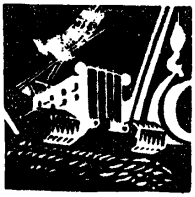
МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

УКАЗАНИЯ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 1420 мм

ВСН 1-46-73
Миннефтегазстрой



Москва 1974

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
ВНИИСТ

УКАЗАНИЯ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 1420 мм

ВСН 1-46-73
Миннефтегазстрой

ЦНТИ ВНИИСТа

Москва 1974

УДК 622.692.47.02

"Указания по проектированию и методике расчета магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм" разработаны лабораторией методов расчета и конструирования трубопроводов ВНИИСТа в развитие главы СНиПа П-Д.10-62 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования". Указания разработаны на основе составленных ранее ВНИИСТом "Основных положений по проектированию газопроводов диаметром 1420 мм в условиях пустынь Средней Азии" и "Рекомендаций по методике расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов в условиях Средней Азии" (Р-82-71), изданных ОНТИ ВНИИСТа в 1971 г., дальнейших теоретических и экспериментальных исследований, а также опыта проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов больших диаметров.

Указания составлены кандидатами техн.наук И.П.Петровым и А.Б. Айнбиндером при участии кандидатов техн. наук А.Г. Камерштейна, М.С. Герштейна и инж. Л.Н. Усс.

Указания согласованы с Государственной газовой инспекцией 13.П.1973 г. и Миннефтегазстроем 23.УП.1973 г.

Замечания и предложения просьба направлять по адресу: Москва, 105058, Окружной проезд, 19, ВНИИСТ, лаборатория методов расчета и конструирования трубопроводов.

Министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности	Ведомственные строительные нормы Указания по проектированию и методике расчета магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм	ВСН I-46-73 Миннефтегазстрой Разработаны впервые

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ

I.I. Настоящие указания распространяются на проектирование линейной части (включая переходы через небольшие водные преграды и другие естественные и искусственные препятствия) магистральных газопроводов диаметром 1420 мм, рассчитанных на давление до 75 кгс/см^2.

I.2. Проектирование и расчет магистральных газопроводов, рассчитанных на давление более 75 кгс/см^2, транспортирующих газы с содержанием коррозионно-активных составляющих, прокладываемых на просадочных или пучинистых грунтах, в районах распространения вечной мерзлоты, сейсмических районах более 8 баллов, а также на подрабатываемых территориях, должны вестись с учетом дополнительных требований, предусмотренных соответствующими нормативными документами.

I.3. При проектировании газопроводов диаметром 1420 мм наряду с настоящими Указаниями следует руководствоваться СНиПом I.Д.4-62 "Магистральные стальные трубопроводы. Материалы и изделия", СНиПом I-В.I2-62 "Материалы и металлические изделия", СНиПом П-Д.I0-62 "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования", СНиПом П-А.II-62 "Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования", СНиПом П-В.3-62 "Стальные конструкции. Нормы проектирования", СНиПом П-Б.5-67 "Свайные фундаменты из забивных свай. Нормы проектирования", СНиПом П-В.I-62 "Бетонные и железобетонные конструкции. Нормы проектирования", СНиПом Ш-Д.I0-72

Внесены Техническим управлением Миннефтегазстроя	Утверждены Министерством газовой промышленности 24 сентября 1973 г.	Срок введения с I января 1974 г. Срок действия до замены новым документом

"Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ", а также ГОСТами и техническими условиями на трубы, нормалями на детали трубопроводов и другими нормативными документами.

I.4. Трассу газопровода нужно выбирать в соответствии с требованиями СНиПа П-Д.I0-62, с учетом рельефа местности, грунтовых условий (барханных песков, скальных грунтов, мокрых сильно засоленных и обводненных участков, орошаемых земель), пересечения рек, каналов, оврагов и других препятствий, наличия и предполагаемого возведения строений и других местных условий.

I.5. Категория участков газопровода устанавливается с учетом особенностей местности, условий работы и требований безопасности эксплуатации газопровода в соответствии с "Указаниями по определению категорий участков, минимальных расстояний от населенных пунктов и сооружений для газопроводов диаметром 800, I000, I200 и I400 мм" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1968). Подземные участки трубопроводов, пересекающие обводненные сильно засоленные места, относятся ко П категории. Все участки, которые согласно выше поименованным Указаниям отнесены к IУ категории, принимаются Ш категории.

I.6. Допустимые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, дорог, отдельных зданий и сооружений до оси ближайшей нитки газопровода, а также расстояния между параллельными нитками газопровода диаметром I420 мм принимаются в соответствии с "Указаниями по определению категорий участков, минимальных расстояний от населенных пунктов и сооружений для газопроводов диаметром 800, I000, I200 и I400 мм" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1968) со следующими дополнениями:

в пустынных районах Средней Азии (в барханных песках) расстояние между параллельными нитками при подземной прокладке следует назначать не менее 45 м;

при давлении 75 кгс/см^2 для параллельно прокладываемых надземных участков трубопроводов протяженностью более 50 м расстояние между параллельными нитками должно быть не менее I50 м.

I.7. Как правило, газопровод проектируется подземным. На отдельных участках, когда это технически и экономически целесообразно, следует применять полузаглубленную, наземную (в насыпях) и надземную прокладку. Способ прокладки газопровода на

сложных участках выбирают на основе технико-экономического сравнения вариантов с учетом строительных затрат и эксплуатационных расходов (с учетом эксплуатационной надежности).

I.8. Конструктивные решения следует выбирать с учетом климатических и грунтовых условий, а также условий производства строительно-монтажных работ. При этом необходимо проверять прочность и устойчивость конструкции в процессе сооружения газопровода. В проекте должны быть принципиальные указания о порядке проведения строительно-монтажных работ.

I.9. В условиях пересеченной местности (барханных песков, гор, оврагов) должна предусматриваться предшествующая строительству планировка строительной полосы. Ширина планируемой полосы назначается из условия принятой организации строительно-монтажных работ.

I.I0. Ввиду большой изгибной жесткости труб диаметром I420 мм продольные профили должны составляться для всех участков газопровода (включая равнинные участки, где трубопровод не всегда может изгибаться в соответствии с рельефом местности и где нужны отметки дна траншеи для контроля выполнения основания под трубопровод).

В проекте, помимо отметок поверхности земли и проектного положения трубопровода, необходимо указывать:

планировочные отметки строительной полосы;

глубину траншеи;

толщину слоя грунта на выпуклых вертикальных кривых, обеспечивающую устойчивое положение трубопровода против его выпирания;

отметки реперов и их привязку.

I.II. Реперы, угловые и километровые столбы следует устанавливать за пределами рабочей полосы, отведенной на период строительства.

I.I2. При строительстве газопровода диаметром I420 мм очень важно строго выполнять принятые в проекте радиусы и углы кривых, толщину слоя грунта над трубопроводом в плотном теле, расположение и количество грузов и анкеров, размеры переходов и другие проектные данные. Поэтому на чертежах следует делать специальные надписи, обращающие внимание строителей на важность соблюдения отдельных размеров и положений, в частности,

указывать толщину слоя грунта над трубой в рыхлом состоянии. Коэффициент разрыхления принимается I,I5+I,25, в зависимости от грунтов. Так, для барханных песков Средней Азии он принимается равным I,I5.

I.I3. На многониточных газопроводах надлежит проектировать перемычки между нитками, а также предусматривать устройство перемычек для подключения последующих ниток газопровода, если строительство их оговорено в проекте. Перемычки следует располагать у компрессорных станций (вблизи территории КС) и между компрессорными станциями, где установлены линейные краны.

Краны и перемычки следует размещать в наиболее доступных для подъезда местах.

I.I4. Для очистки газопровода в процессе эксплуатации необходимо предусмотреть применение поршней с запуском и приемом их у компрессорных станций, а также у переходов через препятствия и в других местах, где не возможен сквозной проход очистных устройств.

На участках газопровода, включая фасонные части и запорные устройства, между пунктами запуска и приема очистных устройств должен быть беспрепятственный проход поршней.

I.I5. При разработке проекта организации и производства работ надлежит учитывать полученную на основании расчета на прочность величину температурного перепада, не допуская его превышения. В проекте следует указать интервалы температуры воздуха, в пределах которых производится укладка в траншею длинных плетей (более 300 м), сварка захлестов и засыпка уложенного трубопровода грунтом.

I.I6. Выбор типа и конструкции изоляционных покрытий, а также проектирование электрической защиты трубопроводов от коррозии производятся в соответствии с действующими нормативными документами.

2. УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ

ТРУБЫ И ФАСОННЫЕ ЧАСТИ

2.I. Сталь труб для газопроводов диаметром I420 мм и отклонения в размерах должны отвечать требованиям технических условий на производство и поставку этих труб.

Толщина стенки труб определяется расчетом в соответствии с разделом 3 настоящих Указаний.

2.2. Фасонные части, отключающая и регулирующая арматура должны быть рассчитаны на установленное проектом рабочее давление. Фасонные части и арматуру следует присоединять к трубам при помощи сварки (с применением при необходимости переходных колец), обеспечивающей прочность сварных соединений, равную прочности основного металла труб (без создания концентраторов напряжений).

Все сварные швы, присоединяющие фасонные части и арматуру к трубе, необходимо контролировать физическими методами (просвечиванием или ультразвуком).

2.3. В пределах линейной части (из условия прохождения поршня при очистке полости труб) радиус кривизны трубопровода должен назначаться не менее пяти диаметров трубы. Колена могут применяться гнутые и сварные.

Сварные колена надлежит изготавливать централизованным способом (заводским или в мастерских) с внутренней подваркой всех сварных швов и 100%-ным контролем их физическими методами (просвечиванием или ультразвуком).

Колена могут быть штампосварными или сварными из сегментов, число которых при угле 90^0 и радиусе кривизны $5D$ должно

быть не менее семи (включая крайние сегменты). Плоскости приварки труб должны быть перпендикулярными их осям. Угол, образуемый при сварке сегментов, не должен быть более 15^{0}. Централизованным способом изготовляются колена с углами поворота 3, 6, 9, 12, 18, 24, 36, 45 и 90^{0}, которые следует в основном применять в проектах. Остальные углы (с градацией в 3^{0}) образуются путем сварки двух указанных выше колен с внутренней подваркой корня шва и контролем качества сварных швов физическим методом (просвечиванием или ультразвуком).

2.4. Тройники и переходники должны применяться только централизованной (заводской или цеховой) заготовки. Их необходимо рассчитывать на восприятие установленного рабочего давления и подвергать гидравлическому испытанию ($P_{исп}=1,25\ P_{раб}$).

Все сварные швы должны быть двухсторонними, проверенными физическим методом контроля. Расстояние между продольными и поперечными сварными швами труб и швами вварки ответвлений или приварки укрепляющих колец должно быть не менее 200 мм.

Равнопроходные тройники и неравнопроходные, когда диаметр присоединяемой трубы 720 мм и более, следует выполнять с внутренними направляющими, препятствующими повороту поршня в отвод.

2.5. Трубы соединяются встык при помощи автоматической сварки под флюсом или ручной дуговой сварки с подваркой корня шва .

Применяемые сварочные материалы и технологические процессы должны обеспечивать равнопрочность сварных соединений основному металлу труб.

ПОДЗЕМНАЯ, НАЗЕМНАЯ (В НАСЫПЯХ) И ПОДВОДНАЯ ПРОКЛАДКА

2.6. Подземная прокладка газопровода является основным видом прокладки. В необходимых случаях глубина заложения трубопровода в грунт может быть уменьшена за счет отсыпки над ним насыпи, т.е. применения полузаглубленной прокладки.

2.7. Полузаглубленная прокладка применяется при пересеченном рельефе с целью уменьшения объема земляных работ и увеличения радиусов кривых изгиба трубопровода, при скальных грунтах, при высоком уровне стояния грунтовых вод и в других случаях, когда это технически и экономически оправдано.

2.8. Наземную прокладку газопровода (в насыпи) следует применять на высококоррозионных участках, на участках, где длительное время поверхность залита водой, при пересечении болот.

2.9. Для проектирования трубопроводов диаметром 1420 мм и расчета выбранных конструктивных решений при изысканиях трассы, помимо обычных данных, надлежит определять:

минимальный объемный вес грунта в естественном и разрыхленном состоянии;

угол внутреннего трения грунта в естественном и разрыхленном состоянии;

коэффициент сцепления грунта;

на обводненных участках — коэффициент пористости и удельный вес скелета в естественном и разрыхленном состоянии, а также удельный вес воды с учетом растворенных в ней солей.

Пробы берутся в местах, характерных для данных участков трассы.

2.10. Поперечный профиль траншей и насыпей устанавливается в зависимости от грунтов, глубины заложения и метода производства работ для каждого характерного участка газопровода с учетом конструктивных особенностей данного участка (кривых вставок, утяжеляющих грузов, анкерных устройств и т.п.).

Продольный профиль дна и план траншей должны проектироваться с учетом принятых на основании расчетов углов и радиусов изгиба труб, а также продольной жесткости труб (изгиба под действием собственного веса, возможности изгиба труб при производстве работ и других факторов).

Высота слоя грунта над трубопроводом назначается с учетом последующей осадки, исходя из условий устойчивости положения трубопровода и его защиты от механических повреждений.

2.11. Толщина слоя грунта над трубопроводом в уплотненном состоянии должна быть не менее 0,8 м (рис.1), а в пределах сыпучих песков, рыхлых пылеватых грунтов и обрабатываемых земель не менее 1,0 м.

Толщина слоя грунта над трубопроводом должна быть увеличена, если это требование диктуется расчетом продольной устойчивости трубопровода или условиями выполнения сельскохозяйственных и мелиоративных работ.

Установленная толщина слоя грунта должна быть обеспече на все время эксплуатации трубопровода. При необходимости с дует закреплять грунты и трубопровод. Против размыва и выве вания грунты можно закреплять путем обработки поверхности с ивающими составами (нерозином, битумными эмульсиями) с посл дующим посевом растений (псаммофитов). Закрепление трубопро да может производиться с помощью анкерных устройств.

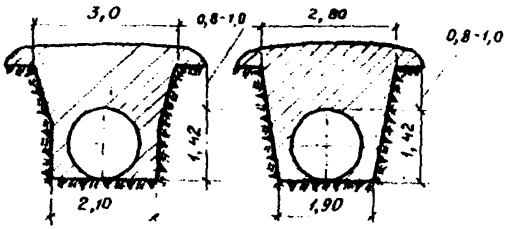


Рис.I. Подземная укладка трубопровода

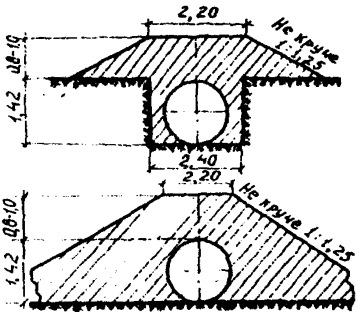


Рис.2. Укладка трубопровода: а-полузаглубленная;б-наземная

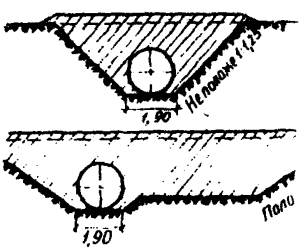


Рис.3. Подземная укладка г провода в сухих песках

2.I2. При полузаглубленной прокладке над трубопроводо сыпается насыпь в соответствии с рис.2.

Поперечная устойчивость трубопровода на прямолинейных криволинейных участках обеспечивается при заглублении его грунт не менее чем на 0,7 диаметра труб (независимо от раз насыпи).

2.I3. Ширина траншеи по дну назначается не менее 2,I м, если стенки траншеи в нижней части вертикальные.

При наличии откосов, начиная от дна траншеи, ее ширина по дну может быть уменьшена до I,9 м. При этом на высоте 0,7м от дна траншеи она должна иметь ширину не менее 2,I м.

По верху траншея должна быть не менее 2,8 м (из условия производства изоляционно-укладочных работ совмещенным методом).

В местах, где устанавливаются утяжеляющие грузы, ширина траншеи по низу должна быть не менее внешних габаритов грузов плюс 0,4 м.

2.I4. При прокладке трубопроводов в условиях сыпучих песков, угол внутреннего трения которых равен I5-25^0, производится срезка грунта на ширине рабочей полосы (с учетом прохода механизмов), в пределах которой роется траншея не на полную глубину (рис.3). Глубина траншеи назначается в зависимости от грунтовых условий и метода производства работ.

2.I5. Для обеспечения устойчивого положения газопровода диаметром I420 мм на прямолинейных участках при полузаглубленной и наземной (в насыпи) прокладке ширина насыпи по верху в течение эксплуатации должна быть не менее 2,2 м с наклоном откосов не менее угла естественного откоса грунта, из которого отсыпана насыпь, и во всех случаях - не менее чем I:I,25 (см. рис.2,б).

Насыпь должна быть закреплена против разрушения ветром и водой (в песках - путем пропитки верхнего слоя грунта или другими методами).

2.I6. Перед отсыпкой насыпи планируется основание под трубопровод.

В скальных и каменистых грунтах после планирования основания под трубопровод при наземной прокладке, а также после рытья траншеи (при полузаглубленной и подземной прокладке) отсыпается выравнивающий слой рыхлого грунта толщиной не менее 0,2 м над выступающими неровностями, предохраняющий изоляцию трубопровода от повреждений. Этим же грунтом засыпается траншея выше верха трубопровода на 0,I5+0,2 м. При наземной прокладке отсыпается небольшая насыпь из рыхлого грунта, защищающая изоляцию трубопровода от повреждений камнями.

2.I7. Насыпь или грунтовой валик, отсыпаемый над трубопроводом, не должны препятствовать стоку воды. Для этого в пониженных местах необходимо устраивать водопропускные сооружения.

Водопропускные сооружения, в зависимости от высоты насыпи и количества пропускаемой воды, выполняются в виде железобетонных труб, лотков и открытых канав, которые пересекают трубопроводом выше уровня воды (в виде надземной балочной или иной конструкции), или в виде лотков, устраиваемых над заглубленным в грунт трубопроводом.

Дно водопропускных сооружений и примыкающие к ним откосы насыпи укрепляются железобетонными плитами, камнем или одерновкой.

Количество водопропускных сооружений и их размеры назначаются в соответствии с требованиями СНиПа П-Д.7-62 "Мосты и трубы. Нормы проектирования".

2.18. В тех случаях, когда при подземной и наземной прокладках на необводненных участках радиус трубопровода в вертикальной плоскости меньше 3000 м (стрела изгиба в пределах 100 м превышает 0,4 м) и в горизонтальной плоскости менее 2000 м (стрела изгиба в пределах 100 м превышает 0,6 м), толщину слоя грунта над трубопроводом и размеры насыпи надлежит определять на основании расчета в соответствии с разделом 3 настоящих Указаний. Однако эти размеры нельзя назначать меньше указанных в пп. 2.11, 2.15.

На обводненных участках поверочный расчет необходимо выполнять во всех случаях, включая и прямолинейные участки.

2.19. Если на основании расчета продольной устойчивости трубопровода размеры насыпи или заглубления трубопровода в грунт получаются больше минимальных размеров, установленных настоящими Указаниями, то их нужно принимать в соответствии с расчетом.

Устойчивость трубопровода на выпуклых вертикальных кривых может быть также обеспечена путем укладки над трубопроводом железобетонных ящиков с грунтом, установки на трубопровод железобетонных или иных грузов и анкерных устройств (рис.4).

На вертикальных выпуклых кривых, где возможен вынос грунта ветром и размыв, поверхностный слой грунта обязательно должен закрепляться пропиткой связующими материалами или другим способом.

2.20. Повороты газопровода в любой плоскости осуществляются путем упругого изгиба, сварки сварных колен и колен машинного гнутья, отвечающих требованиям пп.2.3-2.4 (рис.5).

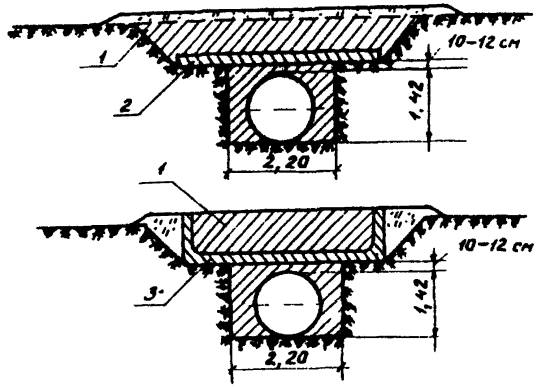


Рис.4. Пригрузка трубопровода железобетонными плитами и ящиками, загруженными грунтом:

I–грунт, пропитываемый защищающими материалами; 2–железобетонная плита; 3–железобетонный ящик

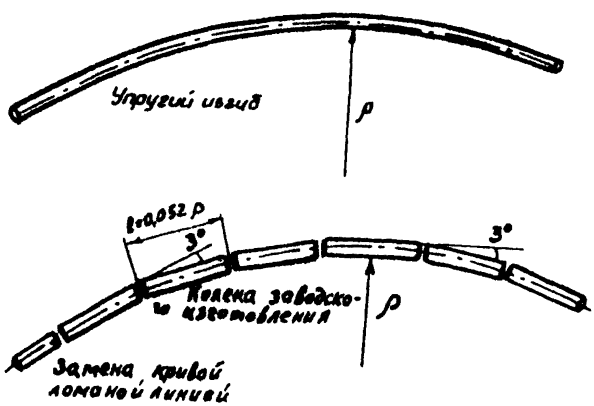


Рис.5. Образование кривых большого радиуса

2.21. Минимальные радиусы кривых упругого изгиба труб определяются на основании расчета труб на прочность и на пр дольную устойчивость трубопровода согласно разделу 3 настоя щих Указаний.

Для трубопроводов диаметром 1420 мм радиусы упругого и гиба нельзя принимать менее 1500 м в вертикальной плоскости и менее 2000 м в горизонтальной плоскости.

2.22. Если радиус упругого изгиба ограничен условиями прочности трубопровода и условиями производства работ, то п ворот газопровода выполняется меньшим радиусом за счет вва стандартных колен централизованного (на заводе или в специ но оборудованном цехе) изготовления с углом в 3^0 и прямых вставок между ними, т.е. путем замены плавной кривой ломан линией.

Расстояние между углами при радиусе кривой ρ (в метр равняется $0{,}052\,\rho$ (см.рис.5). В этом случае продольные нап жения из условия прочности не проверяются, но необходима пр верка трубопровода на продольную устойчивость согласно разд 3 настоящих Указаний.

2.23. Кривые с радиусом изгиба оси 60–100 м образуются путем гнутья труб или сварки сегментов с углами 3 и 6^0 (рис

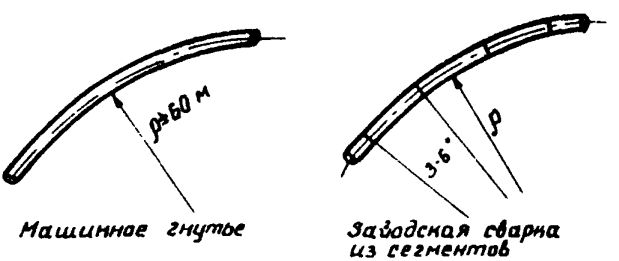


Рис.6. Колена машинного гнутья и колена, сваренные из сегме

Применение колен малых радиусов на выпуклых вертикаль кривых требует, как правило, специальных конструктивных ме приятий по закреплению газопровода против выпучивания (вып ния из грунта) или по снижению продольного усилия (путем у ройства компенсаторов). При выполнении расчетов надлежит р водствоваться положениями, изложенными в разделе 3 настоящи Указаний.

2.24. Углы поворота в вертикальной плоскости (более 9^0), обращенные выпуклостью вверх и образованные путем сварки сварных колен и колен машинного гнутья, следует разбивать на несколько углов с прямолинейными вставками между ними, а затем проверять продольную устойчивость согласно разделу 3 настоящих Указаний.

2.25. На выпуклых вертикальных кривых, образованных с помощью колен, устойчивое положение трубопровода обеспечивается за счет увеличения толщины слоя грунта над трубопроводом или его пригрузки железобетонными плитами, ящиками, заполненными грунтом, грузами или анкерами.

2.26. Все косые стыки должны свариваться с двух сторон исключительно в заводских условиях или в мастерских со 100%-ным контролем сварных соединений физическим методом (просвечиванием). Сварка косых стыков в полевых условиях не допускается. Концы колен должны быть перпендикулярны осям труб. Расстояние между соседними поперечными сварными швами во всех случаях должно быть не менее 0,6 м.

Монтажные стыки, выполняемые в условиях трассы (захлесты) следует располагать на прямых участках. При этом косина свариваемых стыков не должна выходить за пределы допуска на несоосность свариваемых труб (на условия производства работ).

2.27. На обводненных участках трассы и на подводных переходах газопровод должен быть запроектирован и рассчитан с учетом обеспечения устойчивости его положения против всплытия в соответствии со СНиПом П-Д.10-62 и разделом 3 настоящих Указаний. Устойчивость положения газопровода против всплытия в зависимости от конкретных местных условий обеспечивается одним из следующих способов или их комбинаций: балластировкой грунтом, железобетонными плитами или ящиками, загруженными грунтом, железобетонными седловидными грузами, сборными железобетонными скорлупами, сплошным обетонированием или винтовыми анкерными устройствами.

2.28. Балластировку газопровода грунтом следует предусматривать на обводненных участках трассы и на переходах через реки и каналы, где в качестве засыпки над трубопроводом используются устойчивые грунты и не возможен их размыв.

Для предотвращения размыва грунта его следует закреплять

связующими материалами, применять железобетонные плиты или использовать другие методы, обеспечивающие проектное положение трубопровода.

При проектировании следует руководствоваться "Указаниями по балластировке грунтом стальных трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971) и разделом 3 настоящих Указаний.

2.29. Балластировку железобетонными седловидными грузами или сборными железобетонными скорлупами следует применять для закрепления трубопроводов на переходах через небольшие водные преграды, включая русловую часть, когда не возможен размыв дна. При значительной скорости течения воды, когда возможен размыв, применение седловидных грузов в пределах русла не допускается.

2.30. Переходы газопроводов через небольшие реки и каналы, где это целесообразно, рекомендуется проектировать с использованием продольной жесткости труб, закрепляя трубопровод против всплытия в основном на берегах (рис.7).

Такие переходы рассчитываются согласно методике, изложенной в разделе 3 настоящих Указаний.

2.31. Подводные трубопроводы на переходах через реки и каналы, запроектированные с учетом продольной жесткости труб, при недостаточной массе расположенного над трубопроводом грунта, следует дополнительно закреплять против всплытия железобетонными плитами, ящиками, грузами или анкерными устройствами. Последние устанавливаются в пределах расчетной длины береговых участков, удерживающих трубопровод против всплытия.

2.32. Закрепление газопровода анкерными устройствами против всплытия на обводненных участках и против выпучивания на вертикальных выпуклых кривых применяется в тех случаях, когда нет подмыва грунта и лопасти анкеров располагаются в устойчивом грунте, обладающем достаточной несущей способностью.

При проектировании анкерных устройств следует руководствоваться "Указаниями по применению анкерных устройств для закрепления трубопроводов" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1968).

2.33. Глубина заложения газопровода на переходах через водные преграды в русловой части должна быть не менее 0,5 м от уровня возможного размыва дна.

При определении глубины заложения трубопровода на реках

и каналах надлежит учитывать возможные деформации русла в связи с намечаемым изменением водного режима, предполагаемыми работами по углублению дна и расширению русла.

Ширина траншеи при подводной прокладке газопровода назначается в зависимости от конкретных условий перехода и применяемых для разработки траншей механизмов.

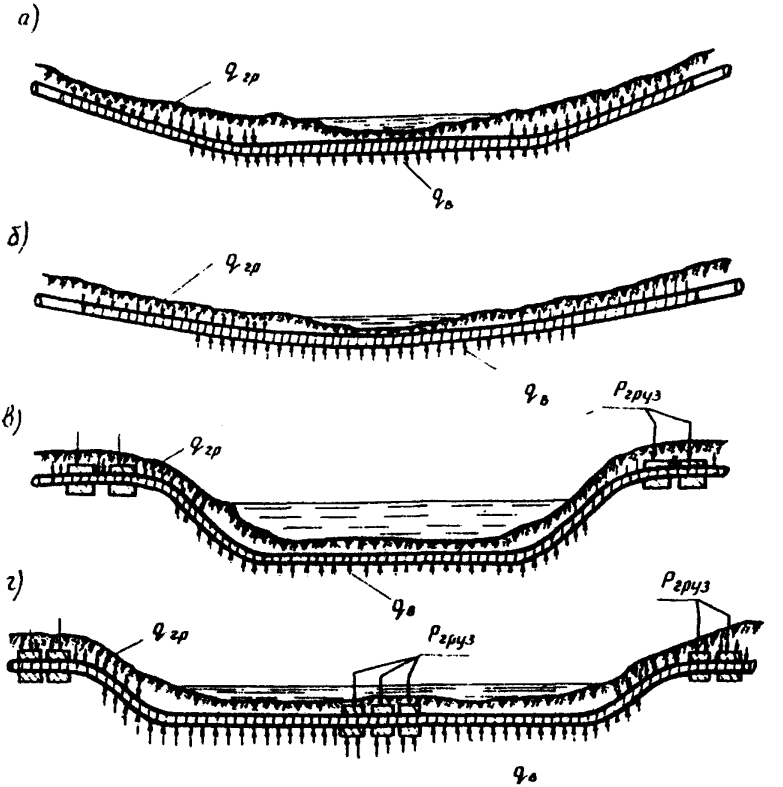


Рис.7. Схемы подводных переходов с использованием продольной жесткости труб:

а–балочные с прямолинейной частью; б–балочные с упругим изгибом; в–однопролетные рамного типа; г–двухпролетные рамного типа

На переходах через водные преграды необходимо предус
ривать противоэррозионные мероприятия и укрепление берего

На переходах с крутыми и неровными берегами следует
дусматривать срезку грунта в соответствии с принятым в пр
очертанием оси трубопровода и с учетом механизированного
полнения земляных и монтажных работ.

КОМПЕНСАЦИЯ ПРОДОЛЬНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ И УМЕНЬШЕНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ И НАЗЕМНОЙ (В НАСЫПИ) ПРОКЛАДКЕ

2.34. В тех случаях, когда при подземной и наземной (
насыпях) прокладке газопровода с высокой температурой тра
тируемого газа не обеспечивается прочность или продольная
тойчивость (согласно методике, изложенной в разделе 3 наст
щих Указаний), величина продольных напряжений может быть с
жена за счет частичной компенсации продольных деформаций
помощи одного или нескольких последовательно расположенны
компенсаторов.

2.35. Компенсаторы следует устанавливать в местах вы
лых кривых или на примыкающих к ним участках трассы.

Если установлено несколько компенсаторов, то расстоян
между ними определяется из условия снижения величины продо
ных напряжений (кормальной силы) до требуемой по расчету в
чины. Расчет выполняется согласно разделу 3 настоящих Указ

Компенсаторы рационально устанавливать в сухих рыхлых
грунтах (сыпучих песках, сухих пылеватых грунтах и др.), о
дающих малой удерживающей способностью против продольных с
щений трубопровода.

2.36. Для снижения продольных напряжений в газопровод
рекомендуется применять трапецеидальные компенсаторы.

При диаметре труб I420 мм расчетные вылеты компенсато
получаются большими, поэтому их следует располагать наклон
опирая спинку на одну свободноподвижную опору (рис.8).

2.37. Для уменьшения продольных перемещений газопрово
у мест выхода из грунта, в местах примыкания к компрессор

и газораспределительным станциям, в узлах пуска и приема очистных устройств, у перемычек около задвижек и в других местах следует устанавливать открытые или подземные трапецеидальные, // или Z -образные компенсаторы-упоры.

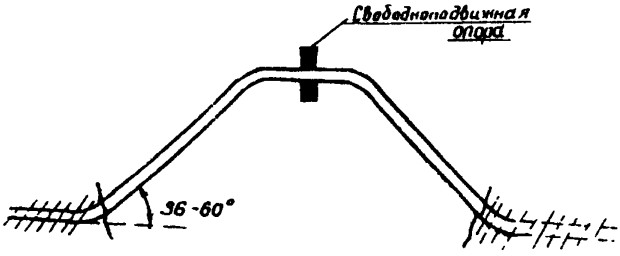


Рис.8. Схема трапецеидального компенсатора

При использовании подземных или наземных (в насыпи) компенсаторов необходима проверка их напряженно-деформативного состояния с учетом отпора грунта.

2.38. Подземные компенсаторы-упоры устраиваются той же формы, что и открытые. Подземные компенсаторы укладывают в траншеи и затем засыпают рыхлым грунтом.

Вылет Z -образных компенсаторов принимается таким же, как для открытых, рассчитываемых для данных условий, а трапецеидальных и П-образных - на 10-20% меньше открытых.

2.39. Для устройства компенсаторов применяются колена холодного гнутья, а в стесненных условиях сварные колена заводского изготовления с радиусом изгиба ρ более пяти диаметров трубы (не менее 7м) согласно рис.9.

2.40. Во избежание перенапряжения труб подземные компенсаторы-упоры следует применять с коленами 36-60° согласно рис.10: Z -образные компенсаторы-упоры с углами 45-60°; симметричные трапецеидальные с углами 45°; несимметричные трапецеидальные с углами 36-48° со стороны передачи усилия и 45-60° с другой стороны.

Трапецеидальные подземные компенсаторы-упоры почти полностью предотвращают передачу усилия на соседний участок трубо-

провода, а Z -образные в несколько раз снижают его величину. У компенсаторов между коленами (отводами) должны вварива́ться прямые вставки длиной не менее пяти диаметров трубы. Размеры компенсаторов устанавливаются расчетом (см. пп.2.37,2.38).

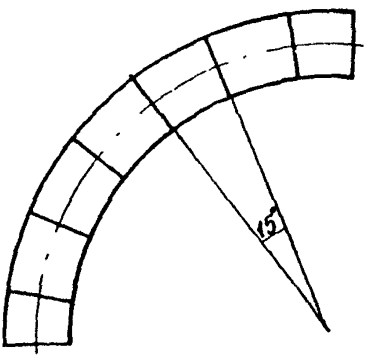


Рис.9. Сварное колено заводского изготовления

2.41. Передача усилия на соседний участок трубопровода уменьшается с увеличением угла колен, но при этом возрастают напряжения в компенсаторах-упорах.

Напряжения в компенсаторах-упорах уменьшаются с увеличением радиуса изгиба колен, поэтому рекомендуется применять колена с радиусами изгиба более 30 м (колена холодного гнутья).

2.42. Около компрессорных и газораспределительных станций, где длины примыкающих к компенсаторам прямых участков газопроводов невелики и диаметры труб менее I420 мм, для подземных компенсаторов-упоров разрешается применять колена с углами более 60^{0} и радиусы изгиба до двух диаметров труб.

Около компрессорных и газораспределительных станций компенсаторы-упоры выполняются согласно рис. II,а или II,б. В случае применения трапецеидального компенсатора передача усилия будет значительно меньше.

2.43. Для уменьшения продольных усилий, передающихся на подводные или надземные переходы трубопроводов от примыкающих к ним подземных участков, около переходов устраиваются Z -образные (см. рис.I0,а и II,в) или трапецеидальные (см.рис.I0,б) подземные компенсаторы-упоры.

Применение компенсаторов-упоров позволяет увеличить пролеты бескомпенсаторных надземных переходов, увеличить устойчивость выпуклых вертикальных кривых на подводных переходах и уменьшить нагрузки на тройники, краны и перемычки многониточных подводных переходов.

2.44. В местах выпуска и приема очистных устройств надлежит устанавливать надземные или подземные (рис.II,г) трапецеидальные компенсаторы-упоры, намного снижающие продольные перемещения труб у мест выхода их из грунта. Подземные компенсаторы-упоры следует располагать, по возможности, ближе к камерам впуска и приема очистных устройств.

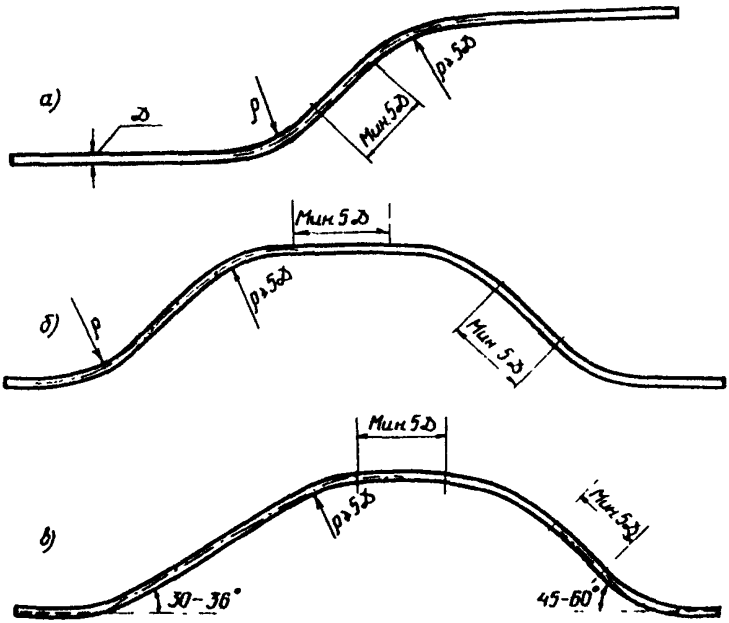


Рис.IO. Схемы подземных компенсаторов-упоров:
а- Z -образный; б-трапецеидальный симметричный; в-трапецеидальный несимметричный

2.45. В местах установки кранов, устройства ответвлений и перемычек смещения труб должны быть сведены к минимуму, для чего в пределах перемычек между параллельными нитками газопроводов, а также на отводящих трубопроводах около мест их примыкания к магистралям надлежит устраивать Z -образные подземные

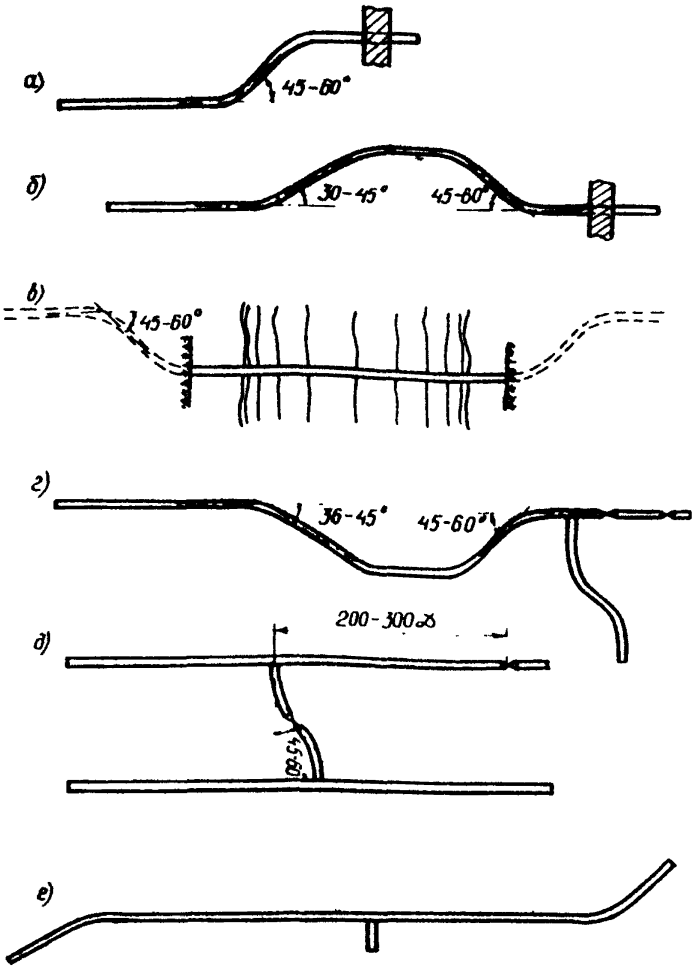


Рис.II. Применение подземных компенсаторов-упоров: а-около компрессорных станций; б-около газораспределительных станций; в-около перехода через естественные препятствия; г-около камеры запуска или приема очистного устройства;д-на перемычке между двумя параллельными нитками; е-использование поворотов трассы при выборе места примыкания отводящего трубопровода

компенсаторы (рис.II,д) с углами 45–60°. Траншея, в которую уложена перемычка или отводящий трубопровод около места примыкания к магистрали и в пределах компенсатора, должна засыпаться рыхлым податливым грунтом (торфом).

Запорные устройства на магистральных трубопроводах следует располагать на расстоянии 200–300 диаметров труб от перемычки или отводящего трубопровода.

2.46. При выборе мест примыкания отводящих трубопроводов, устройства перемычек и установки запорных устройств следует учитывать наличие углов поворота трассы и использовать их в качестве ограничителей продольных смещений трубопровода (рис. II,е).

НАДЗЕМНЫЕ ПЕРЕХОДЫ ЧЕРЕЗ ПРЕПЯТСТВИЯ

2.47. При пересечении оврагов, ущелий и небольших водных преград следует применять прямолинейные бескомпенсаторные переходы, консольные трапецеидальные переходы с двумя или большим числом опор (с наклонными компенсационными участками по концам) и переходы с несколькими трапецеидальными участками, расположенными по обе стороны оси трассы (рис.I2–I4).



Рис.I2. Однопролетный прямолинейный бескомпенсаторный переход

2.48. Компенсаторы и надземные переходы, как правило, надлежит проектировать с учетом пропуска поршня для очистки полости газопровода. Учитывая это, компенсационные участки рекомендуется располагать под углом 36–60° к продольной оси трубопровода и применять колена с радиусом изгиба ось не менее пяти диаметров трубы.

Колена заводского изготовления, сваренные из сегмент согласно п.2.3 должны иметь угол поворота оси в местах сва сегментов не более 15^{0}. Колена компенсаторов должны рассчи ваться с коэффициентом условий работы m_2, равным 0,75.

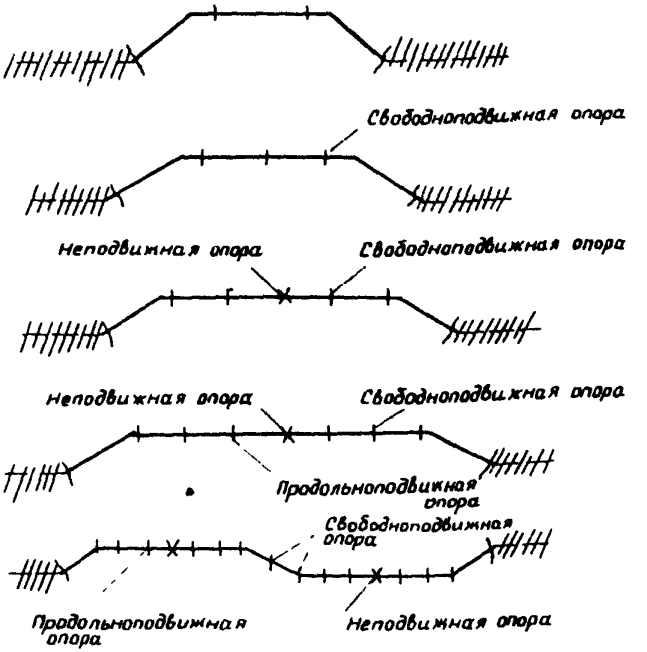


Рис.13. Схемы переходов с компенсацией продольных деформаций

2.49. Прямолинейные балочные надземные переходы без компенсации продольных деформаций проектируются одно- и двухпролетными. Разрешается рассчитывать их с учетом развития пластических деформаций в расчетном сечении согласно методике, изложенной в разделе 3 настоящих Указаний.

2.50. Надземные переходы с компенсацией продольных деформаций служат одновременно компенсаторами для примыкающих к переходам подземным участкам, что необходимо учитывать при опре-

делении вылетов компенсаторов. Компенсаторы надземных переходов у мест выхода газопровода из грунта рационально располагать наклонно к горизонтальной плоскости под углом 25-35°.

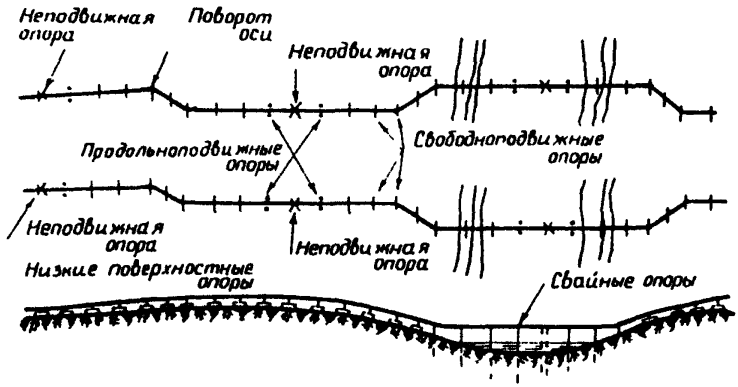


Рис.I4. Надземная параллельная прокладка трубопроводов

2.5I. В одно- и двухпролетных переходах, проектируемых согласно рис.I3, под "спинками" компенсаторов предусматривается устройство свободноподвижных опор. Плоскости, по которым перемещаются трубы, должны иметь длину, превышающую расчетную не менее чем в I,5 раза плюс 0,5 м (допуск дается на неточности при стыковке труб в процессе их сварки и при укладке трубопровода на опоры во время монтажа).

По концам площадок скольжения трубопровода делаются упоры. В местах скольжения к трубам на хомутах крепятся подкладки или башмаки, предотвращающие смятие труб в местах передачи сосредоточенных нагрузок и повреждение их при скольжении по опорам.

2.52. При отсутствии неподвижных опор в пределах надземного балочного перехода каждый из расположенных по его концам компенсаторов рассчитывается на продольное перемещение трубопроводов в месте выхода его из грунта плюс 0,75 величины изменения длины надземной части трубопровода (от внутреннего давления и изменения температуры стенок труб).

При наличии неподвижных опор в пределах надземной части трубопровода расчетная длина надземного компенсационного участка определяется от ближайшей неподвижной опоры.

При четырех пролетах среднюю опору желательно делать подвижной. При шести пролетах, помимо неподвижной средней оры, соседние с ней опоры (по одной с каждой стороны) следует проектировать продольноподвижными (см. рис.I3). При восьми большем числе пролетов может потребоваться устройство промежуточных компенсационных участков (см. рис.I3 и I4).

Поворот оси трубопровода в плане осуществляется за счет увеличения одного из углов компенсационных участков.Смещение оси трассы в сторону достигается за счет одностороннего расположения компенсаторов (см. рис. I4,б).

2.53. Расстояние между опорами надземных переходов устанавливается на основании статического и динамического (динамического воздействия ветровой нагрузки) расчета газопровода.

Расстояния между опорами должны быть: при одном и двух пролетах - не более 55 м; при трех пролетах - не более 50 м (или для среднего - 55 м и для крайних - 45 м); при четырех пяти пролетах - не более 45 м; при большем числе пролетов - более 35-40 м.

При числе пролетов более шести рекомендуется чередовать пролеты большей и меньшей величины (по 2-3 пролета одного размера), отличающиеся в I,4+I,5 раза. В этом случае большие пролеты можно принимать длиной до 45 м.

2.54. Высота расположения надземных переходов через препятствия и компенсаторов над поверхностью воды или земли принимается в зависимости от местных условий и системы прокладки газопровода, но не должна быть меньше следующих величин, м:

Над уровнем земли, где не требуется проезд машин и проход людей	0,5
Над уровнем обрабатываемых земель по согласованию.....	3,0
Над автомобильными дорогами по согласованию	5,5
Над наивысшим горизонтом каналов и несудоходных рек при I% обеспеченности по согласованию.....	I,5

2.55. Применяются следующие типы опор: свайные или на стойках (рис.I5,а), железобетонные поверхностные (рис.I5,б), железобетонные по земляным призмам и др.

Опоры должны быть рассчитаны на восприятие не только ве

тикального давления, но и горизонтальных усилий, действующих вдоль и перпендикулярно оси трубопровода. Нагрузки на опоры определяются в соответствии со СНиПом П-Д.10-62.

На сильнозасоленных мокрых участках трассы для опор должны применяться бетоны плотного состава на сульфатостойком цементе.

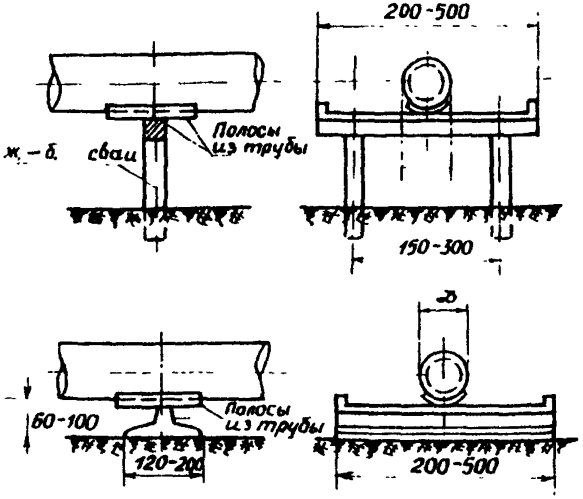


Рис.15. Схемы промежуточных опор надземных переходов

На участках газопровода, где запроектирована электрозащита труб от коррозии, должна быть предусмотрена изоляция трубопровода от опор или грунта.

3. УКАЗАНИЯ ПО МЕТОДИКЕ РАСЧЕТА

ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ И ФОРМУЛЫ

3.1. Нагрузки на трубопровод определяются в соответст со СНиПом П-Д.10-62 "Магистральные трубопроводы. Нормы про тирования", СНиПом П-А.11-62 "Нагрузки и воздействия. Норм проектирования" и настоящими Указаниями.

При расчете подземных, наземных (в насыпях) и надземн трубопроводов принимаются наиболее неблагоприятные сочетан нагрузок и воздействий.

При расчете надземных газопроводов необходимо учитыва дополнительные нагрузки, возникающие при гидравлическом ис тании трубопровода и пропуске очистных устройств (в соотве ствующем сочетании с другими видами нагрузок).

3.2. Усилия и моменты в магистральных газопроводах оп деляются по упругой стадии их работы согласно общим правил строительной механики.

Расчетная схема должна отражать условия строительно-мо тажных работ, характер воздействий и нагрузок в процессе эк плуатации.

3.3. Толщина стенки труб определяется расчетом на вну реннее давление по СНиПу П-Д.10-62 с проверкой соблюдения у ловия, чтобы испытательное давление на трассе не превышало пытательного давления, установленного для данных труб на за

Толщину стенки труб, полученную расчетом на прочность воздействием внутреннего давления, необходимо увеличивать п большом положительном расчетном температурном перепаде, ког это вытекает из расчета (согласно п.3.6 настоящих Указаний)

В противном случае необходимо принимать меры для уменьшения расчетного положительного температурного перепада или с помощью различных конструктивных мероприятий сокращать величину продольных осевых сжимающих напряжений.

3.4. Расчетный температурный перепад устанавливается для конкретных условий прокладки трубопровода в зависимости от температуры транспортируемого по трубопроводу продукта, климатических и геологических условий, условий строительства (сварки трубопровода в плеть и его укладки) и системы прокладки.

Величина расчетного температурного перепада определяется как разница между наивысшей или наинизшей расчетной температурой газа (в процессе эксплуатации) на данном участке трассы и температурой стенок трубопровода (в процессе строительства), при которой ограничиваются перемещения трубопровода после его укладки в проектное положение.

При назначении расчетного перепада температуры надлежит учитывать возможное развитие системы газопроводов, ввод дополнительных компрессорных станций и возможные остановки работы трубопровода.

При высокой температуре транспортируемого газа при подземной и наземной прокладке выполнение изоляционно-укладочных работ (с целью экономии металла) следует проектировать в такой последовательности, чтобы в самое холодное время года строились участки, наиболее удаленные от компрессорных станций.

Для каждого участка газопровода между компрессорными станциями на основании расчетов строится график минимальных температур воздуха, ниже которых не разрешается вести изоляционно-укладочные работы и засыпку трубопровода грунтом. Графики строятся с учетом изменения температуры и внутреннего давления газа по мере удаления от компрессорной станции.

3.5. Расчет магистральных стальных газопроводов выполняется по методу предельных состояний. В зависимости от вида и конструктивного решения прокладки трубопровода устанавливаются соответствующие критерии предельных состояний, т.е. таких состояний, при которых невозможна дальнейшая эксплуатация рассматриваемых участков газопроводов.

3.6. В качестве предельного состояния для всех видов и конструктивных схем прокладки магистральных напорных газопро-

водов принимается условие прочности металла на разрыв (достижение напряжений величины временного сопротивления):

$$\sqrt{\sigma_{кц}^2 + \sigma_{пр.N}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр.N}} \leq R_1; \qquad (I)$$
$$\sigma_{кц} \leq R_1, \quad \sigma_{пр.N} \leq R_1,$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения, кгс/см^2, от расчетного внутреннего давления, определяемые по формуле (6);

$\sigma_{пр.N}$ – максимальные расчетные осевые продольные напряжения (положительные при растяжении) от расчетных нагрузок и воздействий, определяемые в зависимости от вида и конструктивной схемы трубопровода, кгс/см^2;

R_1 – расчетное сопротивление, кгс/см^2, определяемое согласно СНиПу П-Д.10-62.

Исходя из условия (I) номинальную толщину стенки магистрального трубопровода определяют по формуле

$$\delta \geq \frac{n p D_{вн}}{2 \varphi_1 R_1}, \qquad (2)$$

где n – коэффициент перегрузки рабочего (нормативного) давления в газопроводе, определяемый согласно СНиПу П-Д.10-62;

p – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, кгс/см^2;

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

φ_1 – коэффициент снижения расчетного сопротивления металла труб, учитывающий величину осевых сжимающих продольных напряжений. При растягивающих осевых продольных напряжениях $(\sigma_{пр.N} > 0)$ коэффициент принимается равным единице;

при сжимающих осевых продольных напряжениях $(\sigma_{пр.N} < 0)$ определяется по формуле

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75 \left(\frac{\sigma_{пр.N}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5 \frac{\sigma_{пр.N}}{R_1}. \qquad (3)$$

В формулу (3) подставляется абсолютное значение $|\sigma_{пр\,N}|$ осевых продольных сжимающих напряжений.

Условие прочности в продольном направлении, как следует из (I), имеет вид:

$$\sigma_{пр\,N} \leq \psi_2 R_1 , \qquad (4)$$

где $\sigma_{пр\,N}$ – величина осевых продольных сжимающих или растягивающих напряжений от расчетных нагрузок и воздействий, кгс/см^2;

ψ_2 – коэффициент снижения расчетного сопротивления. При растяжении $(\sigma_{пр\,N} > 0)$ принимается равным единице, при сжатии $(\sigma_{пр\,N} < 0)$ определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1} . \qquad (5)$$

Кольцевые напряжения в стенках труб от расчетного внутреннего давления определяются по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{n p D_{вн}}{2\delta} . \qquad (6)$$

3.7. При подземной и наземной (в насыпи) прокладке газопроводов кроме условия прочности на разрыв (I) проверяют:

а) продольную устойчивость трубопровода

$$k_в \sigma_{экв} \leq N_{кр} ; \qquad (7)$$

б) устойчивость положения против всплытия трубопровода при прокладке на обводненных участках в соответствии со СНиПом II-Д.10-62 и "Указаниями по балластировке грунтом стальных трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках" (ВСН I-3I-7I)[X];

[X] М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971.

в) развитие чрезмерных деформаций

$$\sigma^{н}_{пр} \leq \psi_3 \, c R^{н}_2 \, , \qquad (8)$$

где $K_в$ – коэффициент устойчивости. Для незатопляемых и пе риодически затопляемых участков газопроводов при стоянии воды не более 20 дней в году (10%-ная обеспеченность) $K_в$ принимается равным 1,2 Если стояние воды превышает 20 дней, $K_в$ при нимается равным 1,40;

$S_{экв}$ – эквивалентное сжимающее продольное усилие от рас четных воздействий изменения температуры и внут реннего давления, определяемое согласно п.3.11 или 3.21, кгс;

$N_{кр}$ – критическое продольное усилие трубопровода, зави сящее от схемы прокладки и конструктивного реше ния и определяемое согласно п. 3.12 или 3.13, кгс

$\sigma^{н}_{пр}$ – величина максимальных суммарных продольных сжима ющих или растягивающих напряжений в газопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяе мая по формуле (16), кгс/см²;

ψ_3 – коэффициент снижения расчетного сопротивления ме талла труб; при расчете по растянутой зоне сече ния ψ_3 ($\sigma_{пр} > 0$) принимается равным единице, при расчете по сжатой зоне ($\sigma_{пр} < 0$) определяется по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75 \left(\frac{\sigma^{н}_{кц}}{R^{н}_2}\right)^2} - 0{,}5 \, \frac{\sigma^{н}_{кц}}{R^{н}_2} \, , \qquad (9$$

где $\sigma^{н}_{кц}$ – кольцевые напряжения в стенках трубы от рабочег (нормативного) давления, кгс/см²;

$$\sigma^{н}_{кц} = \frac{p D_{вн}}{2\delta} \, ; \qquad (10$$

δ – номинальная толщина стенки трубы, см;

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

$R^{н}_2$ – нормативное сопротивление материала труб и свар ных соединений, кгс/см²;

c – коэффициент, принимаемый равным 1 для трубопрово дов III и IУ категории и 0,85 – для I и II категор

3.8. Для надземной (открытой) прокладки трубопроводов и подводных переходов, рассчитываемых с учетом продольной жесткости труб, кроме условия прочности на разрыв (I), производится проверка несущей способности по формуле

$$\sigma_{пр} \leq \psi_4 R_2 , \qquad (II)$$

где $\sigma_{пр}$ – максимальные продольные сжимающие или растягивающие напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий (при наиболее невыгодном сочетании нагрузок), кгс/см^2;

R_2 – расчетное сопротивление, определяемое согласно СНиПу П-Д.10-62, кгс/см^2;

ψ_4 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при расчете по растянутой зоне сечения ($\sigma_{пр} > 0$) принимается равным единице, при расчете по сжатой зоне ($\sigma_{пр} < 0$) определяется по формуле

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma_{кц}}{R_2} . \qquad (I2)$$

При расчете балочных бескомпенсаторных переходов трубопроводов и подводных, проектируемых с учетом продольной жесткости, разрешается при определении ψ_4 в формуле (I2) вместо R_2 принимать $0{,}9R_2$ (в обоих членах);

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, определяемые по (6), кгс/см^2.

При отсутствии колебаний трубопровода в ветровом потоке в многопролетных балочных системах надземной прокладки, а также в однопролетных системах без компенсации продольных деформаций разрешается при расчете учитывать возможность развития пластических деформаций над опорами с соблюдением условий:

$$M \leq 0{,}635 R_2 W (1 + \psi_4) \sin \frac{\sigma_{пр.н} + \psi_4 R_2}{(1 + \psi_4) R_2} \pi \qquad (I3)$$

$$\sigma_{пр}^{н} \leq \psi_3 c R_2^{н}, \qquad (14)$$

где M – изгибающий момент от расчетных нагрузок и воздействий, кгс·см;

$\sigma_{пр.N}$ – продольные осевые напряжения (положительные при растяжении) от расчетных нагрузок и воздействий, кгс/см^2;

$\sigma_{пр}^{н}$ – максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий, кгс/см^2;

ψ_3 и $\psi_ф$ – коэффициенты, определяемые соответственно по формулам (9) и (12).

При продольных осевых растягивающих напряжениях ($\sigma_{пр.N} > 0$) эти коэффициенты принимаются равными единице.

Проверка продольной устойчивости надземных трубопроводов в плоскости действия поперечной нагрузки не производится, если изгибающий момент определяется с учетом продольно-поперечного изгиба.

Как правило, надземные переходы необходимо проектировать так, чтобы в них не возникали ветровые колебания. В противном случае необходима проверка прочности с учетом динамических напряжений или установка виброгасителей.

ПОДЗЕМНАЯ И НАЗЕМНАЯ (В НАСЫПИ) ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДА

3.9. Предельное состояние подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверяется согласно пп. 3.6 и 3.7.

Для прямолинейных и выполненных упругим изгибом ($\rho \geq 1000 D_н$) подземных и наземных (в насыпи) участков трубопроводов, прокладываемых без специальных компенсирующих устройств при отсутствии пучения и просадок грунта продольные напряжения определяются по формулам (15) и (16).

Максимальные расчетные осевые продольные напряжения (с учетом работы металла труб в пластической стадии) определяются по формуле

$$\sigma_{пр.N} = 0{,}25 \frac{p D_{вн}}{\delta} - \alpha E \Delta t \qquad (15)$$

Максимальные суммарные продольные напряжения (с учетом изгиба) при упругой работе металла труб определяем по формуле

$$\sigma''_{пр} = 0{,}15\frac{\rho D_{вн}}{\delta} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E D_н}{2\rho}, \qquad (16)$$

где α – коэффициент линейного расширения материала труб (для стали α = 12·10^{-6} 1/град.);

E – модуль упругости материала труб (для стали E = 2,1·10^6), кгс/см^2;

Δt – расчетный температурный перепад (принимается положительным при нагревании), °С;

ρ – рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, кгс/см^2;

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

$D_н$ – наружный диаметр труб, см;

δ – номинальная толщина стенки труб, см;

ρ – минимальный радиус кривизны оси трубы при упругом изгибе, см;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, определяемый согласно СНиПу II-Д.10-62.

3.10. Продольная устойчивость согласно условию (7) проверяется на подземных и наземных (в насыпях) прямолинейных участках трубопровода и криволинейных участках, обращенных выпуклостью вверх. При наземной (в насыпи) прокладке, кроме того, проверяется достаточность поперечных размеров насыпи. Проверка продольной устойчивости подземных участков с горизонтальными и вертикальными кривыми, имеющими выпуклость вниз, производится так же, как и для прямолинейных участков.

3.11. Для прямолинейных и криволинейных участков, для которых расчетный радиус оси трубопровода $\rho_0 \geq 1000 D_н$, эквивалентное продольное усилие, кгс, определяется по формуле

$$N_{экв} = N_0 - (0{,}26\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t)F, \qquad (17)$$

где F – площадь поперечного сечения стенок трубы, см^2;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления на данном участке, определяемые по формуле (6);

Δt – расчетный температурный перепад для рассматриваемого участка, положительный при нагреваниях.

3.I2. Критическое продольное усилие для прямолинейных участков заглубленного в грунт газопровода определяется по формуле

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 E J}{L_{кр}^2} + \frac{C_{y0} D_н L_{кр}^2}{\pi^2}, \qquad (I8)$$

где E – модуль упругости металла труб, кгс/см^2;

J – момент инерции поперечного сечения трубы, см^4;

$L_{кр}$ – расчетная длина волны выпучивания, см.

Длина волны выпучивания, соответствующая минимальному значению критического усилия, равна:

$$L_{кр} = \pi \sqrt[4]{\frac{EJ}{C_{y0} D_н}}, \qquad (I9)$$

где C_{y0} – коэффициент нормального сопротивления, определяемый в соответствии с п. 3.I8, кгс/см^3;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см.

Минимальное значение критического продольного усилия после подстановки в формулу (I8) значения $L_{кр}$ из (I9) определяется по формуле

$$N_{кр} = 2\sqrt{C_{y0} D_н E J}. \qquad (20)$$

3.I3. Критическое продольное усилие для подземных и наземных (в насыпи) участков трубопроводов с углами поворота, обращенными выпуклостью вверх, и наземных участков (в насыпи) с углами поворота в горизонтальной плоскости определяется по формуле

$$N_{кр} = \frac{5\pi^2 E J}{L_{кр}^2} - \frac{5 C_p L_{кр}^2}{9\pi^2}, \qquad (2I)$$

где C_p – коэффициент разгрузки, характеризующий пластическую работу грунта и определяемый в соответствии с п.3.19, кгс/см^2;

$L_{пр}$ – расчетная длина волны выпучивания, см;

$$L_{пр}^2 = \frac{265EJ}{\rho_0 q_{пр}\left(1+\sqrt{1+\frac{80EJC_p}{\rho_0^2 q_{пр}^2}}\right)}, \qquad (22)$$

где ρ_0 – расчетный радиус изгиба оси трубопровода, определяемый согласно п.3.14 или пп.3.24–3.29, см;

$q_{пр}$ – предельное сопротивление поперечным перемещениям трубы, определяемое согласно п.3.15, кгс/см .

Исходя из расчетного радиуса изгиба, минимальное значение критического продольного усилия определяется по формуле

$$N_{кр} = 0{,}375\, q_{пр}\rho_0 . \qquad (23)$$

3.14. При прокладке подземного и наземного (в насыпи) трубопровода с упругим изгибом критическое продольное усилие определяется по формуле (23). Расчетный радиус изгиба ρ_0 принимается равным радиусу упругого изгиба оси трубы ρ при выполнении следующего условия:

$$L_{кр} \le 2\rho\sin\frac{\alpha}{2}, \qquad (24)$$

где α – угол поворота газопровода, град.;

ρ – радиус упругого изгиба оси трубы, см.

Если условие (24) не выполняется, то определяется расчетный радиус согласно пп. 3.24–3.29.

3.15. При расчете продольной устойчивости подземного и наземного (в насыпи) трубопровода, имеющего начальный изгиб, предельное сопротивление поперечным перемещениям трубопровода определяется по формуле

$$q_{пр} = q_{пт} + n_г q_{пр\,гр}, \qquad (25)$$

где $q_{пт}$ и $q_{пр.гр}$ определяются согласно п.3.16;

$n_г$ – коэффициент перегрузки для грунта, принимаемый равным 0,80.

3.16. При расчете продольной устойчивости подземного и наземного (в насыпи) трубопровода, имеющего в вертикальной плоскости выпуклость вверх, величины, входящие в формулу (25), определяются по следующим выражениям:

$$q_{п.т} = q_{тр} + q_{доп} ; \tag{26}$$

$$q_{пр.гр} = \gamma_{гр} D_н (h_0 - 0{,}39 D_н) + \gamma_{гр} h_0^2 tg 0{,}7 \varphi_{гр} + \frac{0{,}7 C h_0}{\cos 0{,}7 \varphi_{гр}} . \tag{27}$$

При расчете продольной устойчивости наземного (в насыпи) трубопровода, имеющего кривизну в горизонтальной плоскости, величины, входящие в формулу (25), определяются по следующим выражениям:

$$q_{пт} = q_{тр} \cdot tg \varphi_{гр} ; \tag{28}$$

$$q_{пр.гр} = \gamma_{гр} tg \varphi_{гр} \left[\frac{D_н H}{2} + \frac{(a+B)H}{4} - D_н^2 \right] + C \frac{B - D_н}{2} ; \tag{29}$$

$$q_{пр.гр} = \gamma_{гр} h_0 D_н tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) \tag{30}$$

Из значений величин, подсчитанных по формулам (29) и (30), в расчет принимается меньшее.

3.17. Если грунт полностью или частично обводнен, то следует учитывать уменьшение его удерживающей способности в соответствии с "Указаниями по балластировке грунтом стальных трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках", (ВСН I-3I-7I), М., ОНТИ ВНИИСТа, 1971.

В формулах (26-30) приняты следующие обозначения:

$q_{тр}$ – вес газопровода с продуктом без коэффициента перегрузки, кгс/см ;

б) при невыполнении условия (33), т.е. при наличии участка предельного равновесия грунта при сдвиге

$$S_{экв} = S_0 - \frac{\alpha}{2}\left[\sqrt{1+\frac{4\Delta_1 EJ}{\alpha}} - \left(\frac{2}{\beta}\right)^2 - 1\right], \qquad (38)$$

где S_0 – эквивалентное продольное сжимающее усилие для прямолинейного трубопровода, определяемое по формуле (I7), кгс;

$L_{кр}$ – расчетная длина волны выпучивания, определяемая в зависимости от расчетного радиуса изгиба по формуле (22), см;

ρ_0 – расчетный радиус изгиба, определяемый в зависимости от схемы прокладки согласно пп.3.24–3.29, см;

$t_{пр}$ – предельное сопротивление грунта продольным перемещениям трубы, определяемое в соответствии с п. 3.22, кгс/см;

$C_{х.о}$ – обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта, определяемый в соответствии с п.3.23, кгс/см^3;

$q_{пр}$ – предельное сопротивление поперечным перемещениям трубопровода, определяемое согласно п.3.I5, кгс/см;

$C_р$ – коэффициент разгрузки, определяемый по формуле (32), кгс/см^2;

3.22. Предельное сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода определяется по формуле

$$t_{пр} = n_r\left(q_{п.т}\,tg\,\varphi_{гр} + 2\gamma_{гр}\,C_н\,\pi D_н^2\,tg\,\varphi_{гр} + 0{,}6\pi D_н C\right), \qquad (39)$$

где n_r – коэффициент перегрузки для грунта, принимаемый равным 0,80;

$q_{п.т}$ – положительная плавучесть трубопровода, определяемая по формуле (26), кгс/см;

$\gamma_{гр}$ – расчетный объемный вес грунта засыпки над трубопроводом, кг/см^3;

C – расчетное сцепление грунта, кгс/см^2;

$C_н$ – коэффициент, учитывающий образование свода естественного равновесия; $C_н$ определяется в зависимости от относительной глубины заложения трубопровода $h/D_н$ по графику (рис.I6);

h – высота засыпки над верхней образующей трубы, см;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см.

3.23. Обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта $C_{x\,o}$, кгс/см^3, для песчаных и супесчаных грунтов принимается равным 0,I9–0,33 (для сухих рыхлых песков – 0,I9, для плотной влажной супеси – 0,33); для глин и суглинков от 0,2I до 0,4I, в зависимости от плотности.

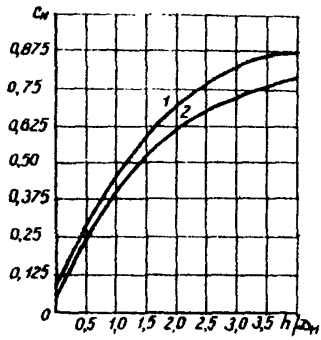


Рис.I6. Зависимость коэффициента C_H, учитывающего образование свода естественного равновесия грунта при продольных перемещениях трубы, от относительной глубины заложения газопровода h/D_H:
I–песчаные грунты; 2–глинистые грунты

3.24. Расчетный радиус упругого изгиба следует определять в такой последовательности:

а) задаемся возможной величиной длины волны выпучивания;

б) по формулам (4I–45), в зависимости от схемы прокладки, определяем в первом приближении расчетный радиус упругого изгиба. Так как расчетная длина волны выпучивания фактически является неизвестной и зависит от ρ_o, то решение выполняем методом последовательных приближений;

в) по формуле (22) определяем расчетную длину волны выпучивания;

г) по вновь найденной длине определяем новое значение ρ_o; затем расчет повторяем.

Обычно трех – четырех приближений достаточно для определения расчетной длины волны выпучивания;

д) зная расчетную длину волны выпучивания, по (2I) или согласно найденному расчетному радиусу по (23) определяем критическое продольное усилие.

Допускается также применять графоаналитический метод определения расчетного радиуса упругого изгиба. По профилю намечается расчетный участок, где наиболее возможно выпучивание трубопровода. Из середины хорды, являющейся предполагаемой

длиной волны выпучивания ($L_{кр}$), нужно восстановить перпендикуляр и определить расстояние до оси трубопровода (f_0). При отсутствии обратных вогнутых кривых в вертикальной плоскости угол поворота обычно является вершиной волны.

При наличии обратных (вогнутых) кривых в непосредственной близости (20–30 м) от вертикального выпуклого угла поворота начало волны выпучивания следует принимать в середине обратной кривой. Сначала определяется по масштабу f_0 (масштаб определяется из условия, что ошибка при определении f_0 не превышает 5%), а затем – расчетный радиус упругого изгиба по формуле

$$\rho_0 = \frac{L_{кр}^2}{\pi^2 f_0}. \qquad (40)$$

Далее расчет выполняется в соответствии с вышеизложенными положениями.

3.25. При прокладке подземного трубопровода по схеме (рис. 17), когда угол $\alpha \leq 9^0$, длина хорды кривой менее длины волны выпучивания и длина каждого из прямолинейных примыкающих участков такова, что $L_{пр} + \frac{L_0}{2} \geqslant \frac{L_{кр}}{2}$, расчетный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho_0 = \frac{2L_{кр}^2 \cos\frac{\alpha}{2}}{\pi^2\left[L_{кр}\sin\frac{\alpha}{2} - 2\rho_н\left(1-\cos\frac{\alpha}{2}\right)\right]}, \qquad (41)$$

где α – угол поворота трубопровода в вертикальной плоскости, град.;

$\rho_н$ – радиус изгиба кривой, см;

$L_{кр}$ – расчетная длина волны выпучивания, см.

3.26. При прокладке подземного трубопровода по схеме (рис. 18), когда расчетный участок состоит из двух кривых вставок и прямолинейного участка между ними, причем каждый из углов менее 9^0 и $\rho_1 \sin\frac{\alpha_1}{2} + \rho_2 \sin\frac{\alpha_2}{2} + L_{пр} \leq L_{кр}$, расчетный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho_0 = \frac{2L_{кр}^2}{\pi^2\left[L_{кр}\operatorname{tg}\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2} + \left(L_{пр} + \rho_1\operatorname{tg}\frac{\alpha_1}{2} + \rho_2\operatorname{tg}\frac{\alpha_2}{2}\right)\left(\sin\frac{\alpha_2-\alpha_1}{2} - \operatorname{tg}\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2}\cos\frac{\alpha_2-\alpha_1}{2}\right)\right]}. \qquad (42)$$

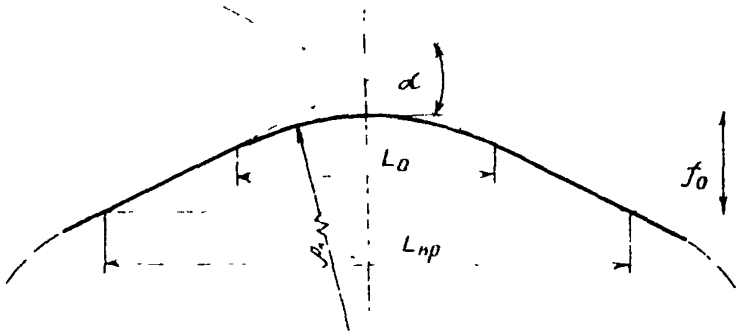


Рис.I7. Расчетная схема прокладки газопровода в случае, если длина хорды кривой менее расчетной длины волны выпучивания

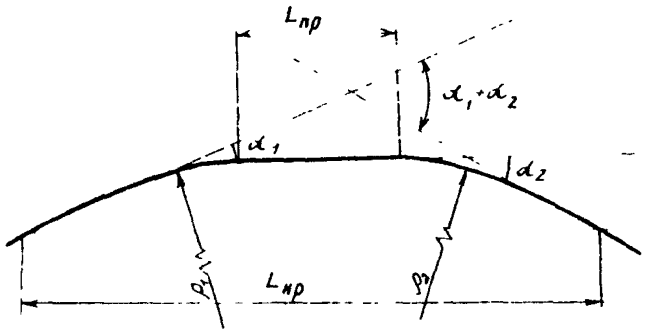


Рис.I8. Расчетная схема трубопровода, когда на длине волны выпучивания имеются две кривые с прямолинейной вставкой между ними

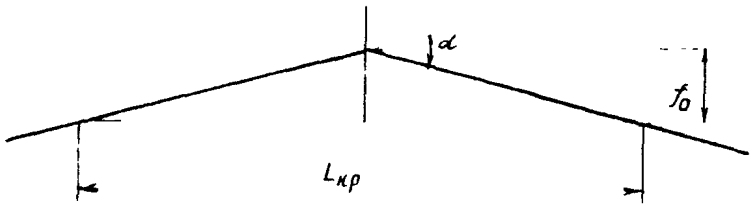


Рис.I9. Расчетная схема трубопровода при одном угле поворота, выполненного при помощи колена

3.27. При прокладке подземного трубопровода по схеме (рис.19), когда на расчетной длине лишь один угол поворота, выполненный с помощью колен, расчетный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho_c = \frac{2L_{кр}}{\pi^2 \operatorname{tg}\frac{\alpha}{2}}, \qquad (43)$$

3.28. При прокладке подземного трубопровода по схеме (рис.20), когда на расчетной длине два угла поворота, выполненных с помощью колен, расчетный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho_c = \frac{2L_{кр}^2}{\pi^2 [L_{кр} \operatorname{tg}\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2} + l_{пр}(\sin\frac{\alpha_1}{2}\cos\frac{\alpha_1}{2} - \operatorname{tg}\frac{\alpha_1+\alpha_2}{2}\cos\frac{\alpha_2-\alpha_1}{2})]}. \qquad (44)$$

3.29. Если при прокладке трубопровода кривая заменяется ломаной линией с равными углами, образованными коленами 3-6°, и

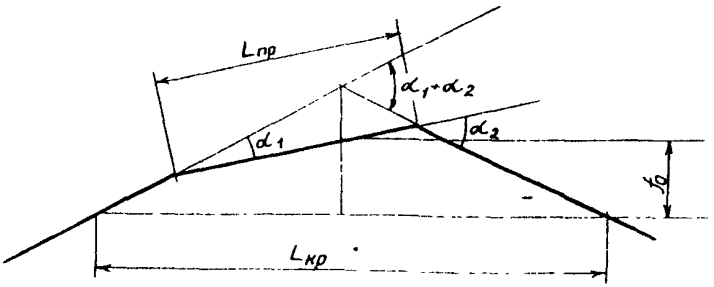


Рис.20. Расчетная схема трубопровода, когда поворот выполнен при помощи двух колен с прямолинейным участком между ними

равными расстояниями между ними (рис.21), расчетный радиус изгиба определяется по формуле

$$\rho_c = \frac{2L_{кр}^2 \cos\frac{n\alpha_1}{2}}{\pi^2 [L_{кр}\sin\frac{n\alpha_1}{2} - L_0(n-1)\sin\alpha_1]}, \qquad (45)$$

где n – число углов поворота на расчетной длине волны выпучивания.

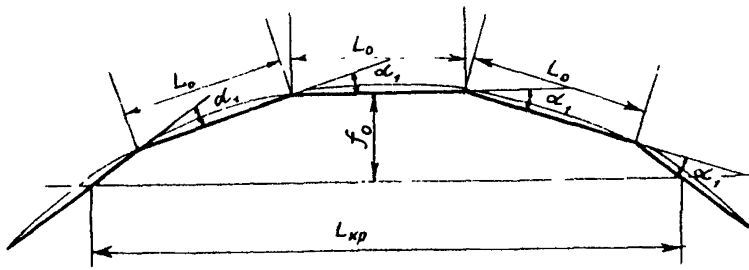


Рис.21. Расчетная схема при замене кривой ломаной линией с равными углами и одинаковыми расстояниями между ними

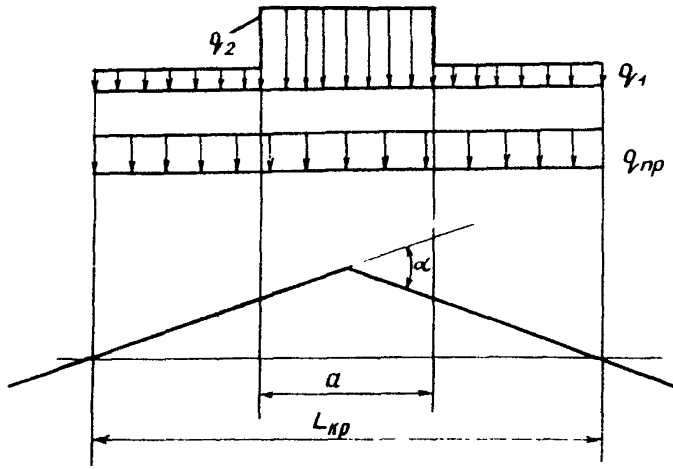


Рис.22. Расчетная схема, определяющая рациональное размещение дополнительных устройств, обеспечивающих устойчивость углов поворота

3.30. Исходя из расчета на продольную устойчивость, участки с вертикальными выпуклыми углами поворота, выполненными с помощью колен или вставок машинного гнутья, обычно требуют дополни-

тельного заглубления в грунт или закрепления против поперечных перемещений. Грузы или анкеры не следует распределять равномерно по всей длине волны выпучивания, их нужно сосредоточить вблизи вершины вертикального угла. Если предельную удерживающую способность при равномерном распределении нагрузки обозначить $q_{пр}$, погонную удерживающую способность в окрестности вершины q_2, а на примыкающих к вершине участках q_1 (рис.22), то относительная длина, на которой имеется пригрузка q_2, определится из условия:

$$\sin\frac{n\pi}{2} = \frac{q_{пр} - q_1}{q_2 - q_1}, \qquad (46)$$

где $n = \frac{a}{L_{кр}}$.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ГАЗОПРОВОДА В МЕСТАХ ЕГО ВЫХОДА ИЗ ГРУНТА

3.31. Продольное перемещение подземного трубопровода в месте его примыкания к открытому компенсатору определяется по формулам:

а) при отсутствии участка предельного равновесия грунта, критерием чего является выполнение условия (52),

$$\Delta_0 = \frac{S_0}{EF\gamma + \eta_н}; \qquad (47)$$

б) при наличии участка предельного равновесия грунта

$$\Delta_0 = a\left(1 - \sqrt{1 - \left(\frac{\beta}{a}\right)^2}\right), \qquad (48)$$

где

$$a = \frac{S_0}{\eta_к} + \frac{EF t_{пр}}{\eta_к^2}; \qquad (49)$$

$$b^2 = \left(\frac{S_0}{\eta_к}\right)^2 + \left(\frac{t_{пр}}{\gamma \eta_к}\right)^2 \qquad (50)$$

При

$$\frac{b}{a} < 0{,}1 \qquad \Delta_0 = \frac{1}{2}\frac{b^2}{a} \qquad (51)$$

Если пренебречь жесткостью компенсатора, т.е. принять $\eta_к = 0$, то продольное перемещение определяется более простыми выражениями:

$$\Delta_0 = \frac{S_0}{EF\gamma}, \qquad (47а)$$

$$\Delta_0 = \frac{1}{2EF}\left(\frac{S_0^2}{t_{пр}} + \frac{t_{пр}}{\gamma^2}\right) \qquad (48а)$$

Критерием отсутствия участка предельного равновесия грунта является условие:

$$\frac{S_0 \gamma}{t_{пр}\left(1 + \frac{\eta_к}{EF\gamma}\right)} \leq 1, \qquad (52)$$

$$S_0 = (\alpha \Delta t E + 0{,}2\sigma_{кц})F, \qquad (53)$$

где

α – коэффициент температурного расширения материала труб (для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \frac{1}{град.}$);

Δt – расчетный температурный перепад (положительный при нагревании), °С;

E – модуль упругости материала труб (для стали $E = 2{,}1 \cdot 10^6$ кгс/см^2);

F – площадь поперечного сечения стенок трубы, см^2;

$\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, определяемые по (6);

$\eta_к$ – жесткость компенсатора, т.е. отпор компенсатора от единичного продольного перемещения, кгс/см, согласно п.3.32;

$T_{пр}$ – погонное предельное сопротивление грунта сдвигу, определяемое в соответствии с п.3.22, кгс/см (n_1 =0,8);

γ – характеристика упругой работы грунта, $см^{-1}$;

$$\gamma = \sqrt{\frac{\pi D_н C_{гр}}{EF}}, \qquad (54)$$

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см;

$C_{гр}$ – обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта, определяемый согласно п.3.23, кгс/$см^3$;

3.32. Жесткость компенсатора определяется по формуле

$$\gamma_к = \frac{1}{C_к}. \qquad (55)$$

В формуле (55) величина $C_к$ равняется:

для Г-образного компенсатора

$$C_к = \frac{\ell_к^3}{3}, \qquad (56)$$

где $\ell_к$ – вылет компенсатора, см;

для П-образного компенсатора $C_к$ равняется значению А в формуле (31) СНиПа II-Д.10-62;

для $\angle$ -образного компенсатора $C_к$ равняется значению В в формуле (32) СНиПа II-Д.10-62.

Для других типов компенсаторов их жесткость определяется по правилам строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости для гнутых и сварных колен.

3.33. Расчет компенсаторов на прочность производится согласно СНиПу II-Д.10-62. Величины продольных перемещений являются, как следует из (47) и (48), функцией жесткости компенсатора, т.е. его линейных размеров. Поэтому параметры компенсатора определяются методом последовательных приближений. Вначале принимается жесткость компенсатора $\gamma_к$ = 0 и определяется продольное перемещение по формулам (47а) или (48а); в соответствии со СНиПом II-Д.10-62 определяются размеры компенсатора и его жесткость исходя из необходимости компенсации перемещений с примыкающих участков подземного трубопровода, симметричных относительно компенсатора.

Затем с учетом фактической жесткости компенсатора по (47)

или (48) находят действительное значение перемещения, по которому вновь определяют размеры компенсатора. Обычно двух приближений достаточно для выбора рациональных размеров компенсаторов.

3.34. Длины подземных участков, на которых происходит перемещение трубопровода к месту выхода из грунта, можно определить с необходимой для практики точностью по формулам:

а) при отсутствии участка предельного равновесия грунта (условие (52)

$$\ell = \frac{3}{\gamma} + \frac{1}{\gamma} \ln \frac{t_{пр}}{S_0 \gamma} ; \qquad (57)$$

б) при наличии участка предельного равновесия грунта при продольных перемещениях

$$\ell = \frac{3}{\gamma} + \frac{N_0 - \frac{t_{пр}}{\lambda}}{t_{пр}} . \qquad (58)$$

В формулах (57) и (58) приняты те же обозначения, что и в п.3.31.

3.35. Надземные переходы (или их части, примыкающие к подземным участкам трубопровода) необходимо рассчитывать с учетом влияния примыкающих подземных участков и продольных деформаций самих переходов.

Дополнительный распор в рамном, арочном или прямолинейном переходе с компенсаторами, вызванный продольным перемещением, определяется по формулам:

а) при отсутствии участка предельного равновесия грунта при продольных перемещениях (условие (64)

$$H_\Delta = \frac{N_{рас}}{1 + \frac{EFX}{\eta_k}} . \qquad (59)$$

б) при наличии участка предельного равновесия грунта

$$H_\Delta = A\left(1 - \sqrt{1 - \left(\frac{B}{A}\right)^2}\right) , \qquad (60)$$

где

$$A = N_{рас} + \frac{EFt_{пр}}{\eta_к}; \qquad (61)$$

$$B^2 = N_{рас}^2 + \left(\frac{t_{пр}}{\gamma}\right)^2; \qquad (62)$$

$$N_{рас} = (\alpha \Delta t E - 0{,}3\sigma_{кц})F - H_{пост}. \qquad (63)$$

Условие отсутствия участка предельного равновесия грунта ($t_x \leq t_{пр}$) имеет вид:

$$\frac{N_{рас}\gamma}{t_{пр}\left(1+\frac{\eta_к}{EF\gamma}\right)} \leq 1. \qquad (64)$$

В п.3.35 приняты те же обозначения, что и в п.3.31. $H_{пост}$ распор в надземном переходе от поперечной нагрузки, изменения температуры и давления (положителен при сжатии), кгс;

Так, например, для прямолинейного надземного перехода с компенсаторами величины распора $H_{пост}$ и $N_{рас}$ определяются по формулам:

$$H_{пост} = \frac{\sigma_0 L_к \eta_к}{EF} - 0{,}5\sigma_{кц}F; \qquad (65)$$

$$N_{рас} = \sigma_0 - \frac{\sigma_0 L_к \eta_к}{EF}, \qquad (66)$$

где $L_к$ – длина надземного компенсируемого участка трубопровода.

Для арочных переходов величина $H_{пост}$ описывается таким выражением (65), с добавлением распора от поперечной нагрузки. Жесткость арочного перехода можно определять по приближенной формуле

$$q_a = \frac{105EJ}{16 f_a^2 \cdot l_a}, \qquad (67)$$

где f_a, l_a – соответственно стрела подъема оси арки и расчетный пролет, см.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ КОМПЕНСАЦИОННЫМИ УСТРОЙСТВАМИ НА ПОДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ (В НАСЫПИ) УЧАСТКАХ ГАЗОПРОВОДОВ

3.36. Компенсационные участки при подземной и наземной (в насыпи) прокладке трубопроводов устраиваются для уменьшения продольных напряжений в трубопроводе. Необходимость установки компенсаторов определяется невыполнением условий (4) и (8).

Уровень, до которого следует снизить продольные осевые напряжения, будет равен наименьшей из следующих величин:

$$\sigma = \psi_3 R_2^н \pm \frac{E \mathcal{D}_н}{2\rho}, \qquad \sigma = \psi_2 R_1, \qquad (68)$$

где ψ_2, ψ_3 – коэффициенты, учитывающие двухосное напряженное состояние металла труб и определяемые соответственно по формулам (5) и (9);

$R_1, R_2^н$ – соответственно расчетное и нормативное сопротивления материала труб, определяемые согласно СНиПу П-Д.10-62, кгс/см^2;

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

$\mathcal{D}_н$ – наружный диаметр трубы, см;

ρ – радиус упругого изгиба, который рекомендуется принимать для подземных участков трубопроводов с частичной компенсацией продольных деформаций не менее $1500\mathcal{D}_н$, см.

3.37. Расстояние между компенсаторами на подземных или наземных (в насыпи) участках трубопроводов L определяется из решения уравнения:

$$\sigma F \le (0{,}3\sigma_{кц} - E\alpha\Delta t)F + \frac{S_0}{ch\gamma\ell + \frac{2n}{\gamma EF} sh\gamma\ell}. \qquad (69)$$

Величина продольного перемещения подземного трубопровода в месте выхода из грунта равна:

$$\Delta_0 = \frac{\sigma'_0}{2\eta_к + \gamma EF\, cth\, \gamma \ell}, \qquad (70)$$

где σ' – величина осевых продольных напряжений (положительна при растяжении) определяемая согласно п.3,36, кгс/см^2;

$\ell = L/2$ – расстояние от несмещающегося сечения трубопровода до места выхода трубопровода из грунта.

В п. 3.37 приняты те же обозначения, что и в п.3.31.

Решение задачи выполняется методом последовательных приближений. Можно, задавшись размерами компенсатора, определить его жесткость ($\eta_к$) и компенсирующую способность (Δ_0) в соответствии со СНиПом П-Д.10-62 и п. 3.37, а затем по формуле (70) определить возможную длину подземного участка, с которой компенсируется данная деформация. Далее проверяют условие (71). Если оно не выполняется, то длину определяют из (73). Однако в этом случае недоиспользуется компенсирующая способность компенсатора.

Пренебрегая жесткостью компенсатора, т.е. принимая $\eta_к = 0$, из (69) можно определить длину ℓ, затем по (70) определить Δ_0, по последней из условия прочности компенсатора найти его размеры и жесткость. Далее расчет повторяется в той же последовательности.

Определив величину ℓ и $\eta_к$, проверяют следующее условие:

$$\frac{\sigma'_0 \gamma}{t_{пр}\left(\frac{2\eta_к}{\gamma EF} + cth\, \gamma \ell\right)} \leqslant 1. \qquad (71)$$

Если условие (71) не выполняется, то расстояние между компенсационными участками определяют согласно п. 3.38.

3.38. Расстояние между компенсаторами на подземном и наземном (в насыпи) участках трубопровода ($L = 2\ell$) при наличии участка предельного равновесия грунта, несоблюдение условия (71), можно определить по приближенной методике из выражения:

$$\sigma F \leqslant 0{,}56 \sigma_{ец} F - t_{пр}\ell + \frac{t_{пр}\frac{\ell}{2} - \sigma'_0}{1 + \frac{EF}{2\eta_к \cdot \ell}}. \qquad (72)$$

Если отношение $EF t_{пр}/\sigma_0 \eta_n \leq 0{,}05$, то последним слагаемым в формуле (72) можно пренебречь.

Величина продольного перемещения подземного трубопровода в месте выхода на поверхность равна:

$$\Delta_0 = \frac{\sigma_0 - \frac{t_{пр} e}{2}}{2\eta_n + \frac{EF}{e}} \qquad (73)$$

В п.3.38 приняты те же обозначения, что и в п.3.31.

Отметим, что компенсатор необходимо рассчитывать на суммарное продольное перемещение с обоих примыкающих к нему подземных участков, т.е. $\Delta_к = 2\Delta_0$. В формуле (72) величину $t_{пр}$ следует определять согласно п.3.22 по формуле (39) с коэффициентом перегрузки для грунта $n_г = 1{,}30$, а в формуле (73) – с коэффициентом перегрузки $n_г = 0{,}80$. В формулах (69)–(73) расчетный температурный перепад принят положительным при нагревании, а знак продольного усилия – положительным при растяжении.

РАСЧЕТ ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ БЕСКОМПЕНСАТОРНЫХ ОДНОПРОЛЕТНЫХ БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ ГАЗОПРОВОДОВ

3.39. Прямолинейные бескомпенсаторные однопролетные переходы трубопроводов разрешается рассчитывать с учетом пластических деформаций согласно условиям (13) и (14) с проверкой отсутствия колебаний в ветровом потоке. Нагрузки, воздействия и их сочетания определяются в соответствии со СНиПом II-А.11-62 и СНиПом II-Д.10-62. Продольное осевое усилие ($\sigma_{пр.N}$) определяется в зависимости от изменения температуры и внутреннего давления, а расчетный изгибающий момент – с учетом продольно-поперечного изгиба для наиболее напряженного сечения трубопровода .

3.40. Изгибающий момент, кгс·см, от поперечной нагрузки для середины пролета и опорного сечения определяется по формулам:

$$M_e = \frac{qL^2}{24}\,\bar{M}_e\,, \qquad (74)$$

$$M_o = -\frac{qL^2}{12}\,\bar{M}_o\,, \qquad (75)$$

где q – интенсивность равномерно распределенной поперечной нагрузки на открытом участке, определяемая согласно СНиПу П-Д.10-62, кгс/см. При воздействии вертикальных и горизонтальных поперечных нагрузок расчетная поперечная нагрузка (q) определяется, как их равнодействующая;

L – расстояние (пролет перехода) в свету между местами выхода трубопровода из грунта, см;

$\bar{M}_e, \bar{M}_o$ – безразмерные коэффициенты изменения изгибающих моментов, учитывающие влияние примыкающих подземных участков трубопроводов и определяемые в соответствии с п.3.41.

Поперечные перемещения трубопровода определяются по следующим формулам:

для середины пролета

$$f_e = \frac{qL^4}{384EJ}\,\bar{f}_e\,; \qquad (76)$$

для пяты перехода

$$f_o = \frac{qL^4}{192EJ}\,\bar{f}_o\,, \qquad (77)$$

где EJ – изгибная жесткость трубопровода, кгс·см^2;

$\bar{f}_e, \bar{f}_o$ – безразмерные коэффициенты изменения перемещений, учитывающие влияние примыкающих подземных участков трубопроводов и определяемые в соответствии с п.3.41.

3.41. Безразмерные коэффициенты $\bar{M}_e, \bar{M}_o, \bar{f}_e$ и $\bar{f}_o$ являются функцией величины ν , характеризующей относительное защемление надземного перехода на примыкающих подземных участках, и определяются по графику (рис.23) или по следующим формулам:

$$\bar{M}_e = \frac{3\nu^2 + 3\nu + 1}{1 + \nu}\,, \qquad (78)$$

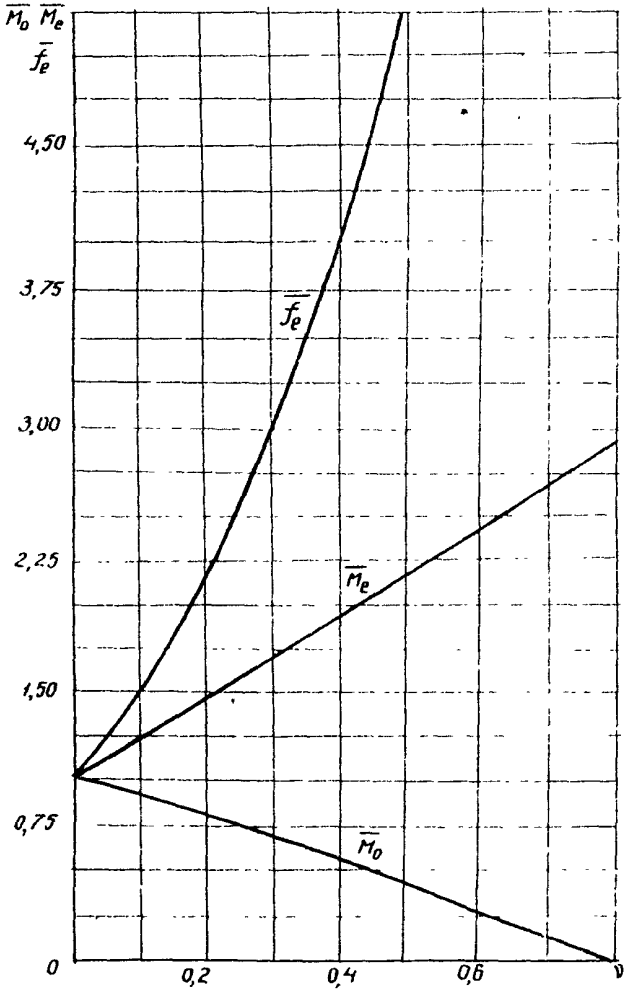


Рис.23. График зависимости безразмерных параметров $\overline{M_e}$, $\overline{M_0}$ $\overline{f_e}$, $\overline{f_a}$, учитывающих влияние жесткости примыкающих к переходу подземных участков, от его характеристики ν.

$$\overline{M}_0 = \frac{2,3\nu^2}{2(1+\nu)}, \qquad (79)$$

$$\overline{f}_e = \frac{6\nu^4 + 12\nu^3 + 10\nu^2 + 5\nu + 1}{1+\nu}, \qquad (80)$$

$$\overline{f}_n = \frac{\nu^2(3,3\nu^2 + 6\nu + 2)}{1+\nu}, \qquad (81)$$

где [illegible] (82)

$l/2$ – полупролет перехода, см;

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см;

C_{y0} – коэффициент нормального сопротивления грунта, кгс/см^3, определяемый в соответствии с п.3.18. В формуле (31) принимается, что $h_0 = 0$, $\eta_{1p} = 1$.

3.42. Частоту собственных колебаний основного тона (ω_0), рад/сек, надземного прямолинейного однопролетного балочного перехода трубопровода с примыкающими подземными участками (без специальных опор) можно определять по приближенной формуле

$$\omega_0 = \frac{173}{l^2}\sqrt{\frac{EJ}{q\overline{f}_e}}, \qquad (83)$$

где l – полупролет перехода в свету, см;

q – погонный вес трубопровода, кг/см;

$\overline{f}_e$ – коэффициент, учитывающий увеличение стрелки прогиба перехода без специальных опор по сравнению с переходом с защемленными опорами и определяемый согласно п.3.41.

4.43. Продольные осевые напряжения ($\sigma_{пр\,N}$) кгс/см^2, (положительные при растяжении) от изменения температуры и внутреннего давления определяются по формуле

$$\sigma_{пр\,N} = 0,3\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t, \qquad (84)$$

где $\sigma'_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кгс/см^2, определяемые по формуле (6);

α – коэффициент линейного расширения материала труб (для стали α = 1,2·10^{-6} 1/град.);

E – модуль упругости материала труб (для стали E = 2,1·10^6 кгс/см^2);

Δt – расчетный температурный перепад (положительный при нагревании), °С.

3.44. Изгибающие моменты от продольного усилия, возникающего при изменении температуры и внутреннего давления, с учетом прогибов от поперечной нагрузки для середины пролета и опорного сечения определяются по формулам:

$$M_e = \frac{f_e}{2} \cdot \frac{N'_0}{1 - \frac{N'_0}{N_{кр}}} \eta_1 , \qquad (85)$$

$$M_0 = \frac{f_e}{2} \cdot \frac{N'_0}{1 - \frac{N'_0}{N_{кр}}} \eta_0 , \qquad (86)$$

где f_e – прогиб посредине пролета трубопровода от поперечной нагрузки, определяемый по формуле (76);

N'_0 – эквивалентное продольное сжимающее усилие

$$N'_0 = (0{,}2\sigma'_{кц} + (1/\Delta t))F , \qquad (87)$$

где

F – площадь поперечного сечения стенок трубы, см^2;

$N_{кр}$ – критическое продольное усилие для стержня с защемленными опорами, кгс;

$$N_{кр} = \frac{\pi^2 EJ}{\ell^2} , \qquad (88)$$

где

EJ – изгибающая жесткость трубы, кгс·см^2;

ℓ – полупролет перехода, см;

η_1, η_0 – безразмерные коэффициенты изменения изгибающих моментов, учитывающие влияние примыкающих подземных участков трубопроводов, определяемые согласно п.3.45.

Полный (от поперечной нагрузки, внутреннего давления и температурного перепада) прогиб посредине пролета определяют по формуле

$$f = \frac{f_e}{1 - \frac{w_0}{w_{кр}}} K_1 , \qquad (89)$$

где f_e – прогиб от поперечной нагрузки, вычисленной по формуле (76);

K_1 – безразмерный коэффициент изменения прогибов, учитывающий влияние примыкающих подземных участков трубопроводов и определяемый согласно п.3.45.

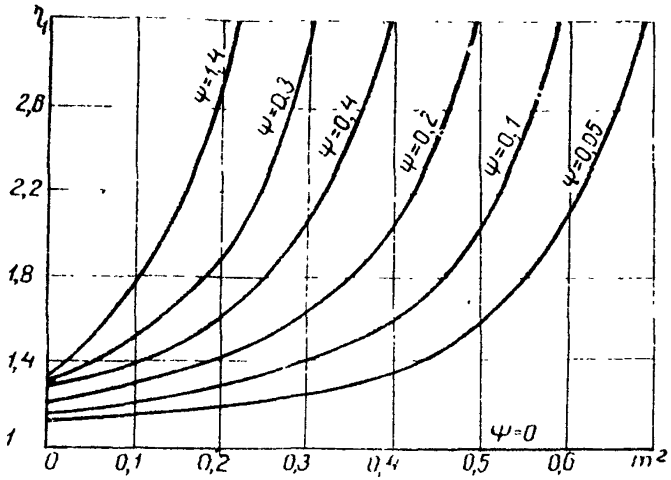


Рис.24. График зависимости безразмерного параметра η_1 от m^2 и ψ

3.45. Безразмерные коэффициенты η_1, η_0, K_1, являющиеся функцией жесткости подземного примыкающего к переходу участка и перехода, определяются по графикам на рис.24-26 или по формулам (90)-(92):

$$\eta_1 = \frac{2 m^2 n}{\lambda \sin m\psi} + 1 , \qquad (90)$$

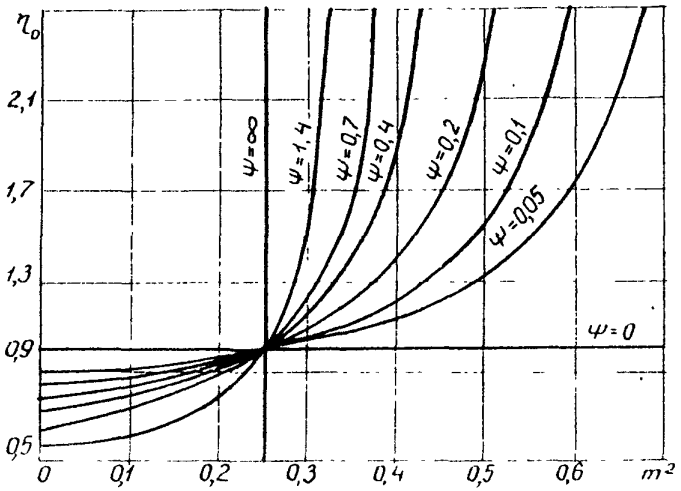


Рис.25. График зависимости безразмерного параметра η_0 от m^2 и ψ

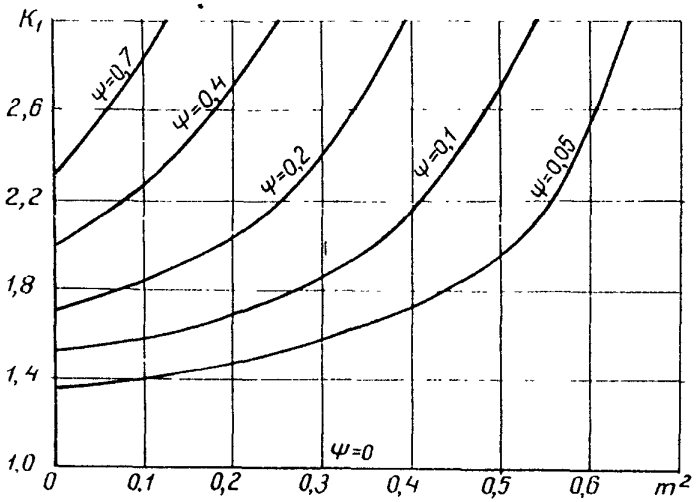


Рис.26. График зависимости безразмерного параметра K_1 от m^2 и ψ

$$\eta_0 = \frac{m^2(n^2-1)}{\lambda}, \tag{91}$$

$$\kappa_1 = \frac{1+n\,tg\,\frac{m\pi}{2}}{\lambda} + 1, \tag{92}$$

где m^2 – относительная жесткость перехода;

ψ – относительная жесткость примыкающего подземного участка;

$$m^2 = \frac{\nu_0' \ell^2}{\pi^2 EJ}, \tag{93}$$

$$\psi = \frac{\pi^2 EJ}{2\ell^2\sqrt{C_{y0} D_H EJ}}; \tag{94}$$

$$\lambda = m^2(n^2 + 2n\,ctg\,m\pi - 1); \tag{95}$$

$$n^2 = \frac{1}{\psi m^2} - 1. \tag{96}$$

3.46. Частота собственных колебаний (основного тона) перехода с учетом воздействия температуры, давления и влияния жесткости примыкающих подземных участков определяется по формуле

$$\omega_1 = \omega_0 \sqrt{\frac{1-m^2}{\kappa_1}}, \tag{97}$$

где ω_0 – частота собственных колебаний без учета воздействий температуры и давления, определяемая по формуле (83).

РАСЧЕТ ПОДВОДНЫХ БАЛОЧНЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕБОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ

3.47. При проектировании подводных переходов через каналы и небольшие реки следует учитывать высокую продольную жесткость трубопроводов больших диаметров. Это позволит полностью или частично отказаться от балластировки русловой части газопровода, закрепляя его против всплытия на береговых участках.

Для закрепления трубопровода на береговых участках применяют засыпку грунтом, различные утяжелители (сплошную обетонировку труб, бетонные или чугунные грузы), анкерные устройства, а также используют в качестве балласта железобетонные ящики или плиты с грунтом.

При длине подводной части, превышающей расчетную, можно проектировать так называемые двухпролетные переходы, дополнительно закрепляя (в соответствии с расчетом) газопровод в средней части подводного участка.

3.48. Прямолинейные подводные балочные переходы трубопроводов разрешается рассчитывать с учетом пластических деформаций согласно условиям (13) и (14). Нагрузки, воздействия и их сочетания определяются в соответствии со СНиПом П-А.И-62 и СНиПом П-Д.10-62.

3.49. При закреплении трубопровода на береговых участках различными утяжелителями, анкерами или другими устройства расчетные изгибающие моменты определяются по формуле

$$M = \frac{q_1 l_1^2}{8} \bar{M}, \qquad (98)$$

где $\bar{M}$ – величина безразмерного параметра, учитывающего изгиб трубопровода на примыкающих к переходу участках, определяется по формулам:

а) для однопролетного перехода

$$\bar{M}_1 = 1{,}4 n_1 - 4 \bar{q} n_1^2, \qquad (99)$$

б) для двухпролетного перехода

$$\bar{M}_2 = \frac{4(1+4n_2+3n_2^2-3\bar{q}n_2^2-4\bar{q}n_2^3-\bar{q}n_2^4)}{3(1+n_2)^2}. \qquad (100)$$

Величины n_1 и n_2 определяются при решении следующих уравнений:

$$n_1^3 - \frac{3}{4}\,\frac{1-\bar{q}}{\bar{q}}\,n_1^2 - \frac{3n_1}{4\bar{q}} - \frac{1}{8\bar{q}} = 0, \qquad (101)$$

$$(n_2^6+6n_2^5+15n_2^4+16n_2^3+6n_2^2)\bar{q} - 4n_2^3 - 9n_2^2 - 6n_2 - 1 = 0, \qquad (102)$$

где $$\bar{q} = \frac{q_2}{q_1}. \qquad (103)$$

На рис.27,28 приведены графики зависимости безразмерных параметров n_1 и $\bar{M}$ в функции от $\bar{q}$,

где q_1 – погонная выталкивающая сила на подводной части перехода, определяемая согласно п.3.52, кгс/см;

ℓ_1 – длина подводной части перехода, находящегося под воздействием выталкивающей силы, см;

q_2 – расчетный погонный вес газопровода с учетом пригрузки, определяемый согласно п.3.53, кгс/см;

ℓ_2 – длина береговых участков трубопроводов, на которых необходимо обеспечить величину пригрузки q_2, ℓ_2, определяется после нахождения расчетного пролета подводной части перехода по формуле

$$\ell_2 = n\ell_1 \qquad (104)$$

Максимальная стрелка прогиба трубопровода под воздействием поперечной нагрузки (f), см, определяется по формулам:

$$f = \frac{q_1\ell_1^4}{384EJ}\,\bar{f}, \qquad (105)$$

где безразмерный коэффициент $\bar{f}$, учитывающий изгиб на примыкающих к переходу участках трубопровода, определяется из выражений:

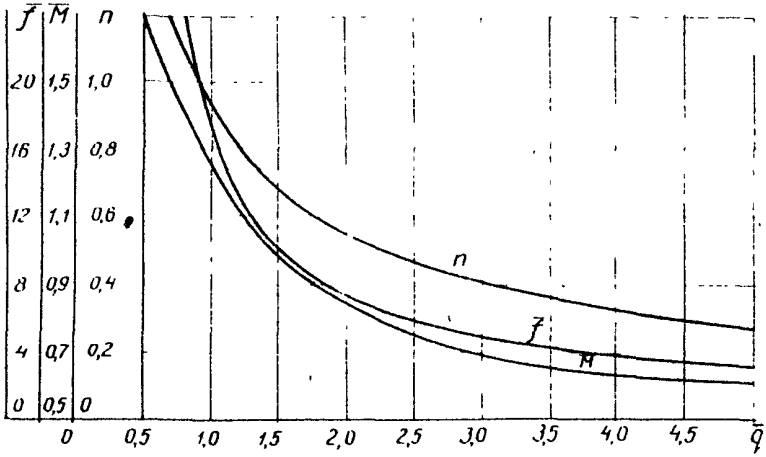


Рис.27. Графики зависимости параметров n, $\bar{M}$ и $\bar{f}$ от $\bar{q}$ при расчете однопролетных подводных переходов

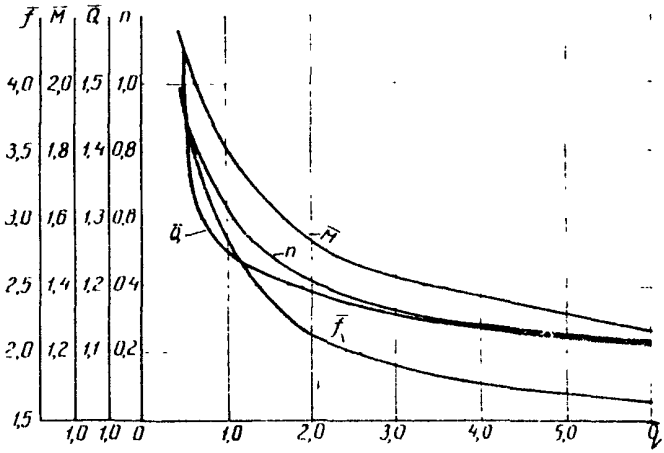


Рис.28. Графики зависимости параметров n, $\bar{M}$, $\bar{f}$, $\bar{Q}$ от $\bar{q}$ при расчете двухпролетных подводных переходов

а) для однопролетного перехода

$$\bar{f}_1 = 64n_1^3 + 96n_1^2 + 40n_1 + 5 - 8\bar{q}(10n_1^4 + 12n_1^3 + 3n_1^2), \quad (106)$$

б) для двухпролетного

$$\bar{f}_2 = \frac{8\bar{q}(2n_2^6 + 12n_2^5 + 27n_2^4 + 22n_2^3 + 6n_2^2) - 64n_2^3 - 93n_2^2 - 42n_2 - 5}{3(1+n_2)^2} \quad (107)$$

На рис.27, 28 приведены графики зависимости безразмерных параметров $\bar{f}$ в функции от $\bar{q}$.

Для двухпролетного перехода определяется величина пригрузки (q) кг, посредине пролета:

$$q = q_1 C_1 \bar{q}, \quad (108)$$

где $$\bar{q} = \frac{2}{3}\,\frac{2 + 6n_2 + 3n_2^2 - 3\bar{q}n_2^2 - 3\bar{q}n_2^3}{(1+n_2)^2} \quad (109)$$

или по графику (см. рис.28).

3.50. При закреплении трубопровода на береговых участках с помощью балластировки грунтом расчетные изгибающие моменты определяются по формулам:

а) для однопролетного перехода

$$M_0 = -\frac{q_1 C_1^2}{12}\bar{M}_0, \quad (110)$$

$$M_{cp} = \frac{q_1 C_1^2}{24}\bar{M}_e; \quad (111)$$

б) для двухпролетного перехода

$$M_{on} = \frac{q_1 C_1^2}{12}\bar{M}_{on}. \quad (112)$$

Безразмерные параметры $\bar{M}_0, \bar{M}_e, \bar{M}_{on}$, определяются по графикам (рис.23, 29) или по формулам:

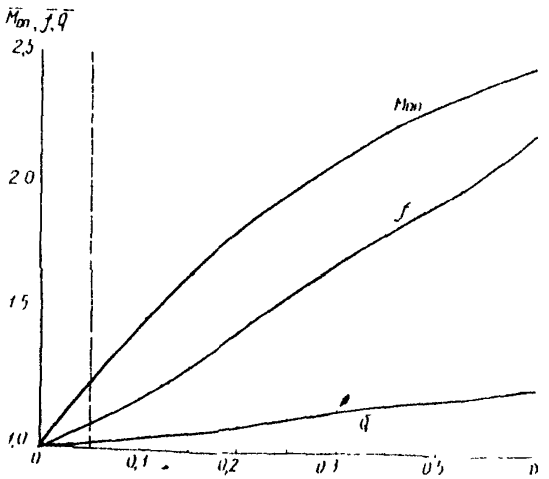


Рис.29. Графики для определения $\bar{M}_{on}$, $\bar{f}$ и $\bar{Q}$ при расчете двухпролетных переходов

$$\bar{M}_v = \frac{2-3\nu^2}{2(1+\nu)}, \quad \bar{M}_e = \frac{3\nu^2+3\nu+1}{1+\nu}, \tag{113}$$

$$\bar{M}_{on} = \frac{2(8+60\nu+30\nu^2+24\nu^3+9\nu^4)}{10+32\nu+24\nu^2+12\nu^3+3\nu^4}, \tag{114}$$

где

$$\nu = \frac{2}{e_1}\sqrt[4]{\frac{4EJ}{C_{y0}D_H}}. \tag{115}$$

В формулах (110–115) приняты следующие обозначения:

D_H, J – соответственно наружный диаметр трубы, см, и момент инерции сечения стенок трубы, см^4;

E – модуль упругости материала трубы (для стали $E = 2 \cdot 1 \cdot 10^6$);

C_{y0} – коэффициент нормального сопротивления грунта, определяемый согласно п.3.18, кгс/см^3.

Максимальные прогибы трубопровода определяются в этом случае по формуле (105), причем безразмерный параметр $\bar{f}$ подсчитывается по формулам:

а) для однопролетных переходов

$$\bar{f} = \frac{6\bar{v}^4 + 12\bar{v}^3 + 10\bar{v}^2 + 5\bar{v} + 1}{1 + \bar{v}}; \qquad (116)$$

б) для двухпролетных переходов

$$\bar{f} = \frac{16 + 64\bar{v} + 104\bar{v}^2 + 108\bar{v}^3 + 51\bar{v}^4}{16 + 32\bar{v} + 24\bar{v}^2 + 12\bar{v}^3 + 3\bar{v}^4}. \qquad (117)$$

На рис.23, 29 приведены графики для нахождения этих величин в функции от $\bar{v}$. Для двухпролетного перехода величина пригрузки посредине определяется также по формуле (104), причем безразмерный параметр $\bar{q}$ подсчитывается по формуле

$$\bar{q} = \frac{2(8 + 20\bar{v} + 20\bar{v}^2 + 12\bar{v}^3 + 3\bar{v}^4)}{16 + 32\bar{v} + 24\bar{v}^2 + 12\bar{v}^3 + 3\bar{v}^4} \qquad (118)$$

или находится по графику (см. рис.29).

3.51. В случае комбинированной балластировки трубопровода на береговых участках в качестве расчетного изгибающего момента принимается наибольшее значение из вычисленных по формулам пп.3.49 и 3.50.

3.52. Погонная выталкивающая сила (q_1), кгс/см, на подводной части перехода определяется по формуле

$$q_1 = 0{,}785\,\gamma_в D_н^2 - q_{тр} - q_{доп} - \gamma_{взв} h D_н, \qquad (119)$$

где $\gamma_в$ – объемный вес воды с учетом растворенных в ней солей, кгс/см^3;

$q_{тр}$ – погонный вес трубопровода без коэффициента перегрузки, кгс/см;

$q_{доп}$ – дополнительная пригрузка подводной части перехода, кгс/см;

h – высота засыпки подводной части трубопровода, см;

$\gamma_{взв}$ – объемный вес взвешенного в воде грунта, кгс/см^3.

Удерживающую способность грунта в пределах обводненного

участка (последнее слагаемое в формуле (II9) не следует учитывать, если возможен размыв дна русла или такая скорость течения воды, при которой происходит унос частиц грунта со дна водоема. Удерживающую способность грунта при пересечении каналов и рек не следует учитывать.

3.53. Расчетный вес с учетом пригрузки трубопровода на береговых (необводненных) участках определяется по формуле

$$q_2 = q_{тр} + n_1 q_{пр.гр} \frac{Q}{a}, \qquad (I20)$$

где n_1 – коэффициент перегрузки для грунта, принимаемый равным $n_1 = 0{,}8$;

$q_{пр.гр}$ – предельная удерживающая способность грунта, определяемая по формуле (27), кгс/см;

Q – расчетная несущая способность анкерного устройства (или вес груза), определяемая в соответствии с "Указаниями по применению анкерных устройств для закрепления трубопроводов" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1968) и "Техническими условиями на конструкцию, изготовление и поставку устройств анкерных и анкеров винтовых типов АЛ-4-40 и АЛ-47-40" (М., ОНТИ ВНИИСТа, 1970), кгс;

a – расстояние между утяжеляющими грузами или анкерами, см.

3.54. При проектировании балочных подводных переходов необходимо предусмотреть прокладку подводной части трубопровода с начальным прогибом (обратным подъему под воздействием выталкивающей силы воды), значение которого должно быть не менее величины, полученной по формуле (I05).

Продольные напряжения (положительные при растяжении) в этом случае определяются по формулам:

при расчете по сжатой зоне поперечного сечения

$$\sigma_{пр.N} = 0{,}3\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t, \qquad (I2I)$$

при расчете по растянутой зоне поперечного сечения

$$\sigma_{пр.N} = 0{,}5\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t, \qquad (I22)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кгс/см^2;

α – коэффициент температурного расширения материала труб (для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/град);

Δt – расчетный температурный перепад (принимается по положительным при повышении температуры), ^{0}С.

3.55. При наличии на береговых участках вертикальных выпуклых кривых проверяется устойчивость положения трубопровода на этих участках в соответствии с разделом 2, а также продольная устойчивость подводной части перехода.

Уравнение, описывающее область устойчивого равновесия, имеет вид:

$$\frac{1-\kappa}{\kappa} + 2\sqrt{\frac{1-\kappa}{\kappa}}\,ctg\,m\pi \geq 1, \qquad (123)$$

где

$$m^2 = \frac{N_0' l^2}{4\pi^2 EJ}; \qquad (124)$$

$$\kappa = \frac{N_0'}{2\sqrt{C_{y0} D_н l J}} \qquad (125)$$

или

$$\kappa = \frac{N_0' l_2^2}{4\pi^2 EJ}; \qquad (126)$$

l – полная длина подводной части перехода, см;

l_2 – длина берегового участка, на котором осуществлена пригрузка; l_2 определяется по формуле (104);

N_0' – эквивалентное продольное сжимающее усилие, определяемое по (17), кгс;

C_{y0} – обобщенный коэффициент нормального сопротивления, определяемый по (31), кгс/см^3.

Устойчивость положения можно также проверить при помощи графика (рис.30) по подсчитанным по формулам (124), (125) или (126) значениям m^2 и κ.

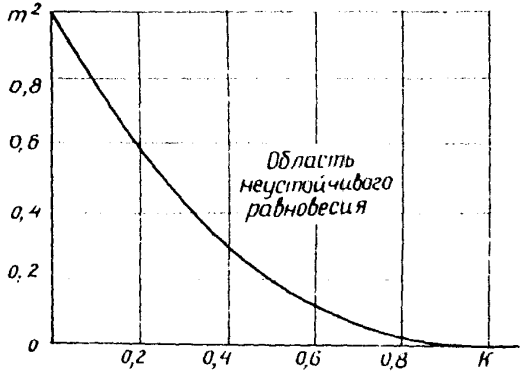


Рис.30. График для проверки устойчивости бескомпенсаторного перехода

ПРИЛОЖЕНИЕ

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА

I. Определить из условия прочности максимальные расчетные температурные перепады для подземного газопровода I420 х I7,2 мм, прокладываемого на участках Ш категории при рабочем (нормативном) давлении Р = 75 кгс/см^2. Временное сопротивление металла труб $\sigma_{вр}$ = 5700 кгс/см^2. Согласно СНиПу П-Д.I0-62 расчетное сопротивление

$R_1 = 0{,}6I\,\sigma_{вр} = 0{,}6I \cdot 5700 = 3477$ кгс/см^2.

По формуле (6) подсчитываем расчетные кольцевые напряжения от внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{pD_{вн}}{2\delta} = \frac{I{,}I5 \cdot 75 \cdot (I42 - 3{,}4)}{2 \cdot I{,}72} = 3475 \text{ кгс/см}^2.$$

Согласно п.3.6 и формуле (5) коэффициент снижения расчетного сопротивления равен:

а) при $\sigma_{пр\,N} > 0$ $\quad \psi_2 = I$;

б) при $\sigma_{пр\,N} < 0$

$$\psi_2 = \sqrt{I - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{пр\,N}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{I - 0{,}75\left(\frac{3475}{3477}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{3475}{3477} = 0.$$

Из условия (4) с учетом формулы (I5) находим:

а) абсолютную величину максимального отрицательного температурного перепада

$$\Delta t = \frac{R_1 - 0{,}3\,\frac{pD_{вн}}{\delta}}{\alpha E} = \frac{3477 - 0{,}25\,\frac{I{,}I5 \cdot 75 \cdot I38{,}6}{I{,}72}}{I2 \cdot I0^{-6} \cdot 2{,}I \cdot I0^{6}} = 69^0\text{C};$$

б) максимальную величину положительного температурного перепада

$$\Delta t = \frac{\psi_2 R_1 + 0{,}25\,\frac{pD_{вн}}{\delta}}{\alpha E} = \frac{0 + 0{,}25\,\frac{I{,}I5 \cdot 75 \cdot I38{,}6}{I{,}72}}{I2 \cdot I0^{-6} \cdot 2{,}I \cdot I0^{6}} = 69^0\text{C}.$$

2. Определить из условия прочности минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода I420хI7 мм, проложенного на участках Ш категории при рабочем (нормативном) давлении Р=75 кгс/см^2 и нормативном положительном температурном перепаде $\Delta t = 70^0$С. Предел текучести материала труб $\sigma_{тек}$=4200кгс/см^2.

По формуле (I0) подсчитываем кольцевые напряжения от рабочего (нормативного) давления:

$$\sigma''_{кц} = \frac{p D_{вн}}{2\delta} = \frac{75 \cdot 138{,}6}{2 \cdot 1{,}7} = 3060 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (9) находим коэффициент снижения расчетного сопротивления при расчете по сжатой зоне сечения:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma''_{кц}}{R''_2}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma''_{кц}}{R''_2};$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{3060}{4200}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{3060}{4200} = 0{,}410.$$

Из условия (8) с учетом формулы (16) определяем минимальный радиус упругого изгиба оси газопровода:

$$\rho = \frac{l D_{вн}}{2(\psi_3 R''_2 + 0{,}15\,\frac{p D_{вн}}{\delta} - \alpha_t \Delta t)};$$

$$= \frac{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 142}{2\left(0{,}41 \cdot 4200 + 0{,}15\,\frac{75 \cdot 138{,}6}{1{,}7} - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 70\right)} = 170245 \text{см} \approx$$

≈ 1700 м.

3. Проверить выполнение условия продольной устойчивости подземного участка трубопровода 1420х17 мм, проложенного упругим изгибом $\rho = 2000$ м в вертикальной плоскости выпуклостью вверх с углом поворота $\alpha = 6^0$.

Глубина заложения от верха трубы h = 80 см; расчетный положительный температурный перепад $\Delta t = 70^0$С; рабочее (нормативное) давление Р = 75 кгс/см^2; характеристика грунта: расчетный объемный вес грунта $\gamma_{гр} = 1{,}5 \cdot 10^{-3}$ кгс/см^3; расчетный угол внутреннего трения $\varphi_{гр} = 24^0$; расчетное сцепление С=0,01кгс/см^2; модуль упругости грунта $E_{гр}$ = 250 кгс/см^2; коэффициент Пуассона грунта $\mu_{гр} = 0{,}2$; коэффициент касательного сопротивления грунта $C_{хр}$=0,20 кгс/см^3.

Геометрические характеристики трубы: площадь поперечного сечения стенок f = 750 см^2; момент инерции сечения J = 1847000 см^4; погонный вес $q_{тр}$ = 5,89 кгс/см.

По формуле (6) кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления $\sigma_{кц}$ = 3516 кгс/см^2.

По формуле (17) определяем эквивалентное продольное сжимающее усилие: $S_{экв} = S_0 = (0{,}2\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t) F =$
$= (0{,}2 \cdot 3516 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 70) \cdot 750 = 1{,}85 \cdot 10^6$ кгс.

По формуле (26) $q_{пт} = q_{тр} = 5{,}89$ кгс/см; по формуле (27) находим предельную удерживающую способность грунта:

$$q_{пр} = \gamma_{гр} D_н (h_0 - 0{,}39 D_н) + \gamma_{гр} h_0^2 \, tg(0{,}7\varphi_{гр}) + \frac{c h_0}{\cos(0{,}7\varphi_{гр})},$$

$$h_0 = h + \frac{D_н}{2} = 80 + \frac{142}{2} = 151 \text{ см};$$

$$q_{пр\,гр} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 142(151 - 0{,}39 \cdot 142) + 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 151^2 \, tg(0{,}7 \cdot 24) + \frac{0{,}01 \cdot 151}{\cos 16°49'} = 31{,}8 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (25) подсчитываем предельное сопротивление поперечным перемещениям:

$$q_{пр} = q_{пт} + q_{пр\,гр} = 5{,}89 + 0{,}8 \cdot 31{,}8 = 31{,}3 \text{ кгс/см}.$$

Проверяем выполнение условия (24). По формуле (32) подсчитываем коэффициент разгрузки:

$$C_p = \frac{q_{пр\,гр}}{H_1},$$

$$H_1 = h + D_н = 80 + 142 = 222 \text{ см};$$

$$C_p = \frac{31{,}8}{222} = 0{,}143 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (22) находим расчетную длину волны выпучивания при $\rho_0 \rho$:

$$L_{кр}^2 = \frac{265 EJ}{\rho_0 q_{пр} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{80 EJ C_p}{\rho_0^2 q_{пр}^2}}\right)},$$

$$L_{кр}^2 = \frac{265 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 1{,}847 \cdot 10^6}{2 \cdot 10^5 \cdot 31{,}3 \left(1 + \sqrt{1 + \frac{80 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 1{,}847 \cdot 10^6 \cdot 0{,}143}{(2 \cdot 10^5)^2 \cdot 31{,}3^2}}\right)} =$$

$= 6{,}67 \cdot 10^7$ см^2;

$L_{кр} = 8170$ см $= 81{,}7$м; длина хорды кривой $L_0 = 2\rho \sin\frac{\alpha}{2} =$
$= 2 \cdot 2 \cdot 10^5 \sin\frac{6}{2} = 20900$.

Таким образом, 20900 > 8170 см, т.е. $L_0 > L_{кр}$. Условие (24) выполнено.

Тогда критическое продольное усилие определяется по формуле (23)

$$N_{кр} = 0{,}375 \rho_0 q_{пр} = 0{,}375 \cdot 200000 \cdot 31{,}3 = 2347400 = 2{,}347 \cdot 10^6 \text{ кгс}.$$

Из условия продольной устойчивости (7)

$$K_в = \frac{N_{кр}}{S_{экв}} = \frac{2{,}347 \cdot 10^6}{1{,}85 \cdot 10^6} = 1{,}269 > 1{,}25,$$ т.е. продольная устойчивость газопровода на данном участке при вышеприведенных условиях обеспечена.

4. Определить из условия продольной устойчивости максимальный температурный перепад для подземного участка трубопровода, выполненного с помощью колена при угле поворота $\alpha = 3^0$ (рис.19). Глубина заложения h = 140 см, кроме того, с шагом 4,0 м расположены анкерные устройства диаметром 400 м, имеющие несущую способность Q = 10,5 тс.

Физико-механические характеристики грунта те же, что и в примере 3.

Рабочее (нормативное) давление P = 75 кгс/см^2. По формуле (27) $q_{пр\,гр} = 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 142(221 - 0{,}39 \cdot 142) + 1{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 221^2 \cdot tg$

$$16^0 48' + \frac{0{,}01 \cdot 221}{\cos 16^0 48'} = 59{,}7 \text{ кгс/см},$$

$q_{п1} = 5{,}9 + \frac{10{,}5 \cdot 10^3}{400} = 32{,}15$ кгс/см; по формуле (25) $q_{пр} = q_{пт} + n_1 q_{пр\,р} = 32{,}15 + 0{,}8 \cdot 59{,}7 = 79{,}9$ кгс/см; по формуле (32) $Cp = \frac{59{,}7}{282} = 0{,}211$ кгс/см^2.

Задаемся длиной волны выпучивания $L_{кр}$ = 60 м. По формуле (43) находим расчетный радиус изгиба:

$$\rho_0 = \frac{2L_{кр}}{\pi^2 tg \frac{\alpha}{2}} = \frac{2 \cdot 6000}{\pi^2 tg\, 1^\circ 30'} = 46811 \text{ см};$$

по формуле (22)

$$L_{кр}^2 = \frac{265 EJ}{\rho_0 q_{пр} \left(1 + \sqrt{1 + \frac{301 JC_p}{\rho_0^2 q_{пр}^2}}\right)} =$$

$$= \frac{265\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6}{46811\cdot 79{,}9\left(1+\sqrt{1+\frac{80\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6\cdot 0{,}211}{(4{,}68\cdot 10^4)^2\cdot 79{,}9^2}}\right)} =$$

$= 81{,}24\cdot 10^6$ см^2 ; $\ell_{кр} = 9013$ см.

По формуле (43)

$$\rho_0 = \frac{2\cdot 9013}{\pi^2 tg\, 1°30'} = 7{,}03\cdot 10^4 \text{ см; по формуле (22) } \ell^2_{кр} =$$

$$= \frac{265\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6}{7{,}03\cdot 10^4\ 79{,}9\left(1+\sqrt{1+\frac{80\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6\cdot 0{,}211}{(7{,}03\cdot 10^4)^2\cdot 79{,}9^2}}\right)} =$$

$= 74{,}65\cdot 10^6$ см^2. Задаемся $\ell_{кр} = 8{,}6\cdot 10^3$см. По формуле (43)

$$\rho_0 = \frac{2\cdot 8600}{\pi^2 tg\, 1°30'} = 6{,}7\cdot 10^4 \text{см; по формуле (22)}$$

$$\ell^2_{кр} = \frac{265\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6}{6{,}7\cdot 10^4\cdot 79{,}9\left(1+\sqrt{1+\frac{80\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 1{,}847\cdot 10^6\cdot 0{,}211}{(6{,}7\cdot 10^4)^2\cdot 79{,}9^2}}\right)} =$$

$= 0{,}76\cdot 10^8$ см^2.

Принимаем $\ell_{кр} = 8720$ см; $\rho_0 = 6{,}7\cdot 10^4$ см. По формуле (39)

$$t_{пр} = n_r\left(q_{пг}\, tg\,\varphi_{гр} + 2\gamma_{гр} c_н \pi \mathcal{D}_н^2\, tg\,\varphi_{гр} + 0{,}6\pi \mathcal{D}_н c\right);$$

$t_{пр} = 0{,}8\ (32{,}15\cdot tg\ 24^0 + 2\cdot 1{,}5\cdot 10^{-3}\cdot 0{,}45\ \pi\cdot 142^2\cdot tg\ 24^0 + 0{,}6\ \pi\cdot 142\cdot 0{,}01) = 43{,}84$ кгс/см.

При $\frac{h}{\mathcal{D}_н} = \frac{140}{142} \simeq 1$ по графику (см.рис.16) $c_н = 0{,}45$.

По формулам (37) $\partial e = t_{пр}\,\ell_{кр} = 43{,}84\cdot 8{,}72\cdot 10^3 = 3{,}82\cdot 10^5$кгс;

$$\beta = \ell_{кр}\sqrt{\frac{\pi \mathcal{D}_н c_{хо}}{E F}} = 8{,}72\cdot 10^3\sqrt{\frac{\pi\cdot 142\cdot 0{,}2}{2{,}1\cdot 10^6\cdot 750}} = 2{,}074.$$

По формуле (36) $f_0 = \frac{\ell^2_{кр}}{\pi^2\rho_0} = \frac{(8{,}72\cdot 10^3)^2}{\pi^2\ 6{,}7\cdot 10^4} = 115{,}1$ см;

$$f = \frac{0{,}3 f_0}{1+3\frac{c_н}{q_{пр}} f_0} = \frac{0{,}3\cdot 115{,}1}{1+3\ \frac{0{,}211}{79{,}9}\cdot 115{,}1} = 18{,}06 \text{ см.}$$

По формуле (35) $\Delta_1 = \frac{9}{32}\frac{\pi^2}{l_{кр}^2}(f^2+2ff_0) =$

$= \frac{9\pi^2}{32(8{,}72\cdot10^3)^2}\cdot(18{,}06^2+2\cdot18{,}06\cdot115{,}1) = 1{,}635\cdot10^{-4}$; по формуле (23) $N_{кр}=0{,}375\beta_0 q_{пр}=0{,}375\cdot79{,}9\cdot6{,}7\cdot10^4=2{,}0\cdot10^6$ кгс.

Из условия устойчивости (7) $S_{экв} \le \frac{N_{кр}}{n_в} = \frac{2{,}0\cdot10^6}{1{,}25} = 1{,}6\cdot10^6$ кгс.

Проверяем условие (33):

$$\frac{EF\beta}{\varkappa}\cdot\frac{\Delta}{1+\frac{2}{\beta}} = \frac{2{,}1\cdot10^6\cdot750\cdot2{,}074}{3{,}82\cdot10^5}\cdot\left(\frac{1{,}635\cdot10^{-4}}{1+\frac{2}{2{,}074}}\right)=0{,}71<1.$$

Тогда из (34) находим:

$$S_0 = S_{экв}\cdot EF\,\frac{\Delta_1}{1+\frac{2}{\beta}} = 1{,}6\cdot10^6+2{,}1\cdot10^6\cdot750\,\frac{1{,}635\cdot10^{-4}}{1+\frac{2}{2{,}074}} = 1{,}74\cdot10^6 \text{ кгс.}$$

По формуле (17) $\Delta t = \frac{S_0-0{,}2\sigma_{ц}F}{\alpha EF} =$

$$= \frac{1{,}74\cdot10^6-0{,}2\,\frac{1{,}15\cdot138{,}6\cdot75}{2\cdot1{,}7\cdot7}\,750}{12\cdot10^{-6}\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot750} = 63{,}7^0\text{C}.$$

Количество анкеров при их расположении на длине волны выпучивания $l_{кр} = 87{,}2$ м с принятым шагом 4 м будет равно $87{,}2/4{,}0 \simeq 22$ шт.

Если анкеры поместить вблизи вершины с шагом 1,5 м, то длина, на которой они будут расположены, определится из условия (46):

$$S_{сп}\,\frac{n\pi}{2} = \frac{q_{пр}-q_1}{q_2-q_1},$$

где $q_{пр} = 79{,}9$ кгс/см; $q_1 = 0{,}8\cdot59{,}7+5{,}9=53{,}6$ кгс/см;

$q_2 = 53{,}6+\frac{10{,}5\cdot10^3}{150} = 123$ кгс/см;

$$S_{сп}\,\frac{n\pi}{2} = \frac{79{,}9-53{,}6}{123{,}6-53{,}6} = \frac{26{,}3}{70} = 0{,}376;$$

$$\frac{n\pi}{2} = 0{,}385;\quad n = 0{,}245.$$

Длина, на которой необходимо расставить анкеры (см.рис.22) равна:

$$a = n\,l_{гр} = 0{,}245 \cdot 87{,}2 = 21{,}4 \text{ м}.$$

Необходимое количество анкеров равно:

$21{,}4/1{,}5 = 15$ шт., т.е. уменьшится на $\frac{22-14}{22} \cdot 100 = 36\%$.

5. Определить величину продольных перемещений подземного участка трубопровода I420xI7 мм в месте выхода его из грунта и подобрать размеры П-образного компенсатора с учетом компенсации с обеих сторон.

Характеристика грунта:

расчетный объемный вес грунта $\gamma_{гр} = 1400$ кг/м^3;

расчетный угол внутреннего трения $\varphi_{гр} = 15^0$; сцепление $C = 0$; обобщенный коэффициент касательного сопротивления грунта $C_{хо}$=0,19 кгс/см^3; глубина заложения $h = 100$ см; рабочее (нормативное) давление газа P = 75 кгс/см^2; расчетный положительный температурный перепад $\Delta t = 70^0$.

По формуле (39) находим предельное сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода:

$$t_{пр} = \pi(q_п \operatorname{tg}\varphi_{гр} + 2\gamma_{гр} C_н \pi D_н^2 \operatorname{tg}\varphi_{гр} + 0{,}6\pi D_н C),$$

$$q_{пт} = q_{тр} = 5{,}9 \text{ кгс/см}.$$

При $h/D_н = 100/142 = 0{,}705$ по графику рис.16 находим Сн=0,35;

$t_{пр} = 0{,}80(5{,}9 \cdot 0{,}268 + 2 \cdot 1{,}4 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}35 \cdot 142^2 \cdot 0{,}268) =$
$= 15{,}3$ кгс/см^2.

По формуле (54) определяем характеристику упругой работы грунта:

$$\beta = \sqrt{\frac{\pi D_н C_x \sigma}{EF}} = \sqrt{\frac{\pi \cdot 142 \cdot 0{,}19}{2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 750}} = 2{,}32 \cdot 10^{-4} \text{ см}^{-1}.$$

Пренебрегая жесткостью компенсатора, т.е. принимая $\beta_к = 0$, проверяем условие (52):

$$\frac{N_0 \beta}{t_{пр}} \leq 1,$$

$$N_0 = (\alpha \Delta t E + 0{,}2\sigma_{кц})F = 1{,}86 \cdot 10^6 \text{ кгс}.$$

$$\frac{N_0\gamma}{t_{пр}} = \frac{1{,}86\cdot10^6\cdot2{,}32\cdot10^{-4}}{15{,}3} = 27 > 1.$$

Тогда по формуле (48а) определяем продольное перемещение трубопровода в месте выхода из грунта:

$$\Delta_0 = \frac{1}{2EF}\left(\frac{N_0^2}{t_{пр}} + \frac{t_{пр}}{\gamma^2}\right) = \frac{1}{2\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot750}\times$$

$$\times\left[\frac{(1{,}86\cdot10^6)^2}{15{,}3} + \frac{15{,}3}{(2{,}32\cdot10^{-4})^2}\right] = 71 \text{ см}.$$

Учитывая симметрию подземных участков относительно компенсатора и примечание п.8.22 СНиПа II-Д.10-62, находим расчетное перемещение для определения параметров компенсатора:

$$\Delta_p = \frac{2\cdot71}{1{,}5} = 94 \text{ см}.$$

По формуле (34) СНиПа II-Д.10-62 $\sigma_{кол} = R_2 - 0{,}5\sigma_{кц} =$ $= 3200 - 0{,}5\cdot3520 = 1440$ кгс/см^2.

По формуле (38) СНиПа II-Д.10-62 $\lambda_к = \frac{\delta\rho_к}{r_c^2}$; $\rho_к = 5\Delta_н =$ $= 5\cdot142 = 710$ см; $\delta = 2$ см; $r_c = 69$ см; $\lambda_к = \frac{2\cdot710}{69^2} = 0{,}298$.

По формуле (37) СНиПа II-Д.10-62 $K_ж = \frac{\lambda_к}{1{,}65} =$ $= \frac{0{,}298}{1{,}65} = 0{,}181$.

По формуле (38) СНиПа II-Д.10-62 $m_к = \frac{0{,}9}{\lambda^{2/3}} = \frac{0{,}9}{0{,}298^{2/3}} = 2{,}02$.

Принимаем $\ell_к = 28$ м, $\ell_п = 25$ м.

По формуле (31)

$$A = \frac{1}{K_ж}\left[\pi\rho_к\ell_к^2 - 2{,}22\rho_к^2\ell_к + 1{,}4\rho_к^3 + 0{,}67\ell_к^3 + \right.$$
$$\left. + \ell_п\ell_к^2 - 4\rho_к\ell_к^2 + 2\rho_к^2\ell_к - 1{,}33\rho_к^3\right],$$

$$A = \frac{1}{0{,}181}\left[\pi\cdot7{,}1\cdot10^2\cdot(2{,}8\cdot10^3)^2 - 2{,}28\cdot(7{,}1\cdot10^2)\cdot2{,}8\cdot10^3 + 1{,}4\times\right.$$
$$\times(7{,}1\cdot10^2)^3 + 0{,}67(2{,}8\cdot10^3)^3 + 2{,}5\cdot10^3(2{,}8\cdot10^3)^2 - 4\cdot7{,}1\cdot10^2\times$$
$$\left.\times(2{,}8\cdot10^3)^2 + 2\cdot(7{,}1\cdot10^2)^2\cdot2{,}8\cdot10^3 - 1{,}33(7{,}1\cdot10^2)^3\right] = 0{,}435\cdot10^{11}$$

По формуле (31) СНиПа II-Д.10-62 $\Delta_к = \frac{2\sigma_{кол}}{E\Delta_н\ell_к m_к}$

физико-механические характеристики грунта те же, что и в примере 3. Механические характеристики металла труб:

$\sigma_{тек}$ = 4200кгс/см^2; $\sigma_{бр}$ = 5700 кгс/см^2. Геометрические характеристики трубы: F = 879 см^2; J = 2156000 см^4; W = 30370 см^3.

Для участков III категории согласно СНиПу П-Д.10-62

$$R_2 = 0{,}76\,\sigma_{тек} = 3200 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (31) определяем коэффициент нормального сопротивления грунта с учетом п.5.3, т.е. при h_0 [illegible]

$$c_{y0} = 0{,}12\,\frac{L_{гр}}{\sqrt{C_0 D_н (1-\mu_{гр}^2)}} =$$

$$= 0{,}12\,\frac{250}{\sqrt{100\cdot 142}\,(1-0{,}2^2)} = 2{,}185 \text{ кгс/см}^3.$$

По формуле (82) коэффициент, характеризующий относительное защемление надземного перехода на примыкающих подземных участках, равен:

$$\nu = \frac{1}{e}\sqrt{\frac{4EJ}{c_{y0} D_н}} = \frac{1}{2100}\sqrt[4]{\frac{4\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 2{,}156\cdot 10^6}{2{,}185\cdot 142}} =$$

$= 0{,}234$.

По формулам (78) и (79) или по графикам (см. рис.23) находим безразмерные коэффициенты изгибающих моментов:

$$\bar{M}_e = \frac{3\nu^2+3\nu+1}{1+\nu} = \frac{3\cdot 0{,}234^2+0{,}234+1}{1+0{,}234} = 1{,}512;$$

$$\bar{M}_0 = \frac{2-3\nu^2}{2(1+\nu)} = \frac{2-3\cdot 0{,}234^2}{2(1+0{,}234)} = 0{,}744.$$

По формулам (74) и (75) определяем изгибающие моменты: от расчетной поперечной нагрузки

$$M_e = \frac{qL^2}{24}\,\bar{M}_e = \frac{9{,}6\cdot 4200^2}{24}\cdot 1{,}512 = 10{,}65\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$$M_0 = \frac{-qL^2}{12}\,\bar{M}_0 = -\frac{9{,}6\cdot 4200^2}{12}\cdot 0{,}744 = -10{,}5\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$q_{зап}$ – вес груза, или удерживающая способность анкерных устройств, отнесенная к одному погонному сантиметру трубопровода, кгс/см; если газопровод полностью или частично погружен в воду, необходимо учитывать фактический вес груза или удерживающую способность анкеров;

$q_{пр.гр}$ – предельная удерживающая способность грунта при вертикальных поперечных перемещениях, кгс/см;

$\gamma_{гр}$ – расчетный объемный вес грунта засыпки над трубопроводом, кг/см^3;

$\varphi_{гр}$ – расчетный угол внутреннего трения грунта, град.;

C – расчетное сцепление грунта, кгс/см^2;

h_0 – расстояние от верха засыпки до оси трубопровода, см;

H – расстояние от верха засыпки до низа трубы, см;

a, b – соответственно ширина насыпи по верху и по низу, см.

3.18. Коэффициент нормального сопротивления грунта, кгс/см^3, определяется по формуле

$$C_{y0} = 0{,}12\,\frac{E_{гр}\,\eta_{гр}}{(1-\mu_{гр}^2)\sqrt{\ell_0 D_н}}\,e\left(1-e^{-\frac{2h_0}{D_н}}\right), \qquad (31)$$

где ℓ_0 – единичная длина трубопровода (ℓ_0 = 100 см);

$D_н$ – наружный диаметр трубы, см;

$E_{гр}$ – модуль деформации грунта, определяемый в соответствии с главой СНиПа П.Б.1-62, кгс/см^2;

$\mu_{гр}$ – коэффициент Пуассона грунта. Для глин и твердых и полутвердых суглинков $\mu_{гр}$ = 0,1-0,15; для тугопластичных суглинков $\mu_{гр}$ = 0,3-0,4 и для текучих $\mu_{гр}$ = 0,45-0,5; для супеси, в зависимости от консистенции, $\mu_{гр}$ = 0,15÷0,30; для песков $\mu_{гр}$ = 0,20-0,25;

$\eta_{гр}$ – коэффициент снижения модуля деформации, имеющий следующие значения: для грунтов ненарушенной структуры $\eta_{гр}$ = 1 (при подземных трубопроводах, имеющих изгиб в горизонтальной плоскости); для насыпных грунтов $\eta_{гр}$ = 0,6; для обводненных грунтов $\eta_{гр}$ = 0,3.

3.19. Коэффициент разгрузки, кгс/см^2, определяется по формуле

$$C_p = \frac{q_{пр.гр}}{H}, \qquad (32)$$

где $q_{пр.гр}$ в зависимости от прокладки определяется по (27) или (29) и (30).

Величина H_1, см, принимается при расчете устойчивости в вертикальной плоскости, равной $H_1 = h + D_н$, т.е. расстоянию от поверхности засыпки (в уплотненном состоянии) до низа трубы. При проверке устойчивости трубопроводов, уложенных в насыпи с изгибом в горизонтальной плоскости, величина H_1 принимается равной половине ширины насыпи по низу трубы.

3.20. Если рассчитываемый на продольную устойчивость участок газопровода выполнен при помощи кривых вставок машинного гнутья с углами менее 9^0 или путем замены кривой ломаной линией из углов, выполненных при помощи гнутых или сварных колен и прямых вставок, а также если длина хорды упругой кривой меньше расчетной длины волны выпучивания, то проверка на устойчивость производится в соответствии с п.3.7. При этом расчетный радиус изгиба ρ_0 определяется согласно пп.3.24–3.29, а эквивалентное продольное сжимающее усилие при $\rho_0 < 1000 D_н$ определяется согласно п.3.21.

3.21. При расчетном радиусе изгиба $\rho_0 < 1000 D_н$ эквивалентное продольное сжимающее усилие определяется по формулам:

а) при выполнении условия

$$\frac{EF\beta}{\varkappa} \cdot \frac{\Delta_1}{1+\frac{2}{\beta}} \leq 1, \qquad (33)$$

т.е. при отсутствии участка предельного равновесия грунта при продольных перемещениях трубопровода

$$N_{экв} = N_0 - \frac{EF\Delta_1}{1+\frac{2}{\beta}}, \qquad (34)$$

где

$$\Delta_1 = \frac{\pi^2}{32 L_{пр}^2}\left(f^2 + 2 f f_0\right); \qquad (35)$$

$$f_0 = \frac{L_{пр}^2}{\pi^2 \rho_0}, \quad f = \frac{0{,}3 f_0}{1+3\frac{q_0}{q_{пр}} f_0}; \qquad (36)$$

$$\beta = L_{пр}\sqrt{\frac{\pi D_н C_{экв}}{EF}}, \qquad \varkappa = t_{пр} L_{пр}; \qquad (37)$$

от нормативной нагрузки

$$M_e = \frac{8{,}6 \cdot 4200^2}{24} \cdot 1{,}512 = 9{,}53 \cdot 10^6 \text{ кгс/см};$$

$$M_0 = -\frac{8{,}6 \cdot 4200^2}{12} \cdot 0{,}744 = -9{,}4 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}.$$

По формуле (80) или по графику (см. рис.23) подсчитываем безразмерный коэффициент прогиба:

$$\bar{f}_e = \frac{6\nu^4 + 12\nu^3 + 10\nu^2 + 5\nu + 1}{1+\nu} = 2{,}335$$

По формуле (76) находим величину стрелки прогиба посредине пролета:

от расчетной нагрузки

$$f_e = \frac{q l^4}{384 B} \bar{f}_e = \frac{9{,}6(4200)^4 \cdot 2{,}335}{384 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 2{,}156 \cdot 10^6} = 4{,}01 \text{ см};$$

от нормативной нагрузки

$$f_e' = \frac{8{,}6 \cdot 4200^4}{384 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 2{,}156 \cdot 10^6} \cdot 2{,}335 = 3{,}6 \text{ см}.$$

По формуле (6) подсчитываем кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{n p_{вн} D_{вн}}{2\delta} = \frac{1{,}15 \cdot 75 \cdot 138{,}0}{2 \cdot 2{,}0} = 2985 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (10) определяем кольцевые напряжения от нормативного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}'' = \frac{p_{вн} D_{вн}}{2\delta} = \frac{75 \cdot 138{,}0}{2 \cdot 2{,}0} = 2589 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (87) эквивалентное продольное сжимающее усилие равно:

от расчетных воздействий

$$N_0 = (0{,}2 \cdot 29{,}85 \cdot 10^2 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 60) \cdot 879 = 1{,}85 \cdot 10^6 \text{кгс};$$

от нормативных воздействий

$$N_0' = (0{,}2 \cdot 25{,}89 \cdot 10^2 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 60) \cdot 879 = 1{,}78 \cdot 10^6 \text{ кгс}.$$

Определяем вспомогательные параметры для вычисления коэффициентов γ_1 и γ_0, учитывающие влияние примыкающих подземных участков.

По формуле (93) определяем:

а) для расчетной нагрузки

$$m^2 = \frac{q_0 l^2}{\pi^2 E J} = \frac{1{,}85 \cdot 10^6 \cdot 2100^2}{\pi^2 2{,}1 \cdot 10^6 \cdot 2{,}156 \cdot 10^6} = 0{,}183;$$

б) для нормативной нагрузки $m' = 0{,}176$.

По формуле (94) находим:

$$\psi = \frac{\pi^2 E J}{2 l^2 \sqrt{c_{y0} n E J}} = \frac{\pi^2 \cdot 2{,}10 \cdot 10^6 \cdot 2{,}156 \cdot 10^6}{2 \cdot 2100^2 \sqrt{2{,}185 \cdot 142 \cdot 2{,}1 \cdot 10^6 \sqrt{2{,}156 \cdot 10^6}}} = 0{,}135.$$

По формуле (96) определяем:

а) для расчетной нагрузки

$$n^2 = \frac{1}{\psi m^2} - 1 = \frac{1}{0{,}135 \cdot 0{,}183} - 1 = 39{,}5;$$

б) для нормативной нагрузки $n' = 41{,}1$.

По формуле (95) находим:

а) для расчетной нагрузки

$$\lambda = m^2 (n^2 + 2 m c \operatorname{ctg} m\pi + 1) = 7{,}53;$$

б) для нормативной нагрузки

$$\lambda = 7{,}630.$$

По формуле (90) находим:

а) для расчетной нагрузки

$$\eta_1 = \frac{2 m^2 n}{\lambda \sin m\pi} + 1 = 1{,}32;$$

б) для нормативной нагрузки

$$\eta_1 = 1{,}31.$$

По формуле (91) или по графикам (на рис.24-25) определяем:

а) для расчетной нагрузки

$$\eta_c = \frac{m^2 (n^2 - 1)}{\lambda} = 0{,}93;$$

б) для нормативной нагрузки $\eta_c = 0{,}92$;

По формулам (85) и (86) определяем изгибающий момент:

от действия расчетных нагрузок и воздействий

$$M_e = \frac{f_e}{2} \frac{\mu_0}{1-\frac{\mu_0}{N_{кр}}} \eta_1 =$$

$$= \frac{4{,}01}{2} \frac{1{,}85\cdot 10^6}{1-0{,}183} \cdot 1{,}32 = 6{,}0\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$$M_0 = -\frac{f_e}{2} \frac{\mu_0}{1-\frac{\mu_0}{N_{кр}}} \eta_0 =$$

$$= -\frac{4{,}01}{2} - \frac{1{,}85\cdot 10^6}{1-0{,}183} \cdot 0{,}93 = -4{,}23\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$M_e = \frac{3{,}6}{2} \frac{1{,}78\cdot 10^6}{1-0{,}176} \cdot 1{,}31 = 5{,}1\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см};$$

$$M_0 = -\frac{3{,}6}{2} \frac{1{,}78\cdot 10^6}{1-0{,}176} \cdot 0{,}92 = -3{,}58\cdot 10^6 \text{ кгс}\cdot\text{см}.$$

Суммарный изгибающий момент от расчетных нагрузок и воздействий равен:

в опорном сечении

$M_0 = -10{,}5\cdot 10^6 - 4{,}23\cdot 10^6 = -14{,}73\cdot 10^6$ кгс·см;

в середине пролета

$M_e = 10{,}65\cdot 10^6 + 6{,}0\cdot 10^6 = 16{,}65\cdot 10^6$ кгс·см.

Суммарный изгибающий момент от нормативных нагрузок и воздействий равен:

$M_0 = -9{,}4\cdot 10^6 - 3{,}58 - 10^6 = -12{,}98\cdot 10^6$ кгс·см;

в середине пролета

$M_e = 9{,}53\cdot 10^6 + 5{,}10\cdot 10^6 = 14{,}63\cdot 10^6$ кгс·см.

По формуле (84) продольные осевые напряжения равны:

от расчетных воздействий

$\sigma_{прN} = 0{,}3\,\sigma_{кц}\,\alpha L \Delta t = 0{,}3\cdot 2985 - 12{,}10^6\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 60 =$
$= -617{,}1$ кгс/см^2;

от нормативных воздействий

$\sigma_{прN} = 0{,}3\cdot 2589 - 12\cdot 10^{-6}\cdot 2{,}1\cdot 10^6\cdot 60 = -735{,}9$ кгс/см^2.

По формуле (12) и (9) определяем коэффициенты, учитывающие снижение расчетного сопротивления:

$$\psi_4 = \sqrt{1-0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{0{,}9R_2^н}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{0{,}9R_2^н} =$$

$$= \sqrt{1-0{,}75\left(\frac{2985}{0{,}9\cdot4200}\right)^2} - 0{,}5\frac{2985}{0{,}9\cdot4200} = 0{,}337$$

$$\psi_3 = \sqrt{1-0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}^н}{R_2^н}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}^н}{R_2^н} = 0{,}425.$$

По формуле (I3)[2] подсчитываем:

$$M = 0{,}635\, R_2 W(1+\psi_4)\sin\frac{(\sigma_{пр}+\psi_4 R_2)\omega}{(1+\psi_4)R_2} =$$

$$= 0{,}635\cdot3200\cdot30370(1+0{,}337)\sin\frac{(-617{,}1+0{,}337\cdot3200)}{(1+0{,}337)\cdot3200} =$$

$= 27{,}23\cdot10^6$ кгс/см.

Таким образом, условие прочности удовлетворено, так как $16{,}65\cdot10^6 < 27{,}23\cdot10^6$.

Максимальные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий равны:

$$\sigma_{пр} = -735{,}9 - \frac{14{,}63\cdot10^6}{3{,}037\cdot10^4} = -1218 \text{ кгс/см}^2;$$

$$\psi_3 R_2'' = 0{,}425\cdot4200 = 1790 \text{ кгс/см}^2.$$

Таким образом, условие (I4) тоже удовлетворено, так как $1218 < 1790$.

При необходимости расчетный пролет можно несколько увеличить, для чего необходимо произвести новый расчет при большем значении пролета.

8. Проверить прочность и устойчивость однопролетного подводного балочного перехода трубопровода диаметром 1420х20 мм пролетом $\ell = 32$ м при рабочем (нормативном) давлении $P = 75$ кгс/см^2, расчетном положительном температурном перепаде $\Delta t = 60^0$ и отрицательном $\Delta t = -40^0$С. Высота засыпки на примыкающем участке $h = 80$ см, дополнительная пригрузка $\frac{q}{a} = 3{,}7$ кгс/см.

Грунт засыпки супесчаный с объемным весом $\gamma_{гр} = 1{,}6$ т/м^3. Расчетный угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр} = 20^0$, расчетное сцепление грунта $C = 0{,}07$ кгс/см^2, объемный вес воды $\gamma_в = 1$ т/м^3.

Физико-механические характеристики металла и геометрические характеристики поперечного сечения трубы приведены в примере 7 ($q_{тр} = 6{,}9$ кгс/см).

По формуле (119) находим погонную выталкивающую силу, кгс/см, на подводной части перехода при $q_{доп}=0$;

$$q_1 = 0{,}79\,\gamma_в D_н^2 - q_{тр} - q_{доп} - \gamma_{бзв} h D_н =$$

$$= 0{,}79\cdot 10\cdot 10^{-3}\cdot 142^2 - 6{,}9 = 9{,}03 \text{ кгс/см.}$$

По формуле (27) определяем предельную удерживающую способность грунта:

$$q_{пр\,гр} = \gamma_{гр} D_н (h_0 - 0{,}39 D_н) + \gamma_{гр} h_c^2\, tg\, 0{,}7\varphi_{гр} + \frac{0{,}7 c h_0}{\cos 0{,}7\varphi_{гр}} =$$

$$= 1{,}6\cdot 10^{-3}\cdot 142\left[\left(80 + \frac{142}{2}\right) - 0{,}39\cdot 142\right] + 1{,}6\cdot 10^{-3}\left(80 + \frac{142}{2}\right)^2 \times$$

$$\times\, tg\, 0{,}7\cdot 20^0 + \frac{0{,}7\cdot 0{,}07\left(80 + \frac{142}{2}\right)}{\cos 0{,}7\cdot 20^0} = 38{,}59 \text{ кгс/см.}$$

По формуле (120) подсчитываем расчетную нагрузку на береговых участках с учетом дополнительной пригрузки трубопровода:

$$q_2 = q_{тр} + n_1 q_{пр\,гр} + \frac{G}{a} = 6{,}9 + 0{,}8\cdot 38{,}59 + 3{,}7 = 41{,}5 \text{ кгс/см.}$$

По формуле (103) находим:

$$\bar{q} = \frac{41{,}5}{9{,}03} = 4{,}59.$$

Из уравнения (101) или по графику на рис.27 определяем, что при $q = 4{,}59$ $n_1 = 0{,}293$.

По формуле (104) длина береговых участков трубопровода, на которых необходимо обеспечить пригрузку q_2, равна:

$$l_2 = n l_1 = 0{,}293\cdot 3200 = 937 \text{ см.}$$

По формуле (99) или по графику на рис.27 подсчитываем величину безразмерного параметра изгибающего момента:

$$\bar{M}_1 = 1 + 4n_1 - 4\bar{q}\, n_1^2$$

$$= 1 + 4\cdot 0{,}293 - 4\cdot 4{,}59\cdot 0{,}293^2 = 0{,}63.$$

По формуле (98) находим изгибающий момент: $M = \frac{q_1 l_1^2}{8}\bar{M}_1 =$

$$= \frac{9{,}03\cdot 3200^2}{8}\cdot 0{,}63 = 7{,}28\cdot 10^6 \text{ кгс/см.}$$

По формуле (6) подсчитываем кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{n_p D_{вн}}{2\delta} = \frac{1\cdot 15\cdot 75\cdot 138{,}0}{2\cdot 2{,}0} = 2985 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (I2I) определяем продольные напряжения от изменения температуры и внутреннего давления при расчете по сжатой зоне сечения: $\sigma_{пр} = 0{,}3\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t =$
$=0{,}3 \cdot 2985 - I2 \cdot I0^6 \cdot 2{,}I \cdot I0^6 \cdot 60 = -625$ кгс/см^2.

По формуле (I22) подсчитываем продольные напряжения от изменения температуры и внутреннего давления при расчете по растянутой зоне сечения: $\sigma_{пр} = 0{,}5\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t$
$=0{,}5 \cdot 2985 + I2 \cdot I0^6 \cdot 2{,}I \cdot I0^6 \cdot 40 = 2502$ кгс/см^2.

Продольные напряжения в трубопроводе от действия изгибающего момента равны:

$$\sigma = \pm \frac{7{,}28 \cdot I0^6}{30370} = \pm 240 \text{ кгс/см}^2.$$

Суммарные продольные напряжения в трубопроводе в сжатой зоне сечения равны:

$$\sigma_{пр} = -240 - 625 = -865 \text{ кгс/см}^2.$$

Суммарные продольные напряжения в растянутой зоне сечения равны:

$$\sigma_{пр} = 240 + 2502 = 2942 \text{ кгс/см}^2.$$

По формуле (I2) определяем коэффициент, учитывающий работу металла при двухосном напряженном состоянии:

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{0{,}9R_2^н}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma_{кц}}{0{,}9R_2^н}$$

$$= \sqrt{I - 0{,}75\left(\frac{2985}{0{,}9 \cdot 4200}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{2985}{0{,}9 \cdot 4200} = 0{,}337;$$

$$\psi_4 R_2 = 0{,}337 \cdot 3200 = II50 \text{ кгс/см}^2.$$

Таким образом, условие прочности $|\sigma_{пр}| \le \psi_4 R_2$ (II) выполняется как в сжатой, так и в растянутой зонах сечения:

$|-865| < II50$ кгс/см^2;

$2942 < 3200$ кгс/см^2.

При необходимости расчетный пролет можно несколько увеличить, повторив расчет при новом значении величины пролета.

По формуле (I7) находим эквивалентное продольное сжимающее усилие: $N_э = (0{,}2\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t) f$
$= (0{,}2 \cdot 2985 + I2 \cdot I0^{-6} \cdot 2{,}I \cdot I0^6 \cdot 60) \cdot 879 = I{,}85 \cdot I0^6$ кгс.

По формуле (I24) подсчитываем:

$$m^2 = \frac{n_0 l^2}{4\pi^2 EJ} = \frac{1{,}85\cdot10^6\cdot3200^2}{4\pi^2\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot2{,}156\cdot10^6} = 0{,}106.$$

По формуле (I26) определяем:

$$K = \frac{n_0 e^2}{4\pi^2 EJ} = \frac{1{,}85\cdot10^6\cdot937^2}{4\pi^2\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot2{,}156\cdot10^6} = 0{,}909\cdot10^{-2}.$$

Уравнение, описывающее область устойчивого равновесия подводной части перехода (I23), также выполняется:

$$\frac{1-K}{K} + 2\sqrt{\frac{1-K}{K}}\operatorname{ctg}\sqrt{m}\geq 1 =$$

$$= \frac{1-0{,}909\cdot10^{-2}}{0{,}909\cdot10^{-2}} + 2\sqrt{\frac{1-0{,}909\cdot10^{-2}}{0{,}909\cdot10^{-2}}}\operatorname{ctg}\sqrt{0{,}106} = 120{,}7 \quad 1.$$

При наличии на береговых участках вертикальных выпуклых кривых проверяется устойчивое положение трубопровода на этих участках согласно разделу 2.

По формуле (I06) или по графику на рис.27 определяем безразмерный параметр стрелки прогиба:

$$f_1 = 64\eta^3 + 96\eta^2 + 40\eta + 5 - 8q(10\eta^4 + 12\eta^3 + 3\eta^2) =$$
$$= 64\cdot0{,}293^3 + 96\cdot0{,}293^2 + 40\cdot0{,}293 + 5 - 8\cdot4{,}59\cdot(10\cdot0{,}293^4 + 12\cdot0{,}293^3 + 3\cdot0{,}293^2) = 3{,}369.$$

По формуле (I05) подсчитываем максимальную стрелку прогиба трубопровода под воздействием поперечной нагрузки:

$$f = \frac{q_1 l^4}{384EJ} f_1 = \frac{9{,}03\cdot3200^4}{384\cdot2{,}1\cdot10^6\cdot2{,}156\cdot10^6}\cdot3{,}369 = 1{,}835\text{см}.$$

С О Д Е Р Ж А Н И Е

I. Общие положения по проектированию 3
2. Указания по проектированию 7
Трубы и фасонные части 7
Подземные, наземные (в насыпях) и подводная прокладка 8
Компенсация продольных деформаций и уменьшение перемещений газопроводов при подземной и наземной (в насыпи) прокладке I8
Надземные переходы через препятствия 23
3. Указания по методике расчета 28
Основные расчетные положения и формулы 28
Подземная и наземная (в насыпи) прокладка газопровода 34
Определение перемещений газопровода в местах его выхода из грунта 47
Определение расстояний между компенсационными устройствами на подземных и наземных (в насыпи) участках газопроводов 52
Расчет прямолинейных бескомпенсаторных однопролетных балочных переходов газопроводов 54
Расчет подводных балочных переходов небольшой протяженности 62
Приложение 7I

Указания
по проектированию и методике расчета магистральных газопроводов из труб диаметром 1420 мм

ВСН 1-46-73

Миннефтегазстрой

Издание ЦНТИ ВНИИСТа

Редактор В.И. Кавкова Корректор Г.Ф.Меликова
Технический редактор Т.В. Беремева

Л-73491	Подписано в печать 25.Ш.1974г.	Формат 60x84/16
Печ.л.5,75	Уч.-изд.л. 4,8	Усл. печ. 5,3
Тираж 600	Цена 48 коп.	Заказ 47

Ротапринт ВНИИСТа