов α_i для таких трубопроводов приведены в табл. 72.

Таблица 72

Коэффициенты α_i для двухпролетных трубопроводов с равными пролетами

Условия закрепления (по рис. 185)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4
а	3,1416	3,9266	6,2832	7,0685	9,4248
б	3,39	4,46	6,54	7,59	9,69
в	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. 186.

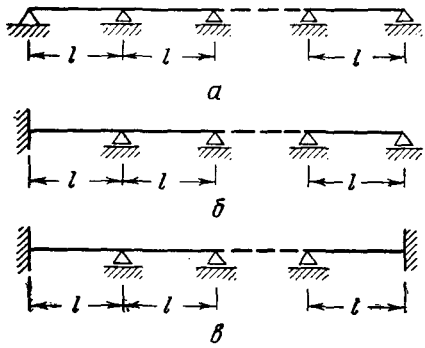


Рис. 186. Схемы многопролетных трубопроводов с одинаковыми расстояниями между опорами.

а — шарнирное опирание концов; *б* — заделка одного конца и шарнирное опирание другого; *в* — заделка двух концов.

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 $\lambda_{i\,н}$ и $\lambda_{i\,в}$.

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. 73.

Таблица 73

Коэффициенты $\alpha_i^2/2\pi$ для многопролетных трубопроводов с равными пролетами

Условия закрепления (по рис. 186)	Количество пролетов	$\frac{\alpha_{0\,н}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{0\,в}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1\,н}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1\,в}^2}{2\pi}$
а	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

Трубопроводы, лежащие на трех опорах с неравными пролетами

Схема двухпролетного трубопровода с неравными пролетами показана на рис. 187. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона такого трубопровода определяется по графику рис. 188.

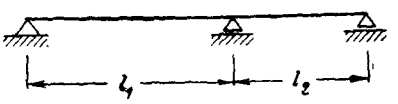


Рис. 187. Двухпролетный трубопровод с неравными расстояниями между опорами.

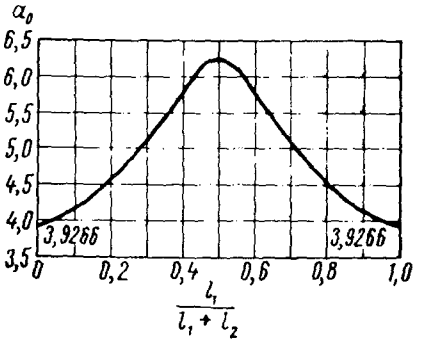


Рис. 188. График для определения частоты колебаний основного тона двухпролетного трубопровода при $l_1 \neq l_2$.

Трубопроводы, лежащие на четырех опорах с неравными пролетами

Схема трехпролетного трубопровода с неравными пролетами приведена на рис. 189. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона трубопровода определяется по графику рис. 190.

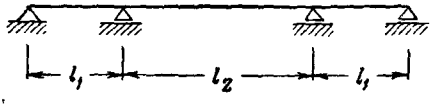


Рис. 189. Трубопровод на четырех опорах с неравными пролетами.

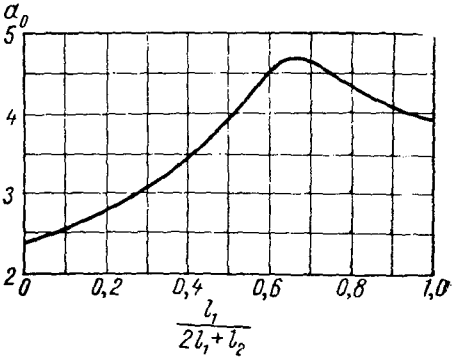


Рис. 190. График для определения частоты колебаний основного тона трехпролетного трубопровода при $l_1 \neq l_2$.

Одноконсольные трубопроводы

Схема одноконсольного трубопровода с двумя опорами приведена на рис. 191. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона находят по табл. 74 в зависимости от величины отношения $\frac{l_2}{l_1}$.

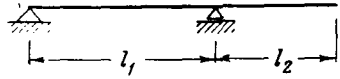


Рис. 191. Одноконсольный трубопровод на двух опорах.

Таблица 74

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

$$\alpha_0 \approx \left[1 - \frac{\pi^2}{6}\left(\frac{l_2}{l_1}\right)^3\right]\pi. \qquad (8.2)$$

Двухконсольные трубопроводы

Схема двухконсольного трубопровода с двумя опорами приведена на рис. 192. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона такого трубопровода определяется по графику рис. 193.

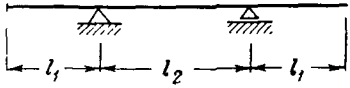


Рис. 192. Двухконсольный симметричный трубопровод на двух опорах.

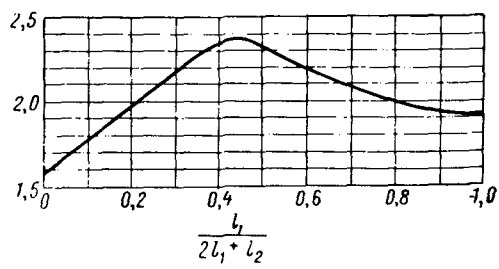


Рис. 193. График для определения частоты колебаний основного тона двухконсольного симметричного трубопровода на двух опорах.

§ 63. 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 (*кГ/см*) через C_w, а жесткость опоры относительно

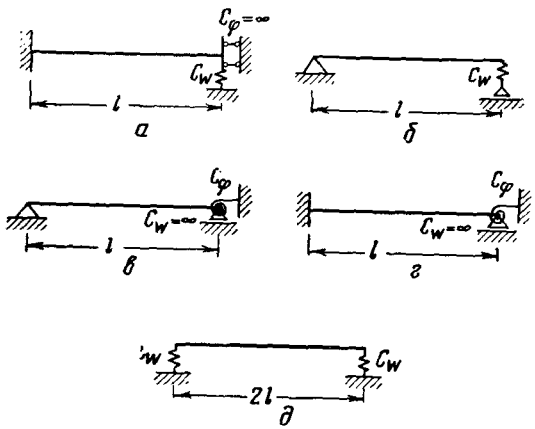


Рис. 194. Схемы однопролетных трубопроводов, лежащих на упругих опорах.

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.

угловых деформаций (*кГсм*) через C_φ, то значения коэффициентов α_0 для определения частоты колебаний основного тона находятся следующим образом.

Трубопроводы, лежащие на двух опорах

Характер закрепления концов трубопроводов, лежащих на двух опорах, показан на рис. 194.

Если ввести обозначения:

$$\overline{C}_w = C_w \frac{l^3}{EJ},$$

$$\overline{C}_\varphi = C_\varphi \frac{l}{EJ}, \qquad (8.3)$$

то значения α_0 определяются в зависимости от $\overline{C}_w$ и $\overline{C}_\varphi$ по следующим графикам: для случая *а* — по рис. 195, для *б* — по рис. 196, для *в* — по рис. 197, для *г* — по рис. 198, для *д* — по рис. 199.

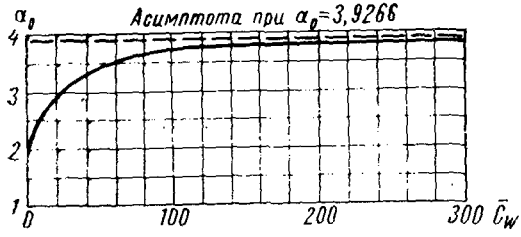
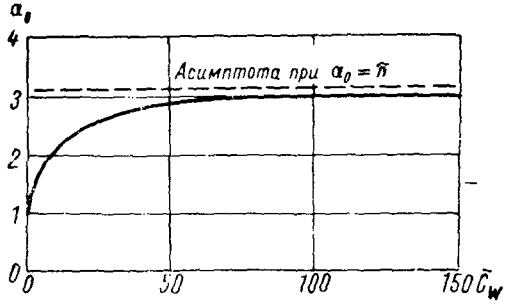


Рис. 195. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 194, а.

Рис. 196. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 194, б.



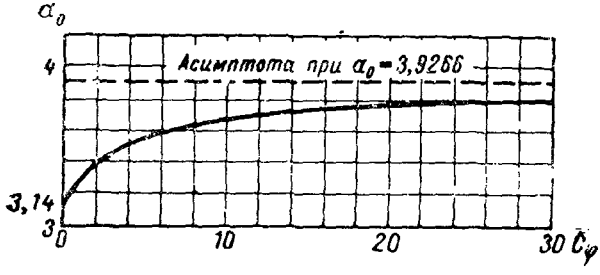
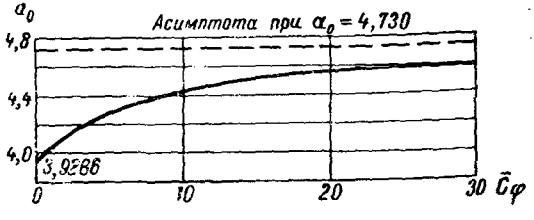


Рис. 197. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 194, в.

Рис. 198. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 194, г.



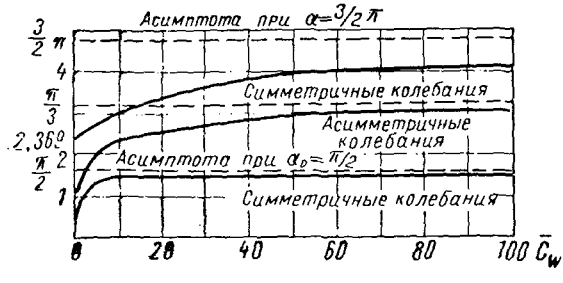


Рис. 199. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, изображенного на рис. 194, д.

Трубопроводы, лежащие на трех опорах (с равными пролетами)

Схема трубопровода, лежащего на трех опорах и имеющего среднюю упругую опору, приведена на рис. 200. Коэффициент α_0 для

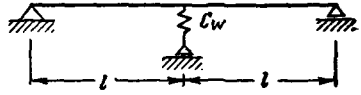


Рис. 200. Двухпролетный трубопровод с упругой средней опорой.

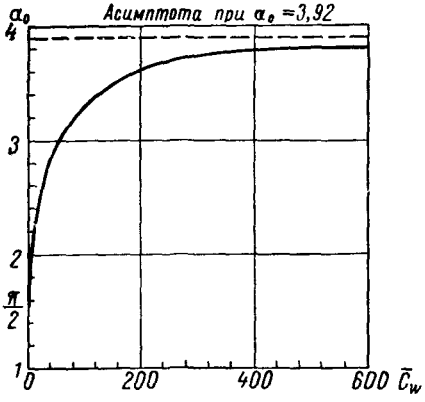


Рис. 201. График для определения частоты колебаний основного тона двухпролетного трубопровода с упругой средней опорой.

пределения частоты колебаний основного тона такого трубопровода пределяется в зависимости от $\bar{C}_w$ по графику рис. 201.

Трубопроводы, лежащие на четырех опорах (с неравными пролетами)

Схема трубопровода, лежащего на четырех опорах и имеющего крайние упругие опоры, приведена на рис. 202. Коэффициент α_0 для определения частоты колебаний основного тона трубопровода определяется в зависимости от $\bar{C}_w$ и $\bar{l} = \dfrac{l_1}{l_1 + \dfrac{l_2}{2}}$ по графику рис. 203.

Одноконсольные трубопроводы

Схема одноконсольного трубопровода с одной упругой опорой приведена на рис. 204. Коэффициент α_0 определяется в зависимости от $\bar{C}_w$ и $\bar{l}_1 = \dfrac{l_1}{l_1 + l_2}$ по графику рис. 205.

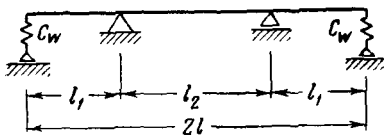


Рис. 202. Трехпролетный трубопровод с упругими крайними опорами.

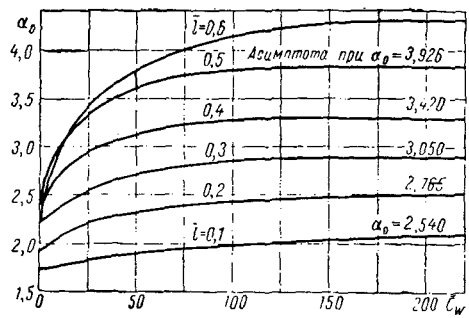


Рис. 203. График для определения частоты колебаний основного тона трубопровода, лежащего на четырех опорах при упругих крайних опорах.

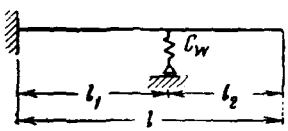


Рис. 204. Одноконсольный трубопровод с упругой опорой.

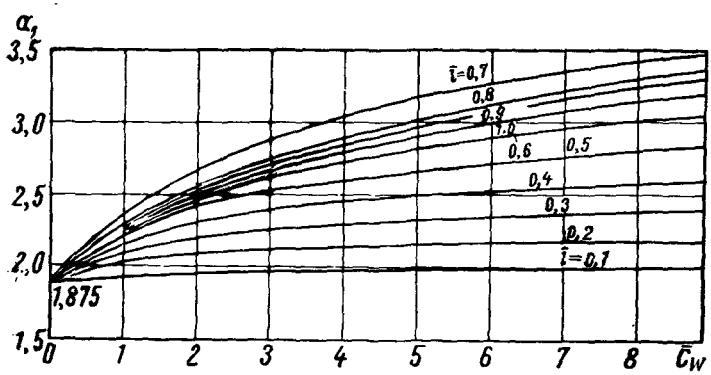


Рис. 205. График для определения частоты колебаний основного тона одноконсольного трубопровода с упругой опорой.

§ 64. Собственная частота колебаний П-образного компенсатора

Схема трубопровода с П-образным компенсатором приведена на рис. 206.

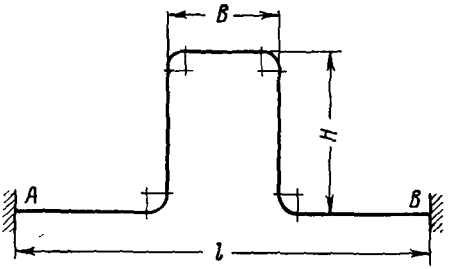


Рис. 206. Участок трубопровода с П-образным компенсатором.

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 $кГсм^2$;

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*.

§ 65. Собственные частоты колебаний арочных трубопроводов

Арочные трубопроводы выполняются в виде двухшарнирных или бесшарнирных арок (*рис.* 207).

Малые колебания арок могут происходить как вследствие изменения длины арки (радиальные колебания), так и изгиба (изгибные колебания).

Собственные частоты радиальных колебаний арочных трубопроводов определяются по формуле

$$\lambda_i = \frac{1}{2\pi R}\sqrt{\frac{EF}{m}\left(1+\frac{a_i^4 J}{\varphi^4 R^2 F}\right)}, \quad (8.5)$$

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 — погонная масса трубопровода;
α_i — коэффициент, зависящий от условий закрепления концов и формы колебаний (принимается по табл. 75).

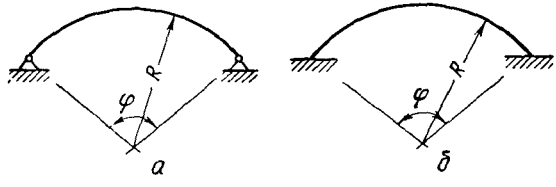


Рис. 207. Схемы арочных трубопроводов.
а — двухшарнирная арка; *б* — бесшарнирная арка.

Таблица 75

Коэффициенты α_i для арочных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 207)	α_0	α_1	α_2	α_3	α_4	α_i при $i > 4$
а	3,1416	6,2832	9,4248	12,566	15,708	$i\pi$
б	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

$$\lambda_i = \frac{K}{2\pi R^2 \varphi^2}\sqrt{\frac{EJ}{m}}. \qquad (8.6)$$

Коэффициент K в этой формуле берется из табл. 76 в зависимости от граничных условий и формы колебаний.

Таблица 76

Коэффициенты K для арочных трубопроводов

Условия закрепления (по рис. 207)	Форма колебаний	K
а	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	$\sqrt{\frac{39942-343{,}16\,\varphi^2+\varphi^4}{1+0{,}02148\,\varphi^2}}$

§ 66. Колебания висячих трубопроводов

Схема висячего трубопровода приведена на рис. 208.

Собственные частоты колебаний висячего трубопровода определяются по следующим формулам:

частоты вертикальных колебаний

$$\lambda_i=\frac{i+1}{2l}\sqrt{\frac{EJ\frac{(i+1)^2\pi^2}{l^2}+H}{m}}, \qquad (8.7)$$

$$(i=0,\ 1,\ 2,\ 3\ldots);$$

частоты горизонтальных (угловых) колебаний

$$\lambda_{i\,(\text{гор})} = \frac{1}{2\pi}\sqrt{EJ\frac{(i+1)^4\pi^4}{l^4}\frac{1}{m+\frac{q}{\eta}}}, \qquad (8.8)$$

$$(i = 0,\ 1,\ 2,\ 3\ldots);$$

здесь l — расстояние между пилонами;
EJ — жесткость поперечного сечения висячего трубопровода;
H — распор;
m — погонная масса трубы с учетом массы транспортируемого продукта;
g — ускорение силы тяжести;
η — расстояние от точки крепления троса к пилону до центра трубы.

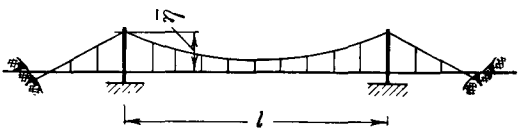


Рис. 208. Схема висячего трубопровода.

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

$$\theta = 2\sqrt{EJ\frac{(i+1)^4\pi^4}{l^4}\frac{1}{m+\frac{q}{\eta}}}, \qquad (8.9)$$

$$(i = 0,\ 1,\ 2,\ 3\ldots).$$

§ 67. 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*)

$$n = \varkappa \frac{v}{d}, \tag{8.10}$$

где v — скорость ветра в *м/сек*;
d — диаметр цилиндра в *м*;
$\varkappa$ — 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, натурного и модельного эксперимента и заключается в следующем:

а) определение периода основного тона свободных колебаний трубопровода T;

б) вычисление критической скорости ветра

$$v_{кр} = 5 \frac{d}{T}; \tag{8.11}$$

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 наибольшей величины, т. е., например, в середине однопролетного трубопровода с одинаковыми условиями опирания на обоих концах, определяется по формуле

$$F_0 = \frac{v_{кр}^2 d}{64}. \tag{8.12}$$

Амплитуда нагрузки в сечении x

$$F_x = \frac{4}{\pi} F_0 \frac{X_1(x)}{X_1(x_1)}; \qquad (8.13)$$

резонансная амплитуда колебаний трубопровода

$$y_д = 80 y_{ст}; \qquad (8.14)$$

изгибающие моменты при ветровом резонансе

$$M_д = 80 M_{ст}; \qquad (8.15)$$

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.

§ 68. 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 небольших 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.

§ 69. 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 имеет наиболее невыгодное направление, перпендикулярное 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.

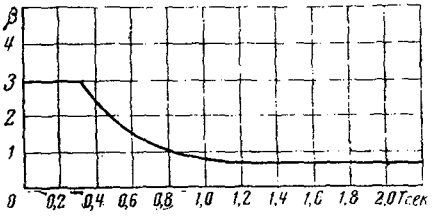


Рис. 209. График для определения коэффициента динамичности β.

Расчетная сейсмическая нагрузка, действующая на погонную единицу длины трубопровода, определяется по формуле

$$S = qK_c\beta\eta, \tag{8.16}$$

где q — вес единицы длины трубопровода с учетом веса транспортируемого продукта;

K_c — сейсмический коэффициент (принимается по табл. 77);

β — коэффициент динамичности, зависящий от периода свободных колебаний трубопровода (берется по графику рис. 209).

Таблица 77

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

$$\eta_{(x)} = \frac{X(x)\int\limits_0^l qX(x)\,dx}{\int\limits_0^l qX^2(x)\,dx}, \tag{8.17}$$

где $X(x)$ — форма свободных горизонтальных колебаний трубопровода;

l — полная длина трубопровода.

Для трубопровода, схематически показанного на рис. 210, период и форма свободных горизонтальных колебаний определяются, как для многопролетной балки на упруго смещающихся опорах.

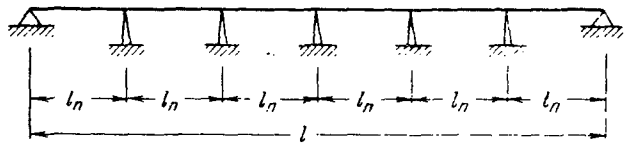


Рис. 210. Схема многопролетного трубопровода, лежащего на отдельных опорах.

Жесткость опор в направлении смещения трубопровода находят в зависимости от конструкций этих опор.

Для трубопровода, схематически изображенного на рис. 208 (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

$$\eta(x) = A \sin \frac{\pi x}{l}, \qquad (8.18)$$

где A — произвольный коэффициент.

Период свободных горизонтальных колебаний этого трубопровода находят по формуле

$$T = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{EJ}{m}\frac{\pi^4}{l^4} + \frac{g}{\eta}}}. \qquad (8.19)$$

Значения величин, входящих в формулу (8.19), те же, что и в формуле (8.8).

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ВЕС ТРУБ

Диаметр, *мм*		Толщина стенки δ, *мм*	Площадь сечения F, *см²*	Осевой момент инерции J, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления W, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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. 1

Диаметр, *мм*		Толщина стенки *δ*, *мм*	Площадь сечения *F*, *см²*	Осевой момент инерции *J*, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления *W*, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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	6,67	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

Продолжение прилож. I

Диаметр, *мм*		Толщина стенки δ, *мм*	Площадь сечения F, *см²*	Осевой момент инерции J, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления W, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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	2,44	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 δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
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. 1

Диаметр, *мм*		Толщина стенки δ, *мм*	Площадь сечения F, *см²*	Осевой момент инерции J, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления W, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	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	3,84
	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. 1

Диаметр, *мм*		Толщина стенки *δ*, *мм*	Площадь сечения *F*, *см²*	Осевой момент инерции *J*, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления *W*, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	Радиус инерции *r*, *см*	Вес 1 *м* длины, *кг*	
наружный *D*	внутренний *d*								трубы	воды, заполняющей трубу
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	5,67
	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. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	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

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	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, см²	Осевой момент инерции $J_{x,y}$, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	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	30,5	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. 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
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	88,5	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. 1

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	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, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	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	12,46
	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*, *см²*	Осевой момент инерции *J*, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления *W*, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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*, *см²*	Осевой момент инерции *J*, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления *W*, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	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

Продолжение приложе. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см2	Осевой момент инерции J, см4	Полярный момент инерции J_p, см4	Осевой момент сопротивления W, см3	Полярный момент сопротивления W_p, см3	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
165	147	9	44,1	1346	2692	163	326	5,52	34,6	16,9
	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. 1

Диаметр, *мм*		Толщина стенки δ, *мм*	Площадь сечения F, *см²*	Осевой момент инерции J, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления W, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	Радиус инерции r, *см*	Вес 1 *м* длины, *кг*	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
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. 1

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
219	169	25	152	7289	14580	665	1330	6,92	120	22,4
	167	26	158	7475	14550	683	1366	6,88	124	21,9
	165	27	163	7655	15310	700	1400	6,86	128	21,4
	163	28	168	7828	15660	715	1430	6,82	132	20,8
	161	29	173	7995	15990	730	1460	6,79	136	20,4
	159	30	178	8156	16310	745	1490	6,77	140	19,8
245	235	5	37,7	2716	5432	222	444	8,49	29,58	43,4
	233	6	45,0	3220	6440	263	526	8,46	35,35	42,6
	231	7	52,3	3710	7420	303	606	8,42	41,09	41,9
	229	8	59,6	4188	8376	342	684	8,38	46,76	41,2
	227	9	66,7	4653	9306	380	760	8,35	52,38	40,5
	226	9,5	70,3	4882	9764	398	796	8,33	55,17	40,1
	225	10	73,8	5107	10210	417	834	8,32	57,95	39,7
	223	11	80,9	5548	11100	453	906	8,28	63,48	39,0
	221	12	87,8	5978	11960	488	976	8,25	68,95	38,3
	219	13	94,7	6396	12790	522	1044	8,22	74,38	37,6
	217	14	102	6803	13610	555	1110	8,19	79,76	36,9
	215	15	108	7199	14400	587	1174	8,15	85,08	36,3
	213	16	115	7584	15170	619	1238	8,12	90,36	35,6
	211	17	122	7958	15920	650	1300	8,09	95,59	34,9
	209	18	128	8322	16640	680	1360	8,06	101	34,3
	207	19	135	8676	17350	709	1418	8,02	106	33,6
	205	20	141	9019	18040	737	1474	7,99	111	33,0
	203	21	148	9353	18710	764	1528	7,95	116	32,3
	201	22	154	9676	19350	790	1580	7,92	121	31,7
	199	23	160	9981	19960	815	1630	7,89	126	31,1
	197	24	167	10300	20600	840	1680	7,85	131	30,5
	195	25	173	10590	21180	864	1728	7,82	136	29,8
	193	26	179	10880	21760	888	1776	7,79	140	29,2
	191	27	185	11160	22320	911	1822	7,76	145	28,6
	189	28	191	11430	22860	933	1866	7,73	150	28,0
	187	29	197	11690	23380	954	1908	7,70	154	27,4
	185	30	203	11940	23880	975	1950	7,67	159	26,8
273	263	5	42,1	3781	7562	277	554	9,48	33,0	54,3
	261	6	50,3	4489	8978	329	658	9,45	39,5	53,5
	259	7	58,5	5177	10350	379	758	9,41	45,9	52,7
	257	8	66,6	5853	11710	429	858	9,37	52,3	51,8
	255	9	74,6	6512	13020	477	954	9,34	58,6	51,0
	254	9,5	78,6	6836	13670	500	1000	9,32	61,7	50,6
	253	10	82,6	7157	14310	525	1050	9,31	64,8	50,2
	251	11	90,5	7784	15570	570	1140	9,27	71,1	49,5
	249	12	98,4	8398	16790	615	1230	9,23	77,2	48,7
	247	13	106	8997	17990	659	1318	9,21	83,4	47,8
	245	14	114	9582	18160	702	1404	9,18	89,4	47,1
	243	15	121	10150	20300	744	1488	9,15	95,4	46,3

Продолжение прилож. I

Диаметр, *мм*		Толщина стенки *δ*, *мм*	Площадь сечения *F*, *см²*	Осевой момент инерции *J*, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления *W*, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	Радиус инерции *r*, *см*	Вес 1 *м* длины, *кг*	
наружный *D*	внутренний *d*								трубы	воды, заполняющей трубу
273	241	16	129	10710	21420	785	1570	9,12	101	45,6
	239	17	137	11250	22500	825	1650	9,08	107	44,8
	237	18	144	11780	23560	863	1726	9,04	113	44,1
	235	19	152	12300	24600	901	1802	9,00	119	43,4
	233	20	159	12800	25600	938	1876	8,97	125	42,6
	231	21	166	13290	26580	974	1948	8,94	131	41,9
	229	22	173	13770	27540	1009	2018	8,91	136	41,2
	227	23	181	14240	28480	1043	2086	8,87	142	40,4
	225	24	188	14690	29380	1076	2152	8,84	147	39,7
	223	25	195	15310	30260	1108	2216	8,80	153	39,0
	221	26	202	15560	31120	1140	2280	8,77	158	38,3
	219	27	209	15980	31960	1170	2340	8,74	164	37,6
	217	28	215	16380	32760	1200	2400	8,72	169	37,0
	215	29	222	16780	33560	1229	2458	8,69	175	36,3
	213	30	229	17170	34340	1258	2516	8,66	180	35,6
325	315	5	50,2	6442	12880	396	792	11,3	39,4	77,9
	313	6	60,1	7652	15300	471	942	11,3	47,2	76,9
	311	7	69,9	8847	17690	544	1088	11,2	54,8	75,9
	309	8	79,7	10010	20020	616	1232	11,2	62,5	74,9
	307	9	89,3	11160	22320	687	1374	11,2	70,1	74,0
	306	9,5	94,2	11730	23460	722	1444	11,2	73,9	73,5
	305	10	99,0	12290	24580	756	1512	11,1	77,7	73,0
	303	11	109	13390	26780	824	1648	11,1	85,2	72,1
	301	12	118	14470	28940	891	1782	11,1	92,6	71,1
	299	13	127	15530	31060	956	1912	11,0	100	70,2
	297	14	137	16570	33140	1020	2040	11,0	107	69,2
	295	15	146	17590	35180	1082	2164	11,0	115	68,3
	293	16	155	18590	37180	1144	2288	10,9	122	67,4
	291	17	164	19570	39140	1204	2408	10,9	129	66,5
	289	18	174	20530	41060	1263	2526	10,9	136	65,6
	287	19	183	21470	42940	1321	2642	10,8	143	64,7
	285	20	192	22380	44760	1377	2754	10,8	150	53,8
351	339	6	65,0	9704	19410	553	1106	12,2	51,0	90,2
	337	7	75,6	11160	22330	636	1272	12,2	59,3	89,1
	335	8	86,2	12680	25360	723	1446	12,1	67,6	88,1
	333	9	96,7	14150	28300	806	1612	12,1	75,9	87,0
	332	9,5	102	14870	29740	847	1694	12,1	80,0	86,5
	331	10	107	15580	31160	888	1776	12,1	84,1	86,0
	329	11	117	17000	34000	968	1936	12,0	92,2	85,0
	327	12	128	18380	36760	1047	2094	12,0	100	83,9
	325	13	138	19740	39480	1125	2250	12,0	108	82,9
	323	14	148	21080	42160	1201	2402	11,9	116	81,9
	321	15	158	22390	44780	1276	2552	11,9	124	80,9
	319	16	168	23680	47360	1349	2698	11,9	132	79,9

Продолжение приложе. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
351	317	17	178	24940	49880	1421	2842	11,8	140	78,9
	315	18	188	26180	52360	1490	2980	11,8	148	77,9
	313	19	198	27400	54800	1560	3120	11,8	156	76,9
	311	20	208	28590	57180	1629	3258	11,7	163	75,9
377	365	6	69,9	12070	24140	640	1280	13,2	54,9	105,0
	363	7	81,3	13890	27780	737	1474	13,1	63,8	103,0
	361	8	92,7	15820	31640	839	1678	13,1	72,8	102
	359	9	104	17600	35200	934	1868	13,0	81,6	101
	357	10	115	19430	38860	1031	2062	13,0	90,5	100
	355	11	126	21200	42400	1125	2250	13,0	99,3	98,9
	353	12	138	22940	45880	1217	2434	12,9	108	97,8
	351	13	148	24660	49320	1308	2616	12,9	116	96,7
	349	14	160	26340	52680	1397	2794	12,9	125	96,6
	347	15	171	28000	56000	1485	2970	12,8	134	94,5
	345	16	181	29650	59300	1573	3146	12,8	142	93,4
	343	17	192	31280	62560	1659	3318	12,8	151	92,3
	341	18	203	32770	65540	1739	3478	12,7	159	91,2
	339	19	213	34360	68720	1823	3646	12,7	167	90,2
	337	20	224	35820	71640	1900	3800	12,6	176	89,1
426	414	6	79	17460	34920	820	1640	14,9	62,0	135
	412	7	92	20310	40610	953	1906	14,9	72,2	133
	410	8	105	22960	45920	1078	2156	14,8	82,4	132
	408	9	118	25650	51300	1204	2408	14,7	92,5	131
	406	10	131	28290	56580	1328	2656	14,7	103	129
	404	11	143	30900	61800	1451	2902	14,7	113	128
	402	12	156	33470	66940	1572	3144	14,6	123	127
	400	13	169	36010	72020	1691	3382	14,6	132	126
	398	14	181	38500	77000	1808	3616	14,6	142	124
	396	15	193	40980	81970	1924	3848	14,6	152	123
	394	16	206	43440	86870	2039	4078	14,5	162	122
	392	17	218	45710	91420	2146	4292	14,5	171	121
	390	18	231	48110	96230	2259	4518	14,4	181	119
	388	19	243	50490	101000	2370	4740	14,4	191	118
	386	20	255	52700	105400	2474	4948	14,4	200	117
478	466	6	88,9	24910	49820	1042	2084	16,7	69,8	170
	464	7	104	28730	57460	1202	2404	16,6	81,6	169
	462	8	118	32730	65460	1369	2738	16,6	92,6	167
	460	9	133	36480	72960	1526	3052	16,6	104	166
	458	10	147	40280	80560	1685	3370	16,6	115	165
	456	11	161	44030	88060	1842	3684	16,5	127	163
	454	12	176	47730	95460	1997	3994	16,5	135	162
	452	13	190	51380	102800	2150	4300	16,4	149	160
	450	14	204	54990	109900	2300	4600	16,4	160	159,0

Продолжение прилож. I

Диаметр, *мм*		Толщина стенки δ, *мм*	Площадь сечения J, *см²*	Осевой момент инерции J, *см⁴*	Полярный момент инерции J_p, *см⁴*	Осевой момент сопротивления W, *см³*	Полярный момент сопротивления W_p, *см³*	Радиус инерции r, *см*	Вес 1 *м* длины, *кг*	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
478	448	15	218	58550	117100	2450	4900	16,4	171	158,0
	446	16	232	62080	124200	2597	5194	16,4	182	156
	444	17	246	65580	131200	2744	5488	16,3	193	155
	442	18	260	68860	137700	2881	5762	16,3	204	153
	440	19	274	72290	144600	3025	6050	16,2	215	152
	438	20	288	75700	151400	3167	6334	16,2	226	151
529	517	6	98,5	33690	67380	1274	2548	18,5	77,3	210,0
	515	7	115	39180	78360	1481	2962	18,5	90,3	208
	513	8	131	44370	88740	1678	3356	18,4	103	206
	511	9	147	49720	99440	1880	3760	18,4	115	205
	509	10	163	54930	109900	2077	4154	18,4	128	203
	507	11	179	60080	120200	2272	4544	18,3	141	202
	505	12	195	65170	130300	2464	4928	18,3	153	200
	503	13	211	70200	140400	2654	5308	18,2	165	199
	501	14	227	75170	150300	2842	5684	18,2	178	197
	499	15	242	80080	160200	3028	6056	18,2	190	195
	497	16	258	84950	169900	3212	6424	18,1	203	194
	495	17	273	89780	179600	3394	6784	18,1	214	192
	493	18	289	94580	189200	3576	7152	18,1	227	191
	491	19	304	99090	198200	3746	7492	18,1	239	189
	489	20	320	103800	207600	3925	7850	18,0	251	188
	487	21	335	108200	216400	4093	8186	18,0	263	186
	485	22	350	112900	225800	4268	8536	18,0	275	185
	483	23	365	117300	234600	4433	8866	17,9	287	183
	481	24	381	121600	243200	4597	9194	17,8	299	182
	479	25	396	1216100	252200	4768	9536	17,8	311	180
630	618	6	117	57360	114700	1821	3642	22,1	91,8	300
	616	7	137	66700	133400	2117	4234	22,1	107,6	298
	614	8	156	75620	151200	2400	4800	22,0	122	296
	612	9	176	84680	169400	2688	5376	21,9	138	294
	610	10	195	93610	187300	2973	5946	21,9	153	292
	608	11	214	102500	205000	3254	6508	21,9	168	290
	606	12	233	111300	222600	3533	7066	21,8	183	288
	604	13	252	120 00	240000	3810	7620	21.8	198	286
	602	14	271	128600	257200	4083	8166	21,8	213	284
	600	15	290	137100	274200	4353	8706	21,8	228	283
	598	16	308	145600	291200	4622	9244	21,8	242	281
	596	17	327	154000	308000	4888	9776	21,7	257	279
	594	18	346	162300	324600	5153	10300	21,7	272	277
	592	19	364	170600	341200	5416	10830	21,7	286	275
	590	20	383	178500	357000	5667	11330	21,6	301	273
	588	21	402	186700	373400	5926	11850	21,5	316	271
	586	22	420	194800	389600	6184	12370	21,5	330	270
	584	23	438	202500	405000	6429	12860	21,5	344	268
	582	24	457	210200	420400	6673	13350	21,4	359	266

Продолжение приложе. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
630	580	25	475	217800	435600	6915	13830	21,4	373	264
720	708	6	134	85620	171200	2378	4756	25,3	105	394
	706	7	157	99850	199700	2774	5548	25,2	123	391
	704	8	179	113500	227000	3153	6306	25,2	141	389
	702	9	201	127100	254200	3530	7060	25,1	158	387
	700	10	223	140600	281200	3906	7812	25,1	175	385
	698	11	245	154000	308000	4279	8558	25,1	192	382
	696	12	267	167300	334600	4648	9296	25,0	210	380
	694	13	289	180500	361000	5014	10030	25,0	227	378
	692	14	310	193600	387200	5378	10760	25,0	244	376
	690	15	332	206600	413200	5738	11480	24,9	261	374
	688	16	353	219600	439200	6100	12200	24,9	277	372
	686	17	375	232100	464200	6448	12890	24,9	294	369
	684	18	397	245000	490000	6806	13610	24,8	312	367
	682	19	418	257400	514800	7150	14300	24,8	328	365
	680	20	440	269700	539400	7491	14980	24,8	345	363
	678	21	461	281900	563800	7831	15660	24,7	362	361
	676	22	482	294100	588200	8168	16340	24,7	378	359
	674	23	503	306100	612200	8504	17010	24,7	395	357
	672	24	524	318100	636200	8837	17670	24,6	411	354
	670	25	546	330100	660200	9169	18340	24,6	429	352
820	808	6	153	126900	253800	3095	6190	28,8	120	513
	806	7	178	147900	295800	3610	7220	28,8	140	510
	804	8	204	168400	336800	4106	8212	28,7	160	507
	802	9	229	188600	377200	4600	9200	28,7	180	505
	800	10	254	208800	417600	5092	10180	28,7	200	502
	798	11	280	228800	457600	5581	11160	28,6	220	500
	796	12	305	248700	497400	6066	12130	28,6	239	497
	794	13	330	268400	536800	6547	13090	28,5	259	495
	792	14	354	288000	576000	7025	14050	28,5	278	492
	788	16	403	327000	654000	7976	15950	28,5	316	487
	786	17	428	345900	691800	8436	16870	28,4	336	485
	784	18	453	365200	730400	9023	18050	28,4	356	482
	782	19	477	383900	767800	9364	18730	28,4	374	480
	780	20	502	402500	805000	9816	19630	28,3	394	478
	778	21	526	421000	842000	10270	20540	28,3	413	475
	776	22	551	439300	878600	10720	21440	28,2	433	473
	774	23	575	457600	915200	11160	22320	28,2	451	470
	772	24	600	475800	951600	11600	23200	28,2	471	468
	770	25	624	493900	987800	12050	24100	28,1	490	465
920	906	7	201	209500	419000	4556	9112	32,3	158	644
	904	8	229	238500	477000	5185	10370	32,3	180	642
	902	9	258	267300	534600	5811	11620	32,2	202	639
	900	10	286	296000	592000	6436	12870	32,2	224	636

Продолжение прилож. I

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
920	898	11	314	324600	649200	7056	14110	32,1	247	633
	896	12	342	352900	705800	7672	15340	32,1	269	630
	894	13	370	381100	762200	8284	16570	32,0	291	627
	892	14	398	409100	818200	8893	17790	32,0	313	625
	890	15	426	436800	873600	9497	18990	32,0	334	622
	888	16	454	464800	929600	10100	20200	32,0	356	619
	886	17	482	491800	983600	10690	21380	31,9	378	616
	884	18	510	518700	1037000	11280	22560	31,9	400	613
	882	19	538	546300	1093000	11880	23760	31,8	422	611
	880	20	565	573000	1146000	12460	24920	31,8	444	608
	878	21	593	599500	1199000	13030	26060	31,8	466	605
	876	22	620	626000	1252000	13610	27220	31,8	487	602
	874	23	648	652300	1305000	14180	28360	31,7	509	600
	872	24	675	678500	1357000	14750	29500	31,7	530	597
	870	25	703	704600	1409000	15320	30640	31,6	552	594
1020	1006	7	223	286200	572400	5612	11220	35,8	175	794
	1004	8	254	325900	651800	6390	12780	35,8	199	791
	1002	9	286	365400	730800	7164	14330	35,7	224	788
	1000	10	317	404700	809500	7936	15870	35,7	249	785
	998	11	349	443900	887800	8704	17410	35,7	274	782
	996	12	380	482800	965600	9467	18930	35,6	298	779
	994	13	411	521500	1043000	10230	20460	35,6	325	776
	992	14	442	560000	1120000	10980	21960	35,6	347	772
	990	15	473	598200	1196000	11730	23460	35,6	371	769
	988	16	504	636600	1273000	124800	249600	35,5	396	766
	986	17	535	673900	1348000	132100	264200	35,5	420	763
	984	18	566	712000	1424000	139600	279200	35,5	444	760
	982	19	597	749100	1498000	146900	293800	35,4	469	757
	980	20	628	785900	1572000	154100	308200	35,4	493	754
	978	21	659	822600	1645000	161300	322600	35,3	517	751
	976	22	689	859200	1718000	168500	337000	35,3	541	748
	974	23	720	895600	1791000	175600	351200	35,3	565	745
	972	24	751	931800	1864000	182700	365400	35,2	590	742
	970	25	781	968000	1936000	189800	379600	35,2	613	739
	968	26	812	1004000	2008000	196800	393600	35,2	637	736
	966	27	842	1040000	2080000	203800	407600	35,1	661	733
	964	28	872	1074000	2148000	210700	421400	35,1	685	730
	962	29	902	1110000	2220000	217600	435200	35,1	708	726
	960	30	933	1144000	2288000	224400	448800	35,0	732	723
1220	1206	7	267	496900	993800	8146	16290	43,4	210	1142
	1204	8	305	553800	1108000	9079	18160	42,9	239	1138
	1202	9	342	625000	1250000	10250	20500	42,8	268	1134
	1200	10	380	695900	1392000	11410	22820	42,8	298	1130

Продолжение приложе.

Диаметр, мм		Толщина стенки δ, мм	Площадь сечения F, см²	Осевой момент инерции J, см⁴	Полярный момент инерции J_p, см⁴	Осевой момент сопротивления W, см³	Полярный момент сопротивления W_p, см³	Радиус инерции r, см	Вес 1 м длины, кг	
наружный D	внутренний d								трубы	воды, заполняющей трубу
1220	1198	11	418	763600	1527000	12520	25040	42,7	328	1126
	1196	12	455	831200	1662000	13630	27260	42,7	358	1123
	1194	13	493	898500	1797000	14730	29460	42,7	387	1119
	1192	14	530	964700	1929400	15810	31620	42,6	416	1115
	1190	15	568	1032000	2064000	16920	33840	42,6	446	1112
	1188	16	605	1102000	2204000	18060	36120	42,6	475	1108
	1186	17	642	1157000	2314000	18970	37940	42.5	504	1104
	1184	18	680	1226000	2452000	20100	40200	42,5	534	1100
	1182	19	717	1295000	2590000	21230	42460	42,5	563	1097
	1180	20	754	1363000	2726000	22340	44680	42,4	592	1093
	1178	21	790	1418000	2836000	23250	46500	42,4	620	1089
	1176	22	827	1486000	2972000	24360	48720	42,4	649	1086
	1174	23	864	1554000	3108000	25470	50940	42,4	678	1082
	1172	24	901	1608000	3216000	26350	52700	42,2	707	1078
	1170	25	938	1675000	3350000	27460	54920	42,2	736	1075
	1168	26	975	1742000	3484000	28560	57120	42,2	765	1071
	1166	27	1011	1796000	3592000	29440	58880	42,1	794	1067
	1164	28	1048	1862000	3724000	30530	71060	42,1	823	1064
	1162	29	1085	1929000	3858000	31620	63240	42,1	852	1060
	1160	30	1121	1990000	3980000	32620	65240	42,1	880	1056
1420	1406	7	311	776800	1553000	10940	21880	49,9	244	1552
	1404	8	355	885300	1771000	12470	24940	49,9	279	1547
	1402	9	399	993300	1987000	13990	27980	49,9	313	1543
	1400	10	443	1101000	2202000	15510	31020	49,8	348	1539
	1398	11	487	1208000	2416000	17010	34020	49,8	382	1534
	1396	12	531	1316000	2632000	18540	37080	49,8	417	1530
	1394	13	575	1422000	2844000	20030	40060	49,7	451	1525
	1392	14	618	1529000	3058000	21540	43080	49,7	485	1521
	1390	15	662	1635000	3270000	23020	46040	49,7	520	1517
	1388	16	706	1740000	3480000	24520	49040	49,6	554	1512
	1386	17	750	1847000	3694000	26000	52000	49,6	589	1508
	1384	18	793	1950000	3900000	27460	54920	49,6	622	1504
	1382	19	836	2053000	4106000	28920	57840	49,6	656	1499
	1380	20	879	2156000	2212000	30370	60740	49,5	690	1495
	1378	21	923	2261000	4522000	31850	63700	49,5	725	1491
	1376	22	966	2363000	4726000	33280	66560	49,5	758	1486
	1374	23	1010	2465000	4930000	34720	69440	49,4	793	1482
	1372	24	1053	2567000	5134000	36160	72320	49,4	827	1478
	1370	25	1095	2667000	5334000	37560	75120	49,4	860	1473
	1368	26	1138	2768000	5536000	39000	78000	49,3	893	1469
	1366	27	1181	2869000	5738000	40410	80820	49,3	927	1465
	1364	28	1224	2968000	5936000	41800	83600	49,2	961	1460
	1362	29	1267	3068000	6136000	43210	86420	49,2	995	1456
	1360	30	1309	3166000	6332000	44600	892000	49,2	1028	1452

ПРИЛОЖЕНИЕ II. ЗНАЧЕНИЯ МОДУЛЕЙ УПРУГОСТИ И КОЭФФИЦИЕНТОВ ЛИНЕЙНОГО РАСШИРЕНИЯ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ

Температура стенки трубы, °С	Модуль упругости E_t кГ/см²	Коэффициент линейного расширения α м/м °С	$E\alpha$ кГ·м/см·м °С	Температура стенки трубы, °С	Модуль упругости E_t кГ/см²	Коэффициент линейного расширения α м/м °С	$E\alpha$ кГ·м/см·м °С
20	$2{,}05 \cdot 10^6$	$1{,}18 \cdot 10^{-5}$	24,2	250	$1{,}82 \cdot 10^6$	$1{,}31 \cdot 10^{-5}$	23,8
75	$1{,}99 \cdot 10^6$	$1{,}20 \cdot 10^{-5}$	23,9	275	$1{,}79 \cdot 10^6$	$1{,}32 \cdot 10^{-5}$	23,6
100	$1{,}975 \cdot 10^6$	$1{,}22 \cdot 10^{-5}$	24,1	300	$1{,}755 \cdot 10^6$	$1{,}34 \cdot 10^{-5}$	23,5
125	$1{,}95 \cdot 10^6$	$1{,}24 \cdot 10^{-5}$	24,2	325	$1{,}727 \cdot 10^6$	$1{,}35 \cdot 10^{-5}$	23,3
150	$1{,}93 \cdot 10^6$	$1{,}25 \cdot 10^{-5}$	24,1	350	$1{,}695 \cdot 10^6$	$1{,}36 \cdot 10^{-5}$	23,1
175	$1{,}915 \cdot 10^6$	$1{,}27 \cdot 10^{-5}$	24,3	375	$1{,}665 \cdot 10^6$	$1{,}37 \cdot 10^{-5}$	22,8
200	$1{,}875 \cdot 10^6$	$1{,}28 \cdot 10^{-5}$	24,0	400	$1{,}63 \cdot 10^6$	$1{,}38 \cdot 10^{-5}$	22,5
225	$1{,}847 \cdot 10^6$	$1{,}30 \cdot 10^{-5}$	24,0	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.

ПРИЛОЖЕНИЕ III. МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ

Материал		Сортамент (заготовка) ГОСТ или ТУ	Размер профиля, *мм* (δ — толщина)	Предел текучести $\sigma_т$, *кГ/мм²* (не менее)	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, *кГ/мм²*	Относительное удлинение, % (не менее)			Ударная вязкость $a_к$ *кГ·м/см²* (не менее)		
									на продольном образце	на поперечном образце	
Марка	ГОСТ или ТУ					при $\sigma_в$, *кГ/мм²*	ε_{10}	ε_5	(при +20° С)	после старения	при рабочей температуре
Сталь углеродистая (прокат)											
Ст. 3 (спокойная и кипящая)	ГОСТ 380-50 (см. примечание 1)	Листы ГОСТ 500-58	⩽20	24	38-47	38—40	23	27	При δ листа от 12 до 25 *мм* 8 | 7		
			>20 до 60	—		41—43	22	26			
						44—47	21	25			
		Листы ТУ 714 (см. примечание 2)	62-100	22		38—40	20	24			
						41—43	19	23			
						44—47	18	22			
	ИН 75-58	Листы ИН 75-58 (см. примечание 2)	62-160	21	⩾38		20	23	6		
Ст. 4 (спокойная)	ГОСТ 380-50	Листы ГОСТ 500-58	⩽20	26	42—52	42—44	21	25			
			свыше 20	24		45—48	20	24			
						49—52	19	23			
Ст. 5	ГОСТ 380-50	Листы ГОСТ 500-58	⩽20	28	50—62	50—53	17	21			
			>20	27		54—57	16	20			
						58—62	15	19			
05 кп	ГОСТ 1050-52	Листы ГОСТ 914-56 ВГ, гр. III	⩽4		26—36		30—34				
10		Трубы ГОСТ 8733-58 (см. примечание 3)			32		20	24			
20		Трубы ГОСТ 8731-58 (см. примечание 3)			40		17	20			
10Г2		Листы ГОСТ 1577-53	4-60 (см. примечание 4)		45			28			−70° С 3
		Трубы ГОСТ 550-58		27	⩾48			21	12		
15К	ГОСТ 5520-50	Листы ГОСТ 5520-50	8-60		36—44	36—38	24	28	8	4	
						39—40	23	26			
						41—42	22	26	7	3,5	
						43—44	21	25			
	ИН 75-58	Листы ИН 75-58 (см. примечание 5)	62-160	20	⩾36		20	23	7	3	
20К	ГОСТ 5520-50	Листы ГОСТ 5520-50	8-60	25	41—50	41—42	22	26	7	4,2	
						43—44	21	25			
						45—47	20	24	6	3,6	
						48—50	19	23			
	ИН 75-58	Листы ИН 75-58 (см. примечание 5)	62-160	При t= =20° С 22, при t= =320° С 16	⩾41		18	21	6		

Продолжение прилож. III

Материал		Сортамент (заготовка) ГОСТ или ТУ	Размер профиля, мм (δ — толщина)	Предел текучести $\sigma_т$, кГ/мм² (не менее)	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, кГ/мм²	Относительное удлинение, % (не менее)			Ударная вязкость $a_к$ кГ·м/см² (не менее)			
									на продольном образце		на поперечном образце	
Марка	ГОСТ или ТУ					при $\sigma_в$, кГ/мм²	ε_{10}	ε_5	(при +20° С)		после старения	при рабочей температуре
22К	ГКТП ТУ1-53	Листы ГКТП ТУ1-53	65-90	При t=320° С 18	⩾43		20			⩾7	3	
	ИН 75-58	Листы ИН 75-58 (см. примечание 5)	62-160	При t=20° С 23, при t=320° С 18	⩾44			23		6		
Сталь низко- и среднелегированная (прокат)												
09Г2ДТ (М)	ЧМТУ ЦНИИЧМ 157-59	Листы ЧМТУ ЦНИИЧМ 157-59 (см. примечания 6—10)	4—10	35	50							−40° С 3,5 −70° С 3
			12—18	33	48							
			20—24	32	48							
			26—30	31	47							
			32—48	30	46							
			50—80	28	45							
			82—160	27	44		18			6	3	
16ГТ (3Н)	ЧМТУ ЦНИИЧМ 157-59	Листы ЧМТУ ЦНИИЧМ 157-59 (см. примечания 6—11)	4—10	33	50							−40° С 3
			12—16	32	50							
			18—30	30	48							
			32—50	28	48							
			50	Факультативно								
10Г2СД (МК)	ГОСТ 5058-57	Листы 5058-57	4-32	35	50		18					−70°С 3
12ХМ	ЧМТУ 5759-57	Листы ЧМТУ 5759-57	4-60	24	⩾45			22	6			
12ХМФ	ЧМТУ 2579-54 и ЧМТУ 2580-54 с дополнениями	Трубы ЧМТУ 2579-54		50% от $\sigma_в$ фактического	45—59		18	21				
								Попер. обр. 19	6	5		
		Трубы ЧМТУ 2580-54					18	Прод. обр. 21				
Х5	ГОСТ 5632-51	Трубы ГОСТ 550-58		22	⩾40			24	10			
Х5ВФ	ГОСТ 5632-51	Трубы ГОСТ 550-58						22	12			

Продолжение приложения III

Материал		Сортамент (заготовка) ГОСТ или ТУ	Размер профиля, мм (δ — толщина)	Предел текучести $\sigma_т$, кГ/мм² (не менее)	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, кГ/мм²	Относительное удлинение, % (не менее)			Ударная вязкость $a_н$ кГ·м/см² (не менее)			
									на продольном образце		на поперечном образце	
Марка	ГОСТ или ТУ					при $\sigma_в$, кГ/мм²	ε_{10}	ε_5	(при +20° С)		после старения	при рабочей температуре
Х5М	ГОСТ 5632-51	Листы ЧМТУ 2984-54	Механические свойства не нормируются									
		Трубы ГОСТ 550-58		22	⩾40			22	12			
Сталь высоколегированная (прокат)												
0Х18Н9	ГОСТ 5632-51	Листы ГОСТ 5582-50	⩽4		⩾54			45				
1Х18Н9Т		Листы ГОСТ 7350-55 гр. Б	⩽25		⩾55			38				
		Листы ЧМТУ 2751-51	30-50		⩾54			35				
		Листы ЧМТУ 3366-53	>40									
		Листы ГОСТ 5582-50	0,8-4					40				
		Трубы ГОСТ 5543-50			⩾56							
1Х18Н12Т	ЧМТУ 2884-51 с дополнением № 2	Трубы ЧМТУ 2884-51		22	⩾55			35				
Х18Н11Б	ГОСТ 5632-51	Листы ГОСТ 7350-55 гр. Б	4-25		⩾54			38				
Х18Н12М2Т								37				
Х18Н12М3Т				Механические свойства не нормируются								
ЭИ496	МПТУ 2117-49	Листы ТУ МПТУ 2117-49			40			22				
08Х13	ГОСТ 5632-51 и ГОСТ 7350-55	Листы ГОСТ 7350-55 гр. Б	4-25		43			23				
Сталь двухслойная (см. примечание 12)												
Ст. 3+ 1Х18Н9Т	ЧМТУ 3354-54	ЧМТУ 3354-54	⩾20	⩾24	38—47	38—40	23	27				
						41—43	22	26				
			<20	⩾22		44—47	21	25				
Ст. 3 + ЭИ496	ЧМТУ 3258-52 с дополнением	Листы ЧМТУ 3258-52	8-40		38—47	38—40	23	27				
						41—43	22	26				
						44—47	21	25				
20К + ЭИ496	ЧМТУ 3258-52		12-40	25	41—50	41—42	22	26		6	Для δ⩾14 3	
						43—44	21	25				
						45—47	20	24				
						48—50	19	23				
12МХ + ЭИ496				22,5	⩾45	⩾45	20	24				

Материал		Сортамент (заготовка) ГОСТ или ТУ	Размер профиля, *мм* (δ — толщина)	Предел текучести $\sigma_т$, *кГ/мм²* (не менее)	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, *кГ/мм²*	Относительное удлинение, % (не менее)			Ударная вязкость $a_к$ *кГ·м/см²* (не менее)			
									на продольном образце		на поперечном образце	
Марка	ГОСТ или ТУ					при $\sigma_в$, *кГ/мм²*	ε_{10}	ε_5	(при +20° С)		после старения	при рабочей температуре
20К + Х18Н12М2Т	ЧМТУ 5649-56	Листы ЧМТУ 5649-56	20-40	25	41—50	41—42	22	26		7		
						43—44	21	25				
						45—47	20	24		6		
						48—50	19	23				

Примечания. 1. Предел текучести, ударная вязкость и испытание на загиб для сталей, поставляемых по ГОСТ 380-50, должны гарантироваться в заказе при оговорке в чертежах.

2. Механические свойства Ст.3 по ТУ 714 и ИН 75-58 факультативные.

3. Механические свойства труб из стали марок 10 и 20 временно приняты по ГОСТ 301-50. Твердость металла труб гарантируется только при оговорке в чертежах и заказе.

4. При заказе листовой стали марки 10Г2 по ГОСТ 1577-53 оговариваются нормы механических свойств согласно п. 5 ГОСТ 1577-53, при этом для листов толщиной более 20 *мм* допускается понижение относительного удлинения на 0,25% (абсолютных) на каждый 1 *мм* увеличения толщины, но не более чем:

на 2% — для листов толщиной до 32 *мм*;
» 3% » » » более 32 *мм*

Листы должны поставляться в нормализованном состоянии.

5. Механические свойства стали марок 15К, 20К, 22К по ИН 75-58 факультативные.

6. Для стали марок 09Г2ДТ (М) и 16ГТ (3Н) при толщине листов менее 8 *мм* допускается понижение относительного удлинения на 1% (абсолютный) на каждый 1 *мм* уменьшения толщины; для листов толщиной более 20 *мм* допускается понижение относительного удлинения на 0,25% (абсолютных) на каждый 1 *мм* увеличения толщины, но не более чем на 2% (абсолютных).

7. Для стали марок 09Г2ДТ (М) и 16ГТ (3Н) испытания на растяжение допускается производить на образцах пятикратной длины ($l=5a$). В этом случае нормы относительного удлинения, приведенные в таблице, увеличиваются на 3% (абсолютных).

8. Ударная вязкость стали марок 09Г2ДТ (М) и 16ГТ (3Н) определяется при нормальной температуре (+20° С) или согласно требованиям заказчика при одной из пониженных температур (—40° С или —70° С).

9. По требованию заказчика для стали марок 09Г2ДТ (М) и 16ГТ (3Н) ударная вязкость определяется для толщины листов менее 12 *мм*. При этом ее значения должны удовлетворять нормам, указанным в настоящем приложении для больших толщин при сечении образца 10 × толщину проката.

10. В случае применения других видов термической обработки проката из стали марок 09Г2ДТ (М) и 16ГТ (3Н) нормы механических свойств устанавливаются соглашением сторон.

11. Нормы механических свойств для листов стали марки 16ГТ (3Н) толщиной более 50 *мм* устанавливаются соглашением сторон.

12. Для двухслойной стали механические свойства относятся к основному слою.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анапьев 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 нагружениях. 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. Гостехтеоретиздат, 1956.
13. Булгаков А. В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений. Изд. отдела научно-технической информации ВНИИСТ, 1959.
14. 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.
15. Вихман Ю. Л., Бабицкий И. Ф., Вольфсон С. П. Расчет и конструирование нефтезаводской аппаратуры. Гостоптехиздат, 1953.
16. Волотин А. А. Расчет паропроводов на тепловые расширения. Судпромгиз, 1953.
17. Гвоздев А. А. Расчет несущей способности конструкций по методу предельного равновесия. Госстройиздат, 1949.
18. Гольденблат И. И. Некоторые вопросы теории упругих и пластических деформаций. Госстройиздат, 1950.
19. Гольденблат И. И., Николаенко Н. А. Теория ползучести строительных материалов и ее приложения. Госстройиздат, 1960.
20. Гольденблат И. И. Современные проблемы колебаний и устойчивости инженерных сооружений. Госстройиздат, 1947.

21. Гольденблат И. И., Сизов А. М. Справочник по расчету строительных конструкций на устойчивость и колебания. Госстройиздат, 1952.

22. Давиденков Н. Н. Усталость металлов. Изв. АН УССР, № 13, 1949.

23. Жемочкин Б. Н. Расчет рам. Госстройиздат, 1933.

24. Жемочкин Б. Н. О решении системы линейных уравнений. Изд. ВИА, 1957.

25. Завриев К. С. Динамика сооружений. Трансжелдориздат, 1946.

26. Ильюшин А. А. Пластичность. Гостехиздат, 1948.

27. Ильюшин А. А., Ленский В. С. Сопротивление материалов. Физматгиз, 1959.

28. Камерштейн А. Г. Компенсаторы трубопроводов. Изд. АН СССР, ИТЭИН, 1954.

29. Камерштейн А. Г. Исследование прочности и гибкости компенсаторов со сварными коленами. Труды ВНИИСтройнефть, вып. 5. Гостоптехиздат, 1952.

30. Камерштейн А. Г., Ручимский М. Н. Расчет заводских трубопроводов на прочность. Гостоптехиздат, 1959.

31. Камерштейн А. Г. Исследование гибкости и напряженного состояния крутозагнутых колен при изгибе. Строительство трубопроводов, № 6, 1959.

32. Камерштейн А. Г. Исследование несущей способности П-образных компенсаторов. Строительство трубопроводов, № 11, 1961.

33. Камерштейн А. Г. Строительство трубопроводов в районах горных разработок. Госстройиздат, 1957.

34. Канторович З. Б. Основы расчета химических машин и аппаратов. Машгиз, 1952.

35. Караваев Ю. И. Строительство и эксплуатация трубопроводов в районах горных выработок. Углетехиздат, 1959.

36. Качанов Л. М. Некоторые вопросы теории ползучести. Гостехтеоретиздат, 1948.

37. Качанов Л. М. Основы теории пластичности. Гостехиздат, 1956.

38. Клейн Г. К. Расчет труб, уложенных в земле. Госстройиздат, 1957.

39. Корчинский И. Л. Расчет строительных конструкций на вибрационную нагрузку. Госстройиздат, 1948.

40. Костовецкий Д. Л. Об изгибе кривой тонкостенной трубы, сечение которой имеет форму, близкую к круговой, при наличии внутреннего или наружного давления. Изв. АН СССР, ОТН, № 6, 1959.

41. Кузнецов Л. А., Рудомино Б. В. Конструирование и расчет трубопроводов теплосиловых установок. Машгиз, 1949.

42. Левин С. И. Проектирование и строительство подводных трубопроводов. Гостоптехиздат, 1960.

43. Лейбензон Л. С. Элементы математической теории пластичности. Гостехиздат, 1943.

44. Лелеев Н. С., Троянский Е. А., Кориковский И. К. Исследование прочности сварных тройников. Вестник машиностроения, № 7, 1954.

45. Малкин И. Г. Некоторые задачи теории нелинейных колебаний. Гостехтеоретиздат, 1956.

46. Михлин С. Г. Основные уравнения математической пластичности. Изд. АН СССР, 1934.

47. Одинг И. А. Допускаемые напряжения в машиностроении и циклическая прочность металлов. Машгиз, 1947.

48. Одинг И. А. Основы прочности металлов паровых котлов, турбин и турбогенераторов. Госэнергоиздат, 1949.

49. Петелин Г. И. Трубопроводы электростанций. ОНТИ, 1935.

50. Петров И. П. Влияние сложно-напряженного состояния на деформацию и прочностные характеристики металла труб и сварных соединений. Труды ВНИИСТ, вып. 6, Гостоптехиздат, 1954.

51. Петров И. П., Спиридонов В. В. Прокладка трубопроводов «змейкой». Строительство трубопроводов, № 8, 1959.

52. Петров И. П., Спиридонов В. В. Надземные консольные переходы. Строительство трубопроводов, № 2, 1961.

53. Петров И. П., Спиридонов В. В. Расчет компенсаторов при надземной прокладке трубопроводов. Вопросы прочности трубопроводов и резервуаров. Труды ВНИИСТ, вып. 10, 1960.

54. Петров И. П., Камерштейн А. Г., Долгов В. К. Расчет, стальных напорных трубопроводов на прочность. Госстройиздат, 1955.

55. 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). Машгиз, 1952.

56. Правила проектирования и сооружения магистральных газопроводов. Изд. ВНИИСТ, 1960.

57. Рабинович И. М. Курс строительной механики стержневых систем. Госстройиздат, ч. I, 1950, ч. II, 1954.

58. Работнов Ю. Н. Некоторые вопросы теории ползучести. Вестник МГУ, № 10, 1948.

59. Расчет и проектирование систем трубопроводов. Справочная книга под ред. А. Г. Камерштейна и В. В. Рождественского (перевод с английского). Гостоптехиздат, 1961.

60. Ржаницын А. Р. Некоторые вопросы механики систем, деформирующихся во времени. Гостехиздат, 1949.

61. Ржаницын А. Р. Расчет сооружений с учетом пластических свойств материалов. Госстройиздат, 1954.

62. Рождественский В. В. Состояние предельного равновесия сопряжений оболочек вращения. Госстройиздат, 1957.

63. Рождественский В. В., Ручимский М. Н. Несущая способность цилиндрических сосудов с коническими днищами. Изд. ВНИИСТ, 1959.

64. Ручимский М. Н. Экспериментальное исследование компенсирующей способности линзовых компенсаторов. Труды ВНИИСТ, вып. 4. Гостоптехиздат, 1954.

65. Ручимский М. Н. Расчет надземных трубопроводов на прочность. Строительная механика и расчет сооружений, № 1, 1959.

66. Ручимский М. Н. Расчет нагрузок, действующих на опоры трубопроводов. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 3, 1958.

67. Ручимский М. Н. Еще раз о расчете заводских трубопроводов. Строительная механика и расчет сооружений, № 4, 1960.

68. Ручимский М. Н. К расчету конических и пологих сферических оболочек при осесимметричном загружении. Гостоптехиздат, 1958.

69. Ручимский М. Н. О допустимых пролетах трубопровода при надземной прокладке. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 7, 1957.

70. Ручимский М. Н. Ответ оппонентам. Строительство предприятий нефтяной промышленности, № 12, 1957.

71. Серенсен С. В. Усталость металлов. Машгиз, 1949.

72. Скоморовский Я. З. Свободный изгиб труб большого диаметра на строительстве магистральных трубопроводов. Изд. ВНИИСТ, 1960.

73. Соколовский В. В. Теория пластичности. Изд. АН СССР, 1950.

74. Сорокин Е. С. Динамический расчет несущих конструкций зданий. Госстройиздат, 1956.

75. Справочник по проектированию электрических станций и сетей, разд. IX, Механические расчеты трубопроводов. Теплоэлектропроект, 1959.

76. Стрелецкий Н. С. Работа стали в стальных конструкциях. Госстройиздат, 1956.
77. Тартаковский Г. А. Новая система сооружения трубопроводов в виде провисающих нитей. Издательство МКХ РСФСР, 1961.
78. Тимошенко С. П. Колебания в инженерном деле. Физматгиз, 1959.
79. Трофимов В. И. О местном развитии пластических деформаций в малоуглеродистых сталях. Изд. АН СССР, ОТН, № 11, 1955.
80. Туркин В. С. О несущей способности трубопроводов из стальных труб. Строительная механика и расчет сооружений, № 1, 1960.
81. Туркин В. С. Деформации металла труб в упруго-пластической стадии. Изд. ВНИИСТ, 1961.
82. Туркин В. С., Петров И. П., Камерштейн А. Г. Расчет трубопроводов по пределу прочности. Вопросы прочности трубопроводов и резервуаров. Труды ВНИИСТ, вып. 10, 1960.
83. Ужик Г. В. Сопротивление отрыву и прочность металлов. Изд. АН СССР, 1950.
84. Указания по определению нагрузок, действующих на опоры трубопроводов, и допускаемых пролетов между их опорами. Изд. ВНИИСТ, 1959.
85. Уманский А. А. Специальный курс строительной механики, ч. II. Госстройиздат, 1940.
86. Фалькевич А. С., Анучкин М. П. Прочность и ремонт резервуаров и трубопроводов. Гостоптехиздат, 1955.
87. Филиппов А. П. Колебания упругих систем. Изд. АН УССР, 1956.
88. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Оборонгиз, 1952.
89. ЦКТИ, кн. 17, Нормы расчета на прочность котельных агрегатов. Машгиз, 1950.
90. ЦКТИ, кн. 31, Нормы расчета элементов паровых котлов на прочность. Машгиз, 1956.
91. Чудновский В. Г. Методы расчета колебаний и устойчивости стержневых систем. Изд. АН УССР, 1952.
92. Юргенсон Х. Гибкость и прочность трубопроводов. Госэнергоиздат, 1959.