ДОНЕЦКИЙ ПРОМСТРОЙНИИПРОЕКТ
ГОССТРОЯ СССР

РУКОВОДСТВО

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Донецк-1977

gost.e-ecolog.ru

ДОНЕЦКИЙ ПРОМСТРОЙНИИПРОЕКТ
ГОССТРОЯ СССР

Р У К О В О Д С Т В О
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПОДРАБАТЫВАЕМЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Донецк - 1977

Руководство одобрено ученым советом
Донецкого Промстройниипроекта Госстроя СССР
30 ноября 1976 г.

Руководство разработано Донецким Промстройниипроектом Госстроя СССР (инж. П.И. Жарков - разделы I, 3, 4, 6; инж. Ю.А. Кучерявый - раздел 2, приложение I; инж Е.М. Зайцева - раздел 5), совместно с Запорожским отделением НИИСК (канд.техн.наук А.С.Трегуб - разделы I, 2, 6) при участии Всесоюзного научно-исследовательского института горной геомеханики и маркшейдерского дела ВНИМИ Минуглепрома СССР (канд.техн.наук В.И. Земисев, канд. техн.наук Р.А. Муллер, канд.техн.наук И.А. Петухов - приложение 2), Украинского филиала ВНИМИ (инж.М.Д.Матвиенко - раздел 6).

Под общей редакцией П.И. Жаркова

© Государственный проектный и научно-исследовательский институт промышленного строительства (Донецкий Промстройниипроект), 1977.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящее Руководство содержит материалы по проектированию и расчету трубопроводов систем газоснабжения, водоснабжения, канализации и теплоснабжения постоянного назначения, а также строительных мер защиты эксплуатируемых трубопроводов на территориях месторождений полезных ископаемых, где проводятся или намечаются подземные горные выработки.

Материалы отражают специфику работы трубопроводов в условиях деформаций земной поверхности на подрабатываемых территориях и дополняют соответствующие разделы действующих нормативных документов по проектированию трубопроводов в этих условиях:

главы СНиП по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях;

главы СНиП по проектированию наружных сетей и сооружений водоснабжения и канализации;

главы СНиП по проектированию магистральных газопроводов;

главы СНиП по проектированию тепловых сетей;

главы СНиП по проектированию внутреннего водопровода и канализации зданий;

главы СНиП по проектированию внутренних и наружных устройств газоснабжения;

главы СНиП по производству и приемке работ наружных сетей и сооружений водоснабжения, канализации и теплоснабжения.

I.2. Руководство позволяет разрабатывать планировочные и конструктивные мероприятия по защите, обеспечивающие безаварийную и безопасную эксплуатацию трубопроводов в условиях вредного влияния горных выработок.

I.3. Исходные данные для расчета трубопроводов и проектирования мероприятий по их защите на подрабатываемых территориях должны содержать:

границы зоны влияния горных выработок, длины полумульд и их положение, направление сдвижений земной поверхности в мульде, а также места пересечений трубопровода с выходами тектонических нарушений и выходами пластов (под наносы);

величины сдвижений и деформаций земной поверхности в точках трассы трубопровода;

коэффициенты подработанности и коэффициенты влияния наносов;

продолжительность процесса сдвижений и периода опасных деформаций;

сведения о времени эксплуатации трубопровода с момента строительства до начала подработок (необходимы при разработке мер защиты эксплуатируемых трубопроводов);

физико-механические характеристики грунтов по участкам наиболее характерных трасс.

I.4. Величины сдвижений и деформаций земной поверхности должны быть представлены раздельно для выработок, планы отработки которых имеются, и для выработок, планируемых на более поздние сроки, но не более 20 лет.

Определение исходных данных по выработкам, планы отработки которых имеются или они могут быть намечены, исходя из практики их отработки на данной или соседних шахтах, производится маркшейдерским расчетом для каждой отдельной выработки по методикам, изложенным в главе 2 "Руководства по расчету, проектированию и строительству зданий и сооружений на подрабатываемых территориях" (М., Стройиздат, 1977).

Для выработок, по которым отсутствуют календарные планы горных работ, производится расчет вероятных сдвижений и деформаций земной поверхности. Расчет вероятных сдвижений и деформаций допускается производить по рекомендациям, изложенным в настоящем Руководстве. Вероятные длины полумульд в этом случае определяются аналитически или графически по граничным углам и углу максимальных оседаний путем построения соответствующих разрезов. Длина очистной выработки принимается наибольшая из возможных для данных горных условий.

Исходя из принятых длин очистных выработок, определяются и коэффициенты подработанности по пластам.

Физико-механические характеристики грунтов могут приниматься по данным полевых испытаний грунтов при изысканиях трасс или в соответствии со СНиП на проектирование оснований зданий и сооружений.

I.5. Данные расчетов сдвижений и деформаций земной поверхности по трассам трубопроводов, от выработок, планы отработки которых

имеются, должны быть предоставлены графиками оседаний и наклонов (η_x) (i_x) – (для безнапорных трубопроводов); графиками горизонтальных сдвижений (ξ_x); графиками относительных горизонтальных деформаций (ε_x); минимальным радиусом кривизны (R_x); высотами уступов(h). При проектировании разводящих сетей трубопроводов населенных пунктов или промышленных предприятий удобно пользоваться изолиниями деформаций на площадке. Изолинии деформаций строятся на основании расчетов по нескольким сечениям, пересекающим площадку. Расположение сечений намечается в зависимости от горно-геологических условий подрабатываемой площадки.

По выработкам, планы отработки которых отсутствуют, вероятные сдвижения и деформации земной поверхности представляются максимальными их значениями в точках трассы или площадки.

I.6. Проектирование мероприятий по защите подрабатываемых трубопроводов следует производить исходя из расчетных величин деформаций земной поверхности с учетом очередности ведения горных работ.

Расчетные величины деформаций принимаются равными прогнозируемым с коэффициентами перегрузки согласно СНиП по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях.

При диагональном расположении трубопровода относительно простирания пластов расчетные деформации земной поверхности в заданном направлении должны быть скорректированы в соответствии с рекомендациями приложения 2 настоящего Руководства.

I.7. Выбор и назначение мероприятий по защите трубопроводов от вредного влияния горных выработок производят на основе технико-экономического сопоставления с вариантом без применения конструктивной защиты, учитывая при этом технологические особенности эксплуатации трубопровода: возможности и последствия перебоев в работе, сложности ремонта или восстановления в период эксплуатации.

I.8. Планировочные решения по защите трубопроводов заключаются в назначении трасс по площадям с наименьшими деформациями земной поверхности или ранее подработанным площадям с заканчивающимся процессом сдвижения, в устройстве дублирующих трубопроводов, кольцевании сетей, завышения строительных уклонов (для канализации) и других мероприятий, обеспечивающих надежную работу трубопровода.

Эти решения следует принимать исходя из условий подработок, планируемых на ближайшие 20 лет.

I.9. Конструктивные мероприятия по защите трубопроводов за - ключаются: в увеличении подвижности трубопровода в грунте, снижении воздействия сдвигающегося грунта на трубопровод, повышении несущей способности трубопровода (увеличение толщины стенки трубы).

Конструктивные меры защиты трубопроводов, предусматриваются в проектах только от влияния тех горных выработок, по которым имеются достоверные планы их отработок и соответственно определены деформации земной поверхности.

От выработок, по которым планы отработки отсутствуют, конструктивные мероприятия по защите целесообразно предусматривать и осуществлять в процессе эксплуатации перед подработкой на основании действующих Инструкций Госгортехнадзора о порядке утверждения мероприятий по охране сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок и о порядке ведения горных работ в предохранительных целиках.

I.IO. На подрабатываемых территориях, где ожидается образование уступов, конструктивную защиту трубопроводов в период строительства следует предусмотреть только от влияния тех уступов, местоположение которых строго зафиксировано при изысканиях трасс (по уступам, проявившимся на земной поверхности или на расположенных вблизи зданиях и сооружениях).

Защиту трубопроводов в местах проявившихся уступов рекомендуется осуществлять в период строительства прокладкой его в легких непроходных каналах, исключающих силовое воздействие грунта на трубу. Длина каналов должна быть не менее 5 м в каждую сторону от линии уступа (рис. I).

Защиту трубопроводов от прогнозируемых уступов следует предусматривать и осуществлять в период эксплуатации при их проявлении, что оговаривается проектом.

I.II. Подземные вводы (выпуски) всех коммуникаций зданий на подрабатываемых территориях должны быть защищены от фильтрации газа в подполье.

Защиту вводов (выпусков) от проникновения по ним газа в подполье зданий следует выполнять устройством сальников или заделкой проходов через фундаменты эластичными материалами (асфальтовыми

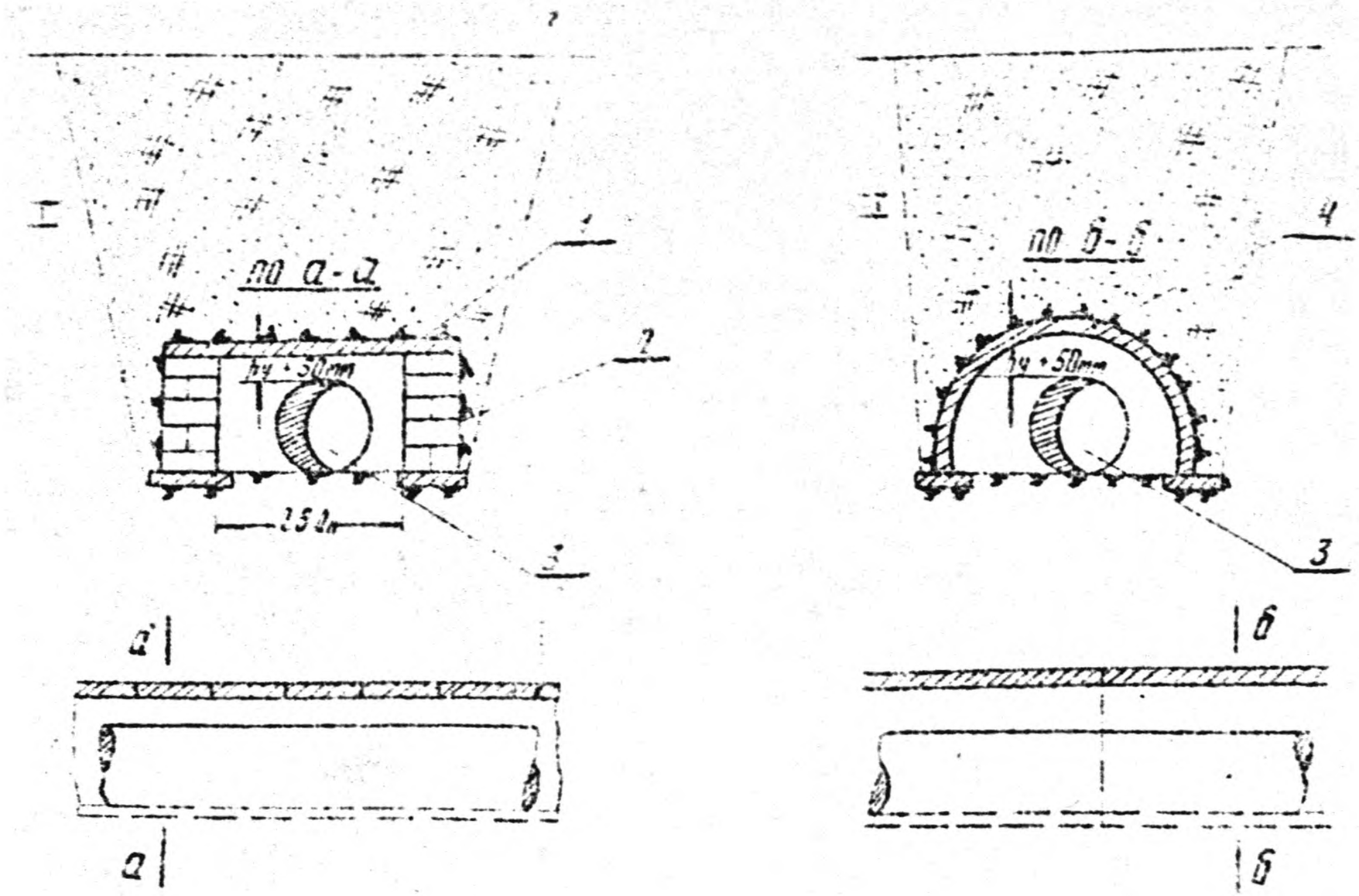


Рис.I. Схема легких непроходных каналов, исключающих силовое воздействие грунта на трубу

I-вариант в кирпиче; II-вариант из ж/бетонных скорлуп: 1-плиты перекрытия; 2-кирпичный канал; 3-трубопровод; 4-железобетонная скорлупа

мастиками, мятой глиной). Перед вводом трубопровода в здание необходимо предусмотреть вентиляционные трубы или шахты для выхода газа (рис. 2, 3).

I.12. Необходимость введения конструктивных мер защиты трубопроводов и объем защитных мероприятий должны определяться их расчетами на воздействия деформирующегося в результате подработки грунта в соответствии с разделом 6 настоящего Руководства.

I.13. Допускается строительство трубопроводов одновременно с ведением под ними горных выработок.

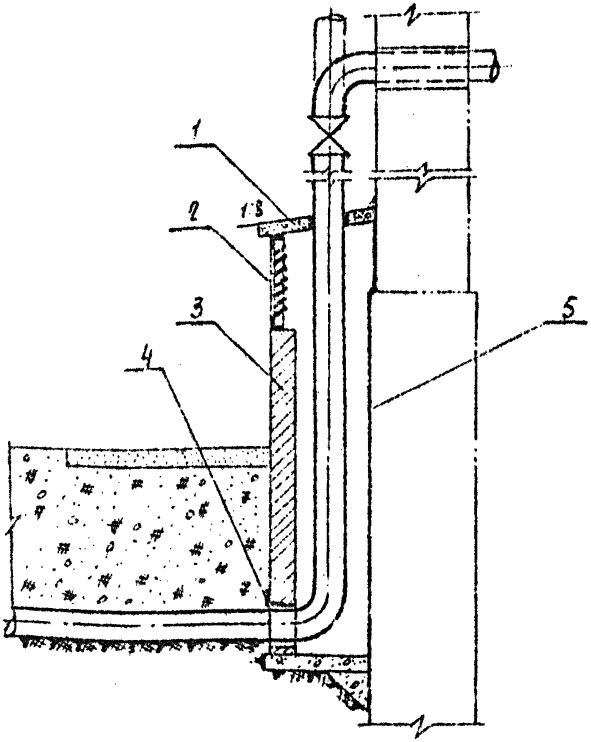


Рис.2. Защита здания от проникновения газа при наземном вводе газопровода

1-плита покрытия канала; 2-решетка; 3-вентиляционный канал; 4-уголок; 5-покрытия битумом по штукатурке

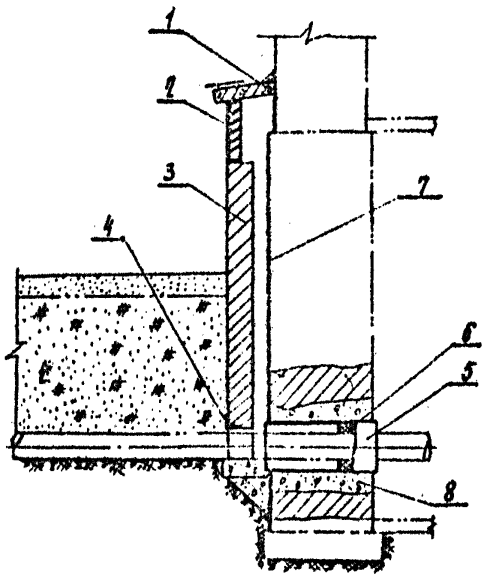


Рис. 3. Защита ввода водопровода канализации и электрокабеля в здание от проникновения газа

1-плита покрытия канала 570х300х50; 2-решетка Р-1; 3-вентиляционный канал; 4-уголок 50х50х5; 5-защитный патрон; 6-набивка; 7-покрытие битумом по штукатурке в пределах канала; 8-заделка жестким бетоном

2. ГАЗОПРОВОДЫ

2.1. Трубы для сооружения газопроводов должны применяться в соответствии с требованиями СНиП на проектирование магистральных газопроводов.

Применение труб из кипящих и полуспокойных сталей, независимо от способа прокладки (подземного или надземного), не допускается.

Запорная арматура на газопроводах должна устанавливаться только стальная, изготовленная в соответствии с требованиями ГОСТ или специальных технических условий.

2.2. На подземных магистральных газопроводах в 50 м за границей зоны влияния горной выработки (выработок) предусматривается установка отключающей арматуры с патрубками и заглушками для устройства обводных участков или отключения трубопровода при аварийных ситуациях.

Арматуру и патрубки-отводы следует предусматривать в колодцах.

2.3. На подземных разводящих газопроводах населенных пунктов и промпредприятий в пределах подрабатываемых территорий предусматриваются контрольные трубки на расстоянии не более 50 м друг от друга. Обязательна их установка на углах поворотов трассы менъших 120^{0} и у компенсаторов бесколодезной установки (П-образные и т.п.). Контрольные трубки устанавливаются над ближайшими поперечными сварными стыками и выводятся на поверхность земли под коверы.

2.4. Крепление электровыводов для замеров блуждающих токов на газопроводе должно быть гибким и допускать перемещения грунта относительно трубы (рис. 4).

2.5. Толщина стенок труб подземного газопровода принимается согласно расчету на кольцевые напряжения по СНиП на проектирование газопроводов, но не менее 6 мм.

2.6. Необходимость защиты подрабатываемых газопроводов определяется проверочным расчетом на взаимодействие сдвигающегося грунта.

При несоблюдении условия прочности конструктивная защита газопроводов от вредного влияния горных выработок осуществляется уста-

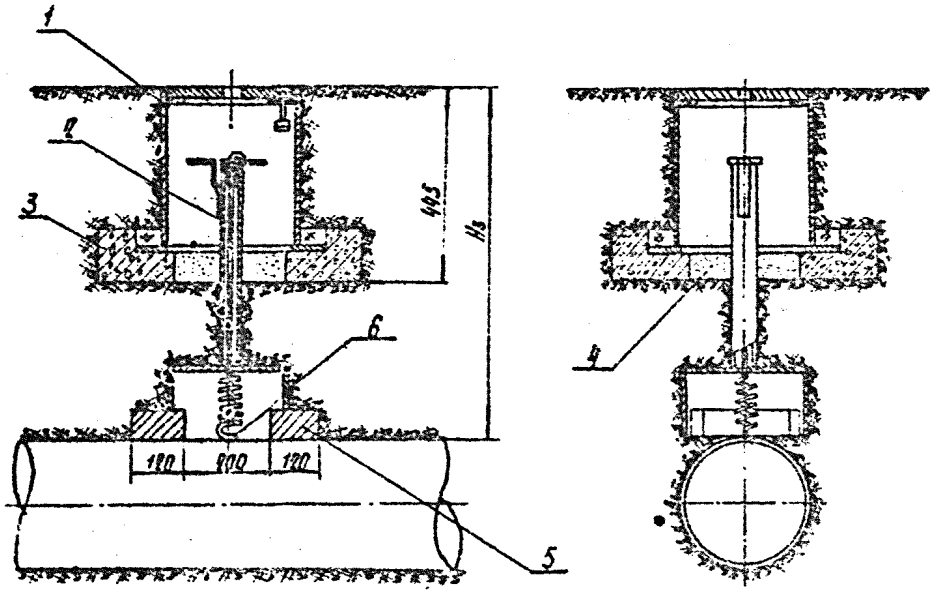


Рис.4. Гибкое крепление выводов для замеров блуждающих токов

1-ковер больной сварной; 2-контактор; 3-железобетонная подушка; 4-песок; 5-кирпич; 6-гибкий провод приварить к трубе

новкой компенсаторов, использованием поворотов трасс как компенсаторов (самокомпенсация), применением обсыпок, снижающих силовое взаимодействие грунта с трубой или увеличением толщины стенки трубы.

Для эксплуатируемых газопроводов, построенных без конструктивных мер защиты, рекомендуется , кроме того, вскрытие газопровода на период подработок или его разрезка в местах опасных напряжений. Места опасных напряжений определяются расчетом.

Для компенсации деформаций газопровода следует использовать П-образные компенсаторы, резино-тканевые или другие, обеспечивающие герметичность трубопровода и обладающие высокой компенсационной способностью.

В качестве малозащемляющей обсыпки рекомендуется песок слоем не менее 300 мм.

2.7. Если согласно расчету установка компенсаторов требуется через неэкономично малые расстояния, целесообразно предусматривать прокладку газопроводов в легких непроходных каналах или надземно.

2.8. Углы поворотов трубопроводов для создания узлов самокомпенсации выполняются в нишах или каналах. В этом случае трубопровод укладывается на скользящих опорах, исключающих при перемещениях нарушение изоляции (рис. 5). Длина канальной прокладки на углах самокомпенсации определяется исходя из прочности труб при изгибе от перемещений, соответствующих необходимой компенсационной способности поворота.

2.9. Внутриквартальные сети газопроводов рекомендуется проектировать надземными, на опорах и по дворовым фасадам зданий. Крепление трубопроводов на опорах должно обеспечить его осевые и вертикальные перемещения. Вводы в здания разводящей сети, проложенной по наружной сети здания, предусматривать с учетом компенсации возможных деформаций от раскрытия деформационного шва здания.

Не допускается прокладка внутриквартальных газопроводов транзитом по техническим подпольям и подвалам зданий, а газопроводов высокого давления (свыше 3 кгс/см2) и по стенам зданий.

2.10. Конструктивная защита надземных газопроводов заключается в установке на запроектированной трассе компенсаторов, обеспечивающих компенсацию суммарных деформаций газопровода, вызываемых температурным перепадом и перемещениями неподвижных опор от влияния горных выработок.

Конструкция надземных участков газопровода должна позволять наращивание просевших и выравнивание наклонившихся опор в период подработки или после окончания процесса сдвижений.

2.II. Все подземные коммуникации в местах пересечений с газопроводом следует защищать от проникновения по ним газа, устройством специальных глиняных экранов, кожухов или дренажей с выводами контрольных трубок на поверхность земли под коверы (рис.6 и 7).

2.I2. Все отводы от основной трассы подземного газопровода на территориях I-Ш групп необходимо защищать установкой компенсатора, позволяющего компенсацию как осевых, так и угловых перемещений отвода, или предусматривать засыпку газопровода в месте отвода податливым грунтом, например торфом или антисептированными древесными опилками.

2.I3. В местах пересечений магистральным газопроводом тектонических нарушений (сбросы, надвиги и т.п.), независимо от сроков и условий подработки, установка компенсаторов является обязательной.

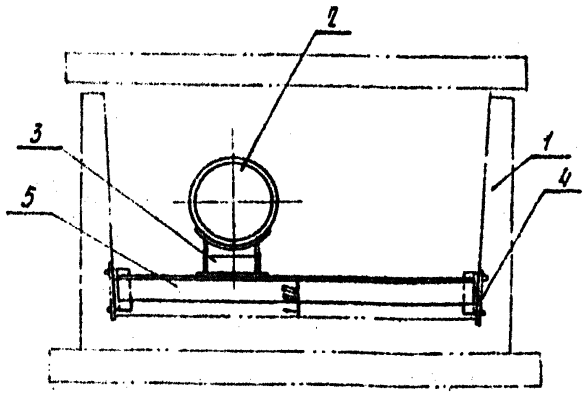


Рис.5. Скользящая опора под трубопровод на углу самокомпенсации

1-канал типа теплофикационного; 2-трубопровод; 3-скользящая опора; 4-закладной элемент; 5-уголок по всей ширине канала

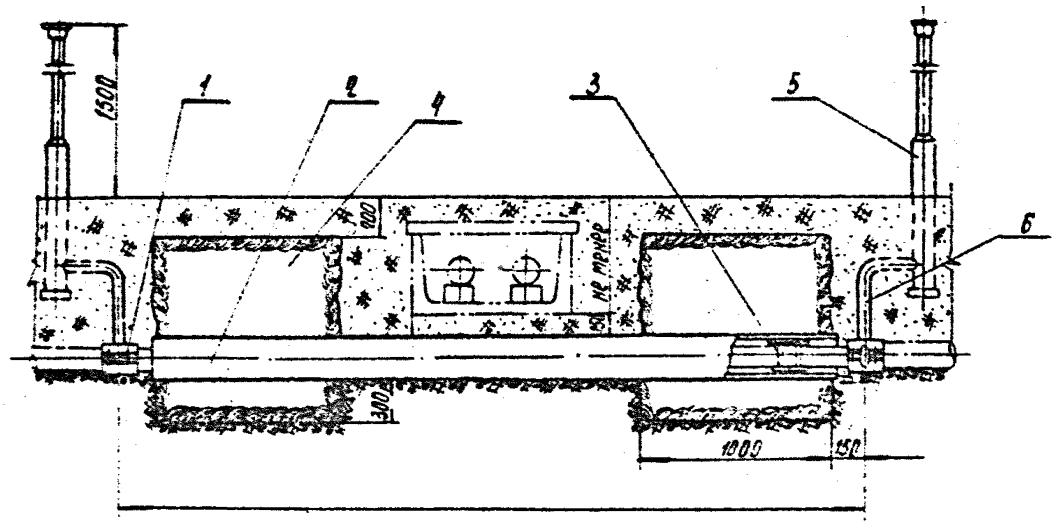


Рис.6. Защита теплофикационного канала от проникновения в него газа при пересечении газопроводом

1-футляр на ближайшем сварном стыке газопровода; 2-кожух; 3-прокладки центровки кожуха на трубе; 4-перемычки из мятой глины; 5-свеча; 6-труба Ø 57х3,5

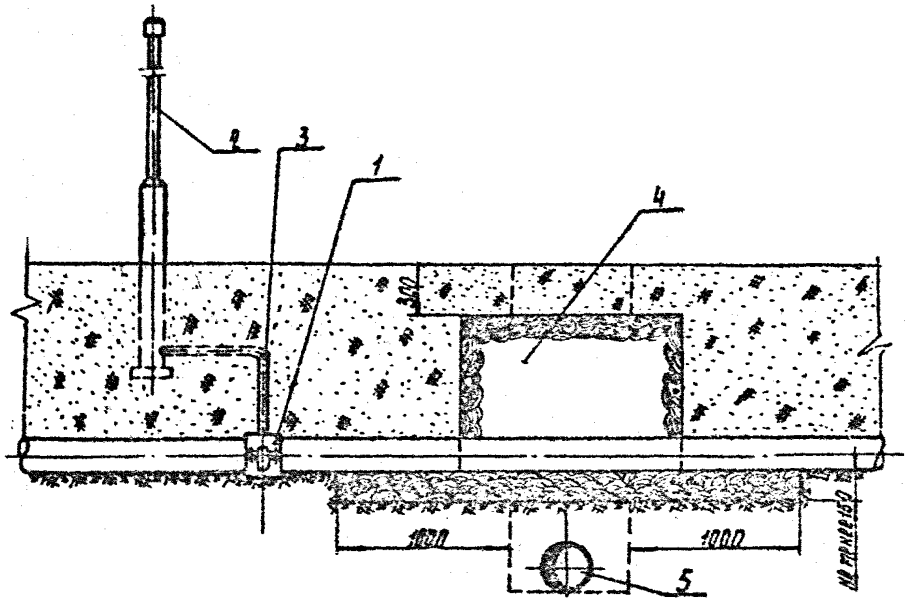


Рис.7. Защита безнапорных коммуникаций от проникновения газа при пересечении газопроводом

I-футляр дренажный на ближайшем стыке трубы газопровода; 2-свеча; 3-труба Ø57х3,5; 4-мятая глина; 5-канализация (ливневая, телефонная, хозяйственная).

3. ВОДОПРОВОДЫ

3.1. Магистральные водопроводы и разводящие сети трубопроводов водоснабжения на подрабатываемых территориях, как правило, должны проектироваться из стальных труб на сварке.

Допускается применение чугунных, асбестоцементных и раструбных железобетонных труб для разводящих трубопроводов только на территориях, где не ожидается образование уступов на земной поверхности. При этом рабочее давление в трубопроводе не должно превышать:

0,8 $p_н$ – для чугунных и железобетонных труб;

0,7 $p_н$ – для асбестоцементных труб,

где $P_н$ – нормальное для этих труб давление.

Нестальные секционные трубы должны проверяться на прочность, а стыковые соединения – на герметичность по формулам (25), (28).

Уплотнение раструбов чугунных и железобетонных труб следует предусматривать с применением резиновых колец при заделке асбестоцементом.

Допустимое осевое раскрытие стыкового соединения напорного трубопровода рекомендуется принимать для железобетонных труб 0,3 см, чугунных – 0,2 см, асбестоцементных – 1,5 см.

3.2. При несоблюдении условий прочности или герметичности неметаллического трубопровода следует применять стальные трубы. Проектирование защиты стальных трубопроводов водоснабжения производят аналогично трубопроводам газоснабжения. При защите трубопроводов водоснабжения рекомендуется применять компенсаторы сальникового типа.

3.3. При прокладке внутриквартальных сетей водоснабжения транзитом через технические подполья или подвалы зданий необходимо предусматривать мероприятия, исключающие силовое взаимодействие трубопроводов с конструкциями зданий. Для этого необходимо:

а) прокладку труб через стены подвалов выполнять в кожухах и заделывать эластичным материалом, обеспечивающим герметичность прохода и взаимные перемещения труб и стен. Зазор между кожухом и трубой по периметру трубы должен быть не менее 100 мм. В качестве эластичных заделок рекомендуются асфальтовая мастика или мятая глина;

б) отводы от сети к стоякам зданий снабдить компенсирующими устройствами в виде гнутых компенсаторов или гибких вставок из высоконапорных резинотканевых шлангов.

При необходимости установки на транзитных трубопроводах компенсаторов, они располагаются в подпольях зданий, в местах, доступных для осмотров и ремонта.

Внутри подполья или подвала трубопроводы водоснабжения могут устанавливаться как на самостоятельных низких опорах, так и на кронштейнах, закрепленных в фундаментных стенах. Крепление трубопроводов к опорам должно позволять осевые перемещения труб.

Трубы, прокладываемые в подпольях или подвалах, должны иметь усиленную антикоррозионную изоляцию, а при необходимости и тепловую изоляцию.

3.4. Для устройства вводов в здания следует применять, как правило, стальные трубы. Допускается применение чугунных труб при условии обеспечения их герметичности по п. 3.1. Вводы в здания от наружной сети рекомендуется предусматривать самостоятельно на каждую его секцию. При необходимости устройства перемычек между секциями здания, в местах пересечения трубопроводами внутренней сети деформационных швов следует предусматривать компенсаторы. Компенсационная способность компенсатора должна соответствовать расчетной величине раскрытия деформационного шва.

Вводы в здания, располагаемые на территориях I, II групп, следу-

от защищать: установкой гнутых компенсаторов или гибких вставок – при диаметре ввода до 100 мм и компенсаторов сальникового типа – при диаметре ввода больше 100 мм. Для других групп подрабатываемых территорий установка компенсационных устройств необходима при длине ввода более 20 м. На территориях Iк и IIк групп, где в результате подработок ожидается образование на земной поверхности уступов, кроме того, прокладку подземных вводов рекомендуется предусматривать в каналах (рис. I). При этом зазор между верхом трубы и перекрытием канала должен быть не меньше расчетной величины ожидаемого в районе здания уступа.

3.5. Трубопроводы внутренней водопроводной сети зданий или его отдельных секций, защищенных от воздействия подработок по жесткой конструктивной схеме, дополнительной защиты не требуют. В зданиях, защищенных от влияния подработок по податливой схеме, крепление трубопроводов к элементам зданий должно обеспечивать осевые и вертикальные перемещения трубопроводов. Скрытая прокладка трубопроводов в таких зданиях не допускается.

4. КАНАЛИЗАЦИЯ

4.I. Сети безнапорной канализации на подрабатываемых территориях допускается сооружать из керамических, асбестоцементных, железобетонных раструбных или пластмассовых труб, а также в виде закрытых бетонных лотков или каналов, в зависимости от вида канализации и состава стоков.

4.2. При проектировании сети канализации на подрабатываемых территориях наиболее протяженные ее участки рекомендуется располагать в зонах наименьших ожидаемых деформаций земной поверхности и в направлении простирания пластов. При этом нужно учитывать, что меньший объем защитных мероприятий будет на участках, где направление стоков встречно ведению очистных работ.

4.3. Мероприятия по защите безнапорных трубопроводов канализации должны быть направлены на:

сохранение безнапорного режима стоков в трубопроводе;

сохранение герметичности трубопроводов при подвижности стыковых соединений;

обеспечение прочности отдельных секций трубопровода.

4.4. Сохранение безнапорного режима стоков в канализационном трубопроводе обеспечивается завышением строительного уклона по условию (24).

Расчетные участки, на которых следует увеличить уклон, определяются при проектировании продольного профиля трубопровода. При этом учитываются ожидаемые оседания земной поверхности вдоль проектируемых участков с помощью специально построенных от каждой выработки графиков или изолиний оседания. Проверку достаточности уклонов на расчетных участках следует производить в порядке очередно-

ти ведения горных работ путем суммирования оседаний от очередной подработки.

Уклоны безрасчетных участков сети канализации принимаются с учетом возможных их уменьшений от неблагоприятных наклонов земной поверхности.

Допускается (при подработках несколькими лавами) временное, восстанавливаемое последующими подработками, уменьшение предельно допустимых уклонов в трубопроводе, если при этом сохраняется безнапорный режим стоков, а разрыв во времени между последующей подработкой не превышает 2-х лет.

4.5. На подрабатываемых участках, для которых календарные планы отработки пластов отсутствуют, завышение уклонов трубопровода следует производить по всему участку на величину неблагоприятных для стоков наклонов земной поверхности от отработки тех пластов, которые учитывались (см. п. 9, приложения 2).

4.6. При невозможности создания требуемого уклона в трубопроводе следует:

а) при плоском рельефе местности принимать завышенный диаметр трубопровода по зависимости

$$D \geq \frac{h'}{K} + \eta, \qquad (I)$$

где D – необходимый диаметр трубопровода, см;

h' – глубина наполнения при принятом уклоне трубопровода, см;

K – расчетный коэффициент наполнения;

η – разность между максимальными оседаниями земной поверхности на участке и предельным оседанием, при котором нарушается безнапорный режим стоков, см.

б) в случаях необходимости укладки трубопровода на большей глубине, а также в местах пересечений трубопроводом границ шахтных полей или геологических нарушений, где возможны образования боль-

ших обратных уклонов, предусмотреть устройство станций перекачки. В зависимости от расхода стоков в трубопроводе могут быть применены типовые насосные или пневматические станции. Пневматические станции устанавливаются в колодцах.

4.7. Расстояние между колодцами на подрабатываемых участках трубопроводов канализации следует принимать не более 50 м.

4.8. Для обеспечения герметичности трубопровода стыковые соединения применяемых труб должны быть податливыми, т.е. работающими как компенсаторы. Податливость стыка создается за счет применения эластичных заделок стыковых соединений. В качестве эластичных заделок рекомендуется использовать: для раструбных стыковых соединений асфальтовые мастики при уплотнителе из битуминизированной пеньковой пряди или прокладки "поробит", для муфтовых соединений - резиновые кольца без заделок.

4.9. Если герметичность принятого типа трубы не обеспечивается, то рекомендуется:

принимать трубы с меньшей длиной секции;

прокладывать параллельно два трубопровода меньшего диаметра;

изменить трассу, проложив ее по участкам с меньшими деформациями земной поверхности.

4.10. Прочность отдельных труб секционного неметаллического трубопровода на подрабатываемых участках проверяется расчетом только в том случае, если длина секции превышает 10 м. На участках, где условие прочности принятых труб не соблюдается, следует предусматривать укладку их на железобетонной постели, обеспечивающей необходимую прочность.

Разрезку железобетонной постели деформационными швами, как правило, следует производить на каждом стыке трубопровода.

4.11. При проектировании безнапорного коллектора на незастроенной территории целесообразна его надземная прокладка на опорах,

позволяющих выравнивание просевших участков.

4.12. Защиту дюкеров на трубопроводах канализации следует выполнять как для напорных трубопроводов. Перепады высот между входными и выходными колодцами дюкера, места аварийных выпусков стоков из трубопроводов, а также уклоны, обеспечивающие их опорожнение, должны проектироваться с учетом ожидаемых неравномерных оседаний земной поверхности, вызываемых подработками.

4.13. Выпуски канализации из зданий, сооружаемых на подрабатываемых территориях I-IУ групп, должны выполняться из чугунных, керамических, асбестоцементных и пластмассовых труб. На территориях, подрабатываемых крутопадающими пластами (Iк-IУк групп), выпуски следует выполнять из керамических, чугунных или пластмассовых труб.

Если ожидаемое направление уступов γ здания нормальное по отношению к направлению выпусков, то диаметр выпусков должен быть принят большим от определяемого гидравлическим расчетом на величину, равную половине высоты ожидаемого уступа.

4.14. Уклоны выпусков из зданий следует назначать с учетом наклонов земной поверхности; уклоны внутренней канализации – с учетом ожидаемых наклонов зданий.

4.15. Стыковые соединения трубопроводов внутренней канализации, как правило, выполняются эластичными.

Допускаются жесткие стыковые соединения отводных труб и стояков только в зданиях, защищенных по жесткой конструктивной схеме. Пересечение трубопроводами внутренней канализации деформационных швов зданий не допускается.

5. ТЕПЛОПРОВОДЫ

5.1. Прокладку тепловых сетей для всех групп подрабатываемых территорий следует предусматривать канальной или надземной.

5.2. Трубы для тепловых сетей на подрабатываемых территориях принимаются по СНиП на проектирование тепловых сетей. Фасонные части, запорную арматуру и конденсатоотводчики на тепловых сетях следует, как правило, предусматривать стальными. Допускается применение чугунной арматуры при условии защиты ее установкой компенсаторов или неподвижных опор.

Каналы, камеры, ниши и другие строительные конструкции тепловой сети рекомендуется проектировать из сборного железобетона. Конструкция стыковых соединений каналов должна позволять их осевое раскрытие.

Конструкция скользящей опоры должна позволять перемещения трубопровода по всей ширине канала и обеспечивать по нему свободный сток воды.

5.3. Компенсация удлинений теплопровода, вызываемых изменением температуры теплоносителя и деформациями грунта, может быть осуществлена гнутыми компенсаторами и компенсаторами сальникового типа.

Расчетное удлинение теплопровода при выборе компенсирующего устройства определяется с учетом перемещений неподвижных опор от сдвижений земной поверхности.

Предварительная растяжка компенсатора на подрабатываемых территориях не допускается.

5.4. При прокладке внутриквартальных тепловых сетей транзитом по техническому подполью или подвалу следует исключать силовое воз-

мыодействие трубопровода с конструкциями здания. Неподвижные опоры при такой прокладке рекомендуется устанавливать вне здания, а теплопроводы размещать вдоль стен фундаментов на кронштейнах.

Если длина здания превышает предельную длину температурного блока, то трубопроводы в пределах подполья или подвала следует размещать на самостоятельных опорах, не связанных с фундаментом.

Неподвижные опоры в пределах подполья рекомендуется применять скобного типа.

В местах отводов от транзитной теплосети, проложенной в подполье, необходимо предусмотреть гнутые компенсаторы.

5.5. В газифицированных районах в помещениях узлов управления следует предусматривать естественную вентиляцию.

5.6. Прокладку теплопроводов внутри зданий следует предусматривать в открытых местах, доступных для ремонта и осмотров. На пересечениях внутренними теплопроводами деформационных швов (в подполье или подвале зданий) следует предусматривать П-образные компенсаторы. Подводка к отопительным приборам от стояков с пересечением деформационных швов зданий не допускается.

5.7. На вводах в здание и пересечениях внутренних стен подполья следует предусматривать гильзы с эластичной заделкой, обеспечивающей свободные осевые и вертикальные перемещения труб. Диаметр гильзы должен быть на 200 мм больше диаметра трубы. В качестве эластичных заделок рекомендуются асфальтовые мастики или мятая глина.

5.8. Конденсатопроводы следует предусматривать напорными. Отметки воздухоотводной арматуры принимаются с учетом расчетных оседаний земной поверхности в точках их установки.

5.9. Подземные теплопроводы, прокладываемые в каналах, на воздействие сдвигающегося грунта в осевом направлении не рассчитываются. Расчет и защита надземных теплопроводов (промпроводок) производятся аналогично газопроводам надземной прокладки.

6. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

6.I. Защита трубопроводов должна назначаться по результатам проверочного расчета их по предельным состояниям при сочетании постоянных и временных нагрузок, а также воздействий деформирующегося от подработок грунта. На участках с особо сложными грунтовыми условиями (просадочные, насыпные, слабые глинистые водонасыщенные грунты, пески-плывуны и др.) - от совместного влияния подработок и возможного проявления локальных деформаций основания.

6.2. Предельная величина силового воздействия деформирующегося грунта Q_o кгс/см2, при продольных смещениях по трубопроводу определяется по формуле

$$Q_o = K_c(K_m \gamma_s H_s \operatorname{tg}\varphi + C), \qquad (2)$$

где K_c – коэффициент, зависящий от срока эксплуатации трубопровода, принимается по табл. I;

K_m – коэффициент концентрации нагрузок, определяемый по табл. 2 ;

H_s – глубина укладки трубопровода, отсчитывается от поверхности земли до верхней образующей трубы, см;

γ_s, $\operatorname{tg}\varphi$, C – объемный вес, коэффициент внутреннего трения и сцепления грунта, определяемые по данным инженерно-геологических изысканий на трассе трубопровода или СНиП по проектированию оснований зданий и сооружений;

K_r – коэффициент релаксации нагрузок, определяемый для глинистых грунтов по формуле (4), для песчаных грунтов принимается равным I,0.

Допускается определение предельной величины силового воздействия деформирующего грунта по графикам рис. I0.

6.3. Предельная величина поперечных нагрузок q_o , кгс/см, воспринимаемых трубопроводом при перемещениях в засыпке к поверхности земли, например, при выпучивании на участках потери общей устойчивости или перегибе в зонах уступов и провалов, определяется по формуле

$$q_o = \frac{1}{2} K_n (B + D_n)(\gamma_s B + 1{,}5C), \qquad (3)$$

где B – ширина траншеи, см;

$D_н$ – наружный диаметр трубопровода, см;

$K_н$ – коэффициент концентрации нагрузок принимается по табл. 3.

Таблица I

Грунты	Период уплотнения засыпок, лет					
	2	4	6	8	I0	I2
Песчаные	0,37	0,55	0,75	0,90	0,97	I,0
Глинистые	0,45	0,67	0,73	0,88	0,93	0,98

Таблица 2

Грунты	H_1/B					
	0,5	I,0	I,5	2,0	2,5	3,0
Песчаные	0,80	0,72	0,65	0,60	0,57	0,57
Глинистые	0,87	0,78	0,72	0,67	0,65	0,65

Таблица 3

Грунты	H_1/B					
	0,5	I,0	I,5	2,0	2,5	3,0
Песчаные	0,5	I,I	I,93	3,0	4,3	3,75
Глинистые	0,5	I,0	I,74	2,6	3,6	4,60

6.4. Коэффициент релаксации продольных нагрузок определяется по результатам испытания длительной прочности глинистых грунтов ненарушенной структуры на трассе трубопровода. Значения коэффициента допускается принимать по зависимости

$$K_t = \frac{1}{1 + \frac{\beta t}{r + t}}, \qquad (4)$$

где t – период с начала подработки до фиксированного момента времени, мес.;

γ – параметр, характеризуемый периодом релаксации нагрузок для засыпок трубопроводов, равен в среднем 4 мес.

β – параметр, зависящий от соотношения предельной прочности грунта при стандартной скорости загружения и длительной прочности, равный в среднем 0,3.

6.5. Толщина стенок стальных труб подрабатываемых трубопроводов определяется расчетом их поперечного сечения на прочность от внутреннего давления в соответствии со СНиП по проектированию магистральных трубопроводов. Прочность подрабатываемых стальных трубопроводов проверяется по условию

$$m_3 R_r^{\prime\prime} \geq \Sigma\sigma, \qquad (5)$$

где m_3 – коэффициент условий работы, принимаемый для магистральных газопроводов равным 0,75, для остальных – 0,9;

R_r – расчетное сопротивление трубопровода растяжению, принимаемое по СНиП для проектируемых трубопроводов и по данным механических испытаний сварных соединений (фактическая прочность) для эксплуатируемых трубопроводов;

$\Sigma\sigma$ – сумма продольных растягивающих напряжений в рассчитываемом сечении трубопровода.

6.6. Сумма напряжений, возникающих в трубопроводе при подработке одним или несколькими пластами, определяется по формуле

$$\Sigma\sigma = \sigma_p + \chi\left(\sigma_{\Delta t} + \sigma_\eta + \sigma_\xi\right), \qquad (6)$$

где χ – коэффициент сочетания нагрузок, равный 0,8;

$\sigma_p, \sigma_{\Delta t}$ – продольные напряжения от действия внутреннего давления и температурных изменений определяются по формулам (7) и (8), кгс/см2;

σ_η – изгибные напряжения от вертикальных сдвигов грунта определяются по формулам (9) и (10), кгс/см2;

σ_ξ – продольные напряжения от горизонтальных сдвигов грунта определяются по формулам (13) или (16), кг/см2.

6.7. Продольные растягивающие напряжения, возникающие в трубопроводе от воздействия внутреннего избыточного давления, определяются по формуле

$$\sigma_p = \mu \frac{P D_{вн}}{2\delta}, \qquad (7)$$

где μ – коэффициент Пуассона, равный для стали 0,3 ;

P – внутреннее избыточное давление транспортируемого продукта, кгс/см2;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;

δ – толщина стенок труб, см.

6.8. Продольные напряжения, возникающие в стальном трубопроводе при изменении температуры стенок труб, определяются по формуле

$$\sigma_{\Delta t} = \alpha E \Delta t, \qquad (8)$$

где α – коэффициент линейного расширения стали, равный $12 \cdot 10^{-6}$;

E – модуль упругости стали, равный $2{,}1 \cdot 10^{6}$, кгс/см^2;

Δt – расчетный перепад температуры, принимаемый в проекте как разность между температурой при укладке труб и минимально возможной температурой при эксплуатации трубопровода, град.

6.9. Изгибные напряжения, возникающие в трубопроводе от вертикальных сдвигов грунта в мульде (при подработке полого и наклонно залегающими пластами), определяются по формуле

$$\sigma_{\eta} = \frac{E D_н}{2 R_{min}}, \qquad (9)$$

где R_{min} – минимальный расчетный радиус кривизны земной поверхности в мульде, см.

Изгибные напряжения, возникающие в трубопроводе в зонах уступов, определяются по формуле

$$\sigma_{\eta w} = \frac{\Psi}{2W} \sqrt{E J g_{\circ} h \sqrt{\frac{h}{\Delta_{\circ 2}}}}, \qquad (10)$$

где J – осевой момент инерции поперечного сечения труб, см^4;

W – осевой момент сопротивления поперечного сечения труб, см^3;

h – высота уступа, см;

q_0 – предельная величина поперечных нагрузок, воспринимаемых трубопроводом при перемещениях в засыпке к поверхности земли, определяемая в соответствии с п.6.3., кгс/см (допускается определять по графикам рис. II);

Δ_{0z} – критический сдвиг, соответствующий предельному значению поперечной нагрузки, принимаемый для связных грунтов 5 см, для сыпучих неконсолидированных – I0 см;

Ψ – коэффициент, учитывающий соотношение жесткостных характеристик основания и засыпки трубопровода, определяемый по формуле

$$\Psi = \frac{1}{0{,}35 + 1{,}5\sqrt[3]{\frac{q_0}{K'\Delta_{0z}}}} , \qquad (11)$$

где K' – коэффициент жесткости основания, кгс/см^3, при врезании трубопроводов в ложе (в зонах уступов) или в стенку траншеи (в местах поворотов), определяется методом пробных нагрузок в шурфах на трассе строительства. Штампы изготовляются из труб длиной, равной I0 диаметрам проектируемого трубопровода. Глубина установки штампа должна соответствовать глубине укладки трубопровода.

Для приближенных расчетов можно принять

$$K' = \frac{E_{гр}}{2D_н(1-\mu_{гр}^2)} , \qquad (12)$$

где $E_{гр}$ – модуль деформаций грунта, принимаемый по СНиП на проектирование оснований зданий и сооружений;

$\mu_{гр}$ – коэффициент бокового расширения грунтов, равный в среднем 0,3.

6.I0. Продольные напряжения в трубопроводе, полностью пересекающем полумульду (рис. 8,9), определяется по формуле

$$\sigma_t = 1{,}57\,\frac{E\lambda_0}{l_т}\sin\frac{\pi x}{2l_т} , \qquad (13)$$

где λ_0 – максимальное перемещение трубопровода в зоне его деформаций;

$l_т$ – зона деформаций трубопровода, равная $l+f$, см;

Вкрест простирания пласта

По простиранию пласта

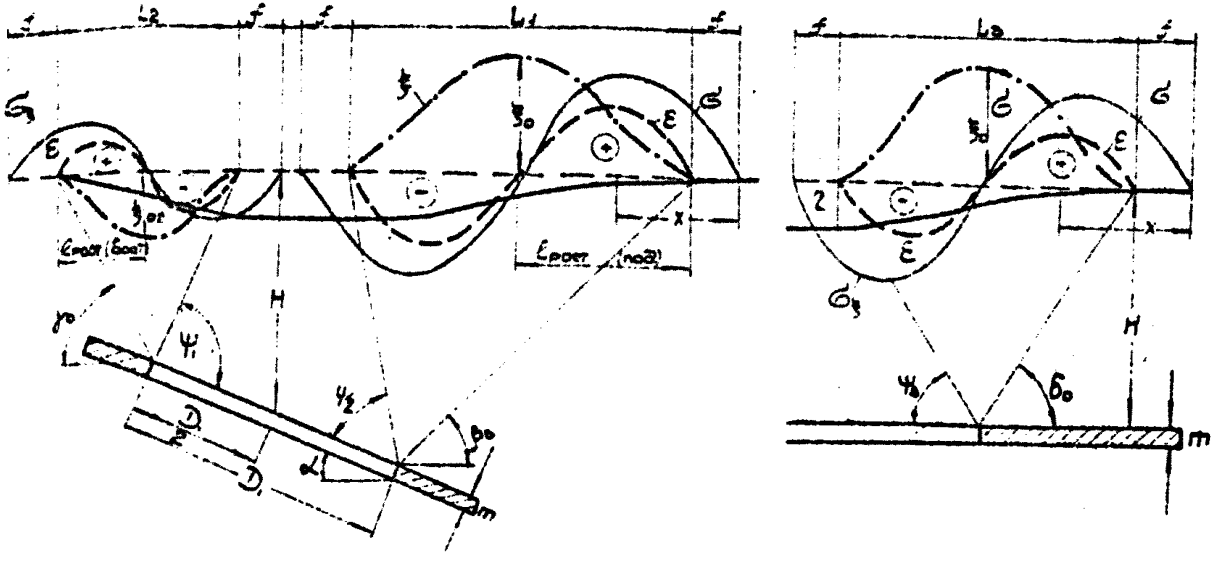


Рис.8. Параметры сдвижения земной поверхности при разработке угольного пласта (полная подработка) и напряжения σ_1 прямого газопровода, пересекающего мульду: L_1, L_2 - длины полумульд вкрест простирания соответственно по падению и восстанию пласта; L_3 - длина полумульды по простиранию пласта; η - оседания; ξ - горизонтальные сдвижения; ε - горизонтальные деформации; H - глубина горных работ; D - длина лавы; m - мощность пласта; α - угол падения пласта; $\beta_0, \gamma, \delta_0$ - граничные углы; ψ_1, ψ_2, ψ_3 - углы полных сдвижений

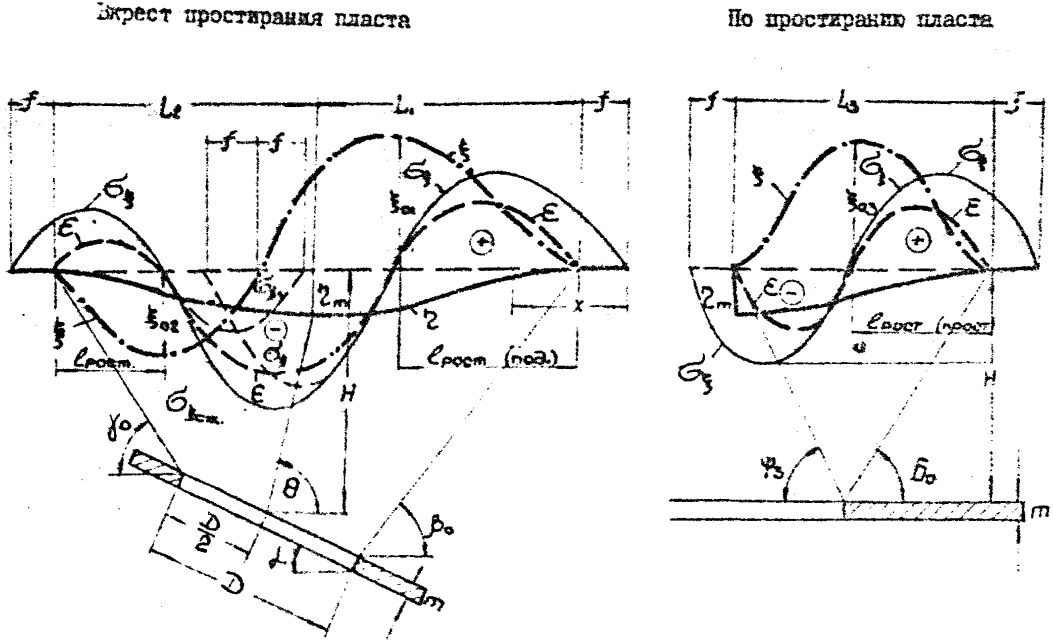


Рис.9. Параметры сдвижения земной поверхности (неполная подработка) и напряжения σ_ξ – прямого газопровода, пересекающего мульду

θ – угол максимального оседания

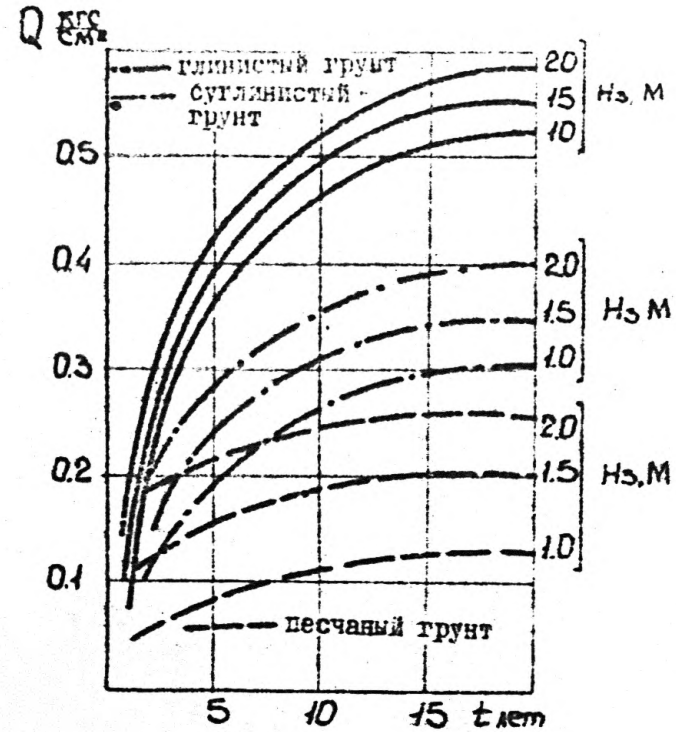


Рис.10. Графики для определения силового воздействия глинистых, суглинистых и песчаных грунтов при горизонтальных перемещениях

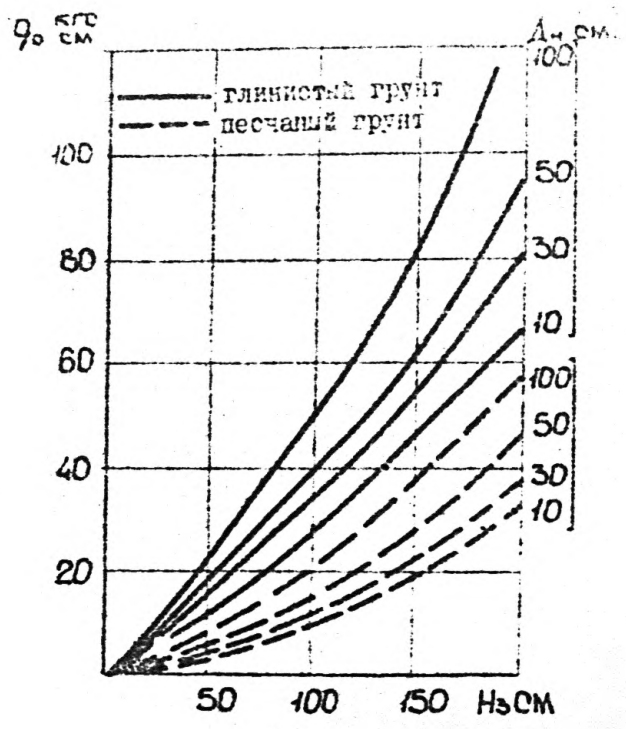


Рис.11. Графики определения вертикальных нагрузок при врезании газопровода в глинистый и песчаный грунт засыпки

Таблица 4

Расположение трубопровода в мульде	Коэффициент подработанности, n	Коэффициент влияния наносов, P										
		0	0,2	0,3	0,5	I,I	I,2	I,5	2,0	2,2	2,5	2,7
в полумульде по падению пласта	≥ I	0,50	0,50	0,60	0,60	0,70	0,85	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	0,8	0,60	0,60	0,65	0,70	0,85	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	0,6	0,65	0,70	0,75	0,80	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
	≤ 0,4	0,70	0,70	0,80	0,80	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
в полумульде по восстанию пласта	≥ I	0,50	0,50	0,40	0,40	0,30	0,I5	0,I0	0,I0	0,I0	0,00	0,00
	0,8	0,60	0,50	0,50	0,40	0,25	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	0,6	0,65	0,60	0,50	0,50	0,20	0,I5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	≤ 0,4	0,70	0,60	0,50	0,40	0,20	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
по простиранию пласта	≥ I	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
	0,8	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
	0,6	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
	≤ 0,4	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70

l – длина зоны растяжений в полумульде, равная

$$l = mL$$

где L – длина полумульды, см;

m – коэффициент, принимаемый по таблице 4;

x – расстояние от границ участка деформаций трубопровода до рассматриваемого сечения, см;

f – длина зоны деформаций стального трубопровода за пределами участка мульды однозначных деформаций, принимается по табл.5 в зависимости от коэффициента упругого сдвига трубы относительного грунта, равного

$$K = \sqrt{\frac{Q_o}{\Delta_o E \delta}} \qquad (14)$$

Значения величины коэффициента сдвига для различных параметров грунта и толщины стенок трубы приведены в табл.6.

Знаки напряжений σ_ξ соответствуют знакам деформаций земной поверхности в полумульде.

При неполной подработке (рис. 9) продольные напряжения трубопровода в зоне сжатия определяются суммированием с учетом наложения смежных участков эффективных деформаций по длине f.

Максимальное перемещение трубопровода в зоне его деформаций определяется по формуле

$$\lambda_o = \frac{1}{2}\left[\psi_{o1} - \sqrt{\psi_{o1}^2 - 3{,}75\frac{Q_o l^2}{E\delta}\varphi_1 \xi}\right], \qquad (15)$$

где $\psi_{o1} = \xi_o + \frac{\Delta_o}{5} + \frac{Q_o l^2}{E\delta}\varphi_1$;

ξ_o – максимальный сдвиг земной поверхности в полумульде, см;

φ_1 – коэффициент, учитывающий соотношение зон деформаций грунта и трубопровода в полумульде, определяется по графику рис. 12, в зависимости от соотношения $\frac{l}{l_\tau}$;

δ – толщина стенок труб, см;

Δ_o – критический сдвиг грунта, соответствующий предельному значению силового воздействия Q_o, принимается равным для глин 3 см, суглинков – 2 см, песков – 1 см.

Таблица 5

$K \cdot 10^{-8}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
f, м	100	70	60	50	40	30

Таблица 6

Толщина стенки трубы	Грунты засыпки														
	песок, $\Delta_э$ = I см					суглинок, $\Delta_э$ = 2 см					глина, $\Delta_э$ = 3 см				
	при значении $Q_э$					при значении $Q_э$					при значении $Q_э$				
	0,I	0,2	0,3	0,4	0,5	0,I	0,2	0,3	0,4	0,5	0,I	0,2	0,3	0,4	0,5
0,4	0,35	0,49	0,59	0,69	0,77	0,24	0,35	0,42	0,49	0,55	0,20	0,28	0,35	0,40	0,44
0,6	0,28	0,40	0,48	0,57	0,63	0,20	0,28	0,35	0,40	0,45	0,I6	0,23	0,28	0,33	0,36
0,8	0,24	0,35	0,42	0,49	0,55	0,I7	0,24	0,30	0,35	0,39	0,I4	0,20	0,24	0,28	0,3I
I,0	0,22	0,3I	0,37	0,44	0,49	0,I5	0,22	0,27	0,3I	0,35	0,I3	0,I8	0,22	0,25	0,28
I,2	0,20	0,28	0,35	0,40	0,45	0,I4	0,20	0,24	0,28	0,32	0,II	0,I6	0,20	0,23	0,26

6.II. Продольные напряжения трубопровода, прокладываемого с поворотами (рис. I3), определяются по формуле

$$\sigma_\xi = E\left[\frac{\varepsilon_o}{1+\frac{S}{\ell_n}} + \left(\psi_{o2} - \sqrt{\psi_{o2}^2 - 2{,}5\frac{Q_o \ell_n}{E\delta}\varepsilon_o \Phi_3}\right)\left(\cos\frac{\pi x}{2\ell_n} - \frac{1{,}57}{1+\frac{S}{\ell_n}}\right)\right], \qquad (16)$$

где

$$\psi_{o2} = \frac{A_{o2}}{\ell_n}\Phi_2 + \varepsilon_o \Phi_3 + \frac{0{,}7 Q_o \ell_n}{E\delta};$$

ε_o – максимальная деформация земной поверхности на участке между поворотами;

ℓ_n – половина длины трубопровода на участке между поворотами, см;

S – коэффициент податливости трубопровода в месте поворота, определяется по графикам рис. I4 в зависимости от диаметра труб D_n и коэффициента жесткости стенок траншеи K', кгс/см^3 (см. п.6.9.);

Φ_2, Φ_3 – коэффициенты, учитывающие размеры участка трубопровода и податливость его в месте поворота, определяются по графикам рис. 15;

x – расстояние от середины участка между поворотами до рассматриваемого сечения, см.

Знак напряжений σ_ξ соответствует знаку деформаций земной поверхности на участке между поворотами.

6.I2. При расчете трубопроводов, подрабатываемых несколькими пластами, необходимо учитывать взаимное расположение трассы и горных выработок. Напряжения в трубопроводах следует определять от каждой выработки и суммированием по длине в порядке отработки пластов. Из всех возможных состояний трубопровода в условие прочности следует вводить наиболее напряженное.

6.I3. Устойчивость подземных стальных трубопроводов диаметром до 500 мм в зоне сжатий проверяется по выражению

$$\Sigma\sigma^- \geq -\frac{\pi E A_o}{2}\left(\frac{\pi A_o}{2\ell_y^2} - 0{,}85\sqrt{\frac{Q_o}{E\delta\ell_y}}\right), \qquad (17)$$

где $\Sigma\sigma^-$ – сумма сжимающих напряжений от продольных сдвигов грунта и температурных перепадов без учета изгибных напряжений;

A_o, ℓ_y – стрела выгиба и длина участка выпучивания трубопровода при потере устойчивости, см. Определяется по графикам рис. I6 в зависимости от вертикальных нагрузок.

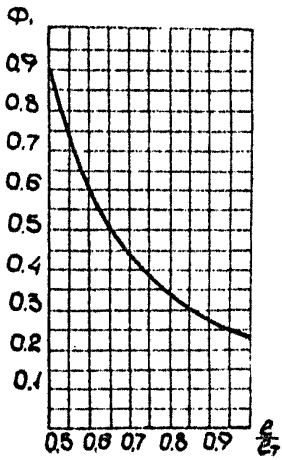


Рис.12. График для определения коэффициента Φ.

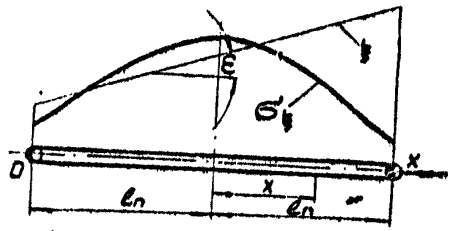


Рис.13. Продольные напряжения в трубопроводе на участке между поворотами

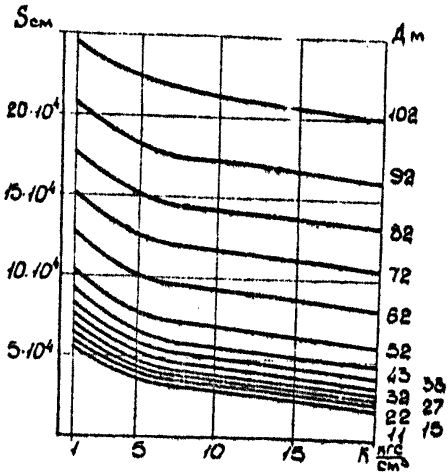


Рис.14. Графики для определения коэффициента податливости трубопровода в месте поворота

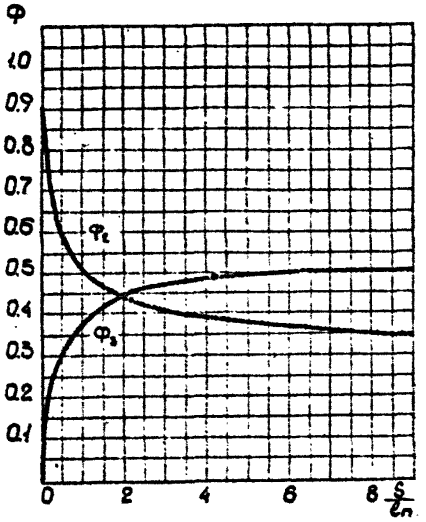


Рис.I5. Графики для определения коэффициентов Φ_2 и Φ_3

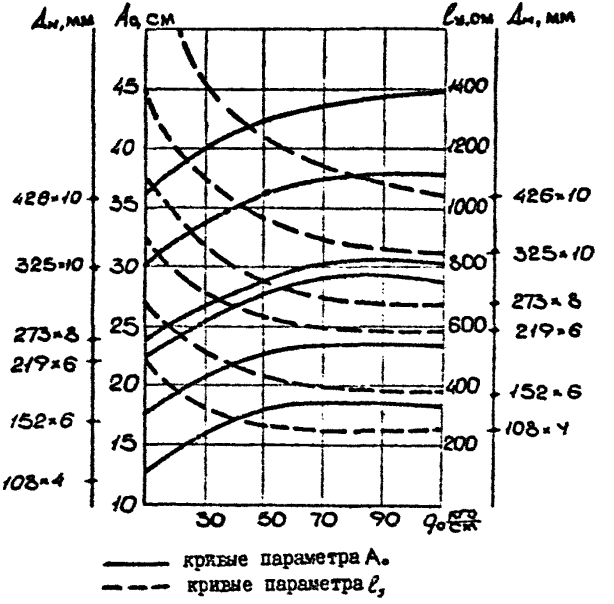


Рис.I6. Графики для определения параметров устойчивости трубопроводов

Трубопроводы диаметром 500 мм и более на устойчивость не проверяются.

6.I4. При необходимости оценки напряженного состояния стального трубопровода от выработок, по которым планы отработки отсутствуют, например, при выборе общих принципов защиты (по п.п. I.7. - I.8.) в расчетные формулы (I3) - (I6) следует подставить вероятные деформации земной поверхности, приняв соответственно $\sin\frac{\pi x}{2\ell_n}$ и $\cos\frac{\pi x}{2\ell_n}$, равными I.

Необходимая для расчетов длина однозначных деформаций (растяжения и сжатия) определяется по вероятной длине полумульды (п.I.4.) для одного самого глубокого из учитываемых пластов.

Допускается оценивать напряженное состояние стального трубопровода от выработок пологого и наклонного залегания пластов, планы отработки которых отсутствуют, по формуле

$$\sigma_t = E\left(\nu n_t \varepsilon_m + \frac{D_н}{2R_m}\right), \qquad (I8)$$

где ε_t - вероятные горизонтальные деформации земной поверхности вдоль оси трубопровода, определяемые по приложению 2;

ν - эмпирический коэффициент, характеризующий деформативное состояние трубопровода, определяется по графикам рис. I7, вариант (а) в зависимости от параметра $Ц$, равного $\frac{H_1\gamma}{\delta}$;

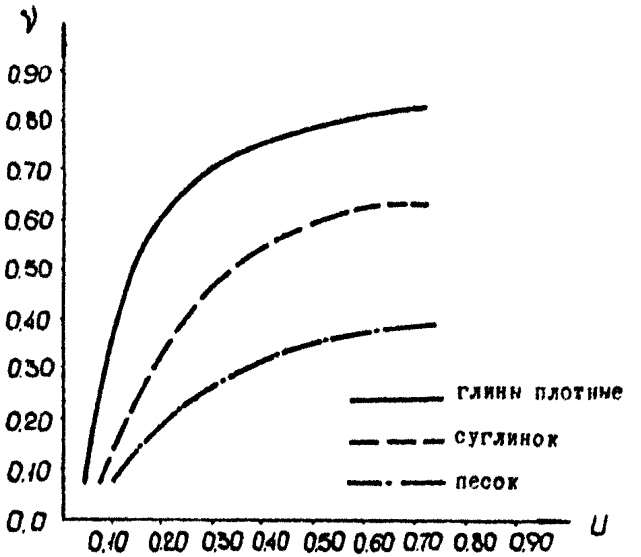
n_t - коэффициент, зависящий от периода эксплуатации трубопровода, определяется по графику рис. I7 (вариант (б));

R_t - расчетный вероятный радиус кривизны земной поверхности вдоль оси трубопровода, определяемый по приложению 2.

6.I5. Протяженность участка трубопровода, на котором необходима конструктивная защита, определяется величиной напряжений, превышающих несущую способность трубопровода ($mR_p^н$).

Расстояние между компенсаторами рассчитывается без учета реологических свойств грунта при его деформационных воздействиях по формуле

$$L_к = \frac{2\delta}{Q_н}\left(mR_p^н - \Sigma\sigma_н\right), \qquad (I9)$$



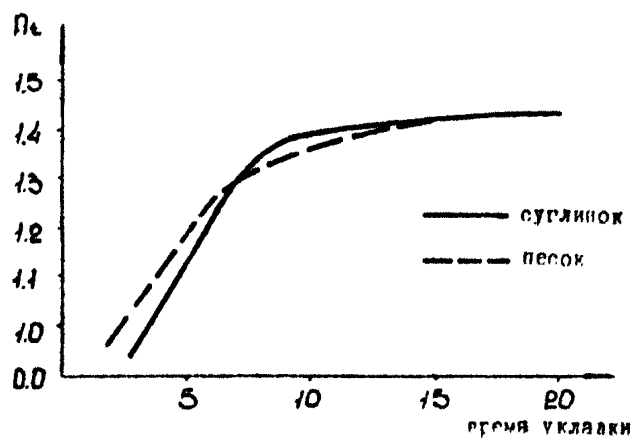


Рис. 17. Графики для определения коэффициента ν и коэффициента n_t

где $\Sigma\sigma_к$ – сумма продольных растягивающих напряжений от воздействия внутреннего давления температурных изменений и упругого изгиба.

Зона разгрузки трубопровода от продольных напряжений по одну сторону от разрезки или места установки компенсатора при расчете эксплуатируемых трубопроводов определяется выражением

$$L_р = \frac{\delta}{Q_э}\left(1 + \bar{\gamma}\Delta_э\right)\Sigma\sigma_i^э \qquad (20)$$

где $\bar{\gamma}$ – коэффициент, равный 0,15 $см^{-1}$;

$\Sigma\sigma_i^э$ – снимаемые напряжения в трубопроводе, в месте разрезки или установки компенсатора (равные суммарным, за вычетом напряжений от внутреннего давления и кривизны, которые разрезкой не снимаются).

Снимаемые напряжения на участке $L_р$, распределяются по зависимости

$$\sigma_м = \Sigma\sigma_i^э - \frac{Q_э}{\delta\left(1 + \bar{\gamma}\Delta_э\right)}x. \qquad (21)$$

6,16. Компенсационная способность применяемых компенсаторов при подземной, канальной или надземной прокладках трубопроводов должна удовлетворять условию

$$\Delta_к \geq L_м\left(0{,}7\varepsilon_э + \alpha\Delta t\right), \qquad (22)$$

где $\Delta_к$ – необходимая на длине $L_к$ односторонняя компенсационная способность компенсатора;

$L_м$ – расстояние между компенсаторами на трубопроводе, уложенном в грунте, или расстояние между неподвижными опорами трубопровода надземной или канальной прокладки, см;

$0{,}7\varepsilon_э$ – максимальные расчетные деформации земной поверхности с коэффициентом усреднения деформаций на участке между компенсаторами или неподвижными опорами;

$\alpha\Delta t$ – деформации трубопровода, вызванные температурным перепадом.

При незначительных перепадах температур в трубопроводе, например, подземных водоводах, и газопроводах, или неметаллических (секционных) трубопроводах, температурные деформации при опреде-

лении компенсационной способности не учитываются.

6.17. Надземные трубопроводы на отдельно стоящих опорах должны рассчитываться в соответствии со СНиП по проектированию магистральных трубопроводов с учетом оседания земной поверхности от влияния горных выработок по условию

$$m_3 R_p^{\text{сб}} \geq \frac{N_1}{F} + \frac{M}{W} + \frac{EJ}{WR_{min}}, \qquad (23)$$

где N_1, M – расчетные усилия по СНиП для магистральных трубопроводов;

R_{min} – радиус кривизны в расчетном участке надземного трубопровода, см.

Расстояние между неподвижными опорами при проектировании определяется, как для неподрабатываемых территорий.

6.18. Условие, при котором сохраняется безнапорный режим работы канализационного трубопровода (безнапорного) на подрабатываемой территории, определяется по выражению

$$i_c \geq i_p + i_n, \qquad (24)$$

где i_c – строительный уклон, достаточный для обеспечения безнапорного режима;

i_p – минимально допустимый уклон трубопровода при расчетном наполнении;

i_n – ожидаемый наклон земной поверхности на расчетном участке.

6.19. Компенсационная способность податливых соединений неметаллического трубопровода для обеспечения его герметичности должна отвечать условию

$$Kh \geq \Delta + S \qquad (25)$$

где h – глубина щели раструбного стыка, см. Для муфтового соединения величину h следует принимать равной 6 см независимо от диаметра трубы;

K_1 – коэффициент, принимаемый по табл. 7.;

Δ – необходимая, по условиям подработки, компенсационная способность стыка, см;

S – величина оставляемого при строительстве зазора между концами труб в стыке, см. Принимается по табл. 7.

Таблица 7

Тип труб и стыкового соединения :	K_1 :	S, см
Керамические и железобетонные раструбные	0,65	I,0
Асбестоцементные железобетонные с муфтовыми соединениями	I,0	I,0

6.20. Необходимая по условиям подработок компенсационная способность стыкового соединения неметаллических труб определяется по формулам:

а) при пологом залегании пластов

$$\Delta = \ell\left(\varepsilon_0' + \frac{D_н}{R_{min}}\right), \qquad (26)$$

где ℓ – длина секции (звена) трубопровода;

ε_0' – максимальные расчетные горизонтальные деформации земной поверхности на рассчитываемом участке трубопровода;

$D_н$ – наружный диаметр трубопровода (для трубопроводов лоткового типа принимается равным полной высоте лотка);

б) при крутом залегании пластов, где ожидается образование уступов на земной поверхности

$$\Delta = \varepsilon_0' \ell + 0{,}7\,\frac{D_н h_н}{\ell}. \qquad (27)$$

6.2I. Прочность отдельного звена трубы или секции труб на железобетонной постели (ложе) проверяется по условию

$$mR_p^c \geqslant \frac{N_t}{F} + \frac{M}{W}, \qquad (28)$$

где m – коэффициент условия работы принимается равным 0,9;

R_p^c – расчетное сопротивление растяжению материала труб, кго/см2;

N_t – максимальные продольные усилия, вызываемые горизонтально-сдвигающимся грунтом, определяются по формуле (29)

M – максимальный изгибающий момент, вызываемый вертикальными сдвижениями грунта, определяется по формуле (30).

Расчет железобетонных труб следует вести из условия недопустимости раскрытия трещин.

6.22. Максимальные продольные растягивающие усилия в отдельном звене или секции трубопровода определяются по формуле

$$N_{\xi} = EF\varepsilon_{0}\left(1 - \frac{1}{ch\beta l_{n}}\right), \qquad (29)$$

где E – модуль деформаций материала труб, кгс/см^2;

F – площадь сечения трубопровода, см2;

ε_{0} – максимальные расчетные деформации земной поверхности на подрабатываемом участке безнапорного трубопровода канализации;

l_{n} – половина длины звена или секции трубопровода, см;

β – коэффициент податливости ; $\beta = \sqrt{\frac{Q \cdot \Pi}{EF\Delta_{m}}}$,

где Π – периметр трубопровода по наружному диаметру. Для трубопроводов, уложенных на железобетонную постель, принимается с учетом постели, см;

$ch\beta l_{n}$ – косинус гиперболического произведения βl_{n} может быть найден по математическим таблицам или приближенно по табл. 8.

Таблица 8

βl_{n}	0,25	0,5	0,75	I,0	I,5	2,0
$ch(\beta l_{n})$	I,03	I,I2	I,3	I,54	2,35	3,76

βl_{n}	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	6,0
$ch(\beta l_{n})$	6,I3	I0,07	I6,57	27,3I	74,2I	20I,72

Промежуточные значения $ch(\beta l_{n})$ определяются по интерполяции.

6.23. Максимальный изгибающий момент, вызываемый вертикальными сдвижениями грунта в зоне уступа, в звене или секции трубопровода, определяется по формуле

$$M = 0{,}15 q_{0} l_{c}^{2}, \qquad (30)$$

где q_{0} – предельное значение вертикальной нагрузки на трубопровод при врезании трубы в грунт засыпки, кгс/см. Допускается определять по графикам рис. II;

l_{c} – длина звена или секции трубопровода, см.

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТРУБОПРОВОДОВ

Пример I. Требуется рассчитать двукратно подрабатываемый трубопровод, полностью пересекающий полумульду сдвижений.

Исходные данные

Глубина укладки	H_3	= I,5 м
Ширина траншеи	B	= I,0 м
Диаметр труб наружный	$D_н$	= 60 см
Толщина стенок труб	δ	= I см
Расчетное сопротивление	$mR_r^н$	= I890 кгс/см^2
Температурный перепад с момента укладки	Δt	= +20^0
Давление транспортируемого продукта	P	= 25 ати
Грунт-суглинок тугопластичной консистенции		0,25÷0,5
Коэффициент пористости	e	= 0,55
Период уплотнения засыпки траншей равен сроку эксплуатации трубопровода	T	= I5 лет
Объемный вес грунта засыпки	$\gamma_н$	= 0,00I7 кг/см3
Длина полумульды по падению пласта h_7	L_1	= 30xI0^3 см
Максимальный сдвиг земной поверхности в полумульде по падению пласта h_7	ξ_{o1}	= 40 см
Активная стадия сдвижений от подработки пластом h_7	A_1	= 6 мес.
Длина полумульды по восстанию пласта h_5	L_2	= 50xI0^3 см
Максимальный сдвиг земной поверхности в полумульде по восстанию пласта h_6	ξ_{o2}	= 20 см
Активная стадия сдвижений от подработки пластом h_5	A_2	= I0 мес.
Подработка пластом h_5 произойдет через 8 мес. с начала подработки пластом h_7	Δt	= 8 мес.

Определим напряженное состояние трубопровода на время A_I = 6 мес. и $T_2 = A_1 + \Delta t + A_2$ = 6 + 8 + I0 = 24 мес. с начала подработки пластом h_7

Напряжения σ_ξ от воздействия подработки пластом h_7 при T = 6 мес.

Зона деформаций трубопровода $l_т = l + f$, где $l = m L$. Значение m определим из табл. 4 Руководства при $n = 0,8$ и $P = 0,3$; $m = 0,5$,

$l = 0,5 \times 30 \times 10^3 = 15 \times 10^3$ см, $f = 7 \times 10^3$ см;

$l_т = 15 \times 10^3 + 7 \times 10^3 = 22 \times 10^3$ см; (по табл. 6 $K = 0,2 \cdot 10^{-3}$)

Согласно СНиП II.15-74 для суглинков при $0,25 < J < 0,50$ и при $e = 0,66$,

$C'' = 0,34$ кгс/см^2; $\varphi = 23^0$

По п. 6.4. Руководства для глинистых грунтов

$\beta = 0,3$ $\gamma = 0,4$ мес.

По формуле (4) Руководства

$$K_t = \frac{1}{1 + \frac{0,3 \times 6}{0,4 \times 8}} = 0,78$$

По формуле (2) Руководства, при $T > 12$ лет – $K_s = 1,0$ и

$\frac{H_1}{B} = 1,6$ – $K_m = 0,715$

$Q_c = 1,0 \times (0,715 \times 0,0017 \times 150 \cdot tg\, 23^0 + 0,34) \times 0,78 =$

$= 0,32$ кгс/см2,

По графику на рис. 12 Руководства при $\frac{l}{l_т} = \frac{15 \times 10^3}{22 \times 10^3} =$

$= 0,68$. Коэффициент $\Phi_1 = 0,46$.

По формуле (15) Руководства максимальное перемещение трубопровода в зоне его деформаций под воздействием подработки пластом h,

при $\Psi_m = 40 + \frac{2}{n} + \frac{0,32\,(15 \times 10^3)^2}{2,1 \times 10^6 \times 1} 0,46 = 56,2$

$$\lambda_{max} = \frac{1}{2}\left[56,2 + \sqrt{56,2^2 - 3,75\,\frac{0,32\,(15 \times 10^3)^2}{2,1 \times 10^6 \times 1} \times 0,46 \times 40}\right] =$$

$= 14,05$ см.

По формуле (13) Руководства напряжений $\sigma_x = \frac{\pi \times 2,1 \times 10^6}{2 \times 22 \times 10^3} \times$

$\times 14,05 \times \sin\frac{\pi x}{l_т} = 2060 \sin\frac{\pi x}{l_т}$

Ординаты эпюры напряжений σ_x по длине трубопровода в полумульде по падению пласта h, вычисляем при $\frac{x}{l_т} = 0,1$; $0,2$; ... $1,0$.

Определим напряжения от воздействия подработки пластом h_s при $T = 24$ мес.

Зона деформаций трубопровода $l_т = l + f$ при $m = 0,5$

$l = 0,5\,L_s = 0,5 \times 50 \times 10^3 = 25 \times 10^3$

$l_т = 25 \times 10^3 + 7 \cdot 10^3 = 32 \times 10^3$

По формуле (4) при $T = 24$ м

$$K_t = \frac{1}{1 + \frac{0,3 \times 24}{0,4 + 24}} = 0.77$$

По формуле (2)

$$Q_0 = 1,0\ (0,715 \times 0,0017 \times 150 \times tg\ 23^0 + 0,34) \times 0,77 = 0,31 \frac{кгс}{см^2}$$

По графику на рис. 12 Руководства при $\frac{l}{l_т} = \frac{25 \times 10^3}{32 \times 10^3} = 0,78$

Коэффициент $\varphi_t = 0,35$.

По формулам (5) максимальное перемещение трубопровода в зоне его деформаций под воздействием подработки пластом h_s при

$$\psi_{01} = 20 + \frac{2}{5} + \frac{0,31\ (25 \times 10^3)^2}{2,1 \times 10^5 \times 1} \times 0,35 = 20 + 0,4 + 32.2 = 52,6,$$

$$\lambda_0 = \frac{1}{2}\left[52,6 - \sqrt{52,6^2 - 3.75\ \frac{0,31\ (25 \cdot 10^3)^2}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 1} \cdot 0,46 \cdot 20}\right] = 17,05 \text{ см}$$

Напряжения

$$\sigma_\xi = \frac{\pi \times 2,1 \times 10^6}{2 \times 32 \times 10^3} \times 17,05 \sin\frac{\pi x}{l_т} = 1750$$

Ординаты эпюры напряжений σ_ξ по длине газопровода в полумульде по падению пласта h_s вычисляем при $\frac{x}{l_т} = 0;\ 0,1;\ 0,2;$ ... $1,0$

На графике суммарных напряжений $\sigma_\xi^{h_т}$ и $\sigma_\xi^{h_s}$ определяем максимальные продольные напряжения в точках трубопровода (рис.1) приложение 1.

По формуле (7) вычисляем продольные растягивающие напряжения от избыточного давления. При $D_b = 58$ см и $P = 25$ ати

$$\sigma_p = 0,3\ \frac{25 \times 58}{2 \times 1} = 220 \text{ кгс/см}^2$$

По формуле (8) вычисляем напряжения от изменения температуры стенок труб. При $\Delta t = 20^0$.

$$\sigma_{\Delta t} = 12 \times 10^{-6} \times 2,1 \times 10^6 \times 20 = 500 \text{ кгс/см}^2$$

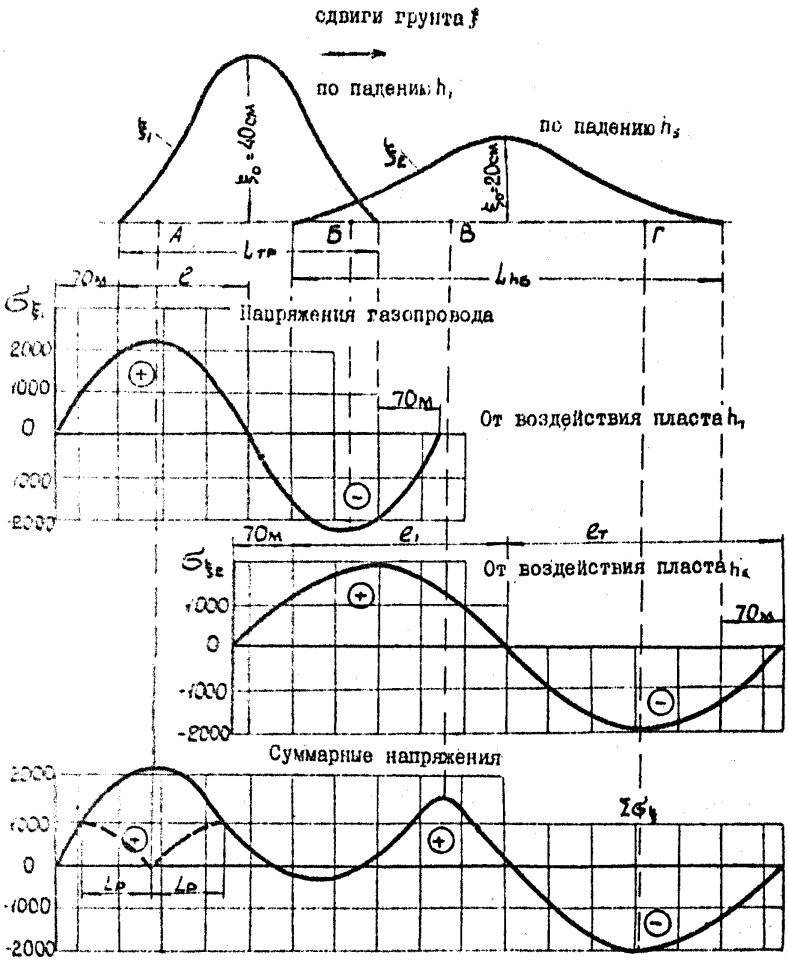


Рис.I. Определение суммарных продольных напряжений в газопроводе от воздействия горизонтальных деформаций грунта при двукратной подработке

По формуле (9) вычисляем изгибные напряжения.

При $D_н = 60$ см и $R_m = 5 \times 10^5$ см

$$\sigma_\eta = \frac{2{,}1 \times 10^6 \times 60}{(2{,}5 \times 10^5) \times 2} = 130 \text{ кгс/см}^2$$

По формуле (6) определяется сумма растягивающих напряжений в наиболее напряженных точках (рис. I приложения I).

В точке А $\Sigma\sigma = 220+0{,}8\ (500+130+2060) = 2390$ кгс/см^2;

В точке В $\Sigma\sigma = 220+0{,}8\ (500+130+1400) = 1840$ кг/см^2;

В точке Г $\Sigma\sigma = 220+0{,}8\ (130 - 1900) = -1200$ кг/см^2.

В зоне сжатия в запас прочности температурные растягивающие напряжения 500 кг/см2 не вводятся.

Условие прочности (5) в точке "А" не выдержано:
(1890 кгс/см^2 < 2390 кгс/см^2).

Таким образом установлено, что применение конструктивных мероприятий по защите подрабатываемого трубопровода, необходимо на участке зоны растяжения трубопровода $l_т$ от подработок плотом h.

Зона разгрузки определяется по формуле (20)

$$L_р = \frac{1}{0{,}32}\ (1 + 0{,}15 \cdot 2)\ (2390 - 130 + 220) = 8400 \text{ см} = 84 \text{ м}$$

Снимаемые напряжения по формуле (21) в зоне разгрузки

$$\sigma_{сн} = (2200-130) - \frac{0{,}32}{1\ (1+0{,}15 \cdot 2)} x = 2070 - 0{,}246x$$

показаны пунктиром на графике суммарных напряжений. (рис. I приложение I).

Из построения эпюры напряжений следует, что остаточные напряжения на дальних концах участков. $L_р$ по обе стороны от разрезки составляют $\approx$ 1200 кг/см^2, что меньше несущей способности трубопровода $mR_р^н = 1890$ кг/см^2.

Таким образом, для защиты трубопровода достаточно установить компенсатор в точке "А".

Пример 2. Рассчитать трубопровод диаметром 426 х 10 мм на устойчивость в зоне сжатий мульды сдвижений, если известно, что суммарные сжимающие напряжения от продольных сдвигов грунта и температурных изменений не превышают $\Sigma\sigma = -1200$ кг/см^2.

По формуле (3) при $\frac{H_0}{D} = 1,5$, $K_н = 174$.

$$q_0 = \frac{1}{2} \cdot 1,74 \cdot (100 + 42,6)\,(0,0017 \times 100 + 1,5 \times 0,34) =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 1,74 \times 142,6 \times 0,68 = 84 \text{ кгс/см}$$

По графику на рис. 16 Руководства при $q_0 = 84$ кгс/см
$\lambda_1 = 44$ см
$l_н = 1380$ см $=$
$= 1,38 \times 10^3$

По формуле (17)

$$\sigma^0 = -\frac{\pi \times 2,1 \times 10^6 \times 44}{2}\left(\frac{44}{2(1,38\times10^3)^2} - 0,86\sqrt{\frac{0,81}{2,1\times10^6 \times 1,38 \times 10^3 \times 1}}\right) = -145\,(36\,\frac{8,5}{0,99}) = 145\,(36-9) = -3500\ \frac{кг}{см2};$$

$-1200 > -3500$. Устойчивость обеспечена.

Пример 3. Определить σ_z для участка трубопровода в растянутой части мульды оседаний. На границах участка имеются повороты.

Исходные данные

Глубина укладки $H_0 = 1,2$ м
Диаметр трубы (наружный) $D = 37,8$ см
Толщина стенки труб $\delta = 1$ см
Грунт засыпки – песок при сроке эксплуатации газопровода 5 лет.
Расстояние от середины участка до поворота $l_н = 200$ м $= 2 \times 10^4$ см
Деформация земной поверхности на участке между поворотами $\varepsilon = 3 \times 10^{-3}$

По графику рис. 10а при $H_0 = 1,2$ и $T = 5$ лет предельная величина силового воздействия деформирующегося грунта

$$Q = 0,1 \text{ кгс/см}^2$$

Принимаем коэффициент постели при врезании газопровода в стенки траншеи

$$K' = 5\ \frac{кгс}{см3}$$

По графику рис. 14, при диаметре труб $D_н = 38$ см и коэффициенте постели $K' = 5$ кгс/см^3, коэффициент податливости трубопровода в месте поворота

$$S = 7 \times 10^4 \text{ см}$$

По графику рис. I5 Руководства при соотношении

$$\frac{S}{\ell_n} = \frac{7 \times 10^4}{2 \times 10^4} = 3,5,$$

коэффициенты $\Phi_1 = 0,39$; $\Phi_2 = 0,49$.

По формуле (I6) коэффициент

$$\psi_{02} = \frac{3}{2 \times 10^4} \times 0,39 + 3 \times 10^{-3} \times 0,49 + 0,675 \frac{0,1 \times 2 \times 10^4}{2,1 \times 10^5 \times 1} =$$

$$= 2,17 \times 10^{-3}$$

Напряжения

$$\sigma_\xi = 2,1 \times 10^6 \left[\frac{3 \times 10^{-3}}{1 + 3,5} + (2,17 \times 10^{-3} - \left| (2,17 \times 10^{-3}) - 2,5 \times \right. \right.$$

$$\left. \left. \times \frac{0,1 \times 2 \times 10^4}{2,1 \times 10^5 \times 1} \times 3 \times 10^{-3} \times 0,49) \left(\cos \frac{\pi x}{2\ell_n} = \frac{1,57}{1 + 3,5}\right) = 2,1 \times 10^6 \right. \right.$$

$$\left. 0,67 \times 10^{-3} + 1,07 \times 10^{-3} \left(\cos \frac{\pi x}{2\ell_n} - 0,35\right) \right]$$

Ординаты эпюры напряжений σ_ξ по длине газопровода вычисляем при $\frac{x}{\ell_n} = 0; 0,1; 0,2; 0,3 \ldots 1$.

Максимальные напряжения при $\frac{x}{\ell_n} = 0$

$$\sigma_\xi = 2,1 \times 10^6 \left[0,67 \times 10^{-3} + 1,07 \times 10^{-3} (1 - 0,35)\right] = 2850 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

Минимальные напряжения в месте примыкания нити к колену газопровода при $\frac{x}{\ell_n} = 1$

$$\sigma_\xi = 2,1 \times 10^6 \left[0,67 \times 10^{-3} - 1,07 \times 10^{-3} (0 - 0,35)\right] = 630 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$$

Условие прочности не выдержано. На середине участка между поворотом необходимо установить компенсатор.

Пример 4. Определить максимальные напряжения от изгиба газопровода в зоне уступа высотой $h = 10$ см.

Исходные данные

Диаметр газопровода наружный	$D_n = 27,3$ см
Осевой момент инерции	$J = 5853$ см^4
Осевой момент сопротивления	$W = 429$ см^3
Глубина укладки газопровода	$H_1 = 100$ см
Грунт засыпки-суглинок, критический сдвиг грунта при вертикальных перемещениях	$\Delta_{кр} = 10$ см
Коэффициент жесткости основания	$K = 3$ кгс/см^2

По графику рис. II при H_1 = I м предельная величина силового воздействия

$$q_0 = 30 \text{ кгс/см}$$

По формуле (II) определяем коэффициент

$$\psi = \frac{}{0,35 + 1,5\sqrt{\frac{30}{3,0 \times 27,8 \times 10}}} = 1$$

По формуле (10)

$$\sigma_{zb} = \frac{1}{2 \cdot 429}\sqrt{2,1\ 10^6\ 5853 \cdot 30 \cdot 10}\sqrt{\frac{10}{10}} =$$

$$= \frac{1}{2 \cdot 429} \times 19,2 \times 10^5 = 2250 \text{ кгс/см}^2$$

Условие прочности не выдержано. При уступах, равных 10 см, трубопровод следует защищать. Если такой уступ проявил себя на земной поверхности, на уступе трубопровод проложить в канале (рис. I Руководства).

Пример 5. Произвести проверку достаточности выбранных при проектировании коллектора уклонов на подрабатываемом участке.

При проектировании коллектора установлено, что его участок от КК-28 до КК-37 будет подработан двумя лавами одного пласта. Условия и очередность подработки приведены на плане горных работ (рис. 2 приложение I).

Для проверки уклонов, полученных в результате гидравлического расчета коллектора без учета влияния горных выработок, необходимо определить границы зоны влияния подработок от каждой лавы и величины ожидаемых оседаний в точках мульды.

Для этого на плане горных работ для каждой лавы выбираются сечения вкрест простирания пласта с таким расчетом, чтобы коллектор располагался между выбранными сечениями.

Для 6-бис восточной лавы выбираем сечение I-I (слева от трубопровода). В связи с тем, что справа находится целик по брембергу, сечение вкрест простирания не назначается. Границы влияния и оседания в точках мульды определяются для сечения по простиранию (рис. 3, сечение II-II).

Для 7-й восточной лавы назначаем сечения I-I и II - II соответственно слева и справа от коллектора (рис. 4 приложение I).

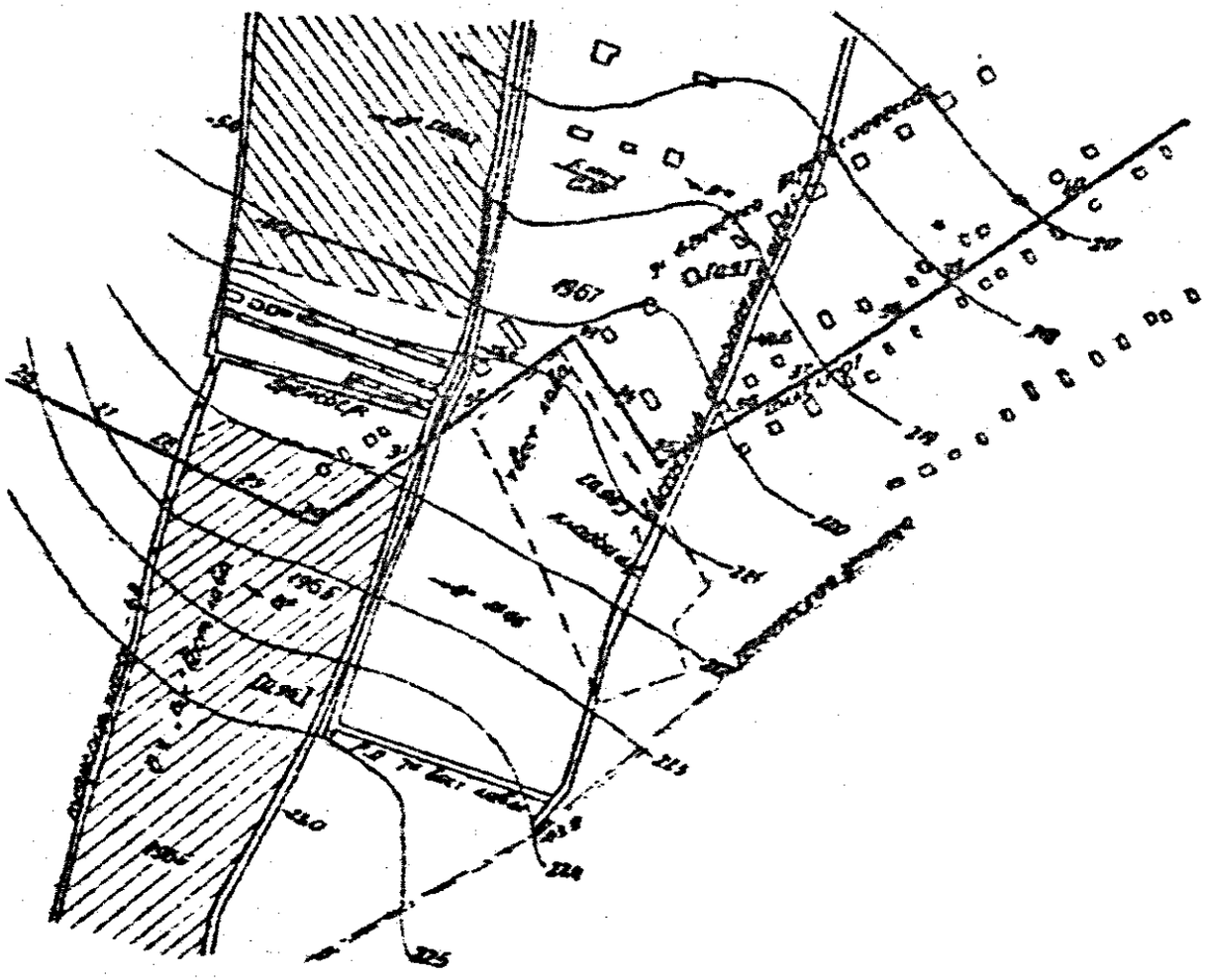


Рис.2. План горных работ с нанесенной трассой коллектора

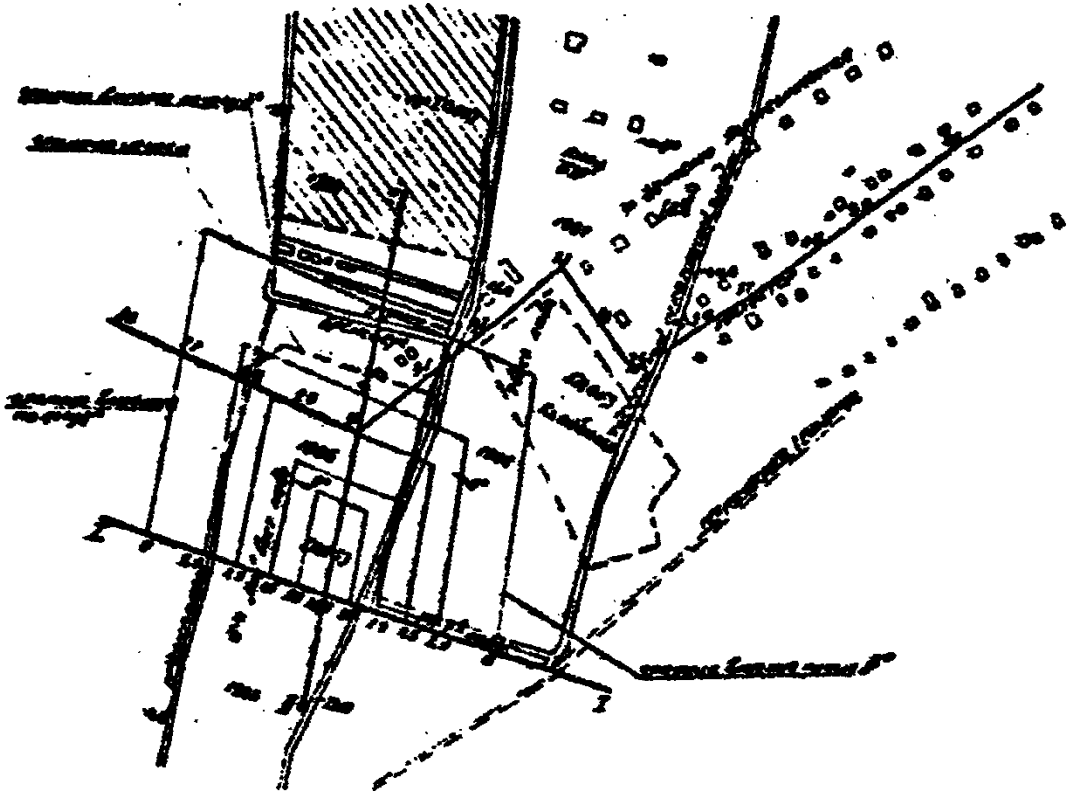


Рис.6. Линии равных оседаний земной поверхности от подработок 6-бис восточной лавой

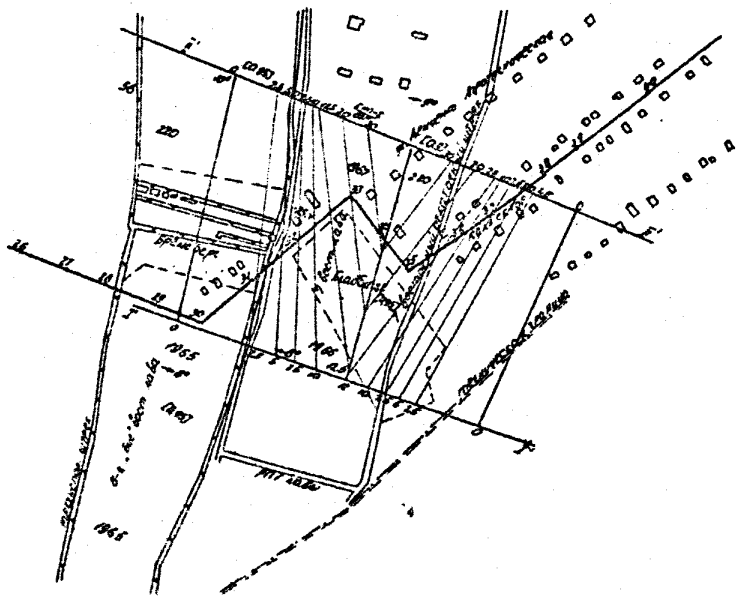


Рис.4. Линии равных оседаний земной поверхности от подработок 7 восточной лавой

Маркшейдерскими расчетами определяются оседания в точках мульды по намеченным сечениям. Этот расчет позволяет установить также границы зон влияния горных выработок на земной поверхности и длины полумульд .

Для выполнения вышеуказанных расчетов необходимо знать горно-технические условия подработки, а также исходные параметры процесса сдвижения.

Эти данные взяты из плана горных работ и сведены в табл. I данного приложения.

Таблица I

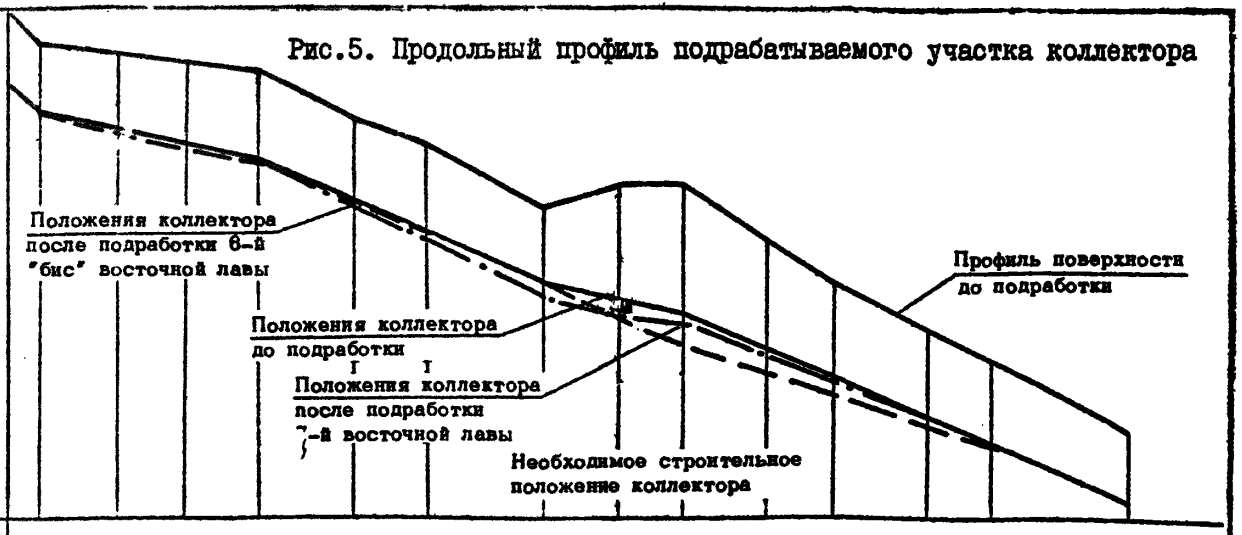
Наименование лав и сечений	Мощность пласта, м	Угол падения пласта, град.	Средняя глубина горных работ, м	Длина очистной выработки вкрест простирания, м	Расстояние по простиранию до целика или разрезной печи, м
6-бис восточная лава, сечения I-I	0,95	8	238	I28	I56
6-бис восточная лава, сечения II-II	0,95	8	238	I28	-
7-я восточная лава, сечения I'-I'	0,95	8	252	I32	96
7-я восточная лава, сечения II' - II'	0,9	9	269	I64	-

Данные расчета величин оседания в точках мульды, максимальная величина горизонтальных деформаций и минимальная кривизна земной поверхности приведены в табл. 2 приложения I.

По данным табл.2 в выбранных сечениях на полумульдах наносятся точки оседания (рис. 3 и 4). Для удобства пользования отметим точки с оседаниями 2,5; 5; 7,5; I0; I5; 20; 30 см (рис. 6 и 7). Соединяя прямыми соответствующие точки оседаний для каждой выработки, получим на плане линии равных оседаний.

На продольном профиле коллектора от КК-25 до КК-39 (рис. 5 приложение I) наносим оседание колодцев от подработки 6-бис восточной лавой и подсчитываем величины уклонов на участках, где ожидаются оседания. Из расчета видно, что от подработки 6-бис восточной лавой недопустимого изменения уклонов не ожидается.

Рис.5. Продольный профиль подрабатываемого участка коллектора



До подработки	Отметка земли	223	222,85	222,75	222,6	221,6	221,4	220,4	220,75	220,75	219,5	219,2	216,5	216	216
	Отметка трубы	221,9			221,2	220,6	220	219,2	218,95	218,75	218,2	217,75			216
	Уклон трубы х 1.10			5			10		5					10	
С учетом подработок	Одной лавой: Отметка	221,9			221,06	220,5	220	219,2	218,95	218,75	218,2	217,75	217,15		215,7
	Одной лавой: Уклон х 1.10			6			10		5					10	
	Двумя лавами: Отметка	221,9			221,04	220,47	219,94	219	218,8	218,58	218,08	217,67	217,15	216,65	215,7
	Двумя лавами: Уклон х 1.10			6	9	10	12	7	1	6	9	8	2	10	
	Строит.отметка	221,9			221,2			219,2		216,25				216,65	215,7
	Строит.уклон х 1.10			5			10		10			8		10	

Таблица 2

Точки полумульд	Для сечения I-I: максимальные оседания	Для сечения I-I: при n = 0,4	Для сечения I-I: оседания в точках сечений	Для сечения II-II: максимальные оседания	Для сечения II-II: при n = 0,4	Для сечения II-II: оседания в точках сечений	Для сечения I'-I': максимальные оседания	Для сечения I'-I': при n = 0,4	Для сечения I'-I': оседания в точках сечения	Для сечения II'-II': максимальные оседания	Для сечения II'-II': при n = 0,4	Для сечения II'-II': оседания в точках сечения
0	I	28,3	28,3	I,0	28,3	28,3	I,0	I2,0	I,2	0.95	40,6	40
0,I	0,95	28,3	26,9	0,95	28,3	26,9	0,95	I2,0	I,4	0,95	40,0	38
0,2	0,82	28,3	23,2	0,82	28,3	23,2	0,82	I2,0	9,8	0,82	40,0	33
0,3	0,64	28,3	I8,I	0,64	28,3	I8,I	0,64	I2,0	7,6	0,64	40,0	25
0,4	0,45	28,3	I2,7	0,45	28,3	I2,7	0,45	I2,0	5,4	0,45	40,0	I8
0,5	0,28	28,3	8,0	0,28	28,3	8,0	0,28	I2,0	3,3	0,28	40,0	II
0,6	0,I6	28,3	4,5	0,I6	28,3	4,5	0,I6	I2,0	I,9	0,I6	40,0	6,5
0,7	0,08	28,3	2,3	0,08	28,3	2,3	0,08	I2,0	0,9	0,08	40,0	3
0,8	0,03	28,3	0,85	0,03	28,3	0,85	0,03	I2,0	0,3	0,03	40,0	I,2
0,9	0,0I	28,3	0,22	0,0I	28,3	0,22	0,0I	I2,0	0,I	0,0I	40,0	0,I
I,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Примечание. Горизонтальные деформации растяжения от подработок 7-й восточной лавой $\varepsilon = 9 \times 10^{-3}$. Минимальный радиус кривизны от подработок 7-й восточной лавой $R_{min} = 1000$ м.

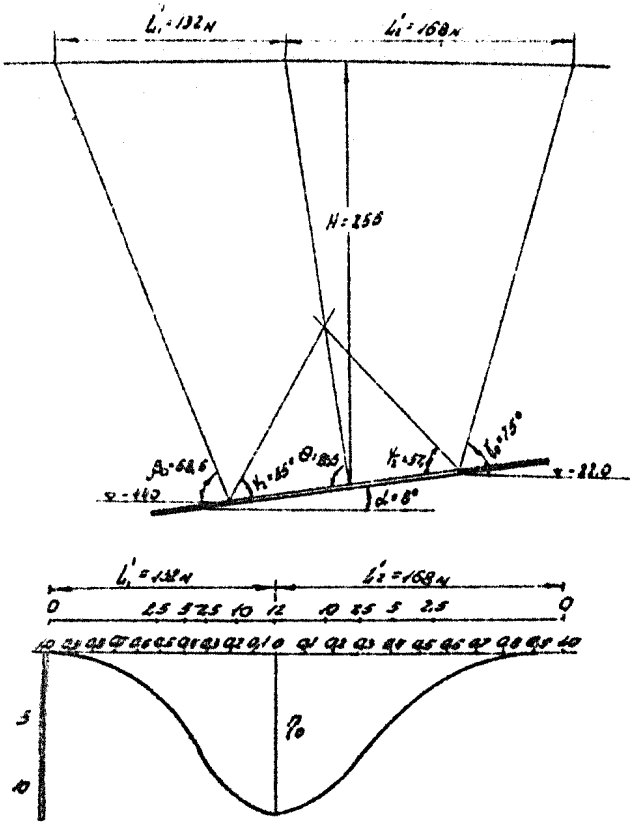
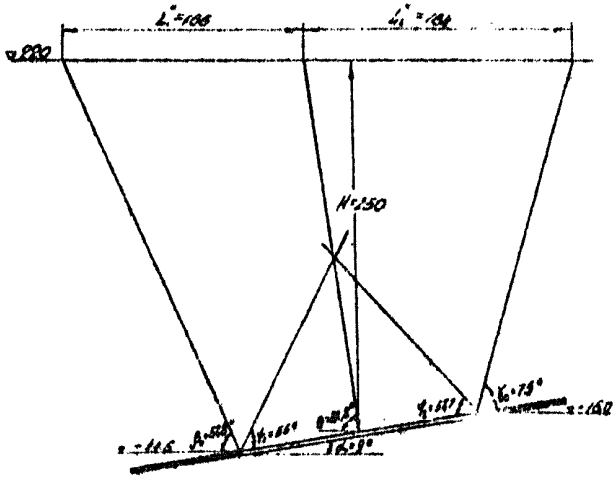


Рис.6. Графическое построение для определения длин полумульд и графики оседаний в точках полумульд в сечении I – I от подработки 6-й восточной лавой



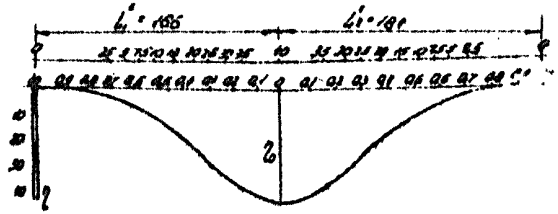


Рис.7. Графическое построение для определения длин полумульд и графики оседаний в точках мульды в сечении П' – П' от подработки 7-й восточной лавой

Аналогично наносятся оседания колодцев коллектора от подработки 7-й восточной лавой.

Анализ величин уклонов, которые получаются после учета оседаний земной поверхности от подработки 7-й восточной лавой, показывает, что на участке от КК-34 до КК-35 уклоны будут меньше допустимых (0,001). На этом участке следует строительный уклон назначить завышенным.

Наклон земной поверхности на этом участке составит

$i_п = 0{,}005 - 0{,}001 = 0{,}004$

Необходимый строительный уклон должен быть не меньше

$i_с = 0{,}005 + 0{,}004 = 0{,}009$

Для этого участок от КК-33 до КК-35 следует запроектировать не с минимальным уклоном (0,005), как намечалось, а с уклоном 0,01, увеличив заглубление колодца № 35.

По новым значениям уклона соответственно подбирается диаметр трубопровода.

Пример 6. Рассчитать стыковое соединение секционного трубопровода на герметичность.

Приняты керамические трубы $D = 350$ мм ($D_н = 410$ мм);
длина секции $\ell = 1$ м $= 1000$ мм;
глубина раструбной цели принятых труб по ГОСТ $h = 60$ мм;
максимальные горизонтальные деформации на участке $\varepsilon_х = 9 \times 10^{-3}$;
минимальный радиус кривизны $R_{min} = 1$ км $= 1 \times 10^6$ мм.

Необходимую компенсационную способность стыка определим по формуле (26)

$$\Delta_о = 1000 \left(0{,}009 + \frac{410}{1000000}\right) = 9{,}41 \text{ мм}$$

Предельная компенсационная способность раструбного стыкового соединения керамических труб по условию (25) равна

$Kh = 0{,}6 \times 60 = 36$ мм

По условию (25) и табл.7,

$Kh = 9{,}41 + 10 = 19{,}41$ мм; $\quad 36 > 19{,}41$.

Условие герметичности стыков выдержано. Компенсационная способность стыков принятых труб достаточна для данных условий подработки.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЕФОРМАЦИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ КАК ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕР ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

I. Расчет сдвижений и деформаций земной поверхности при наличии календарного плана горных работ производится в соответствии с главой 2 "Руководства по расчету, проектированию и строительству зданий и сооружений на подрабатываемых территориях" М., Стройиздат, 1977).

При этом в условиях разработки свит в формулах для расчета кривизны при $\alpha \leq 45^0$ и горизонтальных деформаций в заданном направлении допускается принимать $\mathcal{J}_{xy} = \Delta_{xy} = 0$.

2. При отсутствии календарных планов горных работ при выдержанном залегании пластов производится расчет вероятных сдвижений и деформаций земной поверхности по приведенной ниже методике.

3. Величины вероятных сдвижений и деформаций при пологом и наклонном падении пластов ($\alpha \leq 45^0$) определяются по нижеприведенным формулам.

Оседание:

$$\eta_s = 0{,}8\cos\alpha\ (m_1 + m_2 + \ldots + m_n)\ ; \qquad (1)$$

Наклоны:

вкрест простирания и по простиранию пластов

$$i_s = 2\cos^2\alpha\sqrt{(\frac{m_1}{H_1})^2 + (\frac{m_2}{H_2})^2 + \ldots + (\frac{m_n}{H_n})^2}; \qquad (2)$$

Радиус кривизны:

вкрест простирания и по простиранию пластов

$$R_s = \frac{0{,}3}{\cos\alpha}\ \frac{1}{\sqrt{(\frac{m_1}{H_1^2})^2 + (\frac{m_2}{H_2^2})^2 + \ldots + (\frac{m_n}{H_n^2})^2}}\ ; \qquad (3)$$

Горизонтальные сдвижения:

вкрест простирания

$$\xi_s = (0{,}3 + tg\alpha\ )\ \cos\alpha\sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2}\ , \qquad (4)$$

по простиранию

$$\xi_s = 0{,}3\cos\alpha\sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2} \quad ; \qquad (5)$$

Горизонтальные деформации:

вкрест простирания

$$\varepsilon_s = 0{,}7\,(\cos^2\alpha + \sin 2\alpha)\sqrt{\left(\frac{m_1}{H_1}\right)^2 + \left(\frac{m_2}{H_2}\right)^2 + \ldots + \left(\frac{m_n}{H_n}\right)^2}, \qquad (6)$$

по простиранию

$$\varepsilon_s = 0{,}7\cos^2\alpha\sqrt{\left(\frac{m_1}{H_1}\right)^2 + \left(\frac{m_2}{H_2}\right)^2 + \ldots + \left(\frac{m_n}{H_n}\right)^2} \quad , \qquad (7)$$

В формулах (I) – (7)

$H_1, H_2 \ldots H_n$ – глубина залегания пластов (в любой последовательности) в точках их пересечения с линией максимального влияния, проведенной из рассматриваемой точки А под углом $\delta = 90^0 - 0{,}8\alpha$ в сторону восстания пластов на разрезе вкрест простирания и $\delta = 90^0$ по простиранию, см;

$m_1, m_2 \ldots m_n$ – мощности учитываемых пластов, см.

4. Величины вероятных сдвижений и деформаций при крутом залегании пластов ($\alpha_{кр} \geq \alpha > 45^0$) определяются следующими формулами:

Оседание – определяется по формуле (I).

Наклоны:

по простиранию

$$i_s = \frac{2\cos^2\alpha}{H_r}\sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2} \qquad (8)$$

вкрест простирания

$$i_s = \frac{2\cos^2\alpha}{H_r}\,\varphi\left(m_1 \times \frac{h}{H_r}\right), \qquad (9)$$

где $\varphi\left(m_1 \times \frac{h}{H_r}\right) = m_1 + m_{2s}\left(1 - \frac{h_{2s}}{H_r}\right) + \ldots + m_{ns}\left(1 - \frac{h_{ns}}{H_r}\right) + m_{2n}\left(1 - \frac{h_{2n}}{H_r}\right) + \ldots$

$\ldots + m_{nn}\left(1 - \frac{h_{nn}}{H_r}\right)$.

Радиус кривизны:

по простиранию

$$R_s = \frac{0{,}3\,H_r^2}{\cos\alpha}\,\frac{1}{\sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2}}, \qquad (10)$$

вкрест простирания

$$R_s = \frac{l^2}{8\,\Delta h} \quad , \qquad (11)$$

где ℓ и Δh для различных бассейнов определяется по табл. I приложения 2 в зависимости от вероятных наклонов вкрест простирания, определяемых по формуле (9).

Горизонтальные сдвижения:

по простиранию

$$\xi_s = 0{,}3 \cos\alpha \sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2}\,, \qquad (12)$$

вкрест простирания

$$\xi_l = (0{,}3 - tg\alpha) \cos\alpha \times \varphi\left(m_1 \times \frac{h}{H_r}\right); \qquad (13)$$

Горизонтальные деформации:

по простиранию

$$\varepsilon_s = \frac{0{,}7 \cos^2\alpha}{H_{r_1}} \sqrt{m_1^2 + m_2^2 + \ldots + m_n^2}\,, \qquad (14)$$

вкрест простирания

$$\varepsilon_l = \frac{0{,}7 (\cos^2\alpha + \sin 2\alpha)}{H_r} \varphi\left(m_1 \times \frac{h}{H_r}\right); \qquad (15)$$

Величина уступов в Донбассе

$$h_y = \frac{3c\ell \left(\frac{\alpha}{90} - 0{,}65\right)}{H_r} \varphi\left(m_1 \times \frac{h}{H_r}\right). \qquad (16)$$

В формулах (8) – (16) приложения 2

α – угол падения пластов, град;

H_r – глубина рассматриваемого горизонта (рис. I), см;

H_{r_1} – глубина первого горизонта, см;

h_{1n} – расстояние по горизонтали от первого пласта до рассматриваемого, расположенного со стороны восстания относительно линии максимального влияния, проведенной под углом $\delta = 90 - 0{,}9\alpha$ на данной точки (рис. I приложения 2), см;

h_{1n} – расстояние по горизонтали от первого пласта до рассматриваемого пласта, расположенного со стороны падения относительно линии максимального влияния, проведенной под углом δ на данной точки;

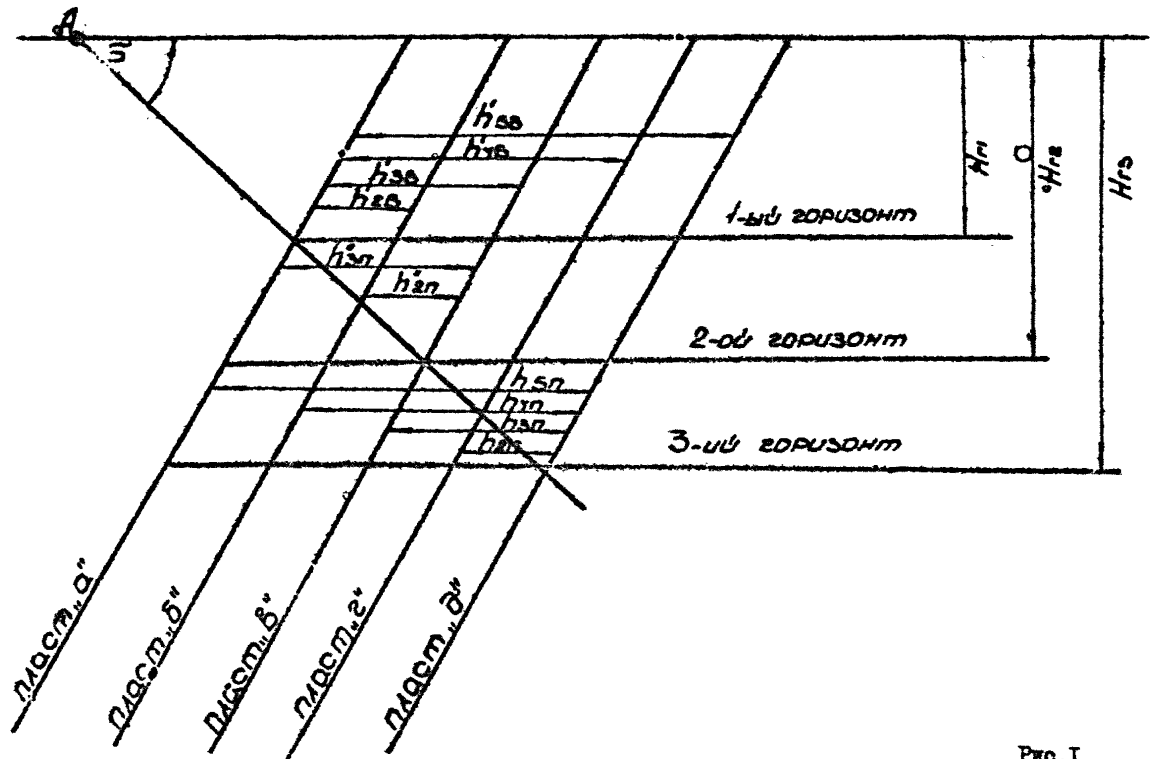

A
1-ый горизонт
2-ой горизонт
3-ий горизонт
пласт „а"
пласт „б"
пласт „в"
пласт „г"
пласт „д"

Рис.I

C – коэффициент, определяемый в соответствии с "Руководством по расчету, проектированию и строительству зданий и сооружений на подрабатываемых территориях" (М., Стройиздат. 1977).

$\rho = 57^{0}$

Таблица I

Бассейны	ℓ_1 (м);	Значения Δh (мм) в зависимости от вероятного наклона $\ell \times (10^{-3})$						
	до 1:	2о:	3 :	4 :	5 :	10 :	15
Челябинский	30	0	10	20	25	30	55	75
Кузнецкий Сучанский	30	10	35	45	55	65	85	105
Печорский Кизеловский	40	45	60	75	85	95	135	170

Примечание. Радиус кривизны на разрезе вкрест простирания при $\alpha > 45^{0}$ рассчитывается для условий Челябинского, Кузнецкого, Сучанского, Печорского и Кизеловского бассейнов. В Донецком бассейне вместо радиуса кривизны при $\alpha > 45^{0}$ на разрезе вкрест простирания рассчитываются вероятные уступы (16) приложение 2.

5. Расчеты сдвижений и деформаций на разрезе вкрест простирания пластов при ведении горных работ по горизонтам ($\alpha > 45^{0}$) формулы (9), (13), (15), (16) выполняются следующим образом. На рассматриваемой точки А (рис.1) на разрезе вкрест простирания проводятся линия под углом максимального влияния $\delta = 90-0,8\alpha$ к горизонту. Точки пересечения указанной линии с верхним и наиболее мощными пластами свиты определяют положение соответствующих горизонтов (горизонты 1,2,3). На каждом горизонте в качестве первого пласта принимается пласт, проходящий через точку пересечения соответствующего горизонта и линии максимального влияния, проведенной под углом δ. Так, для расчетов деформаций от 1-го горизонта в качестве первого пласта принимается пласт "а", от 2-го горизонта – пласт "б", от 3-го горизонта – пласт "д" и т.д. (рис.1 приложение 2).

В формулах (9), (13), (15), (16) приложение 2 при $\frac{h_{1a}}{H_r} > 1$ или $\frac{h_{1a}}{H_r} > 1$ принимается $\frac{h_{1a}}{H_r} = \frac{h_{1a}}{H_r} = 1$.

Значения h_{1a} и h_{1a} для 1-го, 2-го, 3-го горизонтов показаны на рис. 1.

Для выбора мер защиты трубопроводов используются наибольшие деформации из вычисленных от влияния горных выработок на горизонтах I,2,3.

6. При диагональном расположении трубопровода относительно простирания пластов сдвижения и деформации в заданном направлении определяются по формулам:

а) оседание - по формуле (I) приложения 2;

б) наклоны

$$i = \pm\sqrt{i_n^2 \cos^2\lambda + i_в^2 \sin^2\lambda}\ ; \qquad (I7)$$

в) радиус кривизны

$$R = \pm \frac{I}{\sqrt{\frac{\cos^2\lambda}{R_n^2} + \frac{\sin^2\lambda}{R_в^2}}}\ ; \qquad (I8)$$

г) горизонтальные сдвижения

$$\xi = \pm\sqrt{\xi_n^2 \cos^2\lambda + \xi_в^2 \sin^2\lambda}\ ; \qquad (I9)$$

д) горизонтальные деформации

$$\varepsilon = \pm\sqrt{\varepsilon_n^2 \cos^2\lambda + \varepsilon_в^2 \sin^2\lambda}\ , \qquad (20)$$

где λ - угол между направлением простирания пластов и осью трубопровода;

$i_n, R_n, \xi_n, \varepsilon_n$ - наклоны, радиусы кривизны, горизонтальные сдвижения и горизонтальные деформации в направлении простирания пластов;

$i_в, R_в, \xi_в, \varepsilon_в$ - наклоны, радиусы кривизны, горизонтальные сдвижения и горизонтальные деформации вкрест простирания пластов.

7. При диагональном расположении трубопровода относительно простирания пласта вероятные расстояния между местами уступов определяются по формуле

$$l_\lambda = \frac{30}{\sin\lambda} \le 100_м\ . \qquad (2I)$$

8. Общая продолжительность процесса сдвижения, период опасных деформаций, начало и окончание процесса сдвижения определяются в соответствии с п.I настоящего приложения.

9. При определении вероятных сдвижений и деформаций от намечаемых к отработке пластов, по которым планы работ отсутствуют, допускается учитывать: в условиях пологого и наклонного залегания не более 5 пластов, в условиях крутого падения – не более 2-х горизонтов.

Пример. Расчет вероятных сдвижений и деформаций земной поверхности на трассе трубопровода в Донбассе.

Участок трубопровода АД проходит под углом 60^0 к направлению простирания пластов. В районе участка трубопровода намечена к разработке свита крутопадающих пластов, в течение ближайших 10 лет (рис.2). Календарные планы отработки пластов отсутствуют. Горно-технические условия подработки приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование пластов	Угол падения, град.	Вынимаемая мощность, м	Мощность междупластья по горизонтали, м
I	60	I,0	64
II	60	I,5	68
III	60	I,8	80
IУ	60	I,2	80
У	60	0,8	

Требуется определить сдвижения и деформации в точках А и Д в направлении оси трубопровода.

Для определения вероятных сдвижений и деформаций на точек А и Д под углом максимального влияния $\delta = 90 - 0,8\alpha = 42^0$ проводим на разрезе вкрест простирания линии до пересечения с пластами (рис.2). Точки пересечения указанных линий с пластами определяют положение соответственных горизонтов (точки IА, 2А, 3А – определяют положение горизонтов I-А, 2-А, 3-А для точки А, а точки IД, 2Д, 3Д определяют положение горизонтов I-Д, 2-Д, 3-Д для точки Д). Исходные параметры для расчета определяются графически на разрезе (рис.2). Эти параметры приводятся в табл.3.

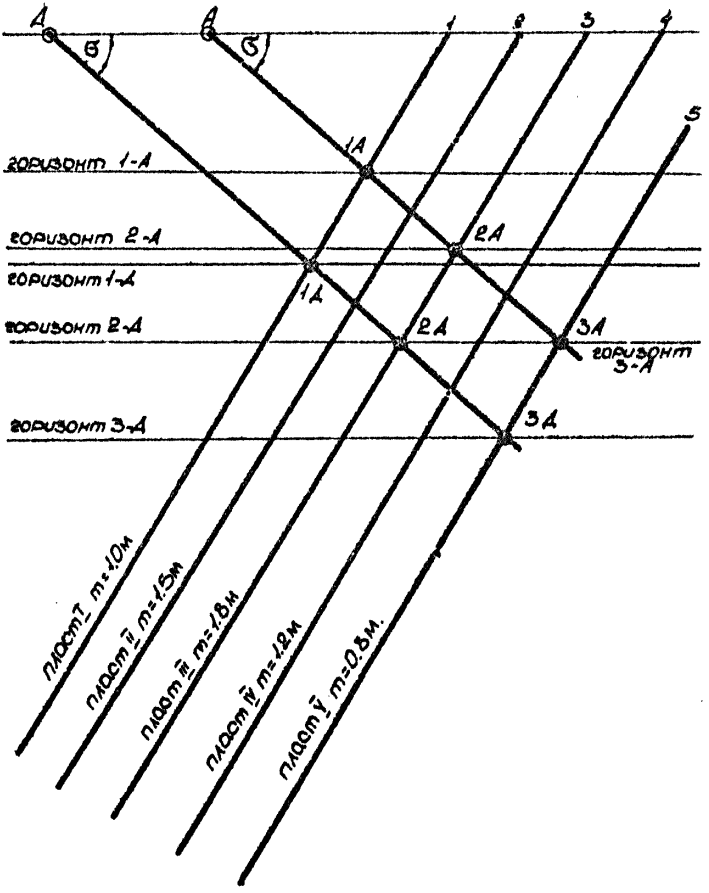

А
Б
А
Б
1
2
3
4
5
1А
2А
3А
1А
2А
3А
горизонт 1-А
горизонт 2-А
горизонт 1-А
горизонт 2-А
горизонт 3-А
горизонт 3-А
пласт I m=1.0м
пласт II m=1.5м
пласт III m=1.8м
пласт IV m=1.2м
пласт V m=0.8м.

Рис.2

Таблица 3

Наименование параметров	Точка А			Точка Д		
	Горизонт I-А	Горизонт 2-А	Горизонт 3-А	Горизонт I-Д	Горизонт 2-Д	Горизонт 3-Д
Глубина горизонта, м	I40	220	3I0	230	3I0	400
Мощность между пластья по горизонтали, м						
$h_{1a} = I-2$	64			64		
$h_{3a} = I-3$	I32			I32		
$h_{4a} = I-4$	2I2			2I2		
$h_{5a} = I-5$	292			292		
$h_{2a} = 3-4$		80			80	
$h_{3a} = 3-5$		I60			I60	
$h_{2a} = 3-2$		68			68	
$h_{1a} = 3-I$		I32			I32	
$h_{2n} = 5-4$			80			80
$h_{1n} = 5-3$			I60			I60
$h_{4n} = 5-2$			228			228
$h_{5n} = 5-I$			292			292

Для расчетов сдвижений и деформаций вкрест простирания пластов определяем значения функции $\varphi' = \varphi\left(m_i \times \frac{h}{H_i}\right)$ (формула 9)

ТОЧКА А.

от горизонта I-А $\Phi' = I,0+I,5\ (I-\frac{64}{I40})+I,8(I-\frac{I32}{I40}) = I,92$ м;

от горизонта 2-А $\Phi' = I,8+I,2(I-\frac{80}{220})+0,8(I-\frac{I60}{220})+I,5(I-\frac{68}{220})+$

$+ I,0\ (I-\frac{I32}{220}) = 4,24$ м ;

от горизонта 3-А $\Phi' = 0,8+I,2\ (I-\frac{80}{3I0})+I,8(I-\frac{I60}{3I0})+I,5(I-\frac{228}{3I0})$

$+ I,0\ (I-\frac{292}{3I0}) = 3,0I$ м

ТОЧКА Д.

от горизонта I-Д $\Phi' = I,0+I,5(I - \frac{64}{230}) + I,8(I - \frac{I32}{230}) +$

$+ I,2\ (I - \frac{2I2}{230}) = 2,95$ м

от горизонта 2-Д $\Phi' = I,8+I,2(I - \frac{80}{3I0}) + 0,8(I - \frac{I00}{3I0}) +$

$+ I,5(I - \frac{68}{3I0}) + I,0(I - \frac{I32}{3I0}) = 4,8I$ м;

от горизонта 3-Д $\Phi' = 0,8+I,2(I - \frac{80}{400}) + I,8(I - \frac{I60}{400}) +$

$+ I,5(I - \frac{228}{400}) + I,0(I - \frac{292}{400}) = 3,77$ м

Максимальное оседание точек А и Д вычисляется по формуле (I)

$\eta = 0,8\cos\alpha(m_1 + m_2 + m_3 + m_4 + m_5) = 0,8 \times 0,5(I + I,5 + I,8 + I,2 + 0,8) = 2,5$ м

Наклоны по простиранию пласта вычисляются по формуле (8) приложения 2

в точке А $i = \frac{2 \times 0,25}{I40}\sqrt{I^2 + I,5^2 + I,8^2 + I,2^2 + 0,8^2} =$

$= I0,4 \times I0^{-3}$;

в точке Д $i = \frac{2 \times 0,25}{230}\sqrt{I^2 + I,5^2 + I,8^2 + I,2^2 + 0,8^2} =$

$= 6,3 \times I0^{-3}$.

Наклоны вкрест простирания вычисляются по формуле (9) приложения 2

в точке А

от горизонта I-А $i = \frac{0,5}{I40} \times I,92$ м $= 6,9 \times I0^{-3}$;

от горизонта 2-А $i = \frac{0,5}{220} \times 4,24$ м $= 9,7 \times I0^{-3}$;

от горизонта 3-А $i = \frac{0,5}{3I0} \times 3,0I$ м $= 4,9 \times I0^{-3}$;

в точке Д

от горизонта I-Д $i = \frac{0,5}{230} \times 2,95\ м = 6,4 \times 10^{-3}$;

от горизонта 2-Д $i = \frac{0,5}{310} \times 4,81\ м = 7,8 \times 10^{-3}$;

от горизонта 3-Д $i = \frac{0,5}{400} \times 3,77\ м = 4,7 \times 10^{-3}$.

Таким образом, вероятные наклоны вкрест простирания составят:

в точке А $i = 9,7 \times 10^{-3}$; в точке Д $i = 7,8 \times 10^{-3}$.

Горизонтальные сдвижения по простиранию вычисляются по формуле (12) приложения 2;.

в точках А и Д $\xi = 0,3 \times 0,5\sqrt{1 + 1,5^2 + 1,8^2 + 1,2^2 + 0,8^2} = 0,44\ м$

Горизонтальные сдвижения вкрест простирания вычисляются по формуле(23) приложения 2 :

в точке А $\xi = (0,3 + tg\ 60^0)\cos 60^0 \times 4,24 = 4,33\ м$;

в точке Д $\xi = (0,3 + tg\ 60^0)\cos 60^0 \times 4,81 = 4,90\ м$.

Горизонтальные деформации по простиранию вычисляются по формуле (14) приложения 2;

в точке А $\varepsilon = \frac{0,7 \times 0,25}{140}\sqrt{1^2+1,5^2+1,8^2+1,2^2+0,8^2} = 3,6 \times 10^{-3}$,

в точке Д $\varepsilon = \frac{0,7 \times 0,25}{230}\sqrt{1^2+1,5^2+1,8^2+1,2^2+0,8^2} = 2,2 \times 10^{-3}$.

Горизонтальные деформации вкрест простирания вычисляются по формуле (15) приложения 2

в точке А:

от горизонта I-А $\varepsilon = \frac{0,7(0,25+0,87)}{140} 1,92\ м = 10,7 \times 10^{-3}$;

от горизонта 2-А $\varepsilon = \frac{0,7(0,25+0,87)}{220} 4,24\ м = 15 \times 10^{-3}$;

от горизонта 3-А $\varepsilon = \frac{0,7(0,25+0,87)}{310} 3,01\ м = 7,6 \times 10^{-3}$;

В точке Д:

от горизонта I-Д $\mathcal{E} = \frac{0,7(0,25+0,87)}{230} 2,95 \text{ м} = 10 \times 10^{-3}$;

от горизонта 2-Д $\mathcal{E} = \frac{0,7(0,25+0,87)}{310} 4,81 \text{ м} = 12 \times 10^{-3}$;

от горизонта 3-Д $\mathcal{E} = \frac{0,7(0,25+0,87)}{310} 3,77 \text{ м} = 9,5 \times 10^{-3}$;

Таким образом, вероятные горизонтальные деформации вкрест простирания составят:

В точке А $\mathcal{E} = 15 \times 10^{-3}$; в точке Д $\mathcal{E} = 12 \times 10^{-3}$.

Величины уступов вычисляются по формуле (16) приложения 2:

В точке А:

от горизонта I-А $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{140} \times 1,92 \text{ м} = 300 \text{ мм}$;

от горизонта 2-А $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{220} \times 4,24 \text{ м} = 420 \text{ мм}$;

от горизонта 3-А $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{310} \times 3,01 \text{ м} = 210 \text{ мм}$;

В точке Д:

от горизонта I-Д $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{230} \times 2,95 \text{ м} = 275 \text{ мм}$;

от горизонта 2-Д $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{310} \times 4,81 \text{ м} = 335 \text{ мм}$;

от горизонта 3-Д $h_y = \frac{3x0,6x30(\frac{60}{57} - 0,65)}{400} \times 3,77 \text{ м} = 200 \text{ мм}$;

(значение коэффициента принять равным С = 0,6)

Таким образом, вероятные уступы составляют:

В точке А $h_y = 420$ мм, в точке Д $h_y = 335$ м

Величины наклонов вдоль оси трубопровода вычисляются по формуле (17) приложения 2

В точке А $i = \sqrt{(10,4 \times 10^{-3})^2 \times \cos^2 60^0 + (9,7 \times 10^{-3})^2 \times \sin^2 60^0} = 9,9 \times 10^{-3}$;

в точке Д $i = \sqrt{(6,3 \times 10^{-3})^2 \times \cos^2 60^\circ + (7,8 \times 10^{-3})^2 \times \sin^2 60^\circ} =$

$= 7,5 \times 10^{-3}$.

Величины горизонтальных сдвижений вдоль оси трубопровода вычисляются по формуле (19) приложения 2

в точке А $\xi = \sqrt{0,44^2 \times \cos^2 60^\circ + 4,33^2 \times \sin^2 60^\circ} = 3,8$ м;

в точке Д $\xi = \sqrt{0,44^2 \times \cos^2 60^\circ + 4,9^2 \times \sin^2 60^\circ} = 4,25$ м;

Величины горизонтальных деформаций вдоль оси трубопровода вычисляются по формуле (20):

в точке А $\varepsilon = \sqrt{(3,6 \times 10^{-3})^2 \times \cos^2 60^\circ + (15 \times 10^{-3})^2 \sin^2 60^\circ} =$

$= 13,2 \times 10^{-3}$,

в точке Д $\varepsilon = \sqrt{(2,2 \times 10^{-3})^2 \times \cos^2 60^\circ + (12 \times 10^{-3})^2 \sin^2 60^\circ} =$

$= 10,4 \times 10^{-3}$.

В таблице 4 приводятся вычисленные значения вероятных сдвижений и деформаций в точках трубопровода А и Д.

Таблица 4

Наименование сдвижений и деформаций	Точка А : Величины сдвижений и деформаций	Точка Д : Величины сдвижений и деформаций
Оседание, м	2,5	2,5
Наклоны, $I \times 10^{-3}$	9,9	7,5
Горизонтальные сдвижения, м	3,8	4,25
Горизонтальные деформации, $I \times 10^{-3}$	13,2	10,4
Уступы, м	0,42	0,335

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕКАТАНЫЕ ИЗ УГЛЕРОДИСТОЙ И ЛЕГИРОВАННОЙ СТАЛИ
(ГОСТ 8732-58 и ГОСТ 8731-58)
(сокращенный сортамент труб и справочные данные)

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Площадь сечения, см4	Момент инерции, см3	Момент сопротивления, см3	Радиус инерции, см	Вес 1 пог.м, кг
I	2	3	4	5	6	7
	4	6,66	23,5	8,25	I,88	5,23
57	6	9,6I	3I,7	II,I	I,82	7,55
	8	I2,3	37,9	I3,3	I,75	9,67
	4	7,04	27,7	9,24	I,99	5,52
60	6	I0,2	37,6	I2,5	I,92	7,99
	8	I3,I	45,2	I5,I	I,86	I0,26
	4	7,48	33,2	I0,5	2,II	5,87
63,5	6	I0,8	45,3	I4,3	2,04	8,5I
	8	I3,9	54,8	I7,3	I,9	I0,95
	I0	I6,8	63,2	I9,6	I,92	I3,I9
	4	8,29	45,3	I2,9	2,34	6,5I
70	6	I2,I	62,3	I7,8	2,27	9,47
	8	I5,6	7I,I	2I,8	2,2I	I2,23
	I0	I8,8	87,2	24,9	2,I5	I4,8
	4	9,04	58,8	25,5	2,55	7,I
76	6	I3,02	8I,4	2I,4	2,48	I0,36
	8	I7,I	I00	26,3	2,42	I3,42
	I0	20,7	II5	30,2	2,3	I6,26
	4	9,93	77,7	I8,7	2,8	7,79
83	6	I4,5	I06	26	2,73	II,39
	8	I8,8	I34	32,3	2,67	I4,8
	I0	22,9	I56	37,6	2,6I	I8

1	2	3	4	5	6	7
	4	10,7	96,6	21,7	3	8,38
89	6	15,6	135	30,4	2,94	12,28
	8	20,4	169	38	2,88	15,98
	10	24,8	197	44,3	2,82	19,48
	4	11,4	119	24,9	3,22	8,99
95	6	16,8	167	35,1	3,15	13,17
	8	21,9	209	44	3,09	17,16
	10	26,7	244	51,4	3,02	20,96
	4	12,3	148	29	3,47	9,67
102	6	18,1	209	41	3,4	14,21
	8	23,6	263	51,6	3,34	18,55
	10	28,9	309	60,6	3,27	22,69
	12	33,9	350	68,8	3,21	26,63
	4	13,1	177	32,8	3,68	10,26
	6	19,2	251	46,5	3,62	15,09
108	8	25,1	316	58,5	3,55	19,73
	10	30,8	373	69,1	3,48	24,17
	12	36,2	423	78,3	3,12	28,41
	4	13,82	209	36,7	3,89	10,85
	6	20,4	298	52,3	3,83	15,98
114	8	26,6	376	66	3,76	20,91
	10	32,7	446	78,2	3,7	25,65
	12	38,4	597	88,9	3,63	30,19
	4	14,71	252	41,6	4,14	11,54
	6	21,7	359	59,4	4,07	17,02
121	8	28,4	456	75,3	4	22,29
	10	34,9	541	89,5	3,94	27,37
	12	41,1	618	102	3,88	32,26

I	2	3	4	5	6	7
	4	I5,47	293	46,9	4,36	I2,I3
	6	22,8	4I8	65,9	4,28	I7,9
I27	8	29,9	532	83,8	4,22	23,42
	I0	36,8	633	99,8	4,I5	28,25
	I2	43,4	724	II4	4,09	34,03
	4	I6,2I	338	50,8	4,57	I2,73
	6	23,9	484	72,7	4,43	I8,79
I33	8	3I,4	6I6	92,7	4,43	24,96
	I0	38,6	736	III	4,36	30,33
	I2	45,6	843	I27	4,3	35,8I
	6	25,3	568	8I	4,74	I9,83
I40	8	33,2	725	I04	4,68	26,04
	I0	40,8	858	I24	4,6I	32,06
	I2	48,2	997	I42	4,55	37,88
	6	26,4	648	88,8	4,95	20,72
I46	8	34,7	829	II4	4,89	27,73
	I0	42,7	993	I36	4,82	33,54
	I2	50,5	II43	I57	4,79	39,66
	6	27,5	734	96,6	5,I7	2I,6
I52	8	36,2	94I	I24	5,I	28,4I
	I0	44,6	II30	I49	5,03	35,02
	I2	52,9	I303	I7I	4,97	4I,43
	6	28,8	845	I06	5,4I	22,64
I59	8	37,9	I085	I36	5,35	29,79
	I0	46,8	I304	I64	5,28	36,75
	I2	55,4	I507	I90	5,2I	43,5
	6	30,5	I003	II9	5,74	23,97
I68	8	40,2	I290	I53	5,66	3I,57
	I0	49,6	I555	I85	5,6	38,97
	I2	58,8	I800	2I4	5,53	46,I7

1	2	3	4	5	6	7
	6	32,81	1243	112	6,16	25,75
180	8	43,2	1602	178	6,09	33,93
	10	53,4	1936	215	6,03	41,92
	12	63,3	2246	250	5,96	49,72
	6	35,43	1551	151	6,66	27,82
	8	46,76	2030	198	6,58	36,7
194	10	57,8	2454	253	6,51	45,38
	12	68,6	2864	295	6,46	53,86
	14	79,2	3226	332	6,38	62,15
	8	53	2956	270	7,47	41,63
219	10	65,6	3594	328	7,4	51,54
	12	78	4195	383	7,33	61,26
	14	90,2	4700	435	7,27	70,78
	8	59,6	4188	342	8,38	46,76
245	10	73,8	5107	417	8,32	57,95
	12	87,8	58978	468	8,25	66,95
	14	102	6803	555	8,19	79,76
	8	66,6	5853	429	9,37	52,28
273	10	82,6	7157	525	9,31	64,86
	12	98,4	8398	615	9,23	77,24
	14	114	9582	702	9,18	89,42
	8	73,12	7460	499	10,3	57,41
299	10	90,8	9490	635	10,2	71,27
	12	108	11160	746	10,2	84,93
	14	125	12760	853	10,1	98,4
	16	142	14290	956	10	111,67

1	2	3	4	5	6	7
	8	79,7	10010	616	11,2	62,54
	10	99	12290	756	11,1	77,68
325	12	118	14470	891	11,1	92,63
	14	137	16570	1020	11	107,38
	16	155	18590	1144	10,9	121,93
	8	86,2	12700	723	12,14	67,67
	10	107	15580	888	12,1	84,1
351	12	128	18380	1047	12	100,32
	14	143	21080	1201	11,9	116,35
	16	168	23680	1349	11,9	132,19
	10	115	19430	1031	13	90,51
	12	138	22940	1217	12,9	108,02
377	14	160	26340	1397	12,8	125,33
	16	181,5	33360	1785	12,8	142,44
	20	224,32	39730	2110	12,67	176,08
	25	276	43040	2283	12,5	217,02
	10	130,75	28590	1359	14,73	102,59
	12	156,1	33390	1570	14,67	122,52
426	14	181,28	38500	1808	14,58	142,25
	16	205,99	43650	2148	14,52	161,78
	20	255,08	52810	2481	14,39	200,25
	25	314,84	63570	2984	14,22	247,23
	10	138,22	33250	1480	15,55	108,5
	12	166,4	39900	1768	15,44	130,61
450	14	191,7	45510	2120	15,42	150,52
	16	218,05	50490	2249	15,37	171,24
	20	270,3	60300	2690	15,25	212,08
	25	333,64	75100	3329	15,07	262,01

1	2	3	4	5	6	7
	I0	I47,64	40700	I706	I6,62	II5,9
	I2	I76,4	46600	I945	I6,55	I38,49
480	I4	204,94	55900	2328	I6,48	I60,88
	25	357,39	923I0	3860	I6,I3	280,5I
	30	423,89	I069I0	4450	I5,97	332,9I
	32	450,22	II2960	4696	I5,89	353,52
	I4	2I3,74	63300	2532	I7,I9	I67,79
	25	373,06	I05800	4225	I6,83	292,84
500	30	442,96	I24000	4960	I6,67	347,7I
	32	470,49	I29000	5I60	I6,6	369,3
	36	524,77	I4I000	5640	I6,48	4II,92

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Общие положения	3
Газопроводы	10
Водопроводы	16
Канализация	19
Теплопроводы	23
Расчет трубопроводов	25
Приложение 1. Примеры расчета трубопроводов	45
Приложение 2. Методика расчета деформаций земной поверхности как исходных данных для проектирования мер защиты трубопроводов	61
Приложение 3. Трубы стальные бесшовные, сокращенный сортамент и справочные данные	74

Донецкий Промстройниипроект
Госстроя СССР

РУКОВОДСТВО

по проектированию трубопроводов
на подрабатываемых территориях

Ответственный за выпуск С.З.Альтер
Редактор С.А.Иткина
Корректор Л.С.Шноль

ГИПШ 3.2751 т. 2 25.06.82 [illegible]

gost.e-ecolog.ru

[illegible] дписано к печати 17.10.1977 г. Объем 3,7 печ.л.
Тираж 300 экз. Заказ № 377 . цена 50 коп. Ротапринт Донецкого Промстройниипроекта