МИНИСТЕРСТВО УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

УКАЗАНИЯ

по пректированию трубопроводов,
прокладываемых
в подземных выработках
угольных
и сланцевых шахт

Москва 1974

gost.e-ecolog.ru

Министерство угольной промышленности СССР

У К А З А Н И Я

по проектированию трубопроводов, прокладываемых в подземных выработках угольных и сланцевых шахт

Москва - 1974

"Указания по проектированию трубопроводов, прокладываемых в подземных выработках угольных и сланцевых шахт" подготовлены Центрогипрошахтом совместно с ВНИИГД, МакНИИ, ИГМ и ТК им. М.М.Федорова, Донецким политехническим институтом с учетом замечаний Гипрошахта, Днепрогипрошахта, Донгипрошахта, Ростовгипрошахта, Сибгипрошахта, Южгипрошахта.

Настоящие "Указания" выпускаются взамен аналогичных редакции 1972г.

"Указания" согласованы Госстроем СССР 05.07.74 (№ АБ-2992-20/3), утверждены Минуглепромом СССР 23.07.74 и введены в действие с 01.01.75(письмо Минуглепрома СССР от 07.08.74г. № Д-159).

Редактор - инженер С.Д.Шейнберг (Центрогипрошахт).

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

1. Общие положения 5
2. Пожарно-оросительные трубопроводы 11
3. Трубопроводы шахтного водоотлива 19
4. Трубопроводы закладочного материала 19
5. Трубопроводы сжатого воздуха (до 15 ат) 20
6. Дегазационные трубопроводы 22
7. Трубопроводы систем кондиционирования воздуха 28
8. Приложения:

Номограмма для определения σ_0 31

Определение величины σ_0 при воде с pH < 5 . . 32

Определение рациональных параметров стальных труб при $\delta_к$ =1,0 мм 33

Определение рациональных параметров стальных труб при $\delta_к$ =2,0 мм 34

Определение рациональных параметров стальных труб при $\delta_к$ =3,0 мм 35

Определение рациональных параметров стальных труб при $\delta_к$ =4,0 мм 36

Определение рациональных параметров стальных труб для пожарно-оросительного водоснабжения 37

Определение рациональных параметров стальных труб для шахтной пневмосети 38

Определение рациональных параметров стальных труб для дегазации (трубопровод всасывающий) 40

Определение рациональных параметров стальных труб для дегазации (трубопровод нагнетательный) 41

Методика определения области эффективного применения антикоррозийных покрытий 43

Номограмма для определения критического расстояния между направляющими хомутами шахтных вертикальных трубопроводов 45

Номограмма для расчета стальных водопроводных труб 47

Поправочные коэффициенты K_1 к значениям i . . . 49

Поправочные коэффициенты K_2 к значениям v . . . 50

Определение оптимального диаметра трубопровода и оптимальных потерь давления в пневмосети . .51

Определение удельных потерь вакуума 52

Стр.

Характеристики вакуум-насосов 53

Зоны экономического использования водокольцевых вакуум-насосов. 54

Зоны экономического использования водокольцевых вакуум-насосов 55

Зоны экономического использования водокольцевых вакуум-насосов 56

График для определения удельного веса (γ_n) отсасываемого воздуха 57

График определения величины $\sqrt[5,22]{n}$ 58

Пример расчета шахтного вертикального трубопровода на прочность и устойчивость 59

Геометрические характеристики и вес стальных труб 65

Вес фланцевых соединений (ГОСТ 12831-67, ГОСТ 12832-67, ГОСТ 12833-67) в сборе 73

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие указания распространяются на проектирование трубопроводов различного назначения, прокладываемых в подземных выработках угольных и сланцевых шахт.

"Указаниями"следует пользоваться совместно с СНИП II-М.4-65 и действующими "Правилами безопасности в угольных и сланцевых шахтах", "Основными направлениями и нормами технологического проектирования угольных шахт, разрезов и обогатительных фабрик", "Указаниями по расчету стальных трубопроводов различного назначения СН 373-67", "Временной инструкцией по определению расчетных расходов сжатого воздуха для угольных шахт" (ИГМ и ТК им. М.М.Федорова, 1967г.),"Руководством по дегазации угольных шахт", "Руководством по борьбе с пылью в угольных шахтах".

"Указания" не распространяются на проектирование технологических трубопроводов для гидрошахт.

I.2. В соответствии с назначением, шахтные трубопроводы подразделяются на:

- пожарно-оросительные;
- шахтного водоотлива;
- закладочного материала;
- сжатого воздуха (до 16 атм);
- дегазационные;
- систем кондиционирования воздуха.

I.3.-Все виды шахтных трубопроводов должны подвергаться испытаниям: газопроводы и воздухопроводы подвергаются пневматическим испытаниям, все остальные виды трубопроводов - гидравлическим.

Величина испытательного гидравлического давления должна на 25% превышать рабочее давление, но быть не менее 16 кгс/см^2. При пневматическом испытании испытательное давление должно быть равно рабочему давлению, но не менее 3,0 атм.

Вид испытательного давления и его величину указывать в проекте.

I.4. Расчетную толщину δ стенок стальных труб, заполненных водой (рассолом), прокладываемых в вертикальных стволах при геодезической высоте больше 250 м, определять по формуле:

$$\delta = \frac{100(\delta_0 + S_к)}{100 - к} \quad \text{мм},$$

где К - коэффициент, учитывающий минусовый допуск толщины стенки, % (по ГОСТ)

δ_0 - для нейтральных и слабокислотных вод определять по номограмме (приложение I); для агрессивных вод ($pH < 5$) δ_0 подсчитывать по приложению 2

$$S_к = (\mathcal{L}_1 + \mathcal{L}_2)\, T, \quad \text{мм},$$

где $S_к$ - коррозионный износ;

$\mathcal{L}_1$ = 0,25 мм/год - скорость коррозии наружной поверхности материала трубы (при отсутствии взрывных работ $\mathcal{L}$ = 0,I5 мм/год);

$\mathcal{L}_2$ - скорость коррозии внутренней поверхности материала трубы принимать по таблице I;

T - срок службы трубопровода, лет.

Таблица I

Значения $\mathcal{L}_2$

Характеристика транспортируемой среды	Скорость химического абразивного износа, $\mathcal{L}_2$ мм/год
Водопроводная вода	0,05
Шахтные воды:	
нейтральные или щелочные	0,I
слабокислотные: pH=6÷7	0,2
pH=5÷6	0,4
закладочные пульпы:	
с нейтральной или щелочной водой	0,2
со слабокислотными водами pH=6÷7	0,4
pH=5÷6	0,6

Определенную расчетом величину округлять до ближайшей большей стандартной.

Выбор типа труб (ГОСТ и марка стали) производить по таблицам (приложения 3,4,5,6).

Указания по выбору диаметров трубопроводов различного назначения даны ниже в соответствующих разделах.

Толщину стенок трубопроводов систем водоотлива и кондиционирования (расс-ол) при геодезической высоте меньше 250м принимать по приложениям 3,4,5,6, пожарно-оросительных - по приложению 7, закладочных - по приложению 6, пневматических и дегазационных - по приложениям 8,9,10.

Приложениями 3-10 учтено увеличение расчетных толщин стенок труб на химический и абразивный износ, минусовые допуски по ГОСТ на трубы и округление до стандартной величины.

Приложениями 3,4,5,6 учтена разница в стоимости труб, изготавливаемых по разным ГОСТ и из разных сталей. Выбирать следует тот тип трубы, толщина которой для данного диаметра указана в соответствующем столбике ниже.

I.5. Расчетную толщину стенок стальных труб, а также расстояние между опорами горизонтальных и наклонных трубопроводов, определять по "Указаниям по расчету стальных трубопроводов различного назначения СН 373-67" с учетом минусовых допусков, предусмотренных ГОСТом для стенок труб.

Коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводах, транспортирующих жидкости, принимать I,4 для сжатого воздуха и газа - I,2.

I.6. Для шахт, имеющих кислотные воды (PH < 5), предусматривать трубы, детали и арматуру с кислотоустойчивой футеровкой и наружной изоляцией, либо из кислотостойких материалов.

Экономическую целесообразность устройства наружных антикоррозийных покрытий трубопроводов от воздействий шахтной атмосферы и слабокислотных капежных вод (pH = 5-7) определять по методике, приведенной в приложении II. Данные о материалах для антикоррозийных покрытий принимать по "Инструкции по противокоррозионной защите армировки стволов, металлоконструкции шахтной поверхности и другого горнотехнического оборудования" (ВНИИОМШС, 1973).

I.7. Для стальных трубопроводов, прокладываемых в выработках с откаткой контактными электровозами, предусматривать защиту от блуждающих токов.

I.8. Толщину стенок деталей трубопроводов (тройники, отводы конические, переходы и т.п.) определять по "Указаниям по расчету стальных трубопроводов различного назначения СН 373-67" с учетом коэффициентов перегрузки рабочего давления (п.I.5.). Выбор трубопроводной арматуры, изготовляемой заводами по ГОСТ, производить по рабочему давлению.

I.9. Предусматривать секционирование высоконапорных вертикальных трубопроводов, транспортирующих жидкости на участки с различной толщиной стенок.

Участки(считая от устья ствола) принимать длиной 0-640м, 640-1000м, 1000-1600м.

Расчет толщины стенки для каждого участка производить в соответствии с пунктом I.4.

I.10. Для разгрузки ставов труб от вертикальных нагрузок через каждые 150 м устанавливать опоры (стулья). Первый опорный стул должен устанавливаться на расстоянии не более 50 м от устья ствола.

Конструкции нижних опор и их опорных балок рассчитывать на нагрузку от веса труб на участке трубопровода между нижней и первой вышестоящей опорой и от усилия, определяемого произведением расчетного давления (с учетом коэффициента перегрузки (п.I.5.) в нижней части трубопровода на его проходное сечение.

Промежуточные опоры рассчитать только на нагрузку от веса трубопровода (без жидкости), заключенного между данной и вышестоящей опорой.

I.11. С целью ликвидации температурных напряжений и компенсации продольных смещений проложенного по стволу трубопровода при деформации ствола, в верхней части каждого участка труб, заключенного между жесткими опорными конструкциями, устанавливать телескопический сальниковый компенсатор.

Для предохранения вертикальных трубопроводов от продольного изгиба предусматривать установку направляющих опор (хомутов), расстояние между которыми рассчитывать по формуле:

$$\ell \leq \frac{\ell_{кр}}{1,2}, \text{ м},$$

где $\ell_{кр}$ определяется из номограммы (приложение I2).

Полученную расчетом величину ℓ округлять до ближайшей меньшей кратной шагу армировки, но не более 25 м (учитывая неточности монтажа).

В проектах оговаривать, что допустимые монтажные отклонения от вертикали мест крепления трубопровода на участках между соседними хомутами не должны превышать половины наружного диаметра трубы.

I.I2. Детали крепления трубопроводов принимать по ГОСТ, общесоюзным, отраслевым нормалям или, при их отсутствии, разрабатывать индивидуально.

I.I3. Соединения шахтных трубопроводов (кроме трубопроводов закладочного материала) предусматривать, где это возможно, сварными. Для выработок, в которых применение сварки запрещено, применять быстроразъемные соединения. Допускается при специальном обосновании применение фланцевых соединений.

Для трубопроводов закладочного материала предусматривать только быстроразъемные соединения.

I.I4. Уплотнения быстроразъемных (фланцевых) соединений (прокладки) для всех трубопроводов принимать из несгораемых и водоустойчивых материалов (паронит, клингерит, асбестокартон и т.д.).

I.I5. Детали трубопроводов (круто изогнутые отводы, переходы, тройники, заглушки и др.) применять в соответствии с указаниями СНиП IД-4-62.

I.I6. В горизонтальных и наклонных выработках опоры под трубы располагать на некотором расстоянии от быстроразъемных соединений (фланцев), муфт или так, чтобы каждая труба имела не менее двух опор. Конструкции опор должны допускать смещение труб в продольном и поперечном направлениях.

1.17. В нижней части каждого вертикального или наклонного трубопровода, транспортирующего жидкости, предусматривать специальные устройства для их опорожнения.

1.18. Напорные трубопроводы размещать, как правило, в стволе, оборудованном клетевым подъемом. При давлении больше 64 атм расположения их против входа в клеть не допускать.

1.19. Все шахтные трубопроводы, независимо от наличия антикоррозийного покрытия, должны окрашивать в следующие опознавательные цвета: красный - пожарно-оросительный; черный - шахтного водоотлива; синий - закладочного материала; голубой - сжатого воздуха; серый - хладоносителя; зеленый - конденсаторной воды (при кондиционировании) и желтый - дегазационные.

Окраску производить полосой шириной 50 мм по всей длине или кольцами шириной 50 мм через 150-200 мм.

1.20. В выработках с дующими породами прокладка трубопроводов на почве не допускается.

1.21. Не допускается укладка трубопроводов на сгораемых конструкциях.

1.22. Расположение и крепление трубопроводов в горных выработках производить по чертежам типовых сечений.

2. ПОЖАРНО-ОРОСИТЕЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

2.I. Пожарно-оросительные трубопроводы проектировать, как правило, объединенными. Они могут быть тупиковыми или кольцевыми в зависимости от схемы горных выработок.

2.2. Предусматривать использование в качестве резерва всех имеющихся в выработках трубопроводов другого назначения, кроме газопроводов, путем устройства соответствующих перемычек и установки на этих трубопроводах пожарных кранов с вентилями для присоединения рукавов и редукторов.

Для обеспечения возможности подачи во время пожара воды с поверхности и из водосборников центрального водоотлива, пожарно-оросительный трубопровод в районе околоствольного двора соединять с водоотливными ставами.

Трубопроводы, используемые для подачи воды на пожаротушение, рассчитывать из условий подачи воды до границ шахтного поля.

2.3. Пожарно-оросительный трубопровод в подземных выработках должен питаться, как правило, от того же источника, что и питьевой водопровод шахты.

2.4. Качество воды, используемой в пожарно-оросительном трубопроводе, должно соответствовать требованиям п.I06"Санитарных правил по содержанию шахт угольной и сланцевой промышленности".

2.5. В условиях вечной мерзлоты пожарно-оросительные трубопроводы прокладывать кольцевыми с постоянно циркулирующей водой, подогретой до температуры, исключающей ее замерзание. Специальные противопожарные трубопроводы, не совмещенные с оросительными, разрешается содержать сухотрубными.

2.6. Сеть пожарно-оросительного трубопрвода состоит из:

- магистральных линий в вертикальных и наклонных стволах, штольнях, околоствольных дворах, главных групповых откаточных штреках и квершлагах, уклонах и бремсбергах. При наличии двух и более параллельных наклонных выработок пожарный трубопровод прокладывать по выработке, оборудованной ленточным

конвейером, а пожарные краны в параллельные выработки выносить по сбойкам или скважинам;

- участковые линии в откаточных (сборных), вентиляционных (бортовых), ярусных (промежуточных) штреках.

2.7. Конец участкового пожарно-оросительного трубопровода должен отстоять от забоя подготовительной выработки не более, чем на 20 м, и быть оборудован пожарным краном, у которго располагается ящик с пожарным рукавом и пожарным стволом.

2.8. Расчет пожарно-оросительного трубопровода производить по максимальному расходу.

2.9. Давление воды у пожарных кранов при пожаротушении должно составлять 6-I5 ати, а в трубопроводах ограничивается только их прочностью. На участках трубопровода, где давление превышает I5 ати, перед пожарными кранами устанавливать редуцирующие устройства.

2.I0. Для создания необходимого напора в участковых трубопроводах выемочных участков бремсбергового поля при необходимости предусматривать повысительные насосные станции.

2.II. При длине напорной линии после насосной станции более I км или числе пожарных кранов на ней более пяти, насосов принимать два - рабочий и резервный.

Насосы устанавливать в специальных камерах с запирающимися дверями.

Управление насосами и задвижками проектировать автоматическим или дистанционным из камеры диспетчера.

Предусматривать меры, обеспечивающие бесперебойность питания насосов электроэнергией при отключении электроснабжения участка во время пожара.

2.I2. Параметры магистрального трубопровода, проложенного по стволу, выработкам околоствольного двора и квершлагу до точки разветвления трубопровода в главные выработки, по которым производится откатка угля с обоих крыльев шахты, рассчитывать по суммарному расходу воды, необходимому на устройство водяной завесы для преграждения распространения подземного пожара, на непосредственное тушение пожара цельной струей из одного пожарного ствола с диаметром спрыска I9 мм и на технологические нужды (половина расчетного расхода).

2.13. Параметры магистрального трубопровода, проложенного по коренным и групповым откаточным штрекам, уклонам и бремсбергам, рассчитывать по суммарному расходу воды, необходимому на устройство противопожарной водяной завесы и на непосредственное тушение пожара цельной струей из одного пожарного ствола (без учета расхода воды на технологические нужды). При этом общий расход воды на пожаротушение независимо от расчета должен быть не менее 80 м^3/час.

2.14. Параметры участкового трубопровода, проложенного по откаточным, вентиляционным и ярусным (промежуточным) штрекам, а для шахт крутого падения также и магистрального трубопровода(кроме проложенного по вертикальным стволам), рассчитывать только по расходу воды, необходимому на устройство противопожарных водяных завес, но не менее 50 м^3/час.

2.15. Расход воды на тушение пожара в горных выработках принимать:

а) на один пожарный ствол - 30 м^3/час;

б) на создание противопожарной водяной завесы по таблице 2;

Нормы расхода воды на устройство противопожарных водяных завес м^3/час на 1 м^2 поперечного сечения выработок, закрепленных сгораемой крепью

Таблица 2

При скорости воздуха, м/сек				
1	2	3	4	5 и более
6,6	7,7	9,0	11,0	13,2

Общий расход воды на создание противопожарной водяной завесы, устанавливаемой в выработках, закрепленных несгораемой крепью, принимать равным 50 м^3/час.

В выработках, оборудованных ленточными конвейерами, стационарные водяные завесы, приводимые в действие автоматически, устанавливать у каждой приводной головки.

Переносные водяные завесы, приводимые в действие автоматически, должны устанавливать в вентиляционных штреках участков с гидрофицированными выемочными комплексами не далее 100м от выхода лавы.

2.16. При определении расходов воды на тушение подземного пожара принимать в шахте I расчетный пожар.

2.17. Пожарно-оросительный трубопровод оборудуется пожарными кранами, которые должны быть размещены:

- в выработках с ленточными конвейерами - через 50 м и дополнительно на расстоянии 10 м по обе стороны приводной головки конвейера. Рядом с пожарными кранами через каждые 100 м устанавливаются специальные ящики, в которых хранятся ствол с диаметром спрыска 19 мм и рукав диаметром 51-66 мм и длиной 20 м, снабженный с обоих концов соединительными головками. Пожарные рукава, предназначенные для хранения в шахте, должны быть изготовлены из неподдающихся гниению материалов или обработаны антисептическими составами;

- около всех камер по обе стороны на расстоянии 10 м. Рядом устанавливается ящик с одним рукавом длиной 20 м и пожарным стволом;

- у каждого ходка в склад взрывчатых материалов по обе стороны на расстоянии 10 м; рядом с пожарным краном устанавливается ящик с одним рукавом длиной 20 м и пожарным ставом;

- у пересечений и ответвлений подземных выработок;

- в горизонтальных выработках, не имеющих пересечений и ответвлений, а также в наклонных стволах и штольнях, - через 200 м;

- в наклонных выработках, не имеющих пересечений и ответвлений, - через 100 м;

- в выработках околоствольных дворов, где нет камер, - через 100 м;

- с каждой стороны ствола у сопряжения его с околоствольным двором;

- у погрузочных пунктов лав со стороны свежей струи воздуха. Диаметр отводов, кранов и пожарных гаек принимать не менее 66 мм.

2.18. Установка пожарных кранов на подающих трубопроводах в вертикальных стволах не допускается.

В устьях всех вертикальных стволов и шурфов предусматривать устройство по периметру трубопровода с водоразбрызгивающими насадками.

Трубопроводы для создания водяных завес в устьях вертикальных стволов и шурфов соединять с пожарным водопроводом на поверхности, который должен обеспечивать подачу воды в количестве:

- при несгораемой крепи ствола (шурфа) - не менее 2м^3/час на I м^2 поперечного сечения;

- при сгораемой крепи ствола (шурфа)-не менее 6 м^3/час на I м^2 поперечного сечения.

При этом общий расход воды на устройство водяной завесы не должен превышать 30 м^3/час при давлении у разбрызгивателей не менее 3,0 ати.

Трубопроводы для создания завес в устьях шурфов, не имеющих на поверхности пожарных трубопроводов, должны иметь вывод на поверхности, заканчивающийся пожарным краном для подачи воды от передвижных средств пожаротушения.

2.19. Для гашения избыточного напора в сети предусматривать установку редукторов - рабочих и резервных - и обходную задвижку с ручным приводом.

2.20. Для тушения затяжного пожара допускается использование в качестве резерва воды без бактериологической очистки с обязательной последующей промывкой и дезинфекцией линий совмещенного пожарно-оросительного трубопровода.

2.21. Сооружения для очистки шахтной воды, используемой на обеспыливание, должны, как правило, располагаться на поверхности шахты.

2.22. Расположение очистных сооружений в горных выработках может предусматриваться только при соответствующем технико-экономическом обосновании. В этом случае производительность их принимать равной сумме максимального часового расхода воды для борьбы с пылью и расходов на промывку фильтров, обмывку отстойников и приготовление растворов реагентов. Количество часов работы очистных сооружений в сутки устанавливать на основании принятого режима работы шахты. При наличии запасных емкостей очищенной воды производительность и время работы очистных сооружений определять проектом.

2.23. Подачу воды для борьбы с пылью предусматривать к следующим потребителям:

- установки по предварительному увлажнению угольных пластов;
- проходческие и добычные комбайны, струги, врубовые машины, перфораторы, отбойные молотки и электросверла;
- устройства для орошения забоев перед взрыванием и увлажнением взорванной горной массы;
- пункты перегрузки с конвейера на конвейер;
- опрокидыватели;
- устройства для смыва осевшей пыли в транспортных выработках и служебных камерах, а также для увлажнения закладочного материала;
- водяные и туманообразующие завесы;
- водяные заслоны;
- погрузочные машины;
- побелка и обмывка горных выработок.

2.24. Нормы расхода воды для борьбы с пылью в подземных выработках принимать по "Руководству по борьбе с пылью в угольных шахтах" (Минуглепром СССР, 1971г.).

2.25. Суточный и максимальный часовой расход воды для борьбы с пылью, определять путем построения совмещенного почасового графика расходования воды отдельными машинами и оросительными установками в соответствии с их технологическими графиками работы.

2.26. В тех случаях, когда определение расходов воды по графикам затруднительно, они могут быть определены по следующим формулам:

а) для определения суточного расхода воды

$$Q_{сут} = K\Sigma U q, \ м^3/сут$$

б) для определения часового расхода воды

$$Q_{час} = K\Sigma q \cdot N \cdot t\eta, \ м^3/час$$

где $Q_{сут}$ – суточный расход по шахте, $м^3$/сут;

$Q_{час}$ – максимальный часовой расход воды, $м^3$/час;

U – объем работы за расчетное время по отдельным производственным процессам;

q – удельный расход воды на соответствующий вид работ;

N – количество однотипных потребителей воды;

K – коэффициент на неучтенные расходы и утечку (I.I5);

η – коэффициент одновременности работы однотипных потребителей воды;

t – среднее время работы потребителей в час.

2.27. Коэффициенты одновременности работы однотипных потребителей воды принимать по таблице 3:

Таблица 3

Водопотребители	Коэффициент одновременности при количестве потребителей				
	2-3	3-5	5-10	10-20	свыше 20
I	2	3	4	5	6
Вымочные механизмы	I,0	0,85	0,75	0,6	0,5
Форсунки и отбойные молотки	0,9	0,7	0,65	0,5	0,4
Бурильные молотки	I,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Установки для нагнетания воды в пласт	I,0	0,9	0,8	0,7	0,6
Постоянно действующие водяные завесы	I,0	I,0	I,0	-	-

I	2	3	4	5	6
Завесы и оросители для пылеподавления при взрывных работах	I,0	0,7	0,4	0,3	0,2
Опрокидыватели	I,0	I,0	0,95	-	-
Погрузочно-перегрузочные пункты	I,0	0,85	0,8	0,65	0,55
Места поливки породы и орошения стенок выработки	0,8	0,2	0,I5	0,I	0,65

2.28. В вертикальных стволах предусматривать два подающих пожарно-оросительных трубопровода (става) рабочий и резервный - если не представляется возможным использовать в качестве резервного водоотливные ставы; эти трубопроводы могут располагаться в разных стволах.

В наклонных стволах предусматривать один подающий трубопровод.

2.29. Для отключения отдельных участков водопровода предусматривать установку задвижек:

- на всех ответвлениях водопроводных линий с числом пожарных кранов на линии более одного;
- на водопровдных линиях, не имеющих ответвлений, - через каждые 400 м.

Подачу воды в очистные забои предусматривать по временным линиям из водогазопроводных труб и резинотканевым рукавам, подключаемым к постоянной водопроводной сети; концы постоянных водопроводных линий должны отстоять от забоев очистных или подготовительных выработок не более, чем на 20 м.

2.30. При расчете пожарно-оросительного трубопровода скорости движения воды в трубах принимать в пределах до 2,0 м/сек при технологическом расходе и 4,0 м/сек - при расходе на пожаротушение.

2.3I. Независимо от расчета диаметр труб магистрального и участкового трубопровода принимать не менее I00 мм. Минимальный диаметр труб временных забойных водопроводов не ограничивается.

2.32. Определение диаметров труб производить по таблицам для гидравлического расчета труб. А.А.Шевелева или с помощью номограммы и таблиц (приложения I3,I4,I5).

Величину потерь напора на местных сопротивлениях принимать 5% от потерь напора, рассчитанных по длине трубопровода.

3. Трубопроводы шахтного водоотлива

3.I. Диаметр напорных водоотливных трубопроводов рассчитывать по заданной часовой производительности и принятой скорости движения воды, которую определять технико-экономическим расчетом, но не более 3,5 м/сек. Принятый диаметр трубы проверять по характеристике выбранного насоса на требуемую часовую производительность.

При определении потерь напора пользоваться номограммой /приложение I3,I4,I5/.

3.2. Для главных водоотливных установок, состоящих из трех насосов, принимать два става по стволу с возможностью работы любого насоса на каждый из ставов; при большем числе насосов число ставов принимать таким, чтобы при откачке нормального притока один из ставов был резервным; общее число ставов должно обеспечивать откачку максимального притока. При трех и более ставах допускается возможность работы любого насоса только на два става.

3.3. Для участковых водоотливных установок предусматривать один трубопровод.

Пример расчета водоотливного става на прочность и устойчивость приведен в приложении 23.

4. Трубопроводы закладочного материала

4.I. Трубопроводы закладочного материала проектировать с наименьшим количеством изгибов и поворотов.

Минимальные радиусы поворотов в зависимости от диаметра труб приведены в таблице:

Минимальные радиусы поворотов в зависимости от диаметра труб

Условный проход трубы, мм	150	200	250	300	350	400	450	500
Радиус поворота, мм	600	800	1000	1200	1400	1600	2000	2300

4.2. Для пульпопроводов предусматривать трубы повышенной износоустойчивости.

4.3. У основания каждого вертикального пульпопровода для опорожнения его предусматривать патрубок с задвижкой и отводом.

4.4. Через каждые 100 м пульпопроводов должны устанавливаться тройники с заглушками для разбучивания и опорожнения.

Закрепление заглушек на тройниках предусматривать быстроразъемными соединениями.

4.5. Гидравлический расчет пульпопроводов производить по руководству "Рекомендуемые методы расчета гидравлического транспорта" (ИГД им.А.А.Скочинского, 1964г.).

5. Трубопроводы сжатого воздуха (до 15 ати)

5.1. Сеть трубопроводов сжатого воздуха подразделяется на магистральные воздухопроводы и ответвления к выемочным участкам.

5.2. На ответвлениях от магистрального воздухопровода предусматривать установку задвижек, а также патрубков с вентилями для подключения манометров.

5.3. При расчете воздухопроводов принимать:
- расходы воздуха на отдельных участках, начиная от компрессорной станции, - по расстановке потребителей с учетом коэффициента одновременности их работы:

- рабочее давление у наиболее удаленных от компрессорной станции потребителей - не менее номинальных паспортных данных этих потребителей;

- скорость движения сжатого воздуха по трубопроводу - из условий обеспечения необходимого давления у потребителей и экономической целесообразности.

Расходы сжатого воздуха, коэффициенты неравномерности работы пневмоинструмента и пневмодвигателей принимать согласно "Временной инструкции по определению расчетных расходов сжатого воздуха для угольных шахт" (ИГМ и ТК им. М.М.Федорова, 1967г.).

5.4. Потери давления в воздухопроводах определять по формуле:

$$\Delta h = 0{,}0334 \cdot \frac{\ell}{d} \cdot \frac{V^2}{2g} \cdot \gamma \quad , \text{ кгс/м}^2,$$

где Δh - потери давления в трубопроводе в кгс/м^2;
ℓ - длина трубопровода в м;
d - диаметр трубопровода (внутренний) в м;
V - средняя скорость движения воздуха в м/сек;
γ - удельный вес воздуха, кг/м^3.

Определение оптимальных потерь давления и выбор оптимального диаметра трубопровода производить по графикам (приложение 16).

5.5. На каждой трубе трубопровода в лаве предусматривать специальное гнездо с заглушкой для подсоединения пневмоинструмента.

5.6. На вентиляционных штреках, оборудованных гировозным транспортом, предусматривать на трубопроводах через 300 м устройства для зарядки гировозов.

5.7. У разветвлений магистральных воздухопроводов на квершлагах и групповых штреках устанавливать водоотделители, а в местах изменения сечения воздухопровода - автосливы конденсата.

5.8. Перед коллектором или другим распределительным устройством устанавливать средства очистки воздуха (сетчатые фильтры и др.).

6. Дегазационные трубопроводы

6.I. Протяженность газопроводов в подземных выработках должна быть минимальной; удаление газа из шахты следует предусматривать по кратчайшим направлениям через ближайшие общего назначения или специальные выработки, а также, где это целесообразно, через скважины, пробуренные с поверхности. Диаметр таких скважин должен быть на I00 мм больше внешнего диаметра газопровода.

6.2. Газопроводы следует располагать, как правило, в вентиляционных выработках с исходящей струей воздуха.

6.3. Допускается прокладка магистральных газопроводов по наклонным стволам и уклонам со свежей струей воздуха при отсутствии в них откатки груза и механической доставки людей. В пониженных местах должны устанавливаться водоотделители автоматические или с ручным выпуском.

6.4. На ответвлениях к дегазационным скважинам предусматривать установку задвижек и диафрагм для контроля за расходом и давлением газа.

6.5. Всасывающие трубопроводы подземных вакуум-насосов и напорные газопроводы должны соединяться обводными линиями с задвижками.

6.6. Газопроводы, прокладываемые по подземным выработкам, делятся на участковые и магистральные.

Магистральные газопроводы служат для пропуска газа с нескольких дегазируемых участков на поверхность. Участковые газопроводы обслуживают один участок и присоединяются к магистральному.

6.7. При расположении вакуумной станции в подземных выработках и выводе газа в атмосферу по магистральной скважине длина свечи на поверхности должна быть не менее 5 м.

6.8. Переход магистральных газопроводов, проложенных по наклонным стволам через сопряжения с горизонтальными выработками, делается в канавке на почве таким образом, чтобы исключались образование водяных пробок и возможность повреждения газопровода при движении транспорта.

6.9. Дегазационные скважины подсоединяются непосредственно к участковым газопроводам, которые должны располагаться в выработке со стороны дегазационных камер (скважин).

6.10. Для участковых газопроводов следует выбирать облегченные трубы. Они, как правило, должны иметь уклон в сторону магистральных газопроводов.

6.11. На каждом участковом газопроводе, а при больших притоках воды около каждой скважины, следует предусматривать установку водоотделителя емкостью от 0,2 до 1,5 $м^3$ в зависимости от предполагаемого суточного притока воды из скважин в пределах дегазируемого участка. Водоотделители следует устанавливать также у соединения участкового газопровода с магистральными.

6.12. Гидравлический расчет газопроводов производится для каждого участка отдельно.

Расчетное количество отсасываемой при дегазации метановоздушной смеси

$$Q = \frac{125 Q_м}{C}, \ м^3/мин \qquad (7)$$

где $Q_м$ – дебит метана, отсасываемого на участке, $м^3$/мин;
C – концентрация метана в смеси,%.

При проектировании C принимается равной:

а) 50–60% для пластовой дегазации и дегазации смежных пластов, залегающих на расстоянии более тридцатикратной вынимаемой мощности разрабатываемого пласта;

б) 30–40% для остальных случаев дегазации смежных пластов;

в) 20–30% при дегазации выработанных пространств.

Если добываемый метан предполагается использовать для сжигания, то при дегазации выработанного пространства с концентрацией метана менее 30% необходимо проектировать независимую дегазационную систему только для выработанного пространства.

По плану развития горных работ на наиболее трудный период эксплуатации дегазационной установки составляется схема газо-

проводов с указанием длины каждого участка и расчетного дебита смеси. Расчетный участок газопровода должен иметь один и тот же дебит газа и одинаковый наклон к горизонту.

Учет местных сопротивлений производится путем увеличения расчетных длин газопроводов на 10%.

Расчет производить для наиболее трудного пути движения газовоздушной смеси от дегазационных скважин для вакуум-насосов, который принимать по наибольшему значению

$$X = \sum \ell_i G_{pi}^2, \qquad (8)$$

где ℓ_i - длина i -го участка газопровода;
G_{pi} - расход смеси на i-ом участке.

Вакуум в устье скважины принимается

$$B_y = B_з + \Delta B \cdot \ell_c, \quad \text{мм рт. ст.,} \qquad (9)$$

где $B_з$ - принятый вакуум в скважине, обеспечивающий заданную эффективность дегазации, мм рт. ст.;

ΔB - удельные потери давления в скважине, принимаются по номограмме (приложение 5), мм рт.ст/м;

ℓ_c - длина скважины, м.

Давление газа в газопроводе у скважин

$$P_i = P_б\left(1 + 1{,}17 \cdot 10^{-4} Z\right) - B_y \quad \text{мм рт.ст.} \quad (10)$$

Здесь $P_б$ - барометрическое давление на поверхности шахты, мм рт. ст.;

Z - глубина от поверхности до выработки, из которой бурят скважины, м.

Допустимые потери давления в сети всасывающего газопровода

$$H = 350 - B_y \quad \text{, мм рт.ст.} \quad (11)$$

Ориентировочные потери давления на каждом участке газопровода, начиная от скважин

$$h = \frac{H \cdot \ell}{L} \quad \text{, мм рт.ст.,} \quad (12)$$

где ℓ -расчетная длина участка газопровода, м;

L - общая расчетная длина газопровода по наиболее трудному направлению, м.

Ориентировочные давления газа на границах расчетных участков

$$P_2 = P_1 - h_{1-2}; \quad P_3 = P_2 - h_{2-3}; \quad P_4 = P_3 - h_{3,4}$$ и т.д. до вакуум-насосов.

Последовательно для каждого участка определяются диаметры газопроводов

$$d_{1,2} = K\sqrt[5,33]{\frac{G^2 \gamma_н \ell T}{P_1^2 - P_2^2}}, \text{ см,} \quad (13)$$

где K - коэффициент, учитывающий условия эксплуатации газопроводов.

Для магистральных газопроводов, в которых не конденсируется вода, K = 5,31 и для остальных трубопроводов K =5,42,

где T - абсолютная температура газа, ^{o}K; $T = 273^{o} + t$

t - температура газа, ^{o}C;

$\gamma_н$ - объемный вес метано-воздушной смеси при 760 мм рт.ст. и $293^{o}K$, определяется по формуле:

$$\gamma_н = 5,37 \cdot 10^{-3}(224 - c), \text{ кгс/м}^3 \quad (14)$$

Для упрощения расчетов величина $\sqrt[5,33]{\frac{G_p^2 \gamma_н \ell T}{P_1^2 - P_2^2}}$ определяется по графику приложения 6.

По результатам расчета по формуле (12) принимается ближайший больший внутренний диаметр газопровода, по принятому диаметру уточняется давление газа в конце расчетного участка

$$P_{гр} = \sqrt{P_1^2 - \frac{K_1 G^2 \gamma_н \ell T}{d^{5,33}}}, \text{ мм рт.ст.} \quad (15)$$

Коэффициент K_I равен $7{,}25 \cdot 10^3$ для магистральных газопроводов, в которых не конденсируется вода, и $8{,}15 \cdot 10^3$ – для остальных трубопроводов.

Величина $d^{5{,}33}$ для различных внутренних диаметров труб принимается по табл. 5.

Таблица 5

Внутренний диаметр стандартного газопровода d см	Значение $d^{5{,}33}$	Внутренний диаметр стандартного газопровода d см	Значение $d^{5{,}33}$
10,0	$2{,}14 \cdot 10^5$	33,5	$1{,}32 \cdot 10^8$
15,0	$1{,}86 \cdot 10^6$	35,9	$1{,}90 \cdot 10^8$
20,7	$1{,}05 \cdot 10^7$	40,8	$3{,}80 \cdot 10^8$
25,9	$3{,}47 \cdot 10^7$	46,0	$7{,}29 \cdot 10^8$
30,9	$8{,}71 \cdot 10^7$	51,8	$1{,}37 \cdot 10^9$

При определении диаметра газопровода для наклонных или вертикальных участков (в бремсбергах, ходках, стволах и т.п.) с разностью отметок по вертикали более 400 м, для установления давление P_{2z} в конце такого участка рассчитывать по формуле

$$P_{2z} = P_{2p}\left(1 \pm \frac{Z}{R_c T}\right), \text{ мм рт.ст.,} \quad (16)$$

где R_c – газовая постоянная метано-воздушной смеси, кгм/кг гр.

Z_1 – разность отметок начала и конца расчетного участка, м

$$R_c = \frac{1551}{53 - 0{,}237C} \quad (17)$$

Знак (+) принимается при движении газа вниз и (–) – при движении его вверх.

Диаметр газопровода на следующем участке (например 2-3) определяется по формуле (12) по давлению в начале и конце участка P_{2p} и P_3 или по P_{2z} и P_{3z}, если предыдущий участок был наклонным или вертикальным.

Таким же образом последовательно рассчитываются диаметры газопроводов на всех участках по наиболее трудному направлению. На основе такого расчета определяется давление газа в газопроводе перед вакуум-насосами $P_в$.

При невозможности прокладки газопровода с расчетным диаметром прокладывается газопровод меньшего диаметра и по изложенной выше методике для принятого диаметра уточняется давление в конце участка.

Для ответвлений газопровода от расчетного направления определяется давление у скважин, а конечное давление принимается равным давлению газа в газопроводе расчетного направления в точке сопряжения ответвления с расчетным участком.

При наземной стационарной вакуум-насосной станции и подаче газа в котельную диаметр нагнетательного газопровода принимается не менее 250 мм при дебите смеси G менее 30 нм^3/мин и 300 мм - при G более 30 нм^3/мин.

Для принятого диаметра нагнетательного газопровода определяется давление в нагнетательном патрубке вакуум-насоса:

$$P_н = \Delta \cdot P_м + \Delta P_g + \Delta P_г + P_г + P_п , \qquad (18)$$

где $\Delta P_м$ - потери давления при прохождении газа через защитную и регулирующую аппаратуру:

$$\Delta P_м = \lambda G \gamma_н \quad , \text{ мм рт.ст.} \qquad (19)$$

Здесь λ - коэффициент, учитывающий сопротивление аппаратуры, равный:

а) 0,011 - при наборе аппаратуры диаметром 25 см и

б) 0,007 - при наборе аппаратуры диаметром 30,9 см;

G - количество подаваемой в котельную метано-воздушной смеси, м^3/мин;

ΔP_g = 5 мм рт.ст. - потери давления при прохождении газа через одну диафрагму;

$\Delta P_т$ - потери давления от трения газа в нагнетательном трубопроводе

$$\Delta P_т = \sqrt{\frac{P_г^2 + K_1 G^2 \gamma_н \ell T}{d^{5,33}}} \quad , \text{ мм рт.ст.} \qquad (20)$$

$P_г$ = 770 мм рт.ст. - давление газа в горелках;
$P_п$ = 5-8 мм рт. ст.- потери давления газа в пламегасителе.

При заданных значениях давления газа в начале и конце горизонтального всасывающего или нагнетательного газопровода известного диаметра пропускная способность газопровода

$$Q_н = \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)\, d^{5,33}}{K_1 \gamma_н \ell T}} \quad , \text{нм}^3/\text{мин}. \qquad (21)$$

7. Трубопроводы систем кондиционирования воздуха

7.1. Все трубопроводы, включая участки трубопроводов, подающих воду на градирню или охладительный бассейн, проложенные в выработках со свежей струей, следует изолировать от теплопотерь.

7.2. Гидравлический расчет трубопроводов следует производить согласно пункту 2.32 и приложениям 13,14,15. Скорость движения холодоносителя рекомендуется принимать до 3,0 м/сек.

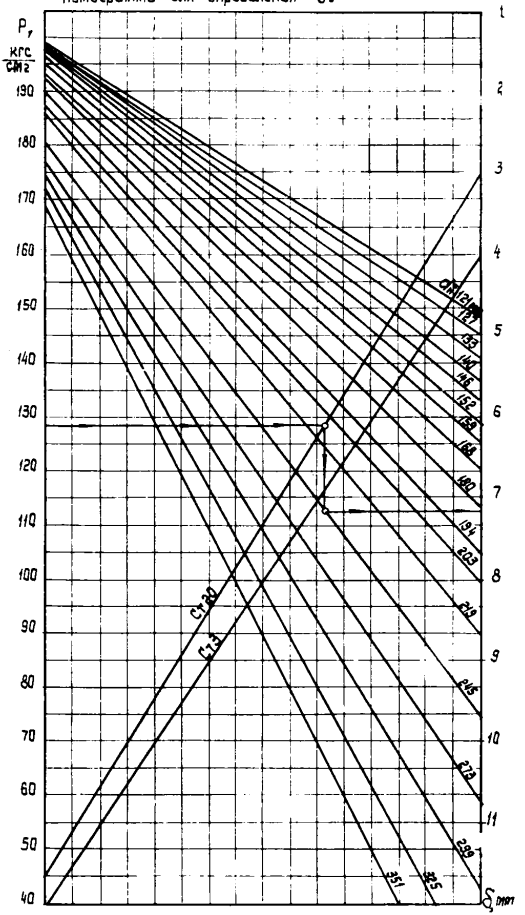
7.3. Для отключения при ремонте отдельных участков трубопроводов запорные задвижки устанавливаются на всех ответвлениях и на прямых участках через 500 м.

7.4. При давлении более 64 ат трубопроводы на участках от ствола до камеры теплообменников должны прокладываться по специальным ходкам в каналах.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 1

Номограмма для определения δ.



P - расчетное давление $P = 1{,}4\,P_P$

P_P рабочее давление жидкости в нижней точке колонны труб.

Приложение 2.

Определение величины δ_0 при воде с pH < 5.

$$\delta_0 = \frac{p d_H}{2\sqrt{(0{,}8\sigma_в m K)^2 - 0{,}75(p \cdot 10^{-4}\gamma_ж h)^2} - 10^{-4}\gamma_т h}, \text{ мм},$$

где

p – расчётное давление, определяемое для нижней части трубопровода по формуле

$$p = n_1 p_н \quad \text{кгс/см}^2$$

n_1 – коэффициент перегрузки рабочего давления, принимаемый: для трубопроводов сжатого воздуха и газопроводов $n_1 = 1{,}2$; для трубопроводов, транспортирующих жидкости $n_1 = 1{,}4$;

$p_н$ – рабочее давление в нижней части трубопровода, кгс/см^2.

$d_н$ – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_в$ – предел прочности материала труб, принимаемые по стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб;

K – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый при транспортировке:

взрывоопасных газов $m = 0{,}6$;

инертных газов $m = 0{,}75$;

инертных жидкостей $m = 0{,}9$;

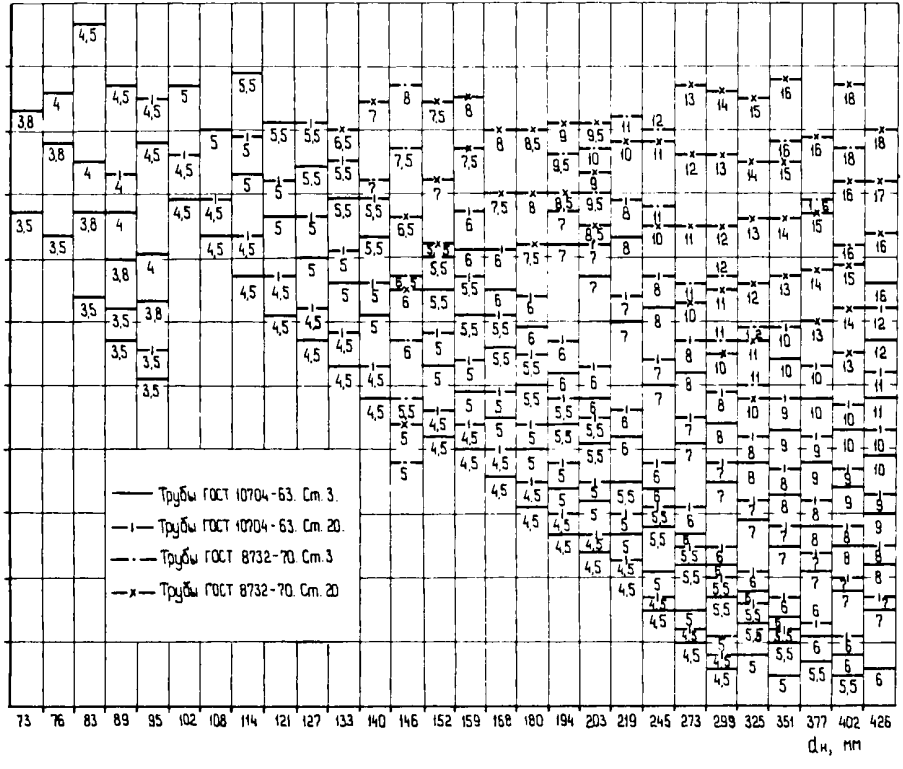
m – коэффициент однородности при разрыве стали, принимаемый для бесшовных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $K = 0{,}8$;

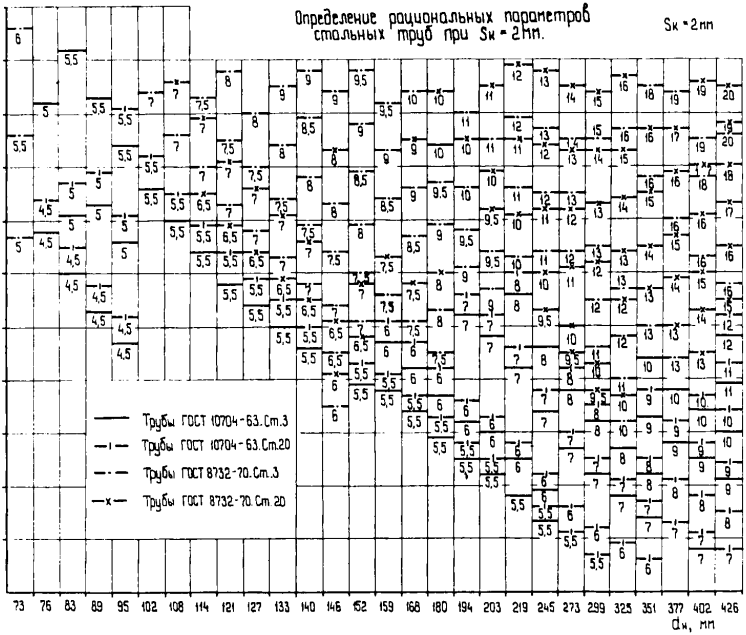
для сварных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из низколегированной нормализованной стали $K = 0{,}85$;

$\gamma_т$ – объёмный вес материала трубопровода, принимать для стальных труб $\gamma_т = 7800$ кг/м^3;

h – высота колонны труб.

Определение рациональных параметров стальных труб при $S_к$ = 1 мм.

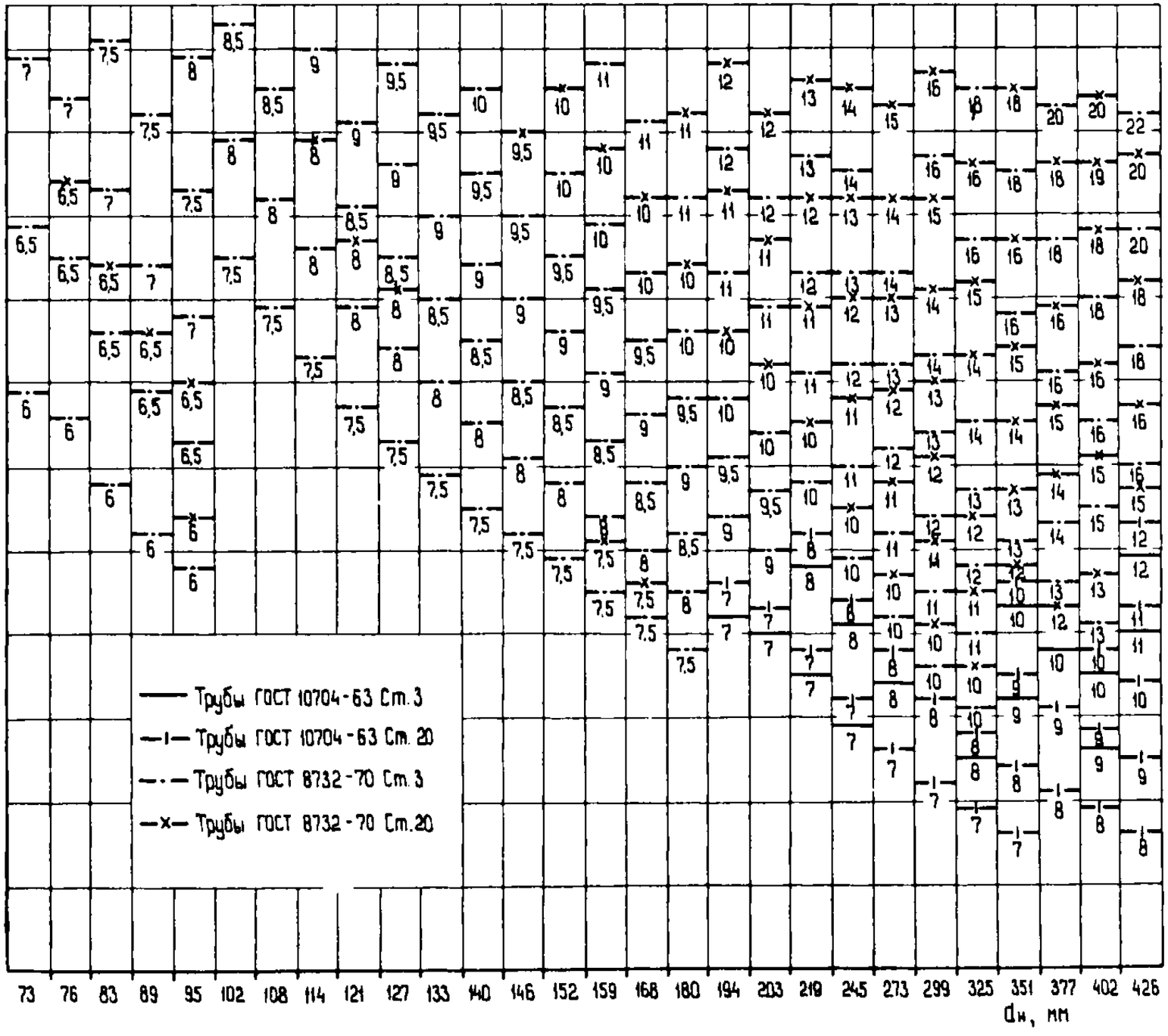



Определение рациональных параметров стальных труб при Sк = 2мм.
Sк = 2мм
Трубы ГОСТ 10704-63. Ст.3
Трубы ГОСТ 10704-63. Ст.20
Трубы ГОСТ 8732-70. Ст.3
Трубы ГОСТ 8732-70. Ст.20
73 76 83 89 95 102 108 114 121 127 133 140 146 152 159 168 180 194 203 219 245 273 299 325 351 377 402 426
Dн, мм

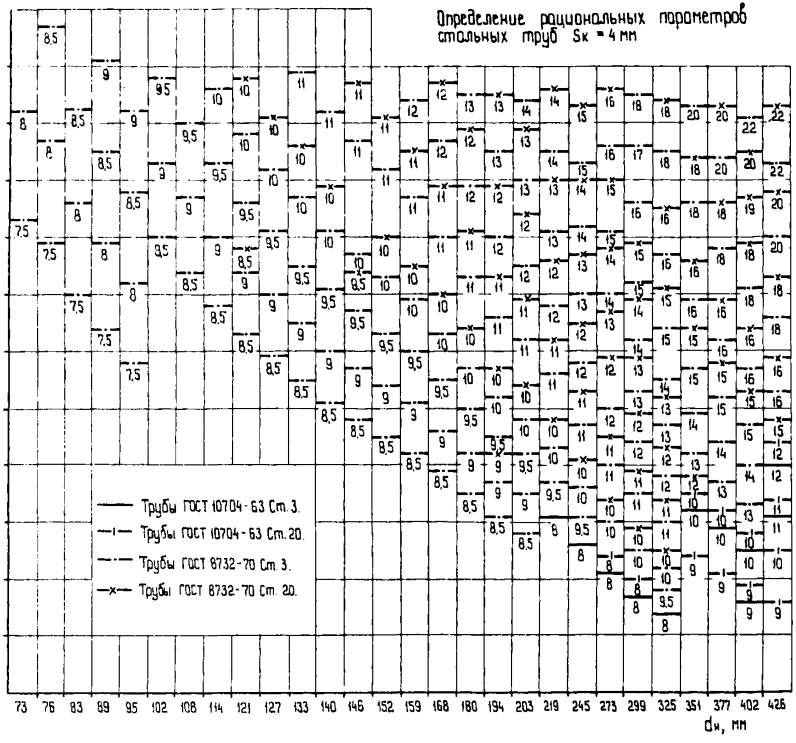
Приложение 5

Определение рациональных параметров стальных труб при Sк = 3 мм

Sк = 3 мм



Определение рациональных параметров стальных труб Sк = 4 мм



Приложение 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ПОЖАРНО-ОРОСИТЕЛЬНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.

S_A, мм	d_H, мм	S, мм	Трубы ГОСТ
I	I0I,3	3,5-4	3262-62
	I02;I08;I2I;I27;I33	4,5	I0704-63
	II4;I40	4 ÷ 4,5	3262-62
	I46	5	8732-70
	I52;I59;I68;I80;I95;203	4,5	I0704-63
	I65	4,0 ÷ 4,5	3262-62
2	I02;I08;II4;I2I;I27;I33;I40	5,5	I0704-63
	I46	6	8732-63
	I52;I59;I68;I80;I94;203	5,5	I0704-63
3	I02;I08;II4;I2I;I27;I33;I40; I46;I52;I59;I68;I80	7,5	87-32-70
	I94;203	7	I0704-63
4	I02;I08;II4;I2I;I27;I33; I40;I46;I52;I59;I68;I80; I94;203	8,5	8732-70

Приложение 8

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ШАХТНОЙ ПНЕВМОСЕТИ.

$S_к$, мм	$d_н$, мм	S, мм	Трубы ГОСТ	Сталь
I	2	3	4	5
	50;51;53;54;57;63;5;70; 76;83;95	3,5	I0704-63	3 кп (Ст.3)
	60	3,0-3,5	3262-62	по ГОСТ 380-60
	68	4	8732-70	Ст 3
I	75,5	3,2-4,0	3262-62	по ГОСТ 380-60
	88,5	3,5-4,0	—"—	—"—
	I0I,3	3,5-4	—"—	—"—
	I02;I08;I2I;I27;I33	4,5	I0704-63	3кп (Ст 3)
	II4;I40	4-4,5	3262-62	по ГОСТ 380-60
	I46	5	8732-70	Ст 3
	I52;I59;I68;I80;I94; 203;2I9;245;273;299	4,5	I0704-63	3кп(Ст 3)
	I65	4,0-4,5	3262-62	по ГОСТ 380-60
	325-35I	5	I0704-63	3кп(Ст 3)
	377-402	5,5	—"—	—"—
	426	6	—"—	—"—
	50;54;57;60;63;5;68;70;73	4	8732-70	I0 Г2
	(50÷73)	5	—"—	Ст3
2	76;83;89;95	4,5	I0704-63	3кп (Ст 3)
	I02;I08;II4;I2I;I27;I33; I40	5,5	—"—	—"—
	I46	6	8732-70	Ст 3

Продолжение приложения 8

I	2	3	4	5
	I52;I59;I68;I80;I94;203; 2I9;245;273;299	5,5	I0704-63	3Кп (Ст. 3)
	325;35I	6	—"—	—"—
	377;402;426	7	—"—	—"—
	50;54;57;60;63,5;68;70; 73;76;83;89;95	5	8732-70	I0 Г2
	ж (54 ÷ 95)	6	—"—	Ст. 3
	I02;I08;II4;I2I;I27;I33; I40;I46;I52;I59;I68;I80	6	—"—	I0 Г2
	ж (I02 - I80)	7,5	—"—	Ст. 3
	I94;203;2I9;245;273;299; 325;35I	7	I0704-63	3кп(Ст. 3)
	377;402;426	8	—"—	—"—
	50;54;57;60;63,5;68;70; 73;76;83;89;95	5,5	8732-70	I0 Г2
	ж (54 - 95)	7,5	—"—	Ст. 3
	I02;I08;II4;I2I;I27;I33; I40;I46;I52;I59;I68;I80; I94;203	7	—"—	I0 Г2
	ж (I02 - 203)	8,5	—"—	Ст.3
4	2I9;245;273;299;325;	8	—"—	3кп (Ст. 3)
	357;377;402;426	9	I0704-63	—"—

ж - Учитывая дефицит легированных сталей, для данного ряда диаметров - применять трубы из Ст. 3

Приложение 9

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ДЕГАЗАЦИИ

(трубопровод всасывающий)

$S_к$, км	$d_н$, мм	S, мм	Трубы ГОСТ	Сталь
1	2	3	4	5
1	102;108;114;121;127;133; 140;152;159;168;180;194; 203;219;245;273	4,5	10704-63	3 Кп (Ст. 3)
	325;351	5	—"—	—"—
	377;402	5,5	—"—	—"—
	426	6	—"—	—"—
	146	5	8732-70	Ст. 3
2	102;108;114;121;127;133; 140;152;159;168;180;194; 203;219;245;273;299	5,5	10704-63	3 Кп (Ст. 3)
	146	6	8732-70	Ст. 3
	325;351	6	10704-63	3 Кп (Ст. 3)
	377;402;426	7	10704-63	Ст. 3
3	102;108;114;121;127;133; 140;146;152;159;168;180;	6	8732-70	10 Г2
	*(102÷180)	7,5	8732-70	Ст. 3
	194;203;219;245;273;299; 325;351	7	10704-63	3 Кп (Ст. 3)
	377;402;426;	8	10704-63	—"—
4	102;108;114;121;127;136; 146;152;168;180;194;203	7	8732-70	10 Г2
	*(102÷203)	8,5	8732-70	10 Г2
	219;245;273;299;325	8	10704-63	3 Кп (Ст. 3)
	351;377;402;426	9	10704-63	—"—

* - Учитывая дефицит легированных сталей, для данного ряда диаметров применять трубы из Ст. 3

Приложение I0

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ДЕГАЗАЦИИ (ТРУБОПРОВОД НАГНЕТАТЕЛЬНЫЙ)
ГОСТ 8732-70, Ст. 3

Стандартная толщина стенки, мм при $\delta_к$=I: мм	$\delta_к$=2: мм	$\delta_к$=3: мм	$\delta_к$=4: мм	d, см	Мощность потока ($P_{бс}$ $Q_{бс}$)ср. квт L=500 м	L=1000м	L=2000м
5	6	6	7	до I5,0	24÷3I	26÷33	3I÷38
5	6	6	7	I5,0÷I7,0	3I÷43	33÷46	38÷54
5	6	7,5	7	I7,0÷20,7	43÷69	46÷68	54÷78
6,5	6,5	7,5	8,5	20,7÷26,0	69÷I02	68÷I07	78÷II8
7,5	7,5	7,5	8,5	26,0÷3I,0	I02÷I25	I07÷I30	II8÷I38
7,5	7,5	7,5	8,5	3I,0÷33,5	I25÷I43	I30÷I40	I38÷I58
8	8	8	8,5	33,5÷35,9	I43÷I68	I40÷I72	I58÷I8I
9	9	9	9,5	35,9÷38,4	I68÷I89	I72÷I94	I8I÷205
9	9	9	9,5	38,4÷40,8	I89÷2I2	I94÷2I8	205÷228
9	9	9	I0	40,8÷43,2	2I2÷234	2I8÷302	228÷3I6

Приложение II

МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
АНТИКОРРОЗИЙНЫХ ПОКРЫТИЙ.

Условие эффективности применения антикоррозийного покрытия выражается зависимостью:

$$C_{ап} + Ц'_{тр} < Ц_{тр} \quad , \text{руб.}$$

$C_{ап}$ – стоимость антикоррозийного покрытия 1 км трубы диаметром , мм и толщиной стенки $S'_{ст}$, мм

$$C_{ап} = Ц_{ап} \pi d_н 10^6 + Ц_{ап_2} \pi (d_п - 2S'_{ст}) 10^6 \text{ руб.}$$

$Ц_{ап}$ и $Ц_{ап_2}$ – стоимости антикоррозийного покрытия (по прейскуранту) наружной и внутренней поверхности трубы, руб/м^2

$S'_{ст}$ – округленная до стандартного значения расчётная толщина стенки трубы ($S'_{расч.}$), подлежащей антикоррозийному покрытию, мм

$$S'_{расч.} = S'_к + S_{пр} + \Delta S \quad , \text{мм}$$

$S'_к$ – толщина коррозийного слоя внешней и внутренней поверхности трубы, образующегося по истечению срока службы (годности) антикоррозийного покрытия, мм

$$S'_к = \alpha_1 (T - T_{ап_1}) + \alpha_2 (T - T_{ап_2}) \quad , \text{мм}$$

T – срок службы трубы, лет.

α_1 и α_2 – скорость коррозии внешней и внутренней поверхности трубы, $\frac{\text{мм}}{\text{год}}$

$T_{ап_1}$ и $T_{ап_2}$ – срок службы (годности) антикоррозийного покрытия, лет

$Ц_{тр}$ – цена (по прейскуранту) 1 км труб диаметром $d_н$ и толщиной стенки $S'_{ст}$, подлежащих антикоррозийному покрытию, руб.

$Ц_{тр}$ – цена (по прейскуранту) 1 км труб диаметром и толщиной стенки $S'_{ст}$, руб.

$S_{ст.}$ – округленная до стандартного значения расчётная толщина стенки трубы ($S_{расч.}$), мм

$$S_{расч.} = \delta_к + S_{пр} + \Delta S \quad , \text{мм}$$

Продолжение приложения II

$S_к$ - толщина коррозийного слоя (внешней и внутренней поверхности трубы), образующегося по истечению срока службы трубы, мм

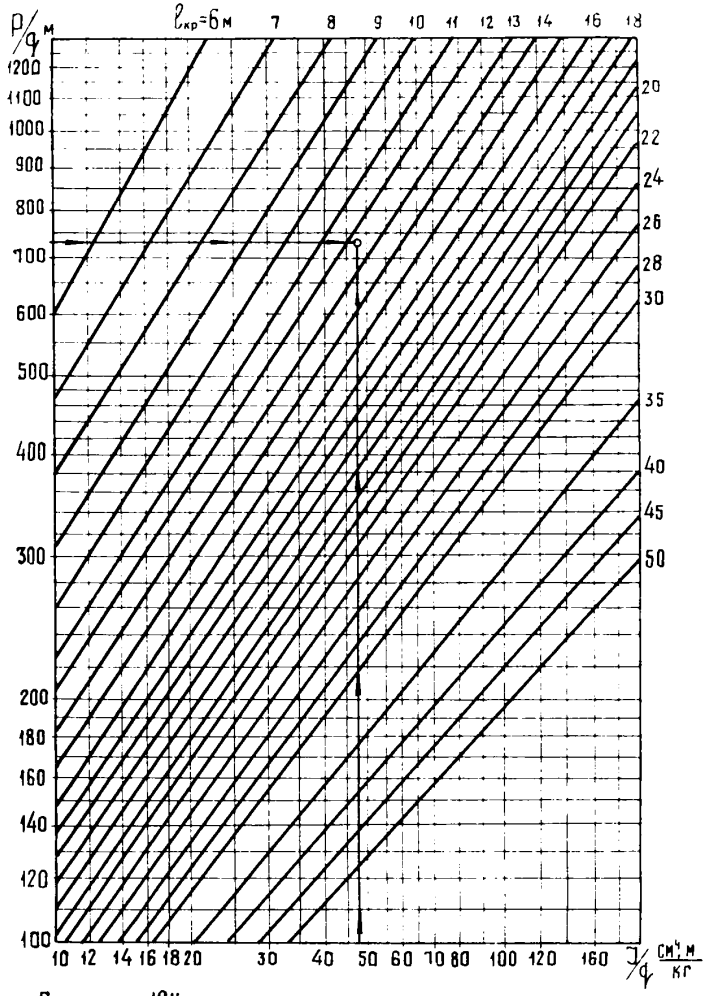
$$S_к = T\,(\alpha_1 + \alpha_2)$$

$S_{пр}$ - толщина стенки, обеспечивающая необходимую механическую прочность трубы, мм

ΔS - допустимое (минусовое) отклонение размеров трубы по толщине стенки, мм

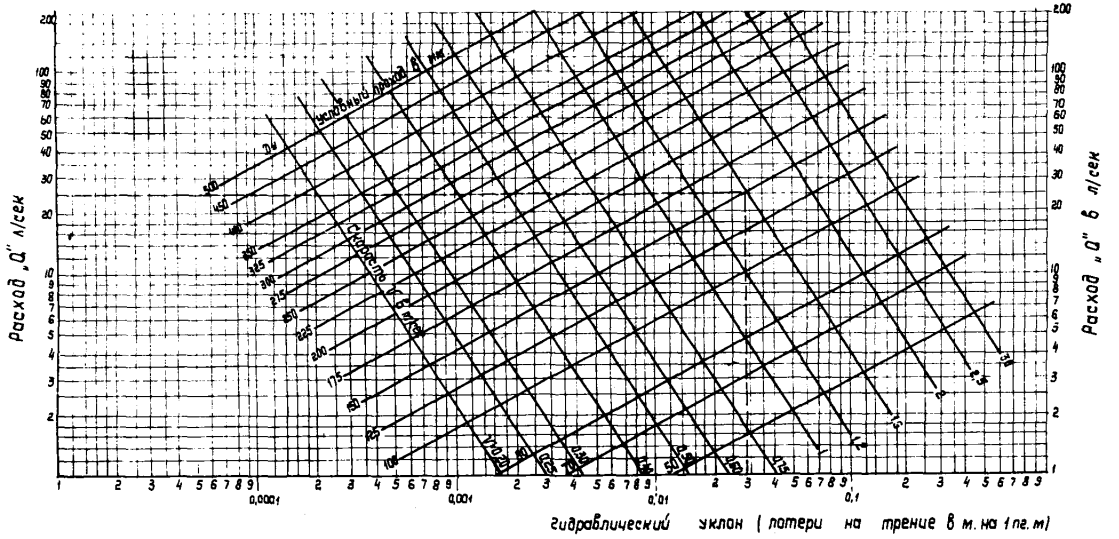
ПРИМЕЧАНИЕ:

Стоимость антикоррозийного покрытия ($Ц^{ап}$) стенок трубы выбирать в соответствии с "Дополнительными единичными расценками на проведении работ по антикоррозийной защите арочной металлической крепи". 1971 г.



Приложение 12. Номограмма для определения критического расстояния между направляющими хомутами шахтных вертикальных трубопроводов.

Номограмма для расчета стальных водопроводных труб



Номограмма составлена по формуле Вадгера:

- при скорости движения воды в трубах $V \geq 1{,}2$ м/сек

$$i = 0{,}00107 \frac{V^2}{d_p^{1.3}}$$

- при скорости движения воды в трубах $V < 1{,}2$ м/сек

$$i = 0{,}000912 \frac{V^2}{d_p^{1.3}} \left(1 + \frac{0{,}867}{V}\right)^{0.3}$$

i - гидравлический уклон (потеря напора на единицу длины),

d_p - расчетный внутренний диаметр трубы, мм,

V - средняя скорость движения воды, м/сек

Пример расчета: требуется определить потерю напора в водопроводе диаметром условного прохода 150 мм. длиной 3000 м. при расходе 25 л/сек. Толщина стенок труб $\delta = 7$ мм

По номограмме находим (см. пунктирную линию):

потеря давления на 1 п.м. трубы составит 0,03 м. так как номограмма составлена для диаметров труб в условных проходах, вводим поправочный коэффициент K_1 к значению i (приложение 3)

$$3000 \times 0{,}3 \times 0{,}81 = 73 \text{ м.}$$

По номограмме скорость $V = 1{,}50$ м/сек, вводим поправочный коэффициент K_2 к значению V: (приложение 4)

$$1{,}50 \times 0{,}92 = 1{,}38 \text{ м/сек.}$$

где

$$P = 1{,}4\ P_к \frac{\pi d_к^2}{4} + q h \quad , \text{кг}$$

$P_к$ - рабочее давление в телескопическом компенсаторе, кгс/см^2;

$d_к$ - диаметр рабочей части телескопического компенсатора, см;

q - погонный вес трубопровода с жидкостью с учётом веса фланцевых соединений термоизоляции и т.п., кг/м; (приложение 25)

h - высота колонны труб, м;

J - осевой момент инерции, см^4 (приложение 25).

В том случае, когда по входным величинам номограммы нельзя определить критическое расстояние между направляющими хомутами длину пролёта трубопровода следует определять по формуле:

$$l \leqslant \frac{0{,}073}{1{,}2\ \cos^2 \frac{\varphi}{3}} \sqrt{\frac{\pi^2 E J}{p}}$$

где φ - определяется из зависимости

$$\vartheta = 0{,}186 \sqrt[4]{q^2 \frac{\pi^2 E J}{p^3}} \quad ;$$

E - модуль упругости материала труб.

Приложение I4

Поправочные коэффициенты K_i к значениям i

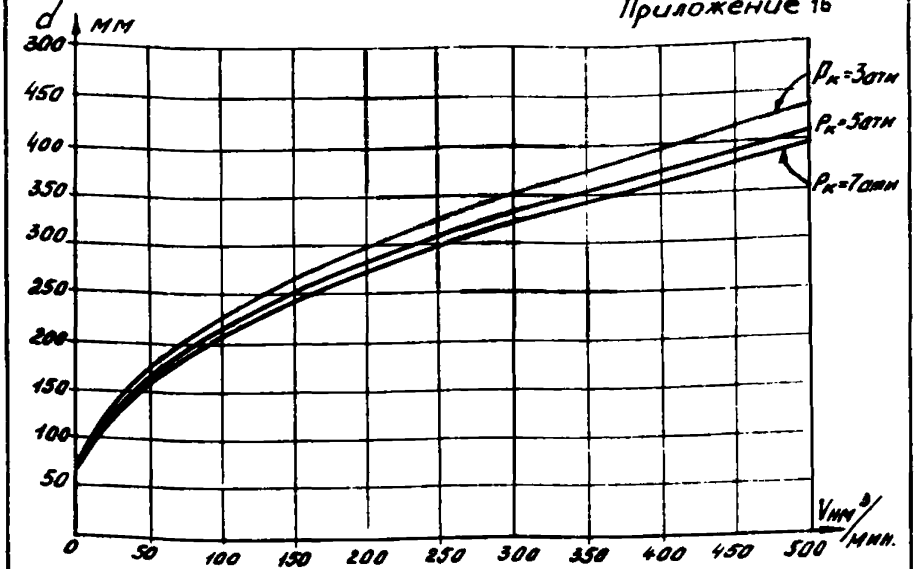
Диаметр условного прохода в мм	Поправочные коэффициенты к значениям гидравлического уклона при толщине стенок трубопровода в мм										
	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
I25	0,6I	0,66	0,72	0,78	0,85	0,92	I	I,09	I,I8	I,3	I,42
I50	0,66	0,7	0,76	0,8I	0,88	0,93	I	I,08	I,I6	I,25	I,35
I75	0,7	0,74	0,79	0,83	0,89	0,94	I	I,06	I,I3	I,2I	I,29
200	0,73	0,77	0,3I	0,85	0,9	0,95	I	I,06	I,I2	I,I8	I,24
225	0,76	0,79	0,83	0,87	0,9I	0,95	I	I,05	I,I	I,I5	I,2I
250	0,78	0,8I	0,86	0,88	0,92	0,96	I	I,04	I,09	I,I4	I,I9
275	0,8	0,83	0,86	0,89	0,93	0,96	I	I,04	I,08	I,I2	I,I7
300	0,8I	0,84	0,87	0,90	0,93	0,97	I	I,03	I,07	I,II	I,I5
325	0,83	0,85	0,88	0,9I	0,94	0,97	I	I,03	I,07	I,I	I,I4
350	0,84	0,86	0,89	0,92	0,95	0,97	I	I,03	I,06	I,09	I,I3
400	-	0,88	0,90	0,93	0,95	0,97	I	I,03	I,05	I,08	I,I0
450	-	0,89	0,9I	0,93	0,95	0,98	I	I,02	I,05	I,07	I,I0
500	-	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	I	I,02	I,04	I,06	I,09

Приложение I5

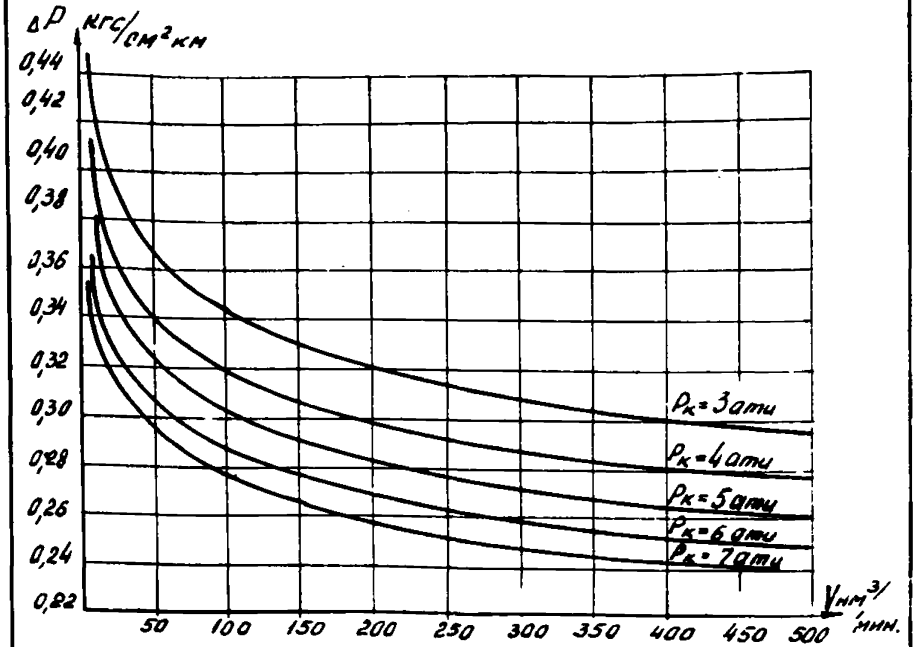
Поправочные коэффициенты K_2 к значениям v

Диаметр условного прохода в мм	Поправочные коэффициенты к значениям скорости при толщине стенок трубопровода в мм										
	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
I25	0,83	0,86	0,83	0,9I	0,94	0,97	I	I,03	I,07	I,I0	1,14
I50	0,85	0,83	0,9	0,92	0,95	0,97	I	I,03	I,05	I,09	1,12
I75	0,87	0,89	0,9I	0,93	0,96	0,98	I	I,02	I,05	I,07	1,10
200	0,89	0,9I	0,92	0,94	0,96	0,98	I	I,02	I,04	I,06	1,09
225	0,9	0,92	0,93	0,95	0,97	0,98	I	I,02	I,04	I,05	1,08
250	0,9I	0,93	0,94	0,95	0,97	0,98	I	I,02	I,03	I,05	1,07
275	0,92	0,93	0,94	0,96	0,97	0,99	I	I,0I	I,03	I,04	1,06
300	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,99	I	I,0I	I,03	I,04	1,05
325	0,93	0,94	0,95	0,96	0,98	0,99	I	I,0I	I,02	I,04	1,05
350	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	I	I,0I	I,02	I,03	1,04
400	-	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	I	I,0I	I,02	I,03	1,04
450	-	0,96	0,97	0,97	0,98	0,99	I	I,0I	I,02	I,03	1,03
500	-	0,96	0,97	0,98	0,98	0,99	I	I,0I	I,0I	I,02	1,03

Приложение 16

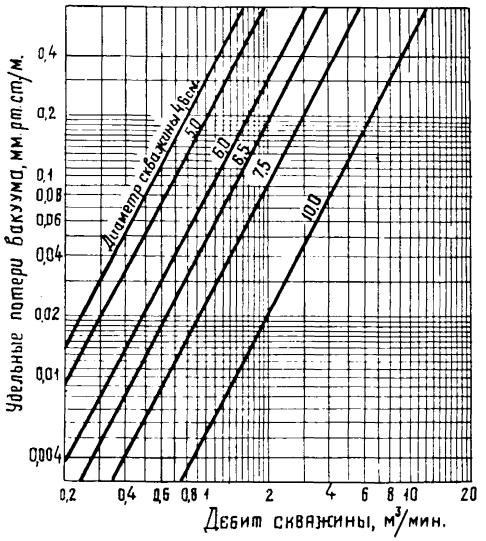


Оптимальный диаметр трубопровода в зависимости от расхода и конечного давления



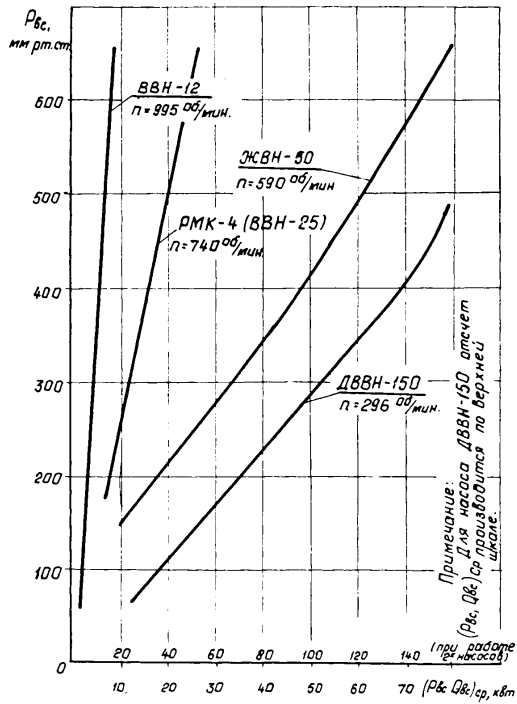
Оптимальная потеря давления на 1 км. трубопровода в зависимости от расхода и конечного давления.

Приложение 17

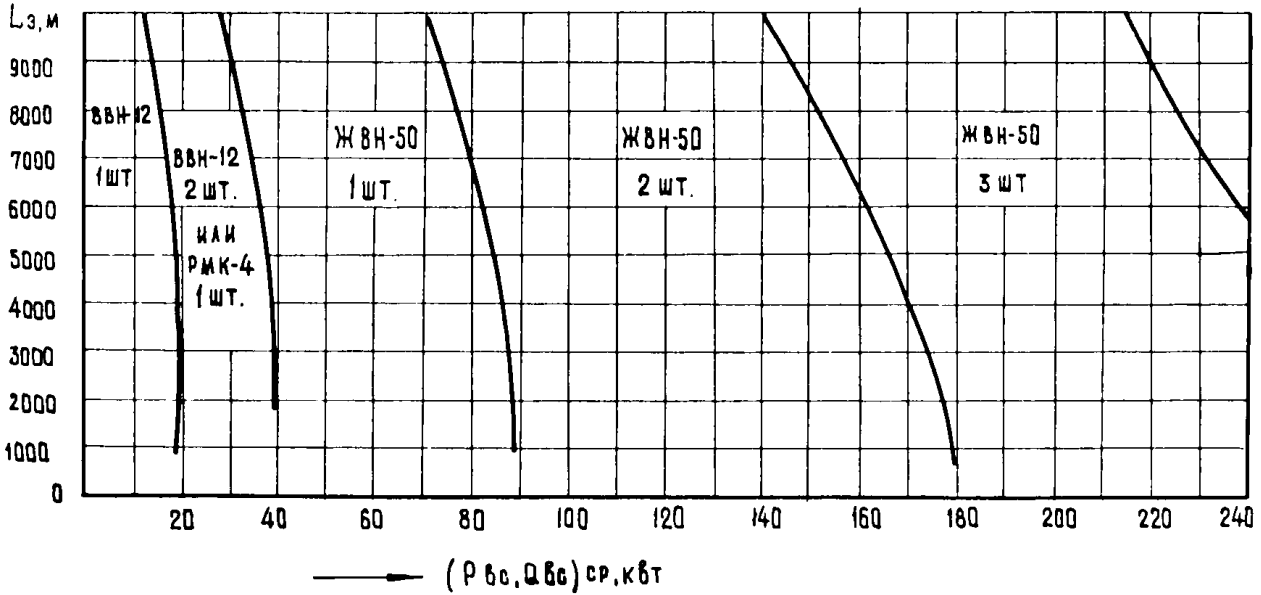


Приложение 18

Характеристики вакуумнасосов

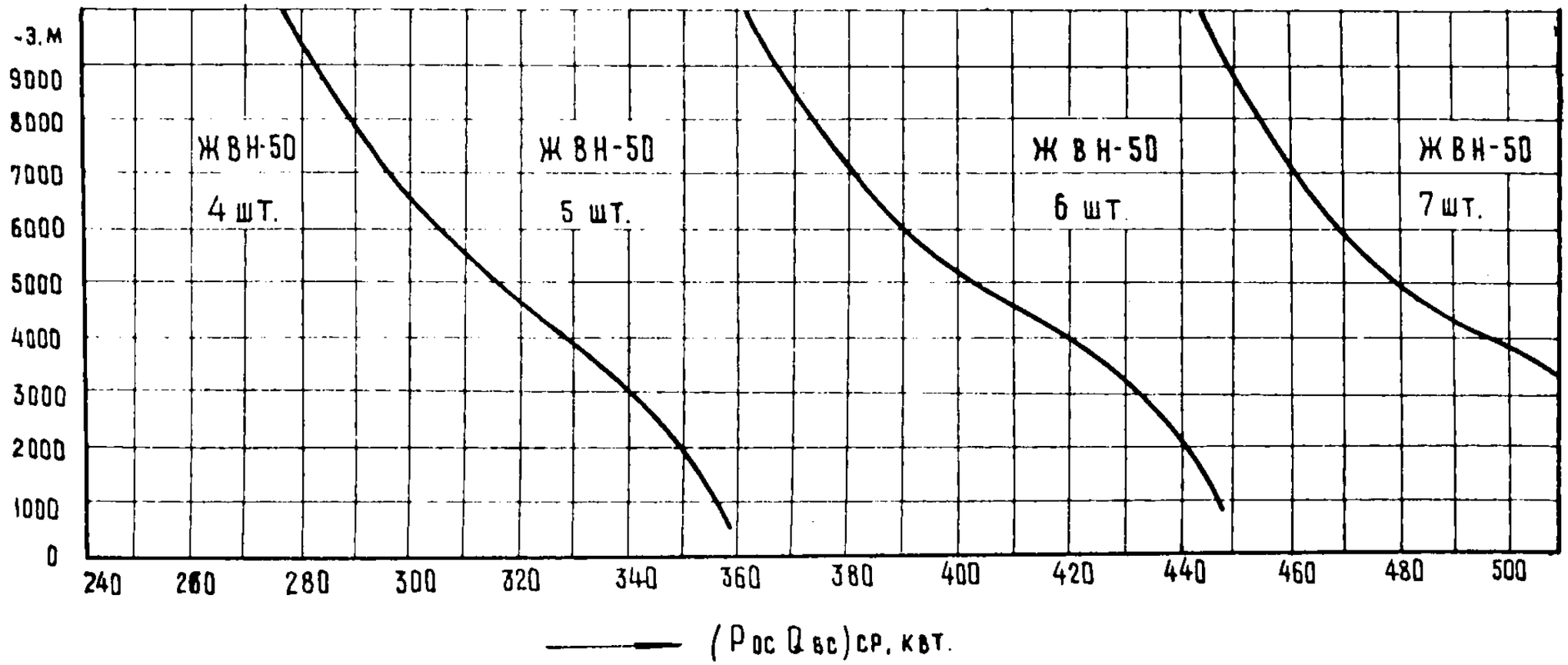


Зоны экономического использования водокольцевых вакуумнасосов



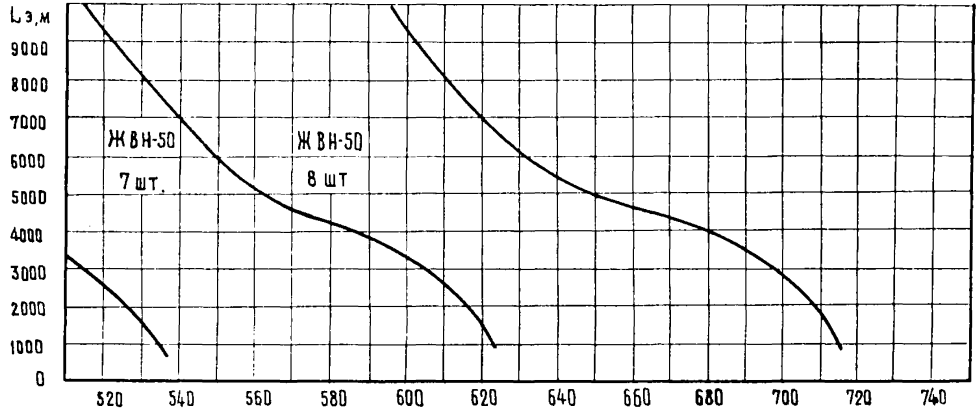
Приложение 20

Зоны экономического использования водокольцевых вакуумнасосов



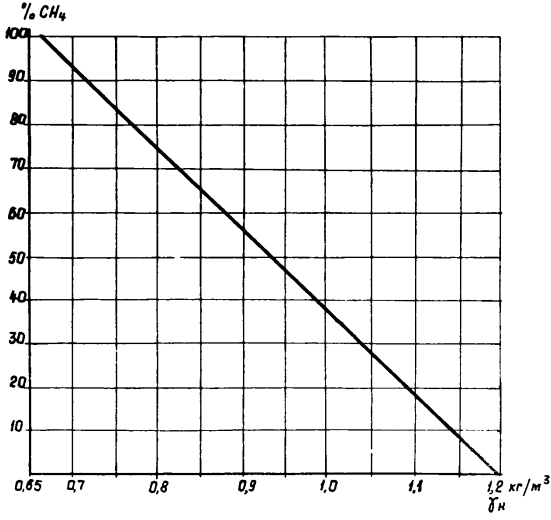
Приложение 21

Зоны экономического использования водокольцевых вакуумнасосов



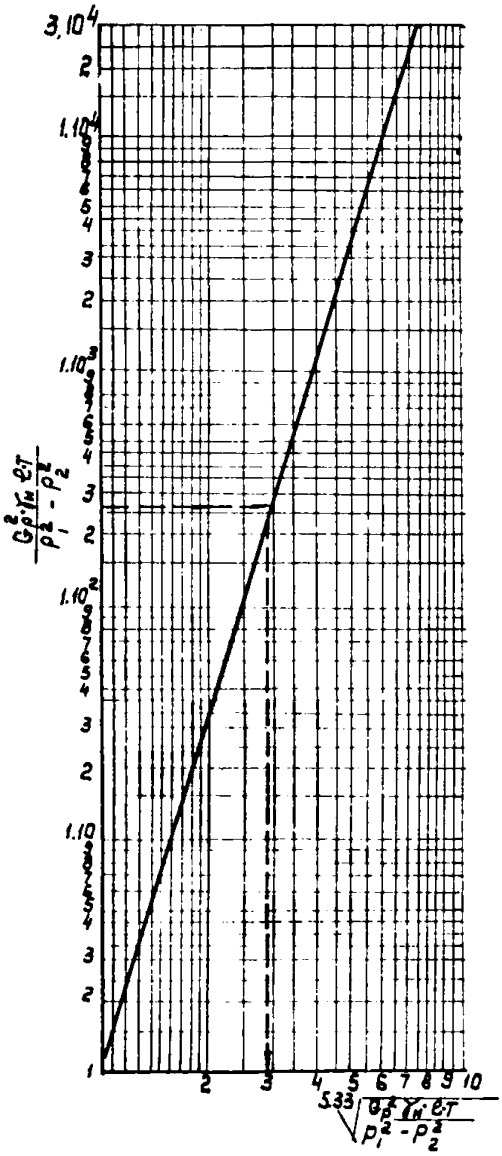
Приложение 22

График для определения удельного веса ($\gamma_н$) отсасываемого газа



Приложение 23

График для определения величины $5.33\sqrt{\frac{G_p^2 \cdot \gamma_w \cdot e \cdot T}{p_1^2 - p_2^2}}$



Приложение 24

ПРИМЕР РАСЧЁТА ШАХТНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ.

Требуется рассчитать на прочность и устойчивость водоотливный нагнетательный трубопровод с наружным диаметром 245 мм при высоте нагнетания 875 м. Соединение труб сварное. Схема прокладки трубопровода в вертикальном стволе представлена на рисунке. Рудничная атмосфера не загрязнена агрессивными газами, степень кислотности шахтных вод pH = 6,2 . Срок службы трубопровода 10 лет.

Нижний участок трубопровода проложен в наклонном трубном ходке с разностью геодезических отметок 7 м. Участок выхода трубопровода на поверхность представлен колонной труб высотой 40 м. Остальная часть вертикального трубопровода разделена на четыре одинаковые по высоте колонн, до отметки 640 м и две - в нижней части трубопровода по 114 м. Каждая колонна труб имеет телескопический компенсатор.

Принимая ориентировочные потери напора в трубопроводе 5 % от геометрической высоты нагнетания, построим график рабочих давлений по высоте трубопровода, имея ввиду, что слив на поверхности не имеет противодавления. Исходя из графика давлений разделим вертикальный трубопровод на два участка: часть трубопровода, располагающаяся ниже 3-ей неподвижной опоры должна быть рассчитана на условное давление 100 кгс/см^2, а верхняя часть трубопровода - на условное давление 64 кгс/см^2.

Определим толщину стенки труб для указанных участков трубопровода. В соответствии с приложением 3 настоящих указаний принимаем для сооружения трубопровода бесшовные горячекатанные трубы по ГОСТ 8732-70. По графику на представленном рисунке рабочие давления в нижних точках рассматриваемых участков трубопровода составляют p_1 = 91,8 кгс/см^2 и p_3 = 67,2 кгс/см^2. Превышение ударного давления над рабочим составит

$$\Delta p_{уд} = (n_1 - 1) p_н = (1,4-1) 91,8 = 36,7 \text{ кгс/см}^2.$$

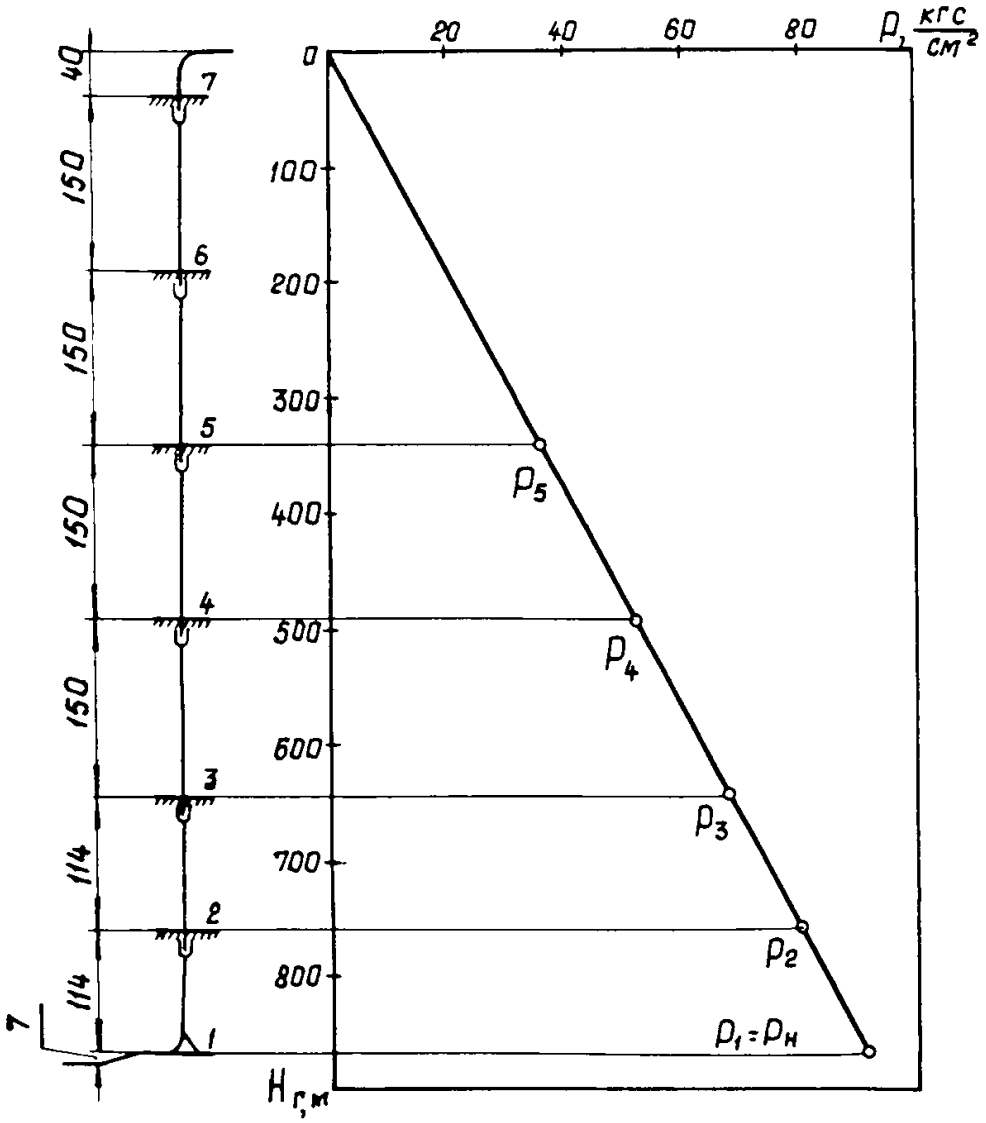


Схема прокладки водоотливного трубопровода и график рабочих давлений

Расчётные давления определяются как

$P_1 + \Delta P_{уд} = 128{,}5$ кгс/см^2, $P_3 + \Delta P_{уд} = 103{,}9$ кгс/см^2.

Зная расчётное давление и наружный диаметр труб, по номограмме (приложение I) определяем толщину стенки нижнего участка трубопровода $\delta_0 = 7{,}2$ мм и верхнего $\delta_0 = 5{,}75$ мм. При этом принято, что трубы изготовлены из стали 20. Для труб из ст. 3 δ_0 принят соответственно значения 7,8 мм и 6,2 мм.

Расчётные толщины стенок определяем в соответствии с п.I.4. настоящих указаний

$$\delta = \frac{100\ (\delta_c + S_к)}{100 - к},\ мм$$

Для труб из стали 20:

Толщина стенки нижнего участка равна

$$\delta = \frac{100\ (7{,}2 + 0{,}35 \cdot 10)}{100 - 15} = 12{,}59\ ,\ мм;$$

Толщина стенки верхнего участка равна

$$\delta = \frac{100\ (5{,}75 + 0{,}35 \cdot 10)}{100 - 15} = 10{,}8$$

Для труб из ст. 3 :

Толщина стенки нижнего участка равна

$$\delta = \frac{100\ (7{,}8 + 0{,}35 \cdot 10)}{100 - 15} = 13{,}29;$$

Толщина стенки верхнего участка равна

$$\delta = \frac{100\ (6{,}2 + 0{,}35 \cdot 10)}{100 - 15} = 11{,}4$$

Полученные расчётные толщины стенок округляем до больших стандартных значений, составляющих для труб диаметром 245 мм из стали 20 соответственно 13 мм и 11 мм и из стали ст. 3 соответственно 14 мм и 12 мм.

Для сооружения трубопровода в соответствии с таблицей приложения 5 можно принять трубы из стали 20 и стали ст.3, так как они примерно экономически равноценны. Однако, учитывая большую дифицитность стали 20, окончательно принимаем трубы из стали ст.3.

Определим далее длину пролёта нижнего участка трубопровода.

Для определения по таблице (приложение 25) значений J и q с достаточной степенью точности округляем значение $\delta_0 = 7{,}8$ мм до 8 мм.

В соответствии с приложением 24 $J = 4188$ см^4, $q = 88$ кг/м.

Рабочее давление в компенсаторе нижней колонны труб по графику на представленном рисунке $P_1 = P_2 = 73{,}6$ кгс/см^2, тогда расчётное давление с учётом превышения ударного давления над рабочим составит

$$P = P_2 + \Delta P_{уд} = 110{,}3 \text{ кгс/см}^2.$$

Вес колонны труб с жидкостью

$$G = qh = 88 \cdot 114 = 10032 \text{ кг}.$$

Предположим, что диаметр рабочей части телескопического компенсатора $d_к = 240$ мм, тогда расчётное сжимающее усилие для нижней колонны труб определится как

$$P = P \frac{\pi d_к^2}{4} + G = 110{,}3 \frac{3{,}14 \times 24^2}{4} + 10032 = 59905 \text{ кг}.$$

Определим входные величины в номограмму (приложение 12)

$$\frac{P}{q} = \frac{59905}{88} = 680, \quad \frac{J}{q} = \frac{4188}{88} = 47{,}6.$$

Полученным значениям входных данных по номограмме соответствует критическая длина пролёта $l_{кр} = 12{,}8$ м (пример определения $l_{кр}$ показан на номограмме). С учётом запаса устойчивости длина пролёта колонны труб

$$l = \frac{l_{кр}}{n_2} = \frac{12{,}8}{1{,}2} = 10{,}7 \text{ м};$$

количество пролётов колонны труб

$$i = \frac{h}{l} = \frac{114}{10{,}7} = 10{,}6 \approx 11$$

Таким образом, нижний участок вертикального трубопровода, включающий две колонны труб (между первой и третьей неподвижными опорами), будет иметь расстояние между направляющими хомутами 10,3 м.

Аналогичным образом определяется длина пролёта и для верхнего участка трубопровода с расчётной толщиной стенки труб 6,2 мм, округляемой до 6 мм (J = 3220 см^4, q = 78 кг/м). Так же как и в предыдущем случае, расчёт ведется для самой нижней колонны труб, заключенной между 3-ей и 4-ой неподвижными опорами. Рабочее давление в компенсаторе $P_к = P_н$ = 52,2 кгс/см^2. Дальнейший ход расчёта не отличается от приведенного выше. Укажем лишь конечный результат - расстояние между направляющими хомутами для верхнего участка трубопровода ℓ = 10,8 м., что соответствует 14-ти пролётам в каждой колонне труб.

ПРИЛОЖЕНИЕ 25

Геометрические характеристики и вес стальных труб.

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
I02	3,5	I3I	8,5	I5,6
	4	I48	9,7	I6,6
	4,5	I64	I0,8	I7,6
	5	I80	I2,0	I8,6
	5,5	I95	I3,I	I9,6
	6	209	I4,2	20,5
	7	237	I6,4	22,5
	8	263	I8,6	24,4
	9	287	20,6	26,2
	I0	309	22,7	28,0
I08	(3,5)	I57	9,0	I7,0
	4	I77	I0,3	I8,2
	4,5	I96	II,5	I9,2
	5	2I5	I2,7	20,2
	5,5	233	I3,9	2I,3
	6	25I	I5,I	22,3
	7	285	I7,4	24,3
	8	3I6	I9,7	26,3
	9	346	2I,9	28,3
	I0	373	24,2	30,3
II4	(3,5)	I86	9,5	I8,5
	4	209	I0,8	I9,6
	4,5	232	I2,2	20,9
	5	255	I3,4	2I,9

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
II4	5,5	277	I4,7	23,0
	6	298	I6,0	24,2
	7	338	I8,5	26,3
	8	376	20,9	28,4
	9	4I2	23,3	30,5
	I0	446	25,6	32,5
I2I	(3,5)	2I4	I0,I	20,I
	4	25I	II,5	2I,5
	4,5	280	I3,0	22,8
	5	307	I4,3	24,0
	5,5	333	I5,7	25,2
	6	359	I7,0	26,3
	7	408	I9,7	28,7
	8	455	22,3	3I,0
	9	500	24,0	33,2
	I0	54I	27,4	35,4
I27	(3,5)	259	I0,7	2I,0
	4	293	I2,I	23,2
	4,5	325	I3,6	24,5
	5	357	I5,0	25,8
	5,5	388	I6,5	27,I
	6	4I8	I7,9	28,3
	7	477	20,7	30,7
	8	532	23,5	33,2
	9	584	26,2	35,5
	I0	633	28,8	37,8

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J $см^4$	Вес 1 м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
133	(3,5)	299	11,2	23,7
	4	337	12,7	25,0
	4,5	375	14,3	26,4
	5	412	15,8	27,7
	5,5	448	17,3	29,0
	6	484	18,8	30,3
	7	552	21,8	32,9
	8	616	24,7	35,5
	9	677	27,5	37,9
	10	736	30,3	40,3
140	(4)	395	13,4	27,1
	4,5	440	15,0	28,5
	5	484	16,6	29,9
	5,5	526	18,2	31,3
	6	568	19,8	32,6
	7	648	22,9	35,4
	8	725	26,0	37,1
	9	798	29,1	40,8
	10	868	32,1	43,4
	11	934	35,0	45,9
146	4,5	501	15,7	30,4
	5	551	17,4	31,9
	5,5	600	19,0	33,3
	6	648	20,7	34,8
	7	740	24,0	37,6
	8	828	27,2	40,5

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
I46	9	9I2	30,4	43,3
	I0	993	33,5	46,0
	II	I069	36,6	48,7
I52	(4)	5I0	I4,4	30,9
	4,5	568	I6,4	32,4
	5	624	I8,I	33,9
	5,5	680	I9,9	35,5
	6	734	2I,6	37,0
	7	840	25,0	40,0
	8	94I	28,4	42,9
	9	I038	3I,7	45,8
	I0	II30	35,0	48,7
	II	I2I8	38,3	5I,6
I59	(4)	586	I5,3	33,3
	4,5	652	I7,2	34,8
	5	7I8	I9,0	36,4
	5,5	782	20,8	38,0
	6	845	22,6	39,6
	7	967	26,2	42,7
	8	I085	29,8	45,9
	9	II97	33,3	48,9
	I0	I304	36,8	52,0
	II	I408	40,2	54,9

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
I68	(4,5)	773	I8,I	37,9
	5	85I	20,I	39,7
	5,5	928	22,0	4I,4
	6	I003	24,0	43,I
	7	II50	27,8	46,4
	8	I290	3I,6	49,7
	9	I426	35,3	53,0
	I0	I555	39,0	56,2
	II	I680	42,6	59,3
	I2	I800	46,2	62,5
I80	5	I053	2I,6	44,3
	5,5	II48	23,7	46,I
	6	I242	27,8	49,9
	7	I425	29,9	5I,5
	8	I602	34,0	55,I
	9	I772	38,0	58,6
	I0	I956	42,0	62,0
	II	2093	45,9	65,5
	I2	2245	49,7	68,8
I94	5	I329	23,3	49,9
	5,5	I447	25,6	5I,9
	6	I568	27,8	53,8
	7	I800	32,2	57,7
	8	2026	36,7	6I,5
	9	2244	4I,I	65,4

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
I94	I0	2454	45,4	68,2
	II	2657	49,6	72,8
	I2	2864	53,9	76,6
203	6	I803	29,I	57,8
	7	2072	33,8	6I,9
	8	2333	38,5	66,0
	9	2586	43,0	69,9
	I0	2830	47,6	73,9
	II	3067	52,I	77,8
	I2	3296	56,5	8I,7
	I4	3732	66,0	90,I
2I9	(5)	I926	26,4	60,7
	6	2279	3I,5	65,I
	7	2623	36,6	69,6
	8	2956	4I,6	73,7
	9	3280	46,6	78,3
	I0	3594	5I,5	82,6
	II	3899	56,4	86,9
	I2	4I95	6I,3	9I,I
	I4	4760	70,8	99,4
245	(6)	3220	35,4	78,0
	7	37I0	4I,I	83,0
	9	4653	52,4	92,9
	I0	5I07	58,0	97,7
	II	5548	63,5	I02,5

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенки δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
245	I2	5978	69,0	I07,3
	I4	6803	79,8	II6,7
	I6	7584	90,4	I26,0
273	(6)	4489	39,5	93,0
	7	5I77	45,9	98,6
	8	5853	52,3	I04,I
	9	65I2	58,6	I09,6
	I0	7I57	64,8	II5,0
	II	7784	7I,I	I20,6
	I2	8398	77,2	I25,9
	I4	9582	89,4	I36,5
	I6	I07I0	I0I,0	I46,6
299	8	7747	57,4	I20,3
	9	8627	67,4	I29,4
	I0	9490	7I,3	I32,4
	II	I0330	78,3	I38,6
	I2	III60	84,9	I44,3
	I4	I2760	98,4	I56,I
	I6	I4290	III,7	I67,7
	I7	I5030	II8,2	I73,4
	I8	I5750	I24,7	I79,0
325	(7)	8847	54,8	I3I,7
	8	I00I0	62,5	I37,4
	9	III60	70,I	I44,I
	I0	I2290	77,7	I50,7

Продолжение приложения 25

Наружный диаметр $d_н$, мм	Толщина стенок δ, мм	Осевой момент инерции J, $см^4$	Вес I м длины, кг	
			трубы	трубы с водой
325	II	I3390	85,2	I57,3
	I2	I4470	92,6	I63,7
	I4	I6570	I07,0	I76,2
	I6	I8590	I22,0	I89,4
	I7	I9570	I29,0	I95,5
	I8	20530	I36,0	20I,6
35I	(7)	III60	59,3	I48,4
	8	I2680	67,6	I55,7
	9	I4I50	75,9	I62,9
	I0	I5580	84,I	I70,I
	II	I7000	92,2	I77,2
	I2	I8380	I00,0	I83,9
	I4	2I080	II6,0	I97,9
	I6	23680	I32,0	2II,9
	I7	24940	I40,0	2I8,9
	I8	26I80	I48,0	225,9
	20	28590	I63,0	238,9

Примечание: Толщины стенок труб, взятые в скобки, применять только при определении расстояния между направляющими хомутами (расчётная толщина стенки труб).

ПРИЛОЖЕНИЕ 26

Вес фланцевых соединений(ГОСТ 12831-67, ГОСТ 12832-67, ГОСТ 12833-67) в сборе, кг
(учтены веса болтов, гаек, прокладок и шайб).

D_y, мм \ p_y, $\frac{кгс}{см^2}$	10	16	25	40	64	100	160
100	12,0	12,4	18,0	21,5	35,0	49,0	58,4
125	15,8	16,2	26,9	28,5	54,0	72,9	93,6
150	21,4	21,7	33,4	34,6	75,4	105,5	126,0
175	24,0	26,7	40,2	60,1	95,0	140,0	160,0
200	28,0	31,5	47,8	74,3	113,6	175,9	210,0
225	32,0	38,6	57,7	92,4	140,0	210,0	260,0
250	37,3	47,7	67,6	110,8	167,0	243,0	326,0
300	45,9	58,5	92,3	155,0	226,0	403,0	454,0
350	55,0	82,0	128,0	190,0	287,0	560,0	-

Отпечатано ротапринтной мастерской ЦГШ. Москва К - 64
ул.Казакова,8. Заказ. 253 Л-54543 21.8.74 Тир. 875
ЦЕНА 25 КОП.

Опечатки к "Указаниям по проектированию трубопроводов, прокладываемых в подземных выработках..." присланы Центрогипрошахтом: письмо №123-ГШ от 22/I 75г. (Письмо в Техн. отдел, дело №22)

Исправленная редакция приложения 2 (стр.32)

Определение величины δ_0 при воде с pH < 5.

$$\delta_0 = \frac{p d_н}{2\sqrt{(0{,}8\,\sigma_в\, m\, k)^2 - 0{,}75\,(p - 10^{-4}\gamma_т h)^2} - 10^{-4}\gamma_т h}, \text{ мм}$$

где

p – расчетное давление, определяемое для нижней части трубопровода по формуле

$$p = n_1 p_н \quad \text{кгс/см}^2$$

n_1 – коэффициент перегрузки рабочего давления, принимаемый:
для трубопровода сжатого воздуха и газопроводов $n_1 = 1{,}2$;
для трубопроводов, транспортирующих жидкости $n_1 = 1{,}4$;

$p_н$ – рабочее давление в нижней части трубопровода, кгс/см^2;

$d_н$ – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_в$ – предел прочности материала труб, принимаемые по стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб;

m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый при транспортировке:
взрывоопасных газов $m = 0{,}6$;
инертных газов $m = 0{,}75$;
инертных жидкостей $m = 0{,}9$;

k – коэффициент однородности при разрыве стали, принимаемый для бесшовных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из низколегированных сталей $k = 0{,}8$;
для сварных труб из углеродистой и нержавеющей сталей и для сварных труб из низколегированной нормализованной стали $k = 0{,}85$;

$\gamma_т$ – объемный вес материала трубопровода, принимать для стальных труб $\gamma_т = 7800$ кг/м^3;

h – высота колонны труб.

Исправленная редакция приложения 12 (стр.45)

На странице 46 после слов:"В том случае, когда по входным величинам нельзя определить критическое расстояние между направляющими хомутами длину пролета трубопровода следует определять по формуле:" следует читать

$$\ell \leq \frac{2,0073}{1,2\cos^2\frac{\pi-\varphi}{3}}\sqrt{\frac{\pi^2 E J}{P}},$$

где φ - определяется из зависимости

$$\cos\varphi = 0,186\sqrt[4]{q^2\frac{\pi^2 E J}{P^3}},$$

E - Модуль упругости материала труб.

gost.e-ecolog.ru