ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА

ГОССТРОЙ СССР

ДЕПОЗИТАРИЙ

1-ый экз.

УДК
69
С86

СНиП II-45-75

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Глава 45

Магистральные трубопроводы

Заменен СН и П 2.05.06-85 с 01.01.86
прот № 30 от 18.03.85
БСТ 6-85 с. 9.

Москва 1975

gost.e-ecolog.ru

БСТ №2, 1983: с 8-9

Изменение главы СНиП II-45-75

Постановлением Госстроя СССР от 5 ноября 1982 г. № 273 утверждены и с 1 января 1983 г. введены в действие разработанные ВНИИСТом Миннефтегазстроя с участием Южниигипрогаза Мингазпрома и Гипротрубопровода Миннефтепрома, внесенные Миннефтегазстроем и приведенные ниже изменения главы СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы», утвержденной постановлением Госстроя СССР от 29 августа 1975 г. № 142.

Пункт 1.1: абзац первый после слов: «не свыше 100 кгс/см^2» дополнить словами: «(при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах)»; слово: «Примечание» заменить словом: «Примечания:»; дополнить примечанием 2 следующего содержания:

«2. Под техническим коридором магистральных трубопроводов надлежит понимать систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортирования нефти (нефтепродукта и сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата).

В пределах одного технического коридора допускается прокладывать:

для транспортирования нефти (нефтепродукта) — не более 2 трубопроводов диаметром 1220 мм и не более 3 трубопроводов диаметром 1020 мм и менее;

для транспортирования газа (газового конденсата) — не более 6 трубопроводов диаметром 1420 мм.

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов и газопроводов. В этом случае предельно допустимые суммарные объемы транспортирования продуктов в пределах одного технического коридора устанавливаются нормами проектирования инженерно-технических мероприятий гражданской обороны».

Раздел 1 дополнить п. 1.8 следующего содержания:

«1.8. Магистральные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы) должны прокладываться подземно (подземная прокладка).

Прокладка трубопроводов по поверхности земли (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопровода».

Таблица 4, в графах 2—13 позиции 9 исключить слова: «но не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры, плюс 3 м».

Таблица 5, в графах 2—12 позиции 10 исключить слова: «но не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры, плюс 3 м».

В пункте 3.16 исключить слова: «В одном техническом коридоре допускается прокладывать не более пяти ниток газопроводов».

Раздел 3 дополнить пунктами 3.18, 3.19, 3.20, 3.21 и 3.22 следующего содержания:

«3.18. При прокладке магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и трубопроводов сжиженных углеводородных газов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже трубопровода на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее и 1000 м при диаметре труб более 700 мм, с низовой стороны от трубопровода должна предусматриваться канава, обеспечивающая отвод разливше-

тося продукта при аварии. Выпуск из низовой канавы должен быть предусмотрен в безопасные для населенных пунктов места.

Трассу нагорных и отводных канав следует предусматривать по рельефу местности. Складирование вынутого из канавы грунта следует предусматривать с низовой стороны в виде призмы, которая должна служить дополнительной мерой защиты.

С верховой стороны от трубопровода при больших площадях водосбора должна предусматриваться канава для отвода ливневых вод.

3.19. В местах пересечений магистральных трубопроводов с линиями электропередач напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка трубопроводов.

3.20. Пересечения магистральных трубопроводов между собой и с линиями электропередач напряжением 110 кВ и выше следует предусматривать под углом не менее 60°. При этом трубопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера, на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения должны приниматься II категории.

3.21. Минимальное расстояние от ближайшего магистрального трубопровода до границ проектной застройки городов и населенных пунктов в районах Западной Сибири и Крайнего Севера следует принимать равным 700 м.

В стесненных условиях, когда это расстояние выдержать невозможно, его допускается сокращать до 350 м при условии повышения категорийности таких участков до первой категории и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию трубопровода.

3.22. Расстояние между параллельными нитками магистральных трубопроводов, прокладываемых в районах Западной Сибири и Крайнего Севера в грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность, следует принимать из условий технологии поточного строительства, гидрогеологических особенностей района, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее:

между нефтепроводами диаметром 1220 мм — 32 м (независимо от районов строительства);

между нефтепроводами и газопроводами — 1000 м.

Расстояния между техническими коридорами устанавливаются нормами инженерно-технических мероприятий гражданской обороны».

Пункт 4.12 дополнить абзацем следующего содержания:

«При прокладке подземных трубопроводов диаметром 1000 мм и более в грунтах с низкой защемляющей способностью в проекте должны быть предусмотрены специальные решения по обеспечению общей устойчивости трубопровода в продольном направлении».

Пункт 4.14 после абзаца первого дополнить абзацем следующего содержания: «на однониточных переходах категории В».

Пункт 5.12 признать утратившим силу.

Пункт 6.21 изложить в редакции:

«6.21. На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов.

Как исключение, при соответствующем обосновании допускается укладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должна быть обеспечена прочность трубопровода, общая устойчивость его в продольном направлении и против всплытия, а также защита его от теплового воздействия в случае разрыва одной из ниток».

Пункт 6.29 дополнить абзацем:

«При этом следует учитывать возможность полного опорожнения трубопроводов от транспортируемого продукта».

Раздел 7 дополнить п. 7.9 следующего содержания:

«7.9. В местах надземных переходов подземных газопроводов через ручьи, овраги и другие препятствия следует предусматривать конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних газопроводов при возможном разрыве на одном из них».

Раздел 8 дополнить п. 8.50 следующего содержания:

«8.50. При расчете нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на прочность, устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру нефти и нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортирования продукта».

Об изменении и дополнении главы СНиП II-45-75

ЕСТ №4, 1980 с 12-14.

Постановлением Госстроя СССР от 19 декабря 1979 г. № 242 утверждены и с 1 января 1980 г. введены в действие публикуемые ниже изменения и дополнения в главе СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы», утвержденной постановлением Госстроя СССР от 29 августа 1975 г. № 142.

Табл. 2 изложить в следующей редакции:

Таблица 2*

Назначение магистрального трубопровода	Категории магистрального трубопровода при		
	подземной прокладке	наземной прокладке	надземной прокладке
1. Для транспортирования природного газа:			
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III	III
2. Для транспортирования нефти и нефтепродуктов:			
а) диаметром менее 700 мм	IV	III	III
б) диаметром 700 мм и более	III	III	III

В табл. 3 внести следующие изменения и дополнения:

Графа «Назначение участков магистральных трубопроводов»:

поз. 9 изложить в редакции: «Узлы установки линейной арматуры и примыкающие к ним участки по 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла линейной части магистрального трубопровода (за исключением участков категории В и I»);

поз. 10 изложить в редакции:

«Газопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, определенных поз. 9 табл. 3, и гребенок подводных переходов (за исключением участков категории В, I и II»);

поз. 19 после слова «газопроводами» дополнить словами: «силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т. п.»;

примечания табл. 3:

в примечании 6 ссылку на поз. «6, 10, 11, 17, 18 и 19» заменить ссылкой на поз.: «6, 9, 10, 11, 17, 18, 19, 20 и 21»; дополнить примечаниями 9 и 10 следующего содержания:

«9. При расположении КС и НПС от магистрального трубопровода на расстоянии, превышающем минимально допустимое по табл. 4 в 1,5 раза и более, ко

II категории по поз. 17 следует относить участки трубопроводов по 250 м в обе стороны от узла подключения КС и НПС к каждой нитке, а также соответствующие участки параллельных ниток, независимо от наличия на них запорной арматуры».

«10. В границы узлов запуска и приемки очистных устройств входят участки трубопроводов камер запуска и приемки, обвязочные трубопроводы и запорная арматура, а также участки магистрального трубопровода между точками врезки в него трубопроводов запуска и приемки очистных устройств».

В табл. 4 внести следующие изменения и дополнения:

в графах 2—13 поз. 9 предложение «не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры плюс 10 м» заменить на предложение: «В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР, но не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры, плюс 3 м»;

поз. 14 графы 1 изложить в редакции:

«Кабели междугородней связи и силовые электрокабели».

В пункте 3.12 исключить слова «охранная зона».

В табл. 5, поз. 5, 7, и 10 изложить в следующей редакции:

Пункт 3.15 после слова «располагаться» дополнить словами: «, как правило,».

Пункт 3.16 дополнить словами:

«...для подземной прокладки и табл. 6 — для надземной, наземной или комбинированной прокладки. В одном техническом коридоре допускается прокладывать не более пяти ниток газопроводов.

Раздел 3 дополнить пунктом 3.17 следующего содержания:

«3.17. Ширина просеки для прокладки трубопроводов параллельно линии электропередачи 6, 10 кВ при прохождении по территории государственного лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР».

Пункт 4.13 изложить в редакции:

«4.13 На трассе подземного трубопровода должна предусматриваться установка железобетонных или деревянных знаков высотой 1,5—2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Знаки устанав-

Таблица 5*

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от компрессорных и газораспределительных станций, м								Минимальные расстояния от нефтеперекачивающих насосных станций, м		
	Класс магистрального газопровода										
	I						II				
	Условный диаметр газопровода, мм								Категория станций		
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5. Железные дороги промышленных предприятий	75/50	100/75	150/100	175/150	200/175	250/200	50/50	100/75	50	75	100
5а. Автомобильные дороги IV, V, III-п, IV-п категорий	75/50	100/75	150/100	175/150	200/175	250/200	50/50	100/75	20	20	50
7. Открытые распределительные устройства 35, 100, 220 кВ электростанций, питающих компрессорные и нефтеперекачивающие станции магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
7а. Открытые распределительные устройства 35, 100, 220 кВ электростанций, питающих компрессорные и нефтеперекачивающие станции магистральных трубопроводов	На территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений										
10. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР, но не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры, плюс 3 м.										

ливаются в пределах видимости, но не более чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами».

Пункт 4.14, в абзаце 5 слова: «на расстоянии до 700 м» заменить словами: «на расстоянии не менее 500 м».

Пункт 4.15 дополнить абзацем:

«При параллельном подключении одного газопровода — ответвления к двум или нескольким основным нитям газопровода или подключения нескольких ниток ответвления к одному газопроводу, узлы линейной запорной арматуры допускается смещать на расстояние не менее 30 м друг от друга».

Пункт 5.1 дополнить примечанием:

«Примечание. Глубина заложения трубопровода с балластом определяется как расстояние от поверхности земли до балластирующей конструкции».

В пункте 5.3 слова: «не менее Д + 300 м» заменить словами: «не менее Д + 300 мм».

Пункт 5.22 дополнить абзацем:

«При прокладке вдоль газопровода кабельной линии связи срезку грунта допускается предусматривать на ширине до 15 м».

Пункт 6.12, в абзаце первом после слов: «с учетом режима водной преграды», дополнить словами: «ее протяженности».

Пункт 7.7, абзац первый дополнить словами: «от уровня земли».

В формуле (6) заменить «$D_{вн}$» на «$D^2_{вн}$».

Пункт 8.11, абзац третий признать утратившим силу.

Пункт 8.16 дополнить абзацем:

«Полученное расчетное значение номинальной толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается».

Пункт 8.30 дополнить примечанием 2:

«2. Для надземных бескомпенсаторных переходов при числе пролетов не более четырех допускается при расчете по формулам (29), (31) и (32) вместо ψ_4, принимать значение ψ_3, определяемое по формуле (23)».

В пункте 13.8 предложение: «Длину поставляемых заводом труб со спиральным швом надлежит оговаривать при заказе и принимать не менее 12 м» заменить предложением: «Длину поставляемых заводом труб надлежит оговаривать при заказе и принимать в зависимости от габаритов транспортных средств».

Пункт 13.11 изложить в следующей редакции:

«Ударная вязкость основного металла и металла сварных заводских швов труб для периода строительства должна быть не ниже значений, приведенных в табл. 21.

Ударная вязкость определяется при температуре, принимаемой равной температуре наиболее холодной пятидневки района применения труб».

Табл. 20 изложить в следующей редакции:

Таблица 20*

Условный диаметр труб, мм	Рабочее давление, кгс/см²	Ударная вязкость на образцах типа 11, 12 ГОСТ 9454—78 при температуре, равной минимальной температуре стенок трубопровода в эксплуатации, $a_н$ кгс·м/см²	Процент волокна в изломе образца DWTT при температуре, равной минимальной температуре стенок трубопровода в эксплуатации
800 и менее	100 и менее	3	50
1000	55 то же	3	50
1000	75 »	4	60
1200	55 и менее	4	60
1000	100 то же	6	70
1200	75 »	6	70
1400	55 »	6	70
1200	100 »	8	80
1400	75 »	8	80

Примечание. Для трубопроводов, транспортирующих жидкие продукты, требования по волокну в изломе образцов DWTT не предъявляются.

Табл. 21 изложить в следующей редакции:

Таблица 21*

Номинальная толщина стенки, мм	Ударная вязкость на образцах, тип 1,2 ГОСТ 9454-78 при температуре, равной минимальной температуре строительства, кгс·м/см²	
	для основного металла труб	для сварного соединения
Менее 10	3	2,5
От 10 до 15 включительно	4	3
Свыше 15 до 25 включительно	5	4

Примечание. Положение надреза в сварном соединении уточняется для каждого типа труб по результатам исследований опытной партии.

Пункт 13.19 изложить в редакции:

«13.19. Соединительные детали трубопроводов — тройники, переходники, отводы и днища (заглушки) — должны изготавливаться из труб или листовой стали. Сталь в готовых соединительных деталях должна удовлетворять требованиям пп. 13.10 и 13.12 настоящей главы, кроме требований, предъявляемых к ударной вязкости.

Ударная вязкость основного металла и металла сварного шва (на абразцах типа 11 и 12 ГОСТ 9454—78) при температуре эксплуатации должна составлять:

а) при толщинах до 20 мм включительно — 3 кгс·м/см²;

б) при толщинах более 20 до 30 мм включительно — 4 кгс·м/см²;

в) при толщинах более 30 до 45 мм — 5 кгс·м/см². Требование по волокну в изломе не регламентируется».

Издание официальное

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА (ГОССТРОЙ СССР)

СНиП II-45-75

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Глава 45

Магистральные трубопроводы

Утверждены
постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР
по делам строительства
от 29 августа 1975 г. № 142

МОСКВА СТРОЙИЗДАТ 1975

УДК 69+621.643.001.2](083.75)

Глава СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы» разработана ВНИИСТом Миннефтегазстроя с участием ВНИПИтрансгаза, Южниигипрогаза и Государственной газовой инспекции Мингазпрома, Гипротрубопровода Миннефтепрома и кафедры строительства трубопроводов МИНХиГП им. И. М. Губкина Минвуза СССР.

С введением в действие главы СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы» утрачивают силу с 1 января 1976 г.:

глава СНиП I-Д.4-62 «Магистральные стальные трубопроводы. Материалы и изделия»;

глава СНиП II-Д.10-62 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

Редакторы: инженеры И. В. Сессин и Б. В. Тамбовцев (Госстрой СССР), канд. техн. наук А. Г. Камерштейн (ВНИИСТ), инж. Р. Г. Торопова (Мингазпром).

С $\frac{30213-784}{047(01)-75}$ Инструкт.-нормат. IV вып.—1.1—75

© Стройиздат, 1975

Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства (Госстрой СССР)	Строительные нормы и правила	СНиП II-45-75
	Магистральные трубопроводы	Взамен СНиП II-Д.10-62, СНиП I-Д.4-62

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1. Нормы настоящей главы должны соблюдаться при проектировании новых и реконструируемых магистральных трубопроводов и ответвлений от них условным диаметром до 1400 мм (включительно) с избыточным давлением среды не свыше 100 кгс/см^2 для транспортирования:

а) нефти, нефтепродуктов, природного и попутного, естественного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи, производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, газораспределительных станций городов и населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов);

б) сжиженных углеводородных газов (фракций C_3 и C_4 и их смесей), а также нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов с насыщенными парами упругостью не свыше 16 кгс/см^2 при температуре плюс 45° С из районов их добычи или производства (от головных перекачивающих насосных станций) до места потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, промышленных предприятий, портов, газораздаточных станций и кустовых баз);

в) товарной продукции в пределах головных и промежуточных газокомпрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций, станций подземного хранения газа, газораспределительных станций, замерных пунктов.

Примечание. Нормы настоящей главы не распространяются на проектирование трубопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, а также в зоне вечномерзлых грунтов, морских акваториях и районах с сейсмичностью свыше 8 баллов для подземных и свыше 6 баллов для надземных трубопроводов.

1.2. Проектирование сооружений и инженерных коммуникаций, расположенных на площадках газокомпрессорных, газораспределительных и нефтеперекачивающих насосных станций, следует выполнять в соответствии с требованиями настоящей главы и других глав СНиП по проектированию соответствующих зданий и сооружений.

1.3. При проектировании трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл и сварные соединения труб и арматуру, установленную на трубопроводах, необходимо предусматривать мероприятия, обеспечивающие защиту трубопроводов от коррозионного воздействия.

1.4. Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования стабильного конденсата и стабильного бензина, следует производить в соответствии с требованиями настоящей главы, предъявляемыми к нефтепроводам.

Примечание. К стабильным конденсату и бензину следует относить углеводороды и их смеси, имеющие при температуре плюс 20° С упругость насыщенных паров менее 2 кгс/см^2 (абс.).

1.5. Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 20° С более 2 кгс/см^2 (абс.) — сжиженных углеводородных газов, нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов — следует осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 12 настоящей главы.

1.6. Температура газа, поступающего в магистральный газопровод, должна устанавливаться исходя из требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, и обеспечения оптимальных температурных напряжений в металле труб. Необходимость и степень охлаждения газа решается при проектировании.

Внесены Миннефтегазстроем	Утверждены постановлением Государственного комитета Совета Министров СССР по делам строительства от 29 августа 1975 г. № 142	Срок введения в действие 1 января 1976 г.

1.7. В состав линейной части магистральных трубопроводов входят:

трубопровод с ответвлениями и лупингами (включая опоры надземных трубопроводов), запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, с конденсатосборниками (для газопроводов), компенсаторами, а также с противопожарными средствами и противоэрозионными сооружениями;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

линии и сооружения технологической связи;

сооружения линейной службы эксплуатации;

постоянные дороги, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним;

линии электропередачи для снабжения электроэнергией узлов установки запорной и другой арматуры;

устройства энергоснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установок электрохимической защиты.

2. КЛАССИФИКАЦИЯ И КАТЕГОРИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

2.1. Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяются на два класса:

I класс — при рабочем давлении свыше 25 до 100 кгс/см² включительно;

II класс — при рабочем давлении свыше 12 до 25 кгс/см² включительно.

2.2. Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса, мм:

I класс	при условном диаметре свыше 1000 до 1400
II класс	то же, от 1000 до 500
III класс	» менее 500 до 300
IV класс	» менее 300

2.3. Магистральные трубопроводы и их участки подразделяются на категории, требования к которым в зависимости от условий работы и контроля сварных соединений приведены в табл. 1.

Таблица 1

Категория магистральных трубопроводов и их участков	Коэффициент условий работы при расчете магистральных трубопроводов на прочность	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего количества	Величина предварительного гидравлического испытания на трассе
В	0,6	100	$P_{исп} = 1{,}25\ P_{раб}$,
I	0,75	100	$P_{исп} = 1{,}25\ P_{раб}$.
II	0,75	100	Предварительное гидравлическое испытание не предусматривается
III	0,9	100	
IV	0,9	Не менее 20	

Продолжение табл. 1

Примечания: 1. Переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов категории В через водные преграды должны подвергаться предварительному гидравлическому испытанию $P_{исп} = 1{,}5\ P_{раб}$, где $P_{раб}$ — рабочее давление, устанавливаемое в соответствии с указаниями п. 8.6 настоящей главы.

2. Допускается повышение испытательного давления до величины, вызывающей напряжение в металле трубы не более 0,9 — 1,0 предела текучести.

2.4. Категории магистральных трубопроводов следует принимать по табл. 2.

Таблица 2

Назначение магистрального трубопровода	Категория магистрального трубопровода при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
Для транспортирования природного газа:			
а) диаметром менее 1200 мм	IV	IV	IV
б) диаметром 1200 мм и более . .	III	III	III
Для транспортирования нефти или нефтепродуктов:			
а) диаметром менее 700 мм	IV	IV	IV
б) диаметром 700 мм и более	III	III	III

2.5. Категории участков магистральных трубопроводов следует принимать по табл. 3.

Таблица 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
1. Переходы через водные преграды						
а) судоходные в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметрах трубопровода:						
1000 мм и более . .	I	—	I	В	—	В
менее 1000 мм . . .	I	—	I	I	—	I
б) несудоходные с шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметрах трубопровода:						
1000 мм и более . .	I	—	I	В	—	В
менее 1000 мм . . .	I	—	I	I	—	I
в) несудоходные с зеркалом воды в межень до 25 м — в русловой части	II	—	III	I	—	I
г) горные потоки (реки)	I	—	II	I	—	I
д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности при диаметре трубопровода:						
1000 мм и более . .	II	—	III	I	—	I
менее 1000 мм . . .	II	—	III	I	—	II
е) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности	—	—	—	II	—	на категорию ниже поз. «д»

Продолжение табл. 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
2. Переходы через болота:						
а) I типа	III	III	III	III	III	III
б) II »	II	III	III	II	II	III
в) III »	I	II	II	I	I	II
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
а) железные дороги общей сети, включая участки по обе стороны дороги длиной 40 м каждый от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	—	I	II	—	I
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от осей крайних путей . . .	I	—	II	III	—	II
в) автомобильные дороги I и II категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги . .	I	—	I	II	—	I
г) автомобильные дороги III, III-п, IV и IV-п категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги . . .	II	—	II	III	—	II

Продолжение табл. 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
д) автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 15 м от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	III	—	III	III	—	III
4. Горная местность						
а) при укладке трубопроводов на полках . .	III	III	—	III	III	—
б) при укладке трубопроводов в тоннелях .	—	I	I	—	I	1
5. Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III	III	III	III
6. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям:						
а) хлопковых и рисовых плантаций . .	II	—	—	II	—	—
б) прочих сельскохозяйственных культур	III	—	—	III	—	—
7. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	—	II	II	—	II
8. Трубопроводы в пределах расстояний, указанных в табл. 4, примыкающие:						
а) к переходам через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий	II	II	II	III	II	II
б) к переходам через автомобильные дороги III, IV, III-п, IV-п и V категорий	III	III	III	III	—	III

Продолжение табл. 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			*нефтепроводов и нефтепродуктопроводов*		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
9. Узлы установки линейной арматуры и не менее 15 м в каждую сторону от них (за исключением участков категорий В и I)	II	II	II	III	—	—
10. Газопроводы на длине 100 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категорий В, I и II)	III	III	III	—	—	—
11. Трубопроводы, примыкающие к территориям установок комплексной подготовки нефти и газа, станций подземного хранения газа, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и магистральных трубопроводов в пределах расстояний, указанных в табл. 4	II	—	II	II	—	II
12. Межпромысловые коллекторы	II	II	II	—	—	—
13. Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100 м, примыкающие к ним . . .	I	I	I	I	I	I
14. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий компрессорных станций (КС) и газораспределительных станций (ГРС), нефтеперекачивающих насосных станций (НПС), станций подземного хранения газа, а также трубопроводы топливного и пускового газа	В	В	В	I	I	I
15. Узлы подключения компрессорных станций в магистральный трубопровод	I	I	I	—	—	—

Продолжение табл. 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
16. Всасывающие и нагнетательные трубопроводы, примыкающие к территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций в пределах расстояний, указанных в табл. 4	I	—	I	I	—	I
17. Трубопроводы, примыкающие к проекциям границ территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций на магистральный трубопровод по 250 м в обе стороны и между проекциями . .	II	II	II	II	II	II
18. Газопроводы, примыкающие к газораспределительным станциям в пределах расстояний, указанных в табл. 4 . .	II	II	II	—	—	—
19. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, оросительными системами, нефтепродуктопроводами, газопроводами и т. д.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	—	—	II	—	—
20. Пересечения с воздушными линиями электропередачи в пределах расстояний, указанных в табл. 4:						
а) напряжением 500 кВ и более . .	II	I	I	II	II	I
б) напряжением от 330 до 500 кВ .	II	II	II	III	III	II
в) напряжением менее 330 кВ . . .	III	III	III	III	III	III
21. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II	II	II	II
22. Переходы через овраги, балки, рвы . . .	III	III	III	III	III	III

Продолжение табл. 3

Назначение участков магистральных трубопроводов	Категория участков					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке	при подземной прокладке	при наземной прокладке	при надземной прокладке
23. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые параллельно рекам с зеркалом воды в межень 25 м и более, каналам, озерам и другим водоемам, имеющим рыбохозяйственное значение, а также выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее; до 500 м при диаметре труб до 1000 мм включительно; до 1000 м при диаметре труб более 1000 мм	—	—	— (без предварительного гидравлического испытания на трассе)	I	I	I

Примечания: 1. Категории отдельных участков трубопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа, нефти и нефтепродуктов городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.

2. Тип болот следует принимать в соответствии с требованиями главы СНиП по производству работ при строительстве магистральных трубопроводов.

3. Участки трубопроводов, прокладываемые через водные преграды с зеркалом воды в межень менее 10 м, допускается проектировать без предварительного гидравлического испытания.

4. Действующие трубопроводы, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению представителей заказчика строящегося трубопровода, эксплуатационной организации и соответствующего органа государственного надзора), при пересечении их проектируемыми не подлежат замене трубопроводами большей категории.

5. Трубопроводы, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами (кроме автомобильных дорог V категории), подлежат реконструкции в соответствии с поз. 3.

6. Монтажные сварные соединения участков трубопроводов, указанных в позициях 6, 10, 11, 17, 18 и 19, подлежат 100%-ному контролю просвечиванием гамма- или рентгеновскими лучами.

7. При длине всасывающих и нагнетательных трубопроводов более величин, приведенных в поз. 5 табл. 4, участки за указанными длинами, считая от территорий компрессорных или насосных станций, следует относить к II категории.

8. При взаимном пересечении газопровод должен располагаться над нефтепроводом.

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАССЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Выбор трассы трубопроводов должен производиться с помощью математических методов проектирования по одному или нескольким критериям оптимальности. В качестве критериев оптимальности следует принимать приведенные затраты, капитальные вложения, эксплуатационные расходы, металлоемкость, конструктивные схемы прокладки, заданное время строительства, наличие дорог и др.

3.2. Земельные участки для строительства трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством Союза ССР и союзных республик.

При выборе трассы следует учитывать

условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее эффективных, экономичных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ.

3.3. Поиск трассы между начальным и конечным пунктами надлежит производить в пределах области поиска, определяемой эллипсом, в фокусах которого находятся начальный и конечный пункты. Малая ось эллипса в км определяется по формуле

$$b = l\sqrt{K_р^2 - 1}, \qquad (1)$$

где l — расстояние между начальной и конечной точками по геодезической прямой, км;

$K_р$ — коэффициент развития линии трубопровода.

Коэффициент развития линии трубопровода $K_р$ следует определять из условия

$$K_р = \frac{W_{ср.о}}{W_{ср.н}}, \qquad (2)$$

где $W_{ср.о}$ — приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальной и конечной точками;

$W_{ср.н}$ — приведенные затраты на 1 км трубопровода по геодезической прямой между начальными и конечными точками без затрат на переходы через естественные и искусственные препятствия.

3.4. Возмещение убытков землепользователям и потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для строительства магистрального трубопровода следует определять в установленном порядке.

3.5. Для проезда к трубопроводам должны быть максимально использованы существующие дороги общей сети.

Строительство новых дорог и дорожных сооружений следует предусматривать только при достаточном обосновании и невозможности объезда препятствий по существующим дорогам общего пользования.

3.6. Прокладка магистральных трубопроводов по территории городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных сооружений не допускается.

3.7. При выборе трассы трубопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий и проектируемого трубопровода на ближайшие 25 лет, а также условия строительства и обслуживания трубопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся и проектируемые здания и сооружения, мелиорация заболоченных земель, ирригация пустынных и степных районов, использование водных объектов и т. д.).

3.8. Не допускается предусматривать прокладку магистральных трубопроводов в железнодорожных и автомобильных тоннелях, а также в тоннелях совместо с электрическими и телефонными кабелями и трубопроводами иного назначения, принадлежащими организациям других министерств и ведомств.

3.9. Прокладка трубопроводов по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий и в одной траншее с электрическими и телефонными кабелями и другими трубопроводами не допускается.

Примечания: 1. На подводных переходах допускается прокладка кабеля связи данного трубопровода в одной траншее с трубопроводом, а на переходах через железные и шоссейные дороги — в одном футляре с трубопроводом.

2. Допускается прокладка газопроводов диаметром до 1000 мм на давление до 25 кгс/см² и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 500 мм и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог III, IV, V, III-п и IV-п категорий. При этом участки трубопроводов, укладываемых по мосту и на подходах к нему на расстояниях, указанных в табл. 4, следует относить к I категории.

3. Прокладку трубопроводов по мостам, по которым проложены кабели междугородней связи, допускается производить только по согласованию с Министерством связи СССР.

4. Допускается прокладка двух нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) IV класса в одной траншее.

3.10. Прокладка трубопровода при пересечении оползневых участков должна предусматриваться ниже зеркала скольжения или надземно на опорах, заглубленных ниже зеркала скольжения с учетом возможного их смещения.

3.11. Трассу трубопроводов, пересекающих лавины, следует выбирать вне зоны динамического удара лавин.

3.12. Минимальные расстояния от оси подземных магистральных трубопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий отдельных зданий и сооружений, а также компрессорных, газораспределительных и насосных станций (охранная зона) должны приниматься по табл. 4.

Таблица 4

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, м								Минимальные расстояния от оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, м			
	I класс						II класс		Класс			
	Условный диаметр, мм											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	IV	III	II	I
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Города и другие населенные пункты, садоводческие и дачные поселки; отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи при количестве боксов свыше 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.), жилые здания в три этажа и более; железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I—IV классов, очистные сооружения и насосные станции водопроводные; мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с отверстием свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м^3, автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Минсвязи СССР и других ведомств, а также телевизионные башни .	100	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200

Продолжение табл. 4

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, м								Минимальные расстояния от оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, м			
	I класс						II класс		Класс			
	Условный диаметр, мм											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	IV	III	II	I
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I, II, III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие жилые здания в один и два этажа, кладбища, жилые садовые дома, дома линейных ремонтеров; сельскохозяйственные фермы, огороженные карты для организованного выпаса скота, полевые станы . .	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100
3. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, устья одной или куста бурящихся и эксплуатирующихся нефтяных, газовых и артезианских скважин, индивидуальные гаражи при количестве боксов менее 20, канализационные сооружения; железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	30	50	100	150	175	200	30	50	30	30	30	50
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, V, III-п и IV-п категорий с отверстием свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125	75	100	150	200
5. Территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций, установок комплексной подготовки газа и нефти, групповых и сборных пунктов трубопроводов и промысловых газораспределительных станций	75	125	150	200	225	250	75	125	30	30	50	50

Продолжение табл. 4

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, м								Минимальные расстояния от оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, м			
	I класс						II класс					
	Условный диаметр, мм								Класс			
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	IV	III	II	I
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
6. Территории газораспределительных станций, автоматизированных газораспределительных станций, в том числе шкафного типа	50	75	100	125	150	175	50	75	—	—	—	—
7. Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, параллельно которым прокладывается трубопровод	25	25	25	25	25	25	25	25	75	100	150	200
8. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов . . .	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора											
9. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод .	Не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры плюс 10 м											
10. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы	В соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» Минэнерго СССР											
11. Опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом	То же											
12. Закрытые подземные емкости для хранения и разгазирования конденсата при узлах пуска и приема очистных устройств	50	50	50	50	75	75	30	30	—	—	—	—
13. Земляной амбар для аварийного выпуска конденсата из трубопровода	50	75	75	75	100	100	50	50	30	30	50	50

Продолжение табл. 4

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов, м								Минимальные расстояния от оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, м			
	I класс						II класс		Класс			
	Условный диаметр, мм											
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	IV	III	II	I
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
14. Кабели междугородней связи Минсвязи СССР и других ведомств	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15. Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой одноканальной радиорелейной связи трубопроводов	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
16. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах . . .	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Примечания: 1. Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов — от проектной городской черты на расчетный срок 25—30 лет; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин —от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных дорог — от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны трубопровода, но на расстоянии не менее 10 м от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов — от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и строений — от ближайших выступающих частей их.

2. Под отдельно стоящим зданием и строением следует понимать здания и строения, расположенные вне населенного пункта на расстоянии не менее чем 50 м от ближайших к нему зданий.

3. Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с отверстием 20 м и менее следует принимать такие же, как от соответствующих дорог.

4. В особых условиях при соответствующем обосновании допускается сокращать указанные в 3, 4, 5, 6 и 7 графах таблицы расстояния от газопроводов (за исключением поз. 6, 7, 12, 14, 15 и 16) не более чем на 30% при условии отнесения участков трубопроводов ко II категории со 100%-ным контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами и не более чем на 50% при отнесении их к категории В.

Указанные в поз. 1, 4 и 7 расстояния для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается сокращать не более чем на 30% при условии увеличения толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние, и контроля всех сварных соединений физическими методами.

5. Минимальные расстояния от оси магистральных газопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в поз. 1, следует принимать увеличенными в 2 раза, в поз. 2, 3, 4, 5, 6, 7 и 12— в 1,5 раза.

6. Расстояния до объектов, отсутствующие в настоящей таблице, следует принимать по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора и заинтересованными организациями.

7. При расположении зданий и сооружений на отметках выше отметок магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшение указанных в поз. 1, 2, 4 и 7 расстояний до 25% при условии, что принятые расстояния должны быть не менее 50 м.

8. При надземной прокладке магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до оси трубопровода следует принимать по табл. 4, но не менее 50 м.

3.13. Минимальные расстояния от компрессорных станций КС и газораспределительных станций ГРС, магистральных газопроводов, нефтеперекачивающих насосных станций НПС магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов или конденсатопроводов до городов и других населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений следует принимать в зависимости от класса и диаметра магистрального газопровода и категории нефтеперекачивающих насосных станций по табл. 5.

Таблица 5

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от компрессорных и газораспределительных станций, м								Минимальные расстояния от нефтеперекачивающих насосных станций, м		
	класс магистрального газопровода								Категория станций		
	I						II				
	Условный диаметр газопровода, мм										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
1. Города и другие населенные пункты, садоводческие и дачные поселки; отдельные промышленные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, сельскохозяйственные предприятия, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи при количестве боксов свыше 20, установки комплексной подготовки нефти и газа, групповые и сборные пункты; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. д.), жилые здания в три этажа и более; железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I—IV классов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Минсвязи СССР и других ведомств, телевизионные башни	500 / 150	500 / 175	700 / 200	700 / 250	700 / 300	700 / 350	500 / 100	500 / 125	100	150	200
2. Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с отверстием свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению), склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свы-											

Продолжение табл. 5

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от компрессорных и газораспределительных станций, м								Минимальные расстояния от нефтеперекачивающих насосных станций, м		
	класс магистрального газопровода								Категория станций		
	I						II				
	Условный диаметр газопровода, мм										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
ше 1000 м³, автозаправочные станции, водопроводные сооружения	250 / 150	300 / 175	350 / 200	400 / 225	450 / 250	500 / 300	250 / 100	300 / 125	100	150	200
3. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I, II, III категорий; отдельно стоящие жилые здания в один этаж и в два этажа, жилые садовые домики, дома линейных ремонтеров; сельскохозяйственные фермы, огороженные карты для организованного выпаса скота; полевые станы . .	100 / 75	150 / 125	200 / 150	250 / 200	300 / 225	350 / 250	75 / 75	150 / 100	50	75	100
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, V, III-п и IV-п категорий с отверстием более 20 м . . .	125 / 100	150 / 125	200 / 150	250 / 200	300 / 225	350 / 250	100 / 75	150 / 125	100	150	200
5. Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий	75 / 50	100 / 75	150 / 100	175 / 150	200 / 175	250 / 200	50 / 50	100 / 75	50	75	100
6. Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сараи и т. п.), устья одной или куста бурящихся и эксплуатирующихся нефтяных, газовых и артезианских скважин, индивидуальные гаражи при количестве боксов менее 20, очистные сооружения и насосные станции канализации	50 / 50	75 / 75	150 / 100	200 / 150	225 / 175	250 / 200	50 / 30	75 / 50	30	50	75
7. Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих компрессорные и нефтеперекачивающие насосные станции магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Продолжение табл. 5

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния от компрессорных и газораспределительных станций, м								Минимальные расстояния от нефтеперекачивающих насосных станций, м		
	класс магистрального газопровода								Категория станций		
	I						II				
	Условный диаметр газопровода, мм										
	300 и менее	свыше 300 до 600	свыше 600 до 800	свыше 800 до 1000	свыше 1000 до 1200	свыше 1200 до 1400	300 и менее	свыше 300	III	II	I
8. Лесные массивы:											
а) хвойных пород .	50	50	50	75	75	75	50	50	50	50	50
б) лиственных пород	20	20	20	30	30	30	20	20	20	20	20
9. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов . .	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора										
10. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	Не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края опоры плюс 10 м										
11. Факел для сжигания газа	100	100	100	100	100	100	100	100	—	—	—

Примечания: 1. Расстояния, указанные в числителе, относятся к компрессорным станциям (КС), а в знаменателе — к газораспределительным станциям (ГРС).

2. Примечания 1, 2 и 3 к табл. 4 распространяются на данную таблицу.

3. Категории нефтеперекачивающих насосных станций (НПС) надлежит принимать: I категория — при емкости резервуарного парка свыше 50 000 м³; II категория — при емкости резервуарного парка от 10 000 до 50 000 м³ включительно; III категория — при емкости резервуарного парка менее 10 000 м³ и на магистральных нефтепроводах III и IV классов без резервуарного парка.

4. Расстояния следует принимать:
для зданий и сооружений по поз. 1 от здания компрессорного цеха; для нефтеперекачивающих насосных станций, газораспределительных станций и сооружений по всем позициям и для компрессорных станций по поз. 2—11 — от ограды станций.

5. Мачты (башни) радиорелейной линии связи трубопроводов допускается располагать на территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования должно быть не менее высоты мачты.

6. Мачты (башни) одноканальной необслуживаемой радиорелейной линии связи допускается располагать на территории газораспределительных станций, при этом расстояние от места установки мачты до технологического оборудования газораспределительных станций должно быть не менее высоты мачты.

7. Нефтеперекачивающая насосная станция должна располагаться, как правило, ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать указанные станции выше населенных пунктов и промышленных предприятий.

3.14. Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми параллельными нитками магистральных трубопроводов следует принимать:

при подземной прокладке в соответствии с требованиями норм отвода земель для магистральных трубопроводов;

Таблица 6

Способ прокладки параллельных ниток магистральных газопроводов		Минимальное расстояние между параллельными нитками магистральных газопроводов, м					
		на открытой местности или при наличии между ними лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между ними лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при условном диаметре магистрального газопровода, мм					
Первая нитка	Вторая нитка	по 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400	до 700	свыше 700 до 1000	свыше 1000 до 1400
Наземная	Наземная	20	30	45	15	20	30
»	Подземная	20	30	45	15	20	30
Надземная	»	20	30	45	15	20	30
»	Надземная	40	50	75	25	35	50
»	Наземная	40	50	75	25	35	50

Примечания: 1. При подземной прокладке параллельных газопроводов и их отдельных надземных или наземных участков протяженностью не более 100 м (переходы через овраги и т. д.) допускается уменьшать минимальные расстояния между нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков ко II категории указанные расстояния следует принимать как для подземной прокладки.

2. При параллельной прокладке газопроводов разных диаметров расстояние между ними следует принимать по большему диаметру.

Таблица 7

Условный диаметр проектируемого магистрального трубопровода, мм	Расстояние между осями проектируемого и действующего трубопровода, м	
	на землях несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства и землях Государственного лесного фонда	на землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
1. До 400 включительно	11	20
2. Свыше 400 до 700 включительно . .	14	23
3. Свыше 700 до 1000 включительно .	15	28
4. Свыше 1000 до 1200 включительно .	16	30
5. Свыше 1200 до 1400 включительно .	18	32

Примечание. Для горной местности, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать.

при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов в районах, указанных в п. 7.1 настоящей главы, за исключением горной местности, по табл. 6;

при надземной, наземной и комбинированной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов — по принятым в проекте решениям.

Примечание. Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефте- и нефтепродуктопроводов принимается по нормам, регламентирующим расстояние между параллельными нитками газопроводов.

3.15. Проектируемые трубопроводы на всем протяжении параллельной прокладки должны располагаться с одной стороны от существующих трубопроводов.

3.16. Расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами следует принимать из условий технологии поточного строительства и безопасности производства работ, но не менее расстояний, указанных в табл. 7.

4. КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

4.1. Диаметр магистральных трубопроводов должен определяться расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования.

4.2. При отсутствии необходимости в транспортировании продукта в обратном направлении трубопроводы следует проектировать из труб со стенкой различной толщины в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации.

4.3. Трубопроводы следует проектировать сварными встык с установкой на них стальной запорной арматуры (краны, задвижки, вентили и т. д.) равнопроходного сечения, рассчитанной на рабочее давление в трубопроводе.

4.4. Установку запорной арматуры, соединяемой с трубопроводом сваркой, следует предусматривать непосредственно в грунте с выводом управления в надземный вентилируемый киоск или в ограду.

Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы и киоски следует проектировать из несгораемых материалов. Стенки наземных киосков допускается выполнять из стальной сетки.

4.5. Продольный профиль подземного трубопровода должен определяться методом оптимального профилирования с использованием ЭВМ. Оптимальным является профиль, удовлетворяющий требованиям по прочности и устойчивости подземного трубопровода. При этом в качестве критерия оптимальности следует принимать затраты на устройство траншей, установку кривых искусственного гнутья, укладку трубопровода в траншею, а также требования надежной эксплуатации.

4.6. Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях должны определяться расчетом из условия прочности и устойчивости стенок труб, а также устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате изменения температуры металла труб в процессе эксплуатации. Отводы искусственного гнутья следует предусматривать только из бесшовных или сварных прямошовных труб.

Радиусы отводов следует назначать с учетом обеспечения возможности пропуска очистных и разделительных устройств.

4.7. Длина патрубков (прямых вставок), вваривaемых в трубопровод, должна быть равна диаметру трубы, но не менее 250 мм.

4.8. На трубопроводе должны быть предусмотрены узлы пуска и приема очистных и разделительных устройств, конструкция и расположение которых определяются проектом.

Трубопровод в пределах одного очищаемого участка должен иметь постоянный внутренний диаметр и равнопроходную линейную арматуру без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей.

Примечание. На газопроводах допускается установка линейной арматуры, внутренний диаметр которой может быть меньше диаметра основного трубопровода, но не более чем на 20%.

4.9. При решении узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет более 30% диаметра основного трубопровода, должны предусматриваться мероприятия, исключающие возможность попадания очистного устройства в ответвление.

4.10. На участках перехода трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода, могут предусматриваться самостоятельные узлы пуска и приема очистных устройств, что должно быть обосновано проектом.

4.11. Трубопровод и узлы пуска и приема очистных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение очистных устройств.

4.12. В местах примыкания магистральных трубопроводов к обвязочным трубопроводам компрессорных и насосных станций, узлам пуска и приема очистных устройств, переходам через водные преграды в две и более ниток, перемычкам и узлам подключения трубопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков магистральных трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Величина продольных перемещений как воздействие должна учитываться при расчете указанных выше конструктивных элементов, присоединяемых к магистральному трубопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений магистрального трубопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых компенсаторов П-образной, *Z*-образной или

другой формы или подземных компенсаторов-упоров той же конфигурации.

4.13. На трассе подземного трубопровода должна предусматриваться установка железобетонных или деревянных знаков высотою 1,5—2 м от поверхности земли. Знаки должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Расстояние между знаками должно быть равным 1 км. Знаки, как правило, следует совмещать с катодными выводами.

Размещение запорной и другой арматуры на трубопроводах

4.14. На трубопроводах надлежит предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но не более 30 км. Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две и более ниток согласно указаниям п. 6.15;

в начале каждого ответвления от магистрального трубопровода;

по обеим сторонам автомобильных мостов при прокладке по нему газопровода;

на участке трубопроводов, примыкающих к границам территории компрессорных и газораспределительных станций, на расстоянии до 700 м;

на одном или обоих концах участков нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, проходящих на отметках выше городов и других населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии, устанавливаемом проектом в зависимости от рельефа местности.

На однониточных подводных переходах газопроводов через водные преграды установку запорной арматуры допускается не предусматривать.

На нефтепроводах и нефтепродуктопроводах при пересечении водных преград в одну нитку следует предусматривать установку запорной арматуры в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем.

Примечание. Узлы линейной запорной арматуры и усилительные пункты кабельной или радиорелейной линии технологической связи должны быть максимально приближены друг к другу.

4.15. При параллельной прокладке двух или более ниток газопроводов узлы линейной запорной арматуры надлежит смещать на расстояние не менее 100 м друг от друга по длине трубопровода. В сложных условиях трассы (горный рельеф, болота, искусственные и естественные препятствия) указанное расстояние допускается уменьшать до 50 м.

4.16. Запорная арматура диаметром 400 мм и более должна устанавливаться на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание.

4.17. Газопроводы и арматура обвязки линейной запорной арматуры, находящейся под давлением — байпасы, продувочные линии и перемычки, следует предусматривать в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки. Доступ должен предусматриваться только к приводу крана.

4.18. На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при диаметре газопровода до 1000 мм и не менее 50 м при диаметре газопровода 1000 мм и более. Диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение 1,5—2 ч. Установку запорной арматуры и продувочных свечей следует предусматривать на расстоянии от зданий и сооружений не менее 300 м.

4.19. Для контроля наличия конденсата и выпуска его на магистральных газопроводах следует предусматривать установку конденсатосборников. Места установки конденсатосборников определяются проектом.

Узлы управления арматурой конденсатосборников, как правило, следует устанавливать в наземных вентилируемых киосках, выполненных из несгораемых материалов или в оградах из металлической сетки.

4.20. Узлы установки запорной арматуры должны проектироваться из унифицированных заготовок.

Толщина стенок участков трубных заготовок определяется проектом исходя из условий обеспечения прочности, требуемой для участков II категории, если этот участок не относится к категории В или I, и соблюдения норм на стыковую сварку, т. е. с учетом конструктивных размеров присоединительных концов запорной арматуры и соединительных деталей.

4.21. Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше городов и других населенных пунктов на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

5. ПОДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. Глубину заложения трубопроводов до верха трубы надлежит принимать не менее:

при диаметре менее 1000 мм —0,8 м;

при диаметре 1000 мм и более —1 м;

на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению,—1,1 м;

в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований,—1 м;

в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин —0,6 м.

Глубина заложения нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в дополнение к указанным требованиям должна определяться также с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых нефтепродуктов в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования.

5.2. Глубина заложения трубопроводов, транспортирующих горячие продукты при положительном перепаде температур в металле труб, должна быть дополнительно проверена расчетом на продольную устойчивость трубопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с указанием разд. 8 настоящей главы.

5.3. Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

$D+300$ мм — для трубопроводов диаметром до 700 мм;

$1{,}5D$ — для трубопроводов диаметром 700 мм и более.

При диаметрах трубопроводов 1200 и 1400 мм и при траншеях с откосом более 1 : 0,5 ширину траншеи по низу допускается уменьшать до величины $D+500$ мм, где D — условный диаметр трубопровода.

Поперечный профиль траншей и их крепление из условия производства работ и устойчивости откосов назначаются в соответствии с требованиями главы СНиП по производству работ при строительстве магистральных трубопроводов.

5.4. На участке трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимые земляные насыпи, выполняемые с тщательным послойным уплотнением и поверхностным закреплением грунта. При пересечении водотоков в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

5.5. При взаимном пересечении магистральных трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм. Пересечения между магистральными трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация,, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий.

5.6. Для трубопроводов диаметром 1000 мм и более в зависимости от рельефа местности должна предусматриваться предварительная планировка строительной полосы. При проектировании планировки строительной полосы в районе подвижных барханов последние следует срезать до уровня межгрядовых (межбарханных) понижений, не затрагивая естественно уплотненный грунт. При проектировании трубопроводов диаметром 700 мм и более на продольном профиле должны быть указаны как отметки земли, так и проектные отметки трубопровода.

5.7. При прокладке трубопроводов в скальных и щебенистых грунтах следует предусматривать устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см или путем применения специальных устройств, обеспечивающих защиту изоляционных покрытий от повреждений при засыпке.

5.8. При проектировании подземной прокладки трубопроводов в районах распространения грунтов II типа просадочности должны предусматриваться меры, предотвращающие попадание поверхностных сточных вод в траншею.

В грунтах I типа просадочности проектирование трубопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов.

Примечание. Определение типа просадочности и величины возможной просадки грунтов должно производиться в соответствии с главами СНиП по основным положениям проектирования строительных конструкций и оснований и по проектированию оснований зданий и сооружений на просадочных грунтах.

5.9. При прокладке трубопроводов в грунтах II типа просадочности засыпку траншеи следует назначать с послойным уплотнением грунта. Устройство валика над траншеей в этом случае не требуется, но следует предусматривать отвозку избыточного грунта в объ-

еме, равном объему укладываемого трубопровода, и разравнивание его по требованию землепользователей.

5.10. При проектировании трубопроводов по направлению уклона местности более 20% следует предусматривать устройство глиняных перемычек длиной не менее 1 м, расстояние между которыми определяется исходя из местных условий. Нижняя часть перемычки должна предусматриваться до укладки трубопровода. Допускается проектировать перемычки из дренирующего материала с устройством обратного фильтра с нагорной стороны. При проектировании трубопроводов, укладываемых на косогорах, необходимо предусматривать устройство нагорных канав для отвода поверхностных вод от трубопровода.

Примечание. Перемычки допускается предусматривать из местного лессовидного суглинка или леса при соответствующей его обработке битумными или дегтевыми материалами.

5.11. При невозможности избежать возникновения просадки основания под трубопроводами следует при расчете трубопровода на прочность и устойчивость учитывать дополнительные напряжения от изгиба, вызванные просадкой основания.

5.12. При прокладке магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и трубопроводов сжиженных углеводородных газов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже трубопровода на расстоянии от них менее 500 м при диаметре труб 700 мм и менее и 1000 м при диаметре труб более 700 мм, с низовой стороны от трубопровода должна предусматриваться канава для отвода разлившейся перекачиваемой жидкости при аварии, а с верховой стороны при больших площадях водосбора — канава для отвода ливневых вод. Выпуск из нижней канавы должен быть предусмотрен в безопасные для населенных пунктов места.

Трассу нагорных и отводных канав следует предусматривать по рельефу местности. Складирование вынутого из канавы грунта следует предусматривать с низовой стороны в виде призмы, которая должна служить дополнительной мерой защиты.

5.13. При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию трубопроводов, должны предусматриваться мероприятия по их укреплению.

5.14. По трассе трубопроводов следует предусматривать установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга. В местах поворота трассы в горизонтальной и вертикальной плоскостях при проектировании трубопроводов диаметром 700 мм и более должна быть предусмотрена установка соответствующих знаков. При этом в проекте следует приводить основные данные, необходимые для разбивки кривых, включая отметки, указанные на расстояниях, обеспечивающих выполнение земляных работ.

Прокладка трубопроводов в горных условиях

5.15. В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку трубопроводов в долинах рек вне зоны затопления или в горных районах по водораздельным участкам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков.

5.16. В оползневых районах при малой толщине сползающего слоя грунта следует предусматривать подземную прокладку с заглублением трубопровода ниже плоскости скольжения.

Оползневые участки большой протяженности следует обходить выше оползневого склона. При необходимости прокладки трубопроводов в смещающихся грунтах необходимо предусматривать специальные мероприятия, обеспечивающие устойчивость оползневого склона, или пересекать склон однопролетными надземными системами.

5.17. При пересечении селей следует применять, как правило, надземную прокладку. При подземной прокладке через селевой поток или конус выноса укладку трубопроводов следует предусматривать на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла по уровню воды при 5%-ной обеспеченности. При пересечении конусов выноса укладка трубопроводов предусматривается по кривой, огибающей внешнюю поверхность конуса на глубине ниже возможного размыва в пределах блуждания русел.

Выбор типа прокладки трубопроводов и мероприятий по их защите при пересечении оползневых районов и селевых потоков следует решать с учетом обеспечения надежности трубопроводов и технико-экономических расчетов.

5.18. При проектировании трубопроводов, укладка которых предусматривается на косогорах с попоперечным уклоном более 8°, необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки).

5.19. На косогорах с поперечным уклоном менее 12° устройство полки должно обеспечиваться за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре. При поперечном уклоне косогора 12—18° необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 18° полки предусматриваются только за счет срезки грунта. Во всех случаях насыпной грунт должен быть использован для устройства проезда на период производства строительно-монтажных работ и последующей эксплуатации трубопровода при соблюдении следующего условия:

$$\operatorname{tg}\alpha_к \leqslant \frac{\operatorname{tg}\varphi_{гр}}{n_у}, \qquad (3)$$

где $\alpha_к$ — угол наклона косогора, град;

$\varphi_{гр}$ — угол внутреннего трения грунта насыпи, град;

$n_у$ — коэффициент устойчивости насыпи против сползания, принимаемый 1,4.

При проектировании трубопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном более 35°, следует предусматривать устройство подпорных стен.

5.20. Траншеи для укладки трубопровода должны предусматриваться в материковом грунте вблизи подошвы откоса на расстоянии, обеспечивающем нормальную работу землеройных машин. Для отвода поверхностных вод у подошвы откоса рекомендуется предусматривать кювет с продольным уклоном не менее 0,2%. В этом случае полке откоса придается уклон 2% в обе стороны от оси траншеи. При отсутствии кювета полка должна иметь уклон не менее 2% в сторону откоса.

Ширина полки должна назначаться из условия производства работ и расположения траншеи, а также с учетом местных условий.

5.21. При прокладке в горной местности двух или более параллельных ниток трубопроводов следует предусматривать раздельные полки или укладку обеих ниток на одной полке. Расстояние между осями газопроводов, укладываемых по полкам, определяется проектом по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора.

5.22. При проектировании трубопроводов по узким гребням водоразделов следует предусматривать срезку грунта на ширине 8—12 м с обеспечением уклона 2% в одну или в обе стороны.

5.23. На особо стесненных участках горной местности допускается предусматривать прокладку трубопроводов в специально построенных тоннелях. Экономическая целесообразность выбора тоннельного способа прокладки должна быть обоснована в проекте.

Трасса тоннелей должна приниматься, как правило, прямолинейной, а укладываемый в них трубопровод должен быть рассчитан с учетом продольных деформаций труб. Размеры поперечного сечения тоннелей следует определять исходя из условий экономичности, беспрепятственного проведения проходческих, общестроительных и монтажных работ, а также прохода эксплуатационного персонала для периодического осмотра трубопровода.

Для тоннелей, строительство которых намечается в слабых и легко выветривающихся породах, должна предусматриваться внутренняя облицовка.

Вентиляция тоннелей должна предусматриваться естественной, через решетки в порталах. Искусственная вентиляция допускается только при специальном обосновании в проекте.

Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок

5.24. Проектирование трубопроводов, укладываемых на подрабатываемых территориях, должно осуществляться с учетом воздействия деформации земной поверхности на трубопроводы. Воздействие этих деформаций должно учитываться при расчете трубопроводов на прочность в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 8.

5.25. Трасса трубопроводов на подрабатываемых территориях должна быть увязана с планами производства горных работ и предусматриваться преимущественно по территориям, на которых уже закончились процессы деформации поверхности, а также по территориям, подработка которых намечается на более позднее время.

5.26. Пересечение шахтных полей трубо-

проводами следует предусматривать преимущественно перпендикулярно простиранию пластов. Если по данным расчета напряжения в подземных трубопроводах под воздействием деформации земной поверхности не удовлетворяют требованиям настоящей главы, то должна предусматриваться надземная прокладка трубопроводов с учетом требований, изложенных в разд. 7.

5.27. Подземные трубопроводы, пересекающие растянутую зону «мульды — сдвижения», должны проектироваться как трубопроводы не ниже II категории; при этом должен предусматриваться контроль всех сварных стыков рентгено- или гамма-лучами.

5.28. Переходы трубопроводов через реки, каналы, овраги и железные дороги в выемках должны проектироваться надземными.

5.29. С целью снижения напряженного состояния в металле труб может применяться обсыпка трубопровода в траншее малозащемляющим материалом (мелким песком или др.). Толщина слоя обсыпки должна быть не менее 30 см.

6. ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

6.1. Выбор типа перехода трубопроводов через естественные и искусственные препятствия должен производиться на основании сравнения технико-экономических показателей вариантов.

Примечание. К естественным и искусственным препятствиям относятся: водные преграды — реки, ручьи, каналы, протоки, озера, пруды и водохранилища, болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги.

Подводные переходы трубопроводов через водные преграды

6.2. Подводные переходы трубопроводов через водные преграды следует проектировать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства ранее построенных подводных переходов, существующих и проектируемых гидротехнических сооружений, влияющих на режим водной преграды в месте перехода, и перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения трубопроводом водной преграды.

Примечания: 1. Проектирование подводных переходов трубопроводов через водные преграды по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий, не допускается. 2. Место перехода должно согласовываться с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и заинтересованными организациями.

6.3. Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются: для многониточных переходов — участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах; для однониточных переходов — участок, ограниченный горизонтом высоких вод (ГВВ), не ниже отметок 10%-ной обеспеченности.

6.4. Створы переходов через реки надлежит выбирать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует, как правило, предусматривать перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами. Устройство переходов на перекатах, как правило, не допускается.

6.5. При выборе створа перехода следует пользоваться методом оптимального проектирования с учетом гидролого-морфологических характеристик каждого водоема и его изменений в течение срока эксплуатации подводного перехода.

При оптимизации положения створа и профиля расчет следует вести по критерию приведенных затрат с учетом требований, предъявляемых к прочности и устойчивости перехода, а также охране природы и сохранению экологического равновесия водоема.

6.6. Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Величина заглубления устанавливается с учетом возможных деформаций русла и перспективных дноуглубительных работ.

Проектная отметка верха забалластированного трубопровода при проектировании подводных переходов должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехо-

да, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

При пересечении водных преград, дно которых сложено скальными грунтами, заглубление трубопровода принимается не менее 0,5 м, считая от верха забалластированного трубопровода до дна водоема.

6.7. Минимальные расстояния от оси подводных переходов магистральных трубопроводов до мостов, пристаней и т. д. должны приниматься по табл. 4, как для подземной прокладки.

6.8. Переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы следует предусматривать, как правило, ниже (по течению) мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилищ и мест массового обитания рыб.

При соответствующем технико-экономическом обосновании допускается располагать переходы через реки и каналы выше по течению от указанных объектов, при этом должны разрабатываться специальные мероприятия, обеспечивающие надежность работы подводных переходов. Расстояния от оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, уложенных на подводных переходах, должны быть не менее:

до железнодорожных и автомобильных мостов, промышленных предприятий и гидротехнических сооружений — 300 м при диаметре до 1000 мм и 500 м при диаметре 1000 мм и более;

до пристаней и речных вокзалов — 1000 м при диаметре до 1000 мм и 1500 м при диаметре 1000 мм и более;

до водозаборов — 3000 м.

6.9. При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными трубопроводами следует назначать исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также условий производства работ по устройству подводных траншей и укладке трубопроводов. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоемов с зеркалом воды в межень шириной более 25 м, должны быть не менее 30 м для газопроводов диаметром до 1000 мм включительно и 50 м для газопроводов диаметром свыше 1000 мм.

6.10. Минимальные расстояния между трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для линейной части.

При соответствующем обосновании с учетом требований производства земляных и ремонтных работ эти расстояния допускается увеличивать.

6.11. Подводные трубопроводы на переходах в границах горизонта высоких вод (ГВВ) не ниже 1% обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с указаниями, изложенными в разд. 8. При расчете устойчивости трубопроводов на речных переходах воздействие веса грунта засыпки в пределах русла реки не учитывается.

6.12. Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов их разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным трубопроводом, способа укладки и условиями прокладки кабеля данного трубопровода.

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в соответствии с требованиями главы СНиП по производству работ при строительстве магистральных трубопроводов.

6.13. Профиль трассы трубопровода следует принимать с учетом допустимых радиусов изгиба трубопроводов, рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой пригрузки и способа укладки подводного трубопровода.

6.14. Кривые искусственного гнутья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать в особо сложных топографических и геологических условиях. Допускается также применение сварных отводов, которые должны изготовляться только в заводских условиях и быть термически обработанными.

Примечание. Кривые искусственного гнутья на участках перехода должны располагаться за пределами прогнозируемого размыва этих участков или под защитой специального крепления берегов.

6.15. Запорную арматуру на подводных переходах трубопроводов следует предусматривать к установке на обоих берегах на отметках не ниже отметок горизонта высоких вод (ГВВ) 10%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода.

На обоих берегах горных рек отключающую арматуру следует предусматривать к установке на отметках не ниже отметок горизонта высоких вод (ГВВ) 2%-ной обеспеченности.

6.16. Проектом должны предусматриваться мероприятия по укреплению береговых участков в местах подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т. д.).

6.17. При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград трубопроводами следует предусматривать прокладку резервной нитки.

Примечания: 1. При ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню воды при 10%-ной обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте резервную нитку следует предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м.

2. Диаметр резервной нитки определяется проектом.

3. В исключительных случаях допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной более 75 м в одну нитку при условии тщательного обоснования такого решения в проекте.

4. При необходимости транспортирования по трубопроводу вязких нефти или нефтепродуктов, временное прекращение подачи которых не допускается, следует предусматривать прокладку нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды шириной менее 75 м в две нитки.

6.18. При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине более 20 м и диаметре трубопровода 800 мм и более, следует производить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода.

6.19. Подводные переходы через реки и каналы шириной 50 м и менее допускается проектировать с учетом продольной жесткости труб, обеспечивая закрепление перехода против всплытия на береговых неразмываемых участках установкой грузов или анкерных устройств.

6.20. На обоих берегах судоходных водных преград при пересечении их трубопроводами должны предусматриваться опознавательные знаки.

Переходы трубопроводов через болота

6.21. Укладка трубопроводов на болотах и заболоченных участках в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима должна предусматриваться непосредственно в грунт (подземная прокладка), по поверхности болота с последующей отсыпкой насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка).

6.22. При соответствующем обосновании при подземной прокладке трубопровода через болота II и III типов длиной более 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

6.23. Прокладку подземных и наземных трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным количеством поворотов.

В местах поворота следует применять упругий изгиб трубопровода. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 7.

6.24. Укладку трубопроводов при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима следует предусматривать непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Допускается прокладка трубопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелкого леса. Выстилка должна покрываться слоем местного или привозного грунта толщиной 15 см, по которому укладывается трубопровод.

6.25. Размеры насыпи при укладке в ней трубопроводов диаметром более 700 мм с расчетным перепадом положительных температур на данном участке следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий, вызванных изменением температуры металла труб в процессе эксплуатации.

6.26. Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

толщина слоя грунта над трубопроводом не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;

ширина насыпи поверху 1,5 диаметра трубопровода, но не менее 1,5 м;

откосы насыпи в зависимости от свойств грунта, но не менее 1:1,25.

6.27. В случае использования для устройства насыпи торфа со степенью разложения менее 30% необходимо предусматривать защитную минеральную обсыпку поверх торфа толщиной 20 см.

С целью защиты от размыва и выветривания насыпь из торфа должна быть укреплена посевом трав или другими способами.

6.28. При проектировании насыпей должно быть предусмотрено устройство водопропуск-

ных сооружений: лотков, открытых канав или труб. Дно водопропускных сооружений и прилегающие откосы должны быть укреплены.

Количество и размеры водопропускных сооружений определяются расчетом с учетом рельефа местности, площади водосбора и интенсивности стока поверхностных вод.

Обеспечение устойчивости положения трубопроводов от всплытия

6.29. Участки подводных переходов трубопроводов, прокладываемые в подводной траншее, через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

6.30. Для предотвращения всплытия трубопроводов следует предусматривать пригрузку (балластировку) специальными грузами, утяжеляющими покрытиями по всей длине трубопровода, или закрепление к дну траншеи при помощи винтовых анкерных устройств.

В русловой части балластировку следует предусматривать только специальными грузами, конструкция которых должна обеспечить надежное их крепление к трубопроводу, или путем утяжеляющего покрытия всей трубы.

Винтовая лопасть анкера не должна находиться в слое торфа, заторфованного грунта или лесса, пылеватого песка или других подобных грунтов, не обеспечивающих надежное закрепление анкера, а также в слое грунта, структура которого может быть подвержена разрушению или нарушению связности в результате оттаивания, размывов, выветривания, подработки и других причин.

Примечание. При наличии неразмываемых грунтов в поймах рек и на участках, периодически заливаемых водой, при соответствующем обосновании допускается для балластировки трубопроводов диаметром до 1000 мм включительно предусматривать использование грунта.

Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги

6.31. Переходы через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог в насыпях либо в местах с нулевыми отметками. Принимать устройство переходов в выемках допускается в исключительных случаях при соответствующем обосновании.

Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90°, но не менее 60°. Прокладка трубопроводов через тело насыпи не допускается.

6.32. Прокладка участков переходов трубопроводов через железные и автомобильные дороги I, II, III, III-п, IV-п и IV категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов должна предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется из условия производства работ и конструкции переходов, но должен быть на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

При пересечении автомобильных дорог V категории и автомобильных дорог промышленных предприятий всех категорий с покрытием переходного и низшего типов, а также полевых и проселочных дорог трубопроводы следует принимать без защитных футляров.

Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее, м:

от осей крайних путей железных дорог общей сети — 25, то же, промышленных железных дорог — 15; от бровки земляного полотна автомобильных дорог — 10.

При этом концы футляра должны быть выведены на расстояние не менее 2 м от подошвы насыпи.

Примечания: 1. На участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги III, III-п, IV-п и IV категорий концы защитных футляров следует выводить на 5 м от бровки земляного полотна.

2. Прокладка кабеля связи магистрального трубопровода должна приниматься в защитном футляре или снаружи в трубах диаметром 57 мм.

6.33. На подземных переходах магистральных газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных кожухов должны иметь уплотнение, обеспечивающее герметичность межтрубного пространства. На одном из концов защитного кожуха или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии не менее, м по горизонтали:

от оси крайнего пути железных дорог общего пользования — 40;

то же, промышленных дорог — 25;

от подошвы земляного полотна автомобильных дорог — 25.

6.34. Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м. При расположении основания вытяжной свечи ниже отметок головки рельса железных дорог и бровки насыпи автомобильных дорог расстояние от

оси крайнего пути и от подошвы насыпи автомобильных дорог до вытяжной свечи следует увеличивать на 5 м на каждый метр превышения отметки головки рельса или бровки насыпи автодорог над основанием свечи.

6.35. На подземных переходах нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через железные и автомобильные дороги один из концов футляра должен быть заглушен либо иметь водонепроницаемое уплотнение, а второй (на пересечениях всех железных и автомобильных дорог I и II категорий) должен иметь выход в отводной колодец. Укладку кожуха следует предусматривать с уклоном не менее 0,002 в сторону отводного колодца.

Из отводного колодца должен быть предусмотрен на случай аварии трубопровода внутри футляра выпуск нефти в канаву для отвода в сторону от пересекаемой дороги.

Отводной колодец следует располагать в пониженной части перехода на расстоянии не менее 25 м от крайнего рельса при пересечении железных дорог общей сети, 15 м от промышленных железных дорог и не менее 10 м от бровки ближайшей обочины дороги при пересечении автомобильных дорог I и II категорий.

При пересечении автомобильных дорог III, III-п, IV-п и IV категорий в обоих концах футляра в межтрубном пространстве следует предусматривать установку заглушек или уплотнение мягкой водонепроницаемой набивкой, а строительство отводного колодца и отводов не предусматривать.

6.36. Глубина заложения участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами, должна приниматься не менее 1,5 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,5 м от дна кювета, лотка, водоотводных канав или дренажа.

Глубина заложения участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должна приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводных канав или дренажа. При прокладке трубопроводов без защитных футляров вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода.

6.37. На переходах под железными и автомобильными дорогами расстояние между параллельными трубопроводами следует назначать исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке линейной части магистральных трубопроводов.

7. НАДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

7.1. Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных районах, болотистых местах, горных районах, районах горных выработок и оползней, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

В каждом конкретном случае надземная прокладка должна быть обоснована технико-экономическими расчетами, подтверждающими экономическую эффективность и техническую целесообразность.

Примечание. При проектировании надземных трубопроводов в районах сейсмичностью 7 баллов и более должна быть проверена несущая способность их на воздействие сейсмических нагрузок.

7.2. При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать компенсацию продольных перемещений. При любых способах компенсации перемещений трубопроводов следует применять отводы, допускающие проход поршня для очистки полости трубопровода и разделительной головки (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов).

7.3. При надземной прокладке и надземных переходах через естественные и искусственные препятствия должна использоваться несущая способность самого трубопровода. В отдельных случаях при соответствующем обосновании проектом допускается предусматривать для прокладки трубопроводов специальные мосты.

Величины пролетов следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции перехода с учетом возможности его колебаний под воздействием ветрового потока.

Определение величины пролетов следует производить в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 8.

7.4. Вертикально устанавливаемые Г-образные компенсаторы следует проектировать с учетом нагрузок, передаваемых трубопроводом.

7.5. При проектировании надземных переходов необходимо учитывать продольные перемещения трубопроводов в местах их выхода из грунта. Для уменьшения величины продольных перемещений в местах выхода трубопроводов из грунта допускается применение подземных компенсирующих устройств или устройство поворотов вблизи перехода (компенсатора-упора) с целью восприятия продольных перемещений подземного трубопровода на участке, примыкающем к переходу.

В балочных системах надземных трубопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не предусматривать. В местах выхода трубопровода из слабо связанных грунтов и неустойчивых откосов следует предусматривать укладку опорных железобетонных плит под трубопроводы.

7.6. Опоры надземных балочных систем трубопроводов следует проектировать из несгораемых материалов. При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода на опорах.

7.7. Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий, но не менее 0,5 м.

При проектировании надземных трубопроводов в районах массового перегона животных или их естественной миграции минимальные расстояния от уровня земли до трубопроводов следует принимать по согласованию с заинтересованными организациями.

7.8. При надземной прокладке трубопроводов через препятствия, в том числе овраги и балки, расстояние от низа трубы или пролетного строения следует принимать:

при пересечении оврагов и балок — не менее 0,5 м до уровня воды при 5%-ной обеспеченности;

при пересечении несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, — не менее 0,2 м до уровня воды при 1%-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;

при пересечении судоходных и сплавных рек — не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

Примечание. Возвышение низа трубы или пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливается особо в каждом конкретном случае, но должно быть не менее 1 м над горизонтом высоких вод (по году 1%-ной обеспеченности).

8. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

Расчетные характеристики материалов

8.1. Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений $R_1^н$ и $R_2^н$ следует принимать соответственно равными минимальным значениям временного сопротивления $\sigma_{вр}$ и предела текучести $\sigma_т$ по государственным стандартам и техническим условиям на трубы.

8.2. Расчетные сопротивления R_1 и R_2 следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^н m}{K_1 K_н}; \qquad (4)$$

$$R_2 = \frac{R_2^н m}{K_2 K_н}, \qquad (5)$$

где m — коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 1;

K_1 и K_2 — коэффициенты безопасности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 8 и 9;

$K_н$ — коэффициент надежности, принимаемый по табл. 10.

8.3. Основные физические характеристики трубных сталей при расчете следует принимать по табл. 11.

8.4. Значения характеристик (параметров) грунтов следует принимать по данным инженерных изысканий.

Нагрузки и воздействия

8.5. При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициент перегрузки надлежит принимать по табл. 12.

Таблица 8

Характеристика труб	Значение коэффициента безопасности по материалу K_1
1. Термически упрочненные трубы (закаленные и отпущенные в трубе или листе); из низколегированной стали, прокатанной по регулируемому режиму. Трубы независимо от конструкции (прямошовные или спиральношовные) должны быть сварены в три слоя; иметь минусовый допуск по толщине стенки не более 5% и пройти 100%-ный контроль основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	1,34
2. Горячеправленные (по режиму нормализации), термически упрочненные (закаленные и отпущенные в трубе или листе), из нормализованной улучшенной низколегированной стали, из стали, прокатанной по регулируемому режиму. Независимо от конструкции (прямошовные или спиральношовные) все трубы должны быть сварены в три слоя, а сварные соединения проверены неразрушающими методами	1,4
3 Спиральношовные из горячекатаной низколегированной стали, сваренные в три слоя, и прямошовные экспандированные трубы из нормализованной листовой стали, сваренные двусторонним швом дуговым методом	1,47
4. Прямошовные экспандированные и спиральношовные из горячекатаной низколегированной и углеродистой стали. Трубы свариваются двусторонним швом дуговым методом или токами высокой частоты. Бесшовные трубы	1,55

Таблица 9

Характеристика труб	Значение коэффициента безопасности по материалу K_2
Бесшовные трубы из малоуглеродистых сталей . .	1,1
Прямошовные и спиральношовные сварные трубы из малоуглеродистых сталей и низколегированных сталей с отношением $\frac{R_2^н}{R_1^н} \leqslant 0{,}75$	1,15
Сварные трубы из высокопрочных сталей с отношением $\frac{R_2^н}{R_1^н} > 0{,}75$	1,2

Таблица 10

Условный диаметр трубопроводов, мм	Значение коэффициента надежности $K_н$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления P, кгс/см²			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$P \leqslant 55$	$55 < P \leqslant 75$	$75 < P \leqslant 100$	
500 и менее .	1	1	1	1
600—1000 . .	1,05	1,05	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	1,1

Таблица 11

Физические характеристики стали и их обозначение	Величина и размерность
Объемный вес γ	7850 кг/м³
Модуль упругости E . .	2 100 000 кгс/см²
Коэффициент линейного расширения α	0,000012 град$^{-1}$
Коэффициент поперечной деформации Пуассона:,	
в упругой стадии работы металла μ	0,3
то же, в пластической $\mu_{пл}$	0,5

Метод определения расчетных нагрузок, воздействий и их сочетание должны приниматься в соответствии с указаниями главы СНиП по нагрузкам и воздействиям.

Таблица 12

Характер нагрузок и воздействий	Нагрузки и воздействия	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент перегрузки n
		подземный, наземный (в насыпи)	надземный	
Постоянные	Собственный вес трубопровода и обустройств	+	+	1,1 (1)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1
Временные длительные	Давление (вес) грунта	+	—	1,2 (0,8)
	Гидростатическое давление воды	+	—	1
	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,1
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700—1400 мм с промежуточными нефтеперекачивающими насосными станциями (НПС) без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700—1400 мм без промежуточных НПС или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	+	+	1,1
	Вес продукта или воды	+	+	1 (0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (просадки, пучения и др.)	+	+	1,5
Кратковременные	Снеговая нагрузка	—	+	1,4
	Ветровая нагрузка	—	+	1,2
	Гололедная нагрузка	—	+	1,3
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,2
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1
Особые	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+	1
	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1
	Воздействие деформаций грунта, сопровождающихся изменением его структуры (например, деформации просадочных грунтов при замачивании)	+	+	1

Примечания: 1. Знак «+» — нагрузки и воздействия учитываются, знак «—» — не учитываются.

2. Значения коэффициентов перегрузки, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

3. Объемный вес воды следует принимать с учетом засоленности и наличия взвешенных частиц.

4. Когда по условиям испытания или эксплуатации возможно в газопроводах полное или частичное заполнение внутренней полости водой или конденсатом, а в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах попадание воздуха или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения погонной нагрузки от веса продукта.

5. Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700—1400 мм включительно на всех промежуточных нефтеперекачивающих насосных станциях, работающих без подключения емкостей, следует устанавливать устройства по защите линейной части нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от воздействия переходных процессов: остановки насосов, изменения режима работы, закрытия задвижек и др.

8.6. Рабочее (нормативное) давление транспортируемого продукта устанавливается проектом. Когда исключена возможность обратной перекачки продукта, допускается учитывать изменение рабочего (нормативного) давления по длине трубопровода. Изменение давления по длине трубопровода должно быть обосновано проектом с учетом принятой технологии транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов.

При определении рабочего давления для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должна учитываться технологическая схема транспортирования продукта. Принятое рабочее давление не должно быть ниже упругости паров транспортируемого продукта при максимальной расчетной температуре для данного участка трубопровода.

8.7. Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода $q_{газ}$, кгс/м следует определять по формуле

$$q_{газ} = 215\gamma_{газ}\frac{nPD_{вн}}{zT}, \qquad (6)$$

где $\gamma_{газ}$ — удельный вес газа, кгс/м³ (при 0° С и 760 мм рт. ст.);

n — коэффициент перегрузки, принимаемый по табл. 12;

P — нормативное давление газа, кгс/см²;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, м;

z — коэффициент сжимаемости газа;

T — абсолютная температура ($T = 273° + t°$), где $t°$ — температура газа, °С.

Для природного газа допускается принимать

$$q_{газ} \approx nPD_{вн}^2, \qquad (7)$$

где обозначения и размерность те же, что и в формуле (6).

Вес транспортируемой нефти или нефтепродукта в 1 м трубопровода $q_{прод}$, кгс/м следует определять по формуле

$$q_{прод} = \gamma_н\frac{\pi D_{вн}^2}{4}, \qquad (8)$$

где $\gamma_н$ — объемный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта, кгс/м³.

8.8. Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы $q_{лед}$, кгс/м следует определять по формуле

$$q_{лед} = 1{,}7bD_н, \qquad (9)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы, м;

b — толщина слоя гололеда, мм, принимаемая в соответствии с главой СНиП по нагрузкам и воздействиям.

8.9. Нормативную снеговую нагрузку $P_н$, кгс/м² на горизонтальную проекцию конструкции надземного трубопровода и примыкающего эксплуатационного мостика следует определять в соответствии с главой СНиП по нагрузкам и воздействиям.

При этом для одиночно прокладываемого трубопровода коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на трубопровод C^c принимается равным 0,4.

8.10. Нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, замыкаются статически неопределимые системы и др.).

8.11. Максимальную или минимальную температуру стенок труб в процессе эксплуатации следует определять в зависимости от температуры транспортируемого продукта, грунта, наружного воздуха, а также скорости ветра, солнечной радиации и теплового взаимодействия трубопровода с окружающей средой.

Принятые в расчете максимальная и минимальная температуры, при которых фиксируется расчетная схема трубопровода, должны указываться в проекте.

Для подземных трубопроводов температурный перепад следует принимать не менее $\Delta t = \pm 40°$ С, для надземных — не менее $\Delta t = \pm 50°$ С.

8.12. Выталкивающая сила воды $q_в$, кгс/м, приходящаяся на единицу длины полностью погруженного в воду трубопровода, при отсутствии течения воды определяется по формуле

$$q_в = 0{,}8D_н^2\gamma_в, \qquad (10)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$\gamma_в$ — объемный вес воды с учетом растворенных в ней солей, кгс/м³.

Примечание. При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, могущими перейти в жидко-пластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо объемного веса воды принимать объемный вес разжиженного грунта, определяемый по данным инженерных изысканий.

8.13. Нормативную ветровую нагрузку на 1 м трубопровода $q_{вет}$, кгс/м для одиночной трубы перпендикулярно ее осевой вертикальной плоскости следует определять по формуле

$$q_{вет} = \left(q_н^с + q_н^д\right) D_н, \qquad (11)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы, м;

$q_н^с$ — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки кгс/м², определяемое в соответствии с главой СНиП на нагрузки и воздействия;

$q_н^д$ — нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, кгс/м², определяемое в соответствии с главой СНиП на нагрузки и воздействия как для сооружения с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью.

8.14. Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и т. д., должны определяться на основании анализа грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

8.15. При проектировании надземных трубопроводов следует дополнительно производить их расчет на динамическое воздействие, возникающее от поршней или других устройств при очистке внутренней полости трубопроводов.

Определение толщины стенки трубопроводов

8.16. Толщину стенки трубопровода (номинальную) δ, см следует определять по формуле

$$\delta = \frac{nPD_н}{2\left(R_1 + nP\right)}. \qquad (12)$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять по формуле

$$\delta = \frac{nPD_н}{2\left(\varphi_1 R_1 + nP\right)}, \qquad (13)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы, см;

P — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе, кгс/см²;

n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, принимаемый по табл. 12;

R_1 — расчетное сопротивление, определяемое согласно требованиям п. 8.2, кгс/см²;

φ_1 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{пр.N}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\,\frac{\sigma_{пр.N}}{R_1}, \qquad (14)$$

где $\sigma_{пр.N}$ — абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, кгс/см², определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго-пластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле (12), должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

8.17. Толщину стенок труб магистральных трубопроводов, определенную по формулам (12) и (13), следует принимать не менее $^1/_{140}$ величины наружного диаметра труб и не менее 4 мм.

Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов

8.18. Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять по прочности, деформациям, на общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

8.19. Проверку прочности подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов следует производить из условия

$$\sigma_{пр.N} \leqslant \varphi_2 R_1, \qquad (15)$$

где $\sigma_{пр.N}$ — продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, кгс/см², определяемое согласно требованиям п. 8.20;

R_1 — расчетное сопротивление, определяемое согласно п. 8.2, кгс/см²;

φ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geqslant 0$) принимается равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \qquad (16)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кгс/см², определяемые по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{nPD_{вн}}{2\delta}, \qquad (17)$$

где δ — номинальная толщина стенки трубы, см;

n — коэффициент перегрузки рабочего (нормативного) давления, принимаемый по табл. 12;

P — рабочее (нормативное) давление, кгс/см²;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, см.

8.20. Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$, кгс/см² определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упруго-пластической работы металла труб. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

В частности, для прямолинейных и упругоизогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения от воздействия температуры и внутреннего давления определяются по формуле

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha E\Delta t + 0{,}25\frac{nPD_{вн}}{\delta} \qquad (18)$$

где Δt — расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

α — коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$;

E — модуль упругости металла, кгс/см²;

n, P, $D_{вн}$, δ — обозначения те же, что и в формуле (17).

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, продольные осевые растягивающие напряжения $\sigma_{пр.N}$, кгс/см² от деформаций земной поверхности определяются по формуле

$$\sigma_{пр.N} = \frac{Q_0 l}{\pi\delta}\left(1 - \cos\frac{\pi l_к}{l}\right), \qquad (19)$$

где δ — номинальная толщина стенки трубы, см;

$l_к$ — длина зоны срыва грунта относительно трубы в растянутой зоне, см;

l — длина зоны растяжения в мульде, см;

Q_0 — интенсивность силового воздействия деформаций грунта, кгс/см².

8.21. Проверку деформаций подземных и наземных трубопроводов следует производить из условий:

$$\sigma^н_{пр} \leqslant \psi_3 \frac{C}{K_н} R^н_2 \qquad (20)$$

$$\sigma^н_{кц} \leqslant \frac{C}{K_н} R^н_2, \qquad (21)$$

где $\sigma^н_{пр}$ — максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые согласно требованиям, приведенным в п. 8.22, кгс/см²;

$\sigma^н_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, кгс/см², определяемые по формуле

$$\sigma^н_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta}, \qquad (22)$$

C — коэффициент, принимаемый равным 1 для трубопроводов III и IV категорий, 0,85 для I и II категорий и 0,65 для категории В;

$K_н$ — коэффициент надежности, принимаемый по табл. 10;

$R^н_2$ — нормативное сопротивление, принимаемое согласно требованиям п. 8.1;

ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях $(\sigma^н_{пр} \geqslant 0)$ принимаемый равным единице, при сжимающих $(\sigma^н_{пр} < 0)$ определяемый по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{C}{K_н}R^н_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma^н_{кц}}{\frac{C}{K_н}R^н_2}. \qquad (23)$$

8.22. Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma^н_{пр}$, кгс/см² определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных

нагрузок и воздействий исходя из упругой работы металла труб с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий — внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба — определяются по формуле

$$\sigma^{н}_{пр} = 0{,}15\,\frac{PD_{вн}}{\delta} - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_{н}}{2\rho}, \qquad (24)$$

где ρ — минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см;

P, $D_{вн}$, δ, α, E, Δt, $D_{н}$ — обозначения те же, что и в формулах (12) и (18).

8.23. Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия

$$S \leqslant mN_{кр}, \qquad (25)$$

где S — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, кгс, определяемое согласно требованиям п. 8.24;

m — коэффициент условия работы трубопровода, принимаемый по табл. 1;

$N_{кр}$ — продольное критическое усилие, кгс, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, определяемое согласно указаниям п. 8.24.

Проверку продольной устойчивости следует производить для криволинейных участков в плоскости изгиба трубопровода. Продольная устойчивость на прямолинейных подземных участках должна проверяться в вертикальной плоскости при наличии над трубопроводом разжиженных и плывунных грунтов. Устойчивость проверяется в предположении начальной кривизны радиусом, равным 5000 м и менее.

8.24. Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта, эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, кгс, определяется по формуле

$$S = (0{,}2\sigma_{кц} + \alpha E\Delta t)\,F, \qquad (26)$$

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

$\sigma_{кц}$, α, E, Δt — обозначения те же, что и в формулах (17) и (18).

Продольное критическое усилие $N_{кр}$ следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта и закрепляющих устройств.

На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

8.25. Проверку против всплытия подводных трубопроводов, прокладываемых на переходах через водные преграды и на обводненных участках, следует производить по расчетным нагрузкам и воздействиям из условия

$$Б \geqslant K_{м}\,[K_{н.в}\,q_{в} + Б_{изг} + Б_{др.с} - q_{тр} - q_{доп}]. \qquad (27)$$

где $Б$ — необходимая величина пригрузки (вес балласта под водой) или расчетного усилия анкерного устройства, приходящаяся на трубопровод длиной 1 м, кгс/м;

$K_{м}$ — коэффициент безопасности по материалу, принимаемый равным:
для анкерных устройств — 1;
для железобетонных грузов — 1,05;
при сплошном обетонировании в опалубке — 1,07;
при сплошном обетонировании методом торкретирования — 1,1;
при балластировке грунтом — 1,2;

$K_{н.в}$ — коэффициент надежности при расчете устойчивости положения трубопровода против всплытия принимается равным для болот, водоемов при отсутствии течения воды, пойм рек и периодически заливаемых участков 1%-ной обеспеченности — 1,05;
для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 м для

трубопроводов диаметром менее 1000 мм — 1,1;
для всех подводных переходов диаметром 1000 мм и более, а также при диаметре труб менее 1000 мм на водных преградах с шириной зеркала воды в межень более 200 м и горных рек с неустойчивым руслом — 1,15;

$q_в$ — расчетная выталкивающая сила воды, кгс/м, действующая на трубопровод (с учетом изоляции и футеровки), определяемая по формуле (10);

$q_{тр}$ — расчетный вес трубопровода (с учетом изоляции и футеровки) на воздухе, кгс/м;

$Б_{изг}$ — расчетная величина пригрузки (вес балласта под водой), необходимая для изгиба трубопровода по заданной кривой дна траншеи, кгс/м, определяемая из условия прилегания трубопровода ко дну траншеи;

$Б_{пр.с}$ — расчетная величина пригрузки (вес балласта под водой), необходимая для предотвращения подъема трубопровода на криволинейных участках в вертикальной плоскости под воздействием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, кгс/м. Величина $Б_{пр.с}$ определяется в соответствии с проектным очертанием оси трубопровода на данном участке при расчетном отрицательном температурном перепаде на вогнутых кривых и при расчетном положительном температурном перепаде на кривых, обращенных выпуклостью вверх;

$q_{доп}$ — расчетный вес продукта на воздухе, дополнительных обустройств в воде, а также обледенения в воде при транспортировании продукта с отрицательной температурой, кгс/м.

Толщина слоя льда определяется на основании теплотехнического расчета.

При наличии над трубопроводом устойчивого грунта толщиной не менее 0,5 м обледенение трубопровода не учитывается.

8.26. Удерживающую способность грунта при балластировке трубопроводов допускается принимать в расчет только тогда, когда грунт плотный и исключается возможность его разжижения и сползания с трубопровода. Расчет величины удерживающей способности грунта должен производиться в соответствии с основными положениями механики грунтов.

8.27. Расчетное усилие (допускаемая нагрузка) на анкерное устройство $Б_{анк}$, кгс определяется по формуле

$$Б_{анк} = zK_{гр}N_{анк}m_{анк}, \qquad (28)$$

где z — количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$K_{гр}$ — коэффициент несущей способности грунта, в котором находятся лопасти анкеров, принимается по табл. 13;

$N_{анк}$ — максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер, завинченный в грунт I группы на глубину не менее шести диаметров лопасти; следует определять по табл. 14;

$m_{анк}$ — коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 0,5 при $z \leqslant 2$ и 0,4 при $z > 2$.

Таблица 13

Группа грунта	Грунты	Коэффициент несущей способности грунта $K_{гр}$
I	Мягкопластичные глины и суглинки, пластичные супеси	1
II	Пески мелкие, плотные и средней плотности, маловлажные, влажные и водонасыщенные; полутвердые тугопластичные глины и суглинки	2
III	Пески гравелистые, крупные и средней зернистости, маловлажные, влажные и водонасыщенные; твердые супеси, глины и суглинки	3

Таблица 14

Диаметр анкера, мм	Максимальная (критическая) нагрузка на один винтовой анкер $N_{анк}$, кгс
100	650
150	750
200	1 350
250	2 100
300	3 000
400	5 300
500	8 300
600	12 000

Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

8.28. Надземные (открытые) трубопроводы следует проверять по прочности, на общую устойчивость в продольном направлении и на выносливость.

8.29. Проверка прочности надземных трубопроводов, за исключением случаев, отвечающих требованию п. 8.30, следует производить из условия

$$\sigma_{пр} \leqslant \psi_4 R_2, \qquad (29)$$

где $\sigma_{пр}$ — максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, кгс/см², определяемые согласно указаниям п. 8.31;

R_2 — расчетное сопротивление, кгс/см², определяемое согласно требованиям п. 8.2. При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина R_2 понижается умножением на коэффициент γ, определяемый согласно требованиям главы СНиП по проектированию стальных конструкций;

ψ_4 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб: при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{пр} \geqslant 0$) принимается равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$) определяется по формуле

$$\psi_4 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_2}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_2}, \qquad (30)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кгс/см², определяемые по формуле (17);

R_2 — обозначение то же, что и в формуле (29).

8.30. Расчет многопролетных балочных систем надземной прокладки при отсутствии или устранении резонансных колебаний трубопроводов в ветровом потоке, а также однопролетных прямолинейных переходов без компенсации продольных деформаций допускается производить с соблюдением следующих условий:

от расчетных нагрузок и воздействия:

$$\sigma_{пр.N} \leqslant \psi_4 R_2; \qquad (31)$$

$$\sigma_{пр.M} \leqslant 0{,}635 R_2 (1 + \psi_4) \sin \frac{(\sigma_{пр.N} + \psi_4 R_2)\pi}{(1 + \psi_4) R_2}; \qquad (32)$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma^{н}_{пр} \leqslant \psi_3 \frac{C}{K_н} R^{н}_2, \qquad (33)$$

где $\sigma_{пр.N}$ — продольные осевые напряжения, кгс/см², от расчетных нагрузок и воздействий (без учета изгибных напряжений), определяемые согласно указаниям п. 8.31 (принимаются положительными при растяжении);

$\sigma_{пр.M}$ — абсолютная величина максимальных изгибных продольных напряжений, кгс/см², от расчетных нагрузок и воздействий (без учета осевых напряжений), определяемая согласно указаниям п. 8.31;

$\sigma^{н}_{пр}$ — максимальные суммарные продольные напряжения, кгс/см², от нормативных нагрузок и воздействий (изгибные плюс осевые);

ψ_3 и ψ_4 — коэффициенты, определяемые по формулам (23) и (30); при продольных растягивающих напряжениях эти коэффициенты принимаются равными единице;

C — коэффициент, принимаемый согласно требованиям п. 8.21;

$K_н$ — коэффициент надежности, определяемый по табл. 10.

Примечание. Если расчетное сопротивление $R_2 > R_1$, то в формулах (29)—(32) вместо R_2 следует принимать R_1.

8.31. Определение продольных усилий N и изгибающих моментов M в балочных, шпренгельных, висячих и арочных системах надземных трубопроводов следует производить в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод принимается за упругий стержень (прямолинейный или криволинейный), поперечное сечение которого в напряженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круговую форму.

Величины осевых $\sigma_{пр:N}$ максимальных изгибающих $\sigma_{пр:M}$ и максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}$ надлежит определять соответственно по формулам:

$$\sigma_{пр.N} = \frac{N}{F}; \quad \sigma_{пр.M} = \pm\frac{M}{W}; \quad \sigma_{пр} = \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W}, \qquad (34)$$

где F и W — площадь, см² и момент сопротивления, см³ сечений стенок трубы.

При наличии изгибающих моментов в вертикальной и горизонтальной плоскости расчет следует производить по их геометрической равнодействующей.

8.32. При определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных трубопроводах следует учитывать изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода. Определение изгибающих моментов в бескомпенсаторных переходах трубопроводов необходимо производить с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных трубопроводов должен производиться с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода на примыкающих подземных участках трубопроводов.

8.33. Балочные системы надземных трубопроводов должны рассчитываться с учетом трения на опорах, при этом принимается меньшее или большее возможное значение коэффициента трения в зависимости от того, что более опасно для данного расчетного случая.

8.34. Трубопроводы в бескомпенсаторных, а также в шпренгельных, арочных и висячих системах с воспринятым на трубопровод распором должны быть рассчитаны на продольную устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

8.35. При скоростях ветра, когда частота срыва вихрей совпадает с собственной частотой изгибных колебаний трубопровода, необходимо производить поверочный расчет трубопроводов на резонанс.

Расчетные усилия и перемещения трубопровода при резонансе следует определять как геометрическую сумму резонансных усилий и перемещений, а также усилий и перемещений от других видов нагрузок и воздействий, включая расчетную ветровую нагрузку, соответствующую критическому скоростному напору.

8.36. Расчет оснований, фундаментов и самих опор следует производить по потере несущей способности (прочности и устойчивости положения) или непригодности к эксплуатации, связанной с разрушением их элементов или недопустимо большими деформациями опор, опорных частей, элементов пролетных строений или трубопровода.

8.37. Опоры (включая основания и фундаменты) и опорные части следует рассчитывать на передаваемые трубопроводом и вспомогательными конструкциями вертикальные и горизонтальные (продольные и поперечные) усилия и изгибающие моменты, определяемые от расчетных нагрузок и воздействий в наиболее невыгодных их сочетаниях с учетом возможных смещений опор и опорных частей в процессе эксплуатации.

При расчете опор следует учитывать глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (пучения и просадки), а также возможные изменения свойств грунта (в пределах восприятия нагрузок) в зависимости от времени года, температурного режима, освоения или обводнения участков, прилегающих к трассе, и других условий.

8.38. Нагрузки на опоры, возникающие от воздействия ветра и от изменений длины трубопроводов под влиянием внутреннего давления и изменения температуры стенок труб, должны определяться в зависимости от принятой системы прокладки и компенсации продольных деформаций трубопроводов с учетом сопротивлений перемещениям трубопровода на опорах.

8.39. Нагрузки на неподвижные (мертвые) опоры надземных балочных систем трубопроводов следует принимать равными сумме усилий, передающихся на опору от примыкающих участков трубопровода, если эти усилия направлены в одну сторону, и разности усилий, если эти усилия направлены в разные стороны. В последнем случае меньшая из нагрузок принимается с коэффициентом, равным 0,8.

8.40. Продольноподвижные и свободноподвижные опоры балочных надземных систем трубопроводов следует рассчитывать на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопроводов к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на подвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения. В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного расчетного продольного усилия в трубопроводе.

8.41. При расчете опор арочных систем, анкерных опор висячих и других систем следует производить расчет на возможность опрокидывания и сдвиг.

Компенсаторы

8.42. Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок и воздействий, следует производить по упругой стадии работы металла из условия

$$\sigma_{комп} + \sigma_м \leqslant R_2 - 0{,}5\sigma_{кц}, \qquad (35)$$

где $\sigma_{комп}$ — расчетные продольные напряжения в компенсаторе от изменения длины трубопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб, кгс/см²;

$\sigma_м$ — дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, кгс/см², определяемые согласно общим правилам строительной механики;

R_2 — расчетное сопротивление, кгс/см², определяемое согласно требованиям п. 8.2 настоящей главы;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кгс/см², определяемые по формуле (17).

Примечание При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на линейной части газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов), допускается в формуле (35) вместо расчетного сопротивления R_2 принимать нормативное сопротивление $R_2^н$.

8.43. Величина расчетных продольных напряжений в компенсаторе определяется в соответствии с общими правилами строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода $K_ж$ и коэффициента увеличения продольных напряжений $m_к$.

В частности, для П-, Z- и Г-образных компенсаторов расчет производится по следующим формулам:

для П-образных компенсаторов:

$$\sigma_{комп} = \frac{0{,}5\,ED_н\,l_к\,m_к\,\Delta_к}{A}; \qquad (36)$$

$$A = \frac{1}{K_ж}\left(\pi\rho_к\,l_к^2 - 2{,}28\rho_к^2\,l_к + 1{,}4\rho_к^3\right) + \\ + 0{,}67l_к^3 + l_п\,l_к^2 - 4\rho_к\,l_к^2 + 2\rho_к^2\,l_к - 1{,}33\rho_к^3; \qquad (37)$$

для Z-образных:

$$\sigma_{комп} = \frac{ED_н\,l_к\,m_к\,\Delta_к}{B}; \qquad (38)$$

$$B = \frac{1}{K_ж}\left(\pi\rho_к\,l_к^2 - 2{,}28\rho_к^2\,l_к + 1{,}4\rho_к^3\right) + \\ + 0{,}67l_к^3 - 2\rho_к\,l_к^2 + 2\rho_к^2\,l_к - 1{,}33\rho_к^3; \qquad (38)$$

для Г-образных

$$\sigma_{комп} = \frac{1{,}5ED_н\,\Delta_к}{l_к^2}, \qquad (40)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы, см;

$\rho_к$ — радиус изгиба оси отвода, см;

$l_к$ — вылет компенсатора, см;

$l_п$ — ширина полки компенсатора, см;

$\Delta_к$ — суммарное продольное перемещение трубопровода в месте примыкания его к компенсатору от воздействия температуры и внутреннего давления, см.

8.44. Коэффициенты уменьшения жесткости $K_ж$ и увеличения напряжений $m_к$ как для гнутых, так и сварных отводов компенсаторов при $\lambda_к < 0{,}3$ определяются по формулам:

$$K_ж = \frac{\lambda_к}{1{,}65}; \qquad (41)$$

$$m_к = \frac{0{,}9}{\lambda_к^{2/3}}; \qquad (42)$$

$$\lambda_к = \frac{\delta\rho_к}{r_с^2}, \qquad (43)$$

где δ — толщина стенки отвода, см;

$r_с$ — средний радиус трубы, см;

$\rho_к$ — радиус изгиба оси отвода, см.

8.45. Реакция отпора $H_к$ компенсаторов, кгс при продольных перемещениях надземного трубопровода определяется по формулам:

для П- и Z-образных компенсаторов:

$$H_к = \frac{2W\sigma_{комп}}{m_к\,l_к}, \qquad (44)$$

для Г-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{W\sigma_{комп}}{l_к}, \qquad (45)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы, см³; $m_к$, $l_к$ и $\sigma_{комп}$ — имеют те же значения, что и в формулах (36), (38) и (40).

8.46. Расчетные величины продольных перемещений надземных участков трубопровода следует определять от максимального повышения температуры стенок труб (положительного расчетного температурного перепада) и внутреннего давления (удлинение трубопровода) и от наибольшего понижения температуры стенок труб (отрицательного расчетного температурного перепада) при отсутствии внутреннего давления в трубопроводе (укорочение трубопровода).

8.47. С целью уменьшения размеров компенсаторов следует применять предварительную их растяжку или сжатие; при этом на чертежах должны указываться величины растяжки или сжатия в зависимости от температуры, при которой производится сварка замыкающих стыков.

Детали трубопроводов

8.48. Толщину стенки деталей (отводов, переходников и днищ) $\delta_д$ при воздействии внутреннего давления следует определять по формуле

$$\delta_д = \delta \eta_в \frac{R^н_1}{R^н_{1(д)}}. \qquad (46)$$

Толщина стенки основной трубы тройника $\delta_м$ определяется по формуле (46), а толщина стенки ответвления — по формуле

$$\delta_о = \delta_м \frac{R^н_{1(м)}}{R^н_{1(о)}} \cdot \frac{D_о}{D_м}, \qquad (47)$$

где $\delta_д$ — номинальная толщина стенки детали, см;

$\delta_м$ — толщина стенки основной трубы для тройников ($\delta_м = \delta_д$), см;

$\delta_о$ — номинальная толщина стенки ответвления тройников (для штампованных тройников на расстоянии 25 мм от торца ответвления), см;

δ — расчетная толщина стенки трубопровода, на котором устанавливается соединительная деталь, см;

$R^н_{1(о)}$, $R^н_{1(м)}$ — нормативные сопротивления стали ответвления и магистрали тройника, кгс/см^2;

$R^н_1$ — нормативное сопротивление стали магистрального трубопровода, на котором устанавливается деталь, кгс/см^2;

$R^н_{1(д)}$ — нормативное сопротивление стали детали для тройников $R^н_{1(д)} = R^н_{1(м)}$, кгс/см^2;

$D_м$ — наружный диаметр основной трубы тройника, см;

$D_о$ — наружный диаметр ответвления тройника, см;

$\eta_в$ — коэффициент несущей способности деталей следует принимать:

для штампованных отводов и сварных отводов, состоящих не менее чем из трех секторов, при условии подварки корня шва и 100%-ного контроля сварных соединений по табл. 15;

для тройников по графику на рис. 1;

для конических переходников с углом скоса $\gamma < 12°$ и выпуклых днищ $\eta_в = 1$.

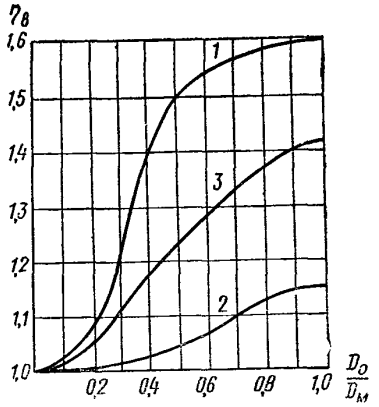

График для определения коэффициента несущей способности тройников

1 — для сварных тройников без усиливающих накладок; 2 — для тройников с усиливающими накладками; 3 — для штампованных тройников

8.49. В том случае когда кроме внутреннего давления тройниковые соединения могут подвергаться одновременному воздействию изгиба и продольных сил, следует предусматривать мероприятия, направленные на обеспечение надежной работы соединений в этих условиях.

9. ПРОТИВОЭРОЗИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТРАССЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

9.1. Для защиты от размыва траншеи и обнажения подземных магистральных трубопроводов должны предусматриваться: организация стока поверхностных вод, крепление размываемых берегов водных преград, крепление действующих оврагов и промоин в местах пересечения их трубопроводами и др.

9.2. При подземной и наземной (в насыпи) прокладках трубопроводов необходимо защищать от размыва и ветровой эрозии грунт, расположенный в траншее или в насыпи, предусматривая при этом максимальное использование в этих целях местных материалов. При пересечении подземными трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует предусматривать в местах их пересечения глиняные или из другого материала перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток ее вдоль трубопровода.

9.3. При прокладке трубопроводов в выветриваемых грунтах и движущихся песках необходимо предусматривать мероприятия, направленные на предотвращение выветривания грунтов и оголения трубопроводов.

9.4. При прокладке трубопроводов в земляных насыпях через балки, овраги и ручьи обязательно устройство водопропускных отверстий, расчет которых следует производить на пропуск расчетного расхода воды повторяемостью один раз в 50 лет.

Возвышение бровки насыпей на поймах рек, ручьях, болотах и в пониженных местах следует принимать с учетом высоты волны и величины осадки насыпи, но не менее 0,5 м над расчетным горизонтом воды.

Таблица 15

Отношение среднего радиуса изгиба отвода к его наружному диаметру $\frac{\rho_к}{D_н}$	$\eta_в$
1	1,3
1,5	1,15
2 и более	1

Примечание. Толщину стенки переходников следует рассчитывать по большему диаметру.

Эрозирующие овраги и промоины, расположенные в стороне от трассы трубопроводов, которые при своем развитии могут достичь трубопровода, должны быть укреплены.

9.5. Крепление незатапливаемых берегов в местах пересечения подземными трубопроводами следует предусматривать до отметки, возвышающейся не менее чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом повторяемостью один раз в 100 лет и на 0,5 м над высотой вскатывания волн на откос.

При затапливаемых берегах, кроме откосной части, должна укрепляться пойменная часть на участке, прилегающем к откосу длиной 1—5 м.

Крепление подводной части откоса следует проектировать с учетом степени возможного размыва русла.

Ширина укрепляемой полосы берега определяется проектом в зависимости от геологических и гидрогеологических условий.

10. ЗАЩИТА СТАЛЬНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

10.1. При проектировании средств защиты стальных трубопроводов от почвенной корозии и коррозии блуждающих токов следует руководствоваться требованиями ГОСТ 9.015 — 74 и настоящего раздела.

10.2. Наружная поверхность трубопроводов при любом способе прокладки должна быть надежно защищена от коррозии, вызываемой окружающей средой и блуждающими токами.

Защита трубопроводов от почвенной коррозии

10.3. Защиту трубопроводов от почвенной коррозии следует осуществлять при помощи изоляционных покрытий и средств электрохимической защиты.

10.4. Изоляционные покрытия для трубопроводов, прокладываемых подземно и наземно (в насыпях), следует предусматривать двух типов: нормального и усиленного.

Покрытия усиленного типа следует предусматривать на трубопроводах диаметром 1000 мм и более, а также на всех трубопроводах, прокладываемых:

в районах Средней Азии, Казахстана и юга Европейской части СССР южнее 50-й параллели северной широты и в засоленных почвах любого района страны (солончаках, солонцах, солодях, такырах, сорах и др.);

в болотистых, заболоченных и поливных почвах любого района страны;

на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги и на участках трубопроводов, примыкающих к ним в пределах расстояний, указанных в табл.4;

на территориях компрессорных, газораспределительных и насосных станций, а также на примыкающих к ним участках трубопроводов в пределах расстояний, указанных в табл. 4;

на пересечениях с различными коммуникациями и по 20 м в обе стороны от них, на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;

на участках блуждающих токов;

на горячих участках трубопроводов (при температуре транспортируемого продукта выше плюс 40°С);

на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и трубопроводов сжиженных углеводородных газов, прокладываемых в пределах водосборной площади на расстоянии менее 1000 м вдоль рек, каналов, озер, водохранилищ и границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях следует предусматривать изоляционные покрытия нормального типа.

10.5. Конструкции изоляционных покрытий нормального и усиленного типов должны удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 16. Переходное электросопротивление изолированного трубопровода после укладки и засыпки должно быть не ниже: 10^4 Ом·м^2 при изоляции нормального типа, 10^5 Ом·м^2 — усиленного типа.

10.6. Если по трассе трубопровода с усиленным изоляционным покрытием встречаются участки протяженностью менее 1 км, где возможно применение изоляции нормального

Таблица 16

Тип изоляционного покрытия	Условия нанесения изоляционного покрытия	Конструкция изоляционного покрытия	Толщина изоляционного покрытия без защитной обертки, мм, не менее
1. Нормальное из полимерных лент	В полевых условиях	Грунтовка, полимерная изоляционная лента 1 слой, защитная обертка	0,35
2. Нормальное битумное	То же	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 4 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	4
3. Усиленное из полимерных лент	То же	Грунтовка, полимерная изоляционная лента 2 слоя, защитная обертка	0,65
4. Усиленное из полиэтилена	В заводских или базовых условиях	Бесшовное из оплавленного полиэтилена	Для труб диаметром до 1000 мм—1; от 1000 до 1200 мм—1,5; от 1200 до 1400 мм—2
5. Усиленное битумное	В базовых условиях	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 3 мм, стеклохолст 1 слой, слой битумно-резиновой мастики 3 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	5,5
6. То же	В полевых условиях	Битумная грунтовка, слой битумно-резиновой мастики 6 мм, стеклохолст 1 слой, защитная обертка	5,5

Примечание. Допускается применение других изоляционных покрытий (например, эпоксидных, каменноугольных, кремнеорганических, из силикатных эмалей), обладающих сплошностью, адгезией, механической прочностью и удовлетворяющих требованиям настоящих норм.

типа, то на таких участках следует применять также усиленное покрытие.

10.7. Температурные условия нанесения и эксплуатации полимерных изоляционных лент должны соответствовать показателям, приведенным в технических условиях на эти изоляционные ленты, утвержденных в установленном порядке.

10.8. Битумные покрытия для изоляции газопроводов следует применять при диаметре трубопроводов не более 800 мм и температуре транспортируемых продуктов не выше 40° С. Марка битумно-резиновой мастики должна выбираться в зависимости от температуры транспортируемого продукта в соответствии с табл. 25.

Применение битумных мастик для изоляции нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и трубопроводов сжиженных углеводородных газов, а также применение битумных мастик для газопроводов диаметром более 800 мм или при температуре транспортируемого продукта выше 40°С регламентируются нормативно-технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

10.9. Трубы с покрытиями из термосветостабилизированного полиэтилена следует применять на участках подземной прокладки при температуре транспортируемого продукта не выше плюс 70° С. При более высокой температуре следует, как правило, охлаждать газ или применять покрытия из более термостойких материалов, например силикатных эмалей.

10.10. В местах перехода магистрального трубопровода от подземной прокладки к надземной необходимо предусматривать нанесение на него в обе стороны по 6 м независимо от типа изоляционного покрытия дополнительной изоляции из двух слоев липкой ленты на основе стабилизированного сажей полиэтилена.

10.11. Изоляционные покрытия мест присоединения катодных, дренажных и протекторных установок, установок запорной арматуры, перемычек и других подобных мест должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к основному покрытию трубопровода в части сплошности, термостойкости, адгезии и переходного электросопротивления.

Защита изоляционных покрытий от механических повреждений

10.12. Защиту изоляционных покрытий из битума и полимерных лент следует выполнять полимерными пленками толщиной не менее 0,5 мм (полимерно-дегте-битумными-ПДБ и полимерно-резино-дегте-битумными-ПРДБ и др.) или бикарулом, бризолом марки БРП, стеклорубероидом (обертки ОП) с прочностью на разрыв не менее 2,5 кгс на 1 см ширины полотнища. При применении более тонких полимерных оберток их следует наносить в два и более слоев (с общей толщиной не менее 0,5 мм). На подводных переходах, а также под железными и автомобильными дорогами трубопроводы, изолированные лентами или битумом, должны защищаться двухслойной полимерной оберткой ОП и жесткой футеровкой.

10.13. При соответствующем технико-экономическом обосновании по согласованию с заказчиком для изоляционного покрытия допускается применять обертки на картонной основе (ОК), используя рулонные гидроизоляционные материалы толщиной не менее 1 мм (гидроизол, толь, антисептированный рубероид и др.).

10.14. Оберточные материалы для защиты изоляционных покрытий от механических повреждений следует принимать по табл. 17.

Таблица 17

Условия прокладки магистрального трубопровода	Вид обертки при битумных покрытиях	Вид обертки при покрытиях	
		из полимерных изоляционных лент	из порошковых полимеров и эмалей
Пески и супеси	ОП, ОК	ОП, ОК	—
Глины, суглинки, лессовидные грунты	ОП	ОП, ОК	—
Галечники, каменистые и щебенистые грунты, болота	ОП	ОП	—
Скальные грунты	2 слоя ОП	2 слоя ОП	1 слой ОК
Переходы подводные и под автомобильными и железными дорогами	2 слоя ОП с футеровкой	2 слоя ОП с футеровкой	1 слой ОК с футеровкой

Примечания: 1. Для трубопроводов, прокладываемых в скальных грунтах, при соответствующем обосновании допускается предусматривать футеровку.

2. На обводненных участках трассы замена оберток ОП на ОК не допускается.

Защита надземных трубопроводов и надземных переходов от атмосферной коррозии

10.15. Защита от атмосферной коррозии надземных трубопроводов должна предусматриваться алюминиевыми или цинковыми покрытиями толщиной не менее 200 мк, наносимыми на очищенную от ржавчины и окалины обезжиренную поверхность.

10.16. Для надземных трубопроводов допускается применение покрытий из жировой смазки (преимущественно в северных районах страны) или стойких в атмосферных условиях лакокрасочных и других покрытий со сроком службы не менее 4 лет.

10.17. Жировые смазки следует применять при температуре не выше 40° С для ВНИИСТ-2 и 60° С для ВНИИСТ-4. Толщина покрытия поверхности трубы жировой смазкой должна быть в пределах 0,2—0,5 мм.

10.18. Лакокрасочные покрытия следует предусматривать из 2—3 слоев грунтовки и 2 слоев эмали или лака либо из 2 слоев грунта-шпаклевки с добавлением в последний (верхний) слой (во всех случаях) 10—15% (по весу) алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4 (ГОСТ 5494—71).

В северных районах страны следует, как правило, применять перхлорвиниловый или пентафталевый лаки: первый по грунтовке ХС-010, второй по грунтовкам ВЛ-08 или ФЛ-03К.

Электрохимическая защита трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами

10.19. Требования настоящего раздела распространяются на электрохимическую защиту от коррозии трубопроводов и кабелей технологической связи. Электрохимическая защита трубопроводов должна осуществляться независимо от величины удельного сопротивления грунта. Виды электрохимической защиты от подземной коррозии трубопроводов и кабелей технологической связи следует устанавливать проектом на основании результатов изысканий.

10.20. Выбор средств электрохимической защиты должен производиться по результатам технико-экономических расчетов, учитывающих условия прокладки данного трубопровода.

10.21. Проект электрохимической защиты трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, должен разрабатываться с учетом данных прогнозирования изменения электрических параметров защищаемого сооружения и надежной работы защитных устройств в течение не менее 10 лет.

10.22. Оценку опасности коррозии подземных трубопроводов следует производить по наличию анодных, катодных и знакопеременных зон на существующих трубопроводах, уложенных в аналогичных условиях, и по данным расположения анодных и катодных зон на рельсах железных дорог, электрифицированных на постоянном токе.

10.23. Пересечение трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта под стрелками и крестовинами, а также в местах присоединения к рельсам отсасывающих кабелей не допускается. Пересечение должно находиться от указанных мест не ближе 3 м для трамвайного пути и 10 м для железных дорог.

10.24. Трубопроводы и кабели связи, находящиеся в поле блуждающих постоянных токов, подлежат защите катодной поляризацией в анодных и знакопеременных зонах независимо от агрессивности окружающего грунта.

10.25. Электрохимическая защита подземных трубопроводов должна обеспечивать на поверхности трубопроводов поляризационные потенциалы от минус 0,85 В до минус 1,1 В (по медносульфатному электроду сравнения).

Допускается осуществлять электрохимическую защиту при максимальном значении разности потенциалов между трубопроводом и окружающим грунтом, включающем как поляризационную, так и омическую составляющие от минус 0,87 В до минус 2,5 В (по медносульфатному электроду сравнения).

10.26. Электрохимическая защита не должна оказывать вредного влияния на соседние подземные металлические сооружения. Разность потенциалов на соседних защищенных сооружениях должна оставаться в пределах между минимально и максимально допустимыми значениями. На незащищенных сооружениях не должна появляться опасность электрокоррозии от соседних сооружений, имеющих катодную поляризацию.

10.27. Если нельзя избежать вредного влияния электрохимической защиты на соседние подземные металлические сооружения, следует осуществлять их совместную защиту от подземной коррозии. При защите компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций металлические подземные коммуникации должны

быть включены в общую систему катодной защиты, а в случае невозможности ее осуществления следует применять протекторную защиту.

10.28. На площадках компрессорных, газораспределительных и нефтеперекачивающих насосных станций в качестве токоотводов заземляющих устройств технологического оборудования следует использовать протекторные установки. Количество протекторов следует определять расчетом в зависимости от допустимой величины сопротивления растеканию заземляющего устройства и требуемого срока службы токоотводов (по правилам устройства электроустановок).

10.29. Расстановку средств электрохимической защиты надлежит предусматривать с учетом расположения возможных источников энергоснабжения.

10.30. Проектом электрохимической защиты подземных трубопроводов должно предусматриваться устройство контрольно-измерительных пунктов:

через каждый километр вдоль всей трассы трубопроводов, совмещая их с километровыми указателями;

в местах подключения средств электрозащиты;

в местах изменения типов изоляционного покрытия;

в местах установки изолирующих вставок и врезки отводов;

на переходах под автомобильными и железными дорогами (с самостоятельным выводом от трубопровода и футляра);

на переходах через водные преграды;

на пересечениях с металлическими трубопроводами и кабелями.

10.31. Электрический дренаж на подземных трубопроводах должен осуществляться при минимальном среднем значении дренажного тока, обеспечивающего защиту трубопровода.

10.32. Среднесуточное значение тока в цепи всех дренажных установок, включенных к сборке отсасывающих линий тяговых подстанций и к рельсовому пути железной дороги в районе питания данной подстанции, не должно превышать 25% общей нагрузки тяговой подстанции. При этом ток в дренажных установках на трубопроводах не должен превышать 20%, а в дренажных установках на кабелях — 5% общего тока нагрузки тяговой подстанции.

10.33. Установки электрохимической защиты должны обеспечивать нормальную работу в диапазоне температур от минимального до максимального значений, характерных для района прокладки трубопровода, а также при верхнем значении относительной влажности воздуха до 95% (среднемесячное значение в течение 6 мес. при температуре плюс 20° С).

10.34. Регулируемые электродренажные установки должны иметь пределы ступенчатого регулирования дренажного сопротивления от 20 до 100% номинальной величины со ступенью регулирования 10% номинальной величины дренажного сопротивления.

10.35. Для анодных заземлений должны применяться малорастворимые электроды.

10.36. Сопротивление растеканию тока на землю анодного заземления следует рассчитывать по максимальной величине защитного тока катодной станции, а количество электродов заземления следует проверять по среднему значению тока катодной станции за 10-летний период работы.

10.37. Установка анодных заземлений и протекторов должна предусматриваться ниже глубины промерзания грунта в местах с наименьшим удельным сопротивлением. В местах подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должна быть предусмотрена установка опознавательного знака.

10.38. Дренажный кабель или провод к анодному заземлению должен рассчитываться на максимальную величину тока катодной станции.

При использовании в проекте электрохимической защиты анодных заземлений незаводского изготовления присоединение электродов должно быть предусмотрено кабелем сечением не менее 6 мм^2.

10.39. При проектировании анодных заземлений с коксовой засыпкой гранулированные зерна коксовой мелочи должны быть не более 10 мм (ГОСТ 11255—75).

10.40. Протекторную защиту трубопроводов и подземных коммуникаций компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций следует осуществлять с помощью протекторов заводского изготовления.

10.41. Применение протекторов в проектах электрохимической защиты магистральных трубопроводов допускается только в групповых установках и грунтах с удельным электросопротивлением не более 50 ом·м.

10.42. Все подземные контактные соединения в установках электрохимической защиты должны иметь надежную и долговечную изоляцию.

10.43. На участках строящихся трубопроводов, подверженных влиянию блуждающих постоянных токов, электродренажную защиту от коррозии следует осуществлять и включать в работу в соответствии с проектом одновременно с укладкой трубопровода в грунт.

11. ЛИНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

11.1. Линии технологической связи входят в состав линейных сооружений трубопровода, служат для централизованного управления их работой и являются технической базой для автоматизированной системы управления (АСУ) работой трубопроводного комплекса.

11.2. Проектирование технологической связи трубопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию линий связи, утвержденных Мингазпромом и Миннефтепромом и настоящего раздела.

11.3. Технологическая связь трубопроводов должна обеспечивать:

диспетчерскую телефонную связь центральных диспетчерских пунктов Мингазпрома или Миннефтепрома с диспетчерскими пунктами управлений магистральных трубопроводов и объединений (управлений) по добыче и транспортировке газа, нефти и нефтепродуктов;

диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов управлений магистральных трубопроводов и объединений (управлений) по добыче и транспортировке газа, нефти и нефтепродуктов с диспетчерскими пунктами линейных производственных управлений магистральных трубопроводов компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций, газораспределительных или наливных станций, подземных хранилищ газовых или нефтяных промыслов, а также смежных объединений (управлений) между собой;

диспетчерскую телефонную связь районных производственных управлений магистрального трубопровода с подчиненными им компрессорными или нефтеперекачивающими насосными станциями, газораспределительными или наливными станциями, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами трубопровода, пунктами замера транспортируемого продукта, пунктами пуска и приема очистных устройств, линейными ремонтерами (обходчиками), специальными транспортными средствами, оборудованными установками двусторонней связи, а также с подземными хранилищами, головными сооружениями промыслов и смежными районными управлениями или службами;

оперативно-производственную телефонную и телеграфную связь Мингазпрома или Миннефтепрома с управлениями магистральных трубопроводов и объединениями (управлениями) по добыче и транспортированию газа, нефти и нефтепродуктов, объединений (управлений) с подчиненными им службами, а также смежных объединений (управлений) между собой;

телефонную связь сетевых совещаний Мингазпрома или Миннефтепрома с объединениями (управлениями) по добыче и транспортированию газа, нефти, нефтепродуктов, управлениями магистральных трубопроводов, основными эксплуатационными службами трубопровода, промыслами, подземными хранилищами;

местную связь промплощадок и жилпоселков, а также с пожарной охраной и возможностью выхода на каналы Минсвязи СССР и других ведомств;

каналы телемеханики;

каналы передачи данных для АСУ.

11.4. Магистральные линии технологической связи трубопроводов следует предусматривать в виде кабельных или радиорелейных линий, проходящих вдоль трубопровода на всем его протяжении, с заходом в места установки оборудования и арматуры.

Соединительные линии связи следует предусматривать в виде кабельных, радиорелейных или воздушных линий.

Сеть местной связи промплощадок и жилпоселков надлежит предусматривать в виде кабельных или воздушных линий.

Выбор типа линий связи должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

Воздушные линии связи допускается предусматривать только в исключительных случаях.

11.5. Технологическая связь магистральных трубопроводов состоит из линейных и станционных сооружений.

К линейным сооружениям следует относить магистральные и соединительные кабели, воздушные линии связи и линии местных сетей промплощадок и жилпоселков, необслуживаемые усилительные пункты (НУП).

К станционным сооружениям следует относить обслуживаемые узлы связи, радиорелей-

ные станции с антенно-фидерными системами и энергосооружениями.

11.6. Узлы связи магистральных трубопроводов следует размещать, как правило, на территории служб трубопровода в помещениях административно-технических зданий, в отдельных зданиях или блок-боксах. Мачты радиорелейной технологической связи трубопровода с обслуживаемыми и не обслуживаемыми станциями допускается располагать на территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций.

11.7. На трубопроводах, где компрессорные или нефтеперекачивающие насосные станции строят в несколько очередей, проектом магистральной кабельной линии технологической связи должны предусматриваться строительство и ввод станционных сооружений технологической связи также в несколько очередей по мере готовности помещений для узлов связи и энергоснабжения.

11.8. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной линии и промежуточные станции радиорелейной линии технологической связи трубопроводов следует размещать вдоль трубопровода в местах, обеспечивающих нормальную работу аппаратуры связи, удобство строительства и эксплуатации линии связи и по возможности их надлежит приближать к линейным сооружениям (к запорной арматуре) трубопровода в пределах допустимого отклонения длины усилительного участка от номинальной длины, обусловленной техническими параметрами применяемой аппаратуры.

11.9. Кабельные линии технологической связи следует предусматривать, как правило, с левой стороны трубопровода по ходу продукта на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода при диаметре трубопровода до 500 мм и не менее 9 м при диаметре свыше 500 мм.

Переход кабеля связи на правую сторону от трубопровода должен быть обоснован проектом.

На участках государственного лесного фонда допускается приближать кабель связи на расстояние до 6 м независимо от диаметра трубопровода.

При прокладке в горных районах кабель связи следует предусматривать, как правило, с нагорной стороны в отдельной траншее на расстоянии не менее 3 м от оси трубопровода независимо от его диаметра.

11.10. При удалении кабельной линии технологической связи от трубопровода на расстоянии более 10 м надлежит предусматривать устройство специальной грозозащиты кабеля в грозоопасных районах.

11.11. Защиту кабельной линии технологической связи от электрохимической коррозии следует предусматривать совместно с защитой трубопровода.

При удалении кабельной линии от трубопровода на расстояние более 40 м необходимо применять самостоятельную защиту.

11.12. В зависимости от характера грунта и условий прокладки следует применять следующие типы кабелей:

с ленточной стальной броней — в грунтах всех групп и при пересечении несудоходных, несплавных рек с незаболоченными устойчивыми пологими берегами и спокойным течением воды;

с проволочной стальной броней — в грунтах всех групп, подверженных мерзлотным деформациям, на крутых склонах, при пересечении болот глубиной более 2 м, водоемов, горных, судоходных и сплавных рек (включая заболоченные поймы), а также при пересечении несудоходных и несплавных рек с заболоченными неустойчивыми берегами или деформируемым руслом;

имеющие пластикатовые изолирующие покрытия поверх металлической оболочки — в грунтах и водах, агрессивных по отношению к материалу оболочки. Кабели, имеющие дополнительные пластикатовые покрытия поверх стальной брони — в грунтах и водах, агрессивных по отношению к броне кабеля, при необходимости сохранения постоянства экранирующего действия кабеля;

в алюминиевой оболочке или дополнительно имеющие экраны, как правило, на участках, подверженных внешним электромагнитным влияниям линий электропередачи, электрических железных дорог переменного тока, радиотехнических установок и т. п.

11.13. Глубина прокладки кабеля связи должна быть не менее:

в грунтах I—IV группы —0,9 м;

в грунтах V группы и выше при выходе скалы на поверхность, а также в грунтах IV группы, разрабатываемых взрывным способом или отбойными молотками,— 0,4 м при глубине траншеи 0,5 м с устройством постели из песчаных грунтов толщиной не менее 10 см и присыпки сверху кабеля на толщину 10 см;

в грунтах V группы и выше при наличии над скальной породой поверхностного растительного слоя различной мощности, а также в

грунтах IV группы, разрабатываемых взрывным способом или отбойными молотками, при тех же условиях —0,6 м при глубине траншеи 0,7 м с устройством постели из песчаных грунтов толщиной не менее 10 см и присыпки сверху кабеля на толщину 10 см. При этом заглубление в скальную породу не должно превышать 0,4 м при глубине траншеи 0,5 м.

Примечание. Глубина прокладки кабеля связи на поливных землях, в виноградниках и в подвижных песках должна устанавливаться с учетом обеспечения сохранности кабеля при проведении сельскохозяйственных работ и эрозии почв.

11.14. Кабельная линия технологической связи должна быть зафиксирована на местности указательными столбиками, которые следует устанавливать:

у всех подземных муфт кабеля;

в местах отхода кабеля от трубопровода к усилительным пунктам и на углах поворота трассы кабеля;

при пересечении кабелем железных и автомобильных дорог, водных преград, продуктопроводов и водопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи и связи с обеих сторон от преграды.

Указательные столбики не устанавливают в местах размещения контрольно-измерительных пунктов (КИП).

11.15. Контрольно-измерительные пункты по возможности следует предусматривать совмещенными для кабеля связи и трубопровода.

Необслуживаемые усилительные пункты (НУП) кабельной технологической линии связи следует предусматривать на расстоянии не менее 10 м от оси трубопровода.

Дверь в наземную часть необслуживаемых усилительных пунктов надлежит предусматривать со стороны, противоположной трубопроводу.

11.16. Граница подводного перехода кабеля определяется в соответствии с требованиями п. 6.3.

На подводных переходах в одну нитку укладку кабеля связи следует предусматривать в отдельной траншее на расстоянии не менее 30 м от оси трубопровода.

На переходах в две и более ниток, где трубопроводы укладываются в предварительно разработанные подводные траншеи, основной кабель связи следует прокладывать в траншее основной нитки трубопровода, резервный кабель — в траншее резервной нитки трубопровода на расстоянии не менее 0,5 м от трубопровода ниже по течению реки.

11.17. На пересечении кабелем связи автомобильных и железных дорог, где проектом предусмотрено устройство защитного футляра трубопровода, укладку кабеля следует предусматривать в стальных трубах (футлярах), размещенных внутри или приваренных снаружи защитного футляра трубопровода.

Допускается прокладка кабеля связи в асбестоцементных трубах диаметром 100 мм, размещенных на расстоянии 8—9 м от защитного футляра трубопровода, с выводом их по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

11.18. На пересечении кабелем связи автомобильных дорог, где проектом предусмотрен переход трубопровода без защитного футляра, прокладку кабеля связи следует предусматривать в асбестоцементных трубах диаметром 100 мм, размещенных на расстоянии 8—9 м от оси трубопровода, с выводом их по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

11.19. На надземных переходах трубопровода через искусственные и естественные преграды прокладку кабеля связи следует предусматривать в стальных трубах, закрепленных хомутами на боковой поверхности трубопровода, или подвешивать к несущему тросу, закрепленному на опорах трубопровода.

11.20. Кабель связи при автономном пересечении с железнодорожными путями и автомобильными дорогами следует прокладывать на глубине не менее 0,8 м ниже дна кювета. В случае дополнительной защиты кабеля от механических повреждений в кювете (плиты и т. д.) это расстояние допускается уменьшать до 0,5—0,4 м.

Кабель связи при пересечении с инженерными коммуникациями следует прокладывать в асбестоцементных трубах и расстояние между ними по вертикали в свету принимать не менее:

газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами —0,15 м;

выше водопроводных и канализационных труб —0,15 м;

ниже теплопроводных сетей —0,15 м;

силовыми кабелями —0,25 м;

с другими кабелями связи —0,1 м.

11.21. Заземляющие устройства положительной полярности линий дистанционного питания усилительных пунктов по системе «провод — земля» следует предусматривать от подземных металлических сооружений на расстояниях, не менее указанных в табл. 18.

Таблица 18

Рабочий ток в цепи дистанционного питания «провод—земля», А	Минимальное допустимое расстояние между заземляющим устройством и подземными сооружениями, м
0,25	15
0,5	20
1	30
1,5	40
2	60
3—5	100

11.22. Заземляющие устройства отрицательной полярности установок дистанционного питания допускается предусматривать в зоне подземных металлических сооружений на расстояниях, указанных в табл. 18, при условии применения прямого дренажа.

11.23. Радиорелейные линии (РРЛ) связи следует предусматривать для районов, где строительство кабельной линии связи затруднено и экономически нецелесообразно. Аппаратура радиорелейной линии связи должна быть, как правило, автоматизированная, контейнерного типа, исключающая строительство специальных зданий.

11.24. Система радиорелейной линии связи трубопроводов должна быть организована в комплексе с ультракоротковолновой (УКВ) радиосвязью, обеспечивающей устойчивую двустороннюю связь с линейными объектами трубопровода и обслуживающим персоналом, находящимся на линии.

11.25. При проектировании радиорелейной линии связи необходимо предусмотреть полное использование источников питания, создаваемых для нужд трубопровода, и существующих линий электропередачи.

Электропитание промежуточных необслуживающихся станций радиорелейной линии связи должно быть по возможности организовано за счет использования продукта, транспортируемого по трубопроводу.

11.26. Воздушные линии технологической связи следует размещать, как правило, с левой стороны трубопровода по ходу продукта на расстоянии 4,5 м от оси трубопровода любого диаметра.

12. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

12.1. Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных углеводородных газов, следует выполнять в соответствии с требованиями, предъявляемыми к магистральным газопроводам, за исключением требований, приведенных в пп.2.1; 3.12; 3.13; 4.1; 4.17; 4.18; 4.19 и в примечании 2 п. 3.9 настоящей главы, а также с требованиями настоящего раздела.

Примечание. Категории участков трубопроводов сжиженных углеводородных газов при пересечении рек и других водных преград, а также прокладываемых параллельно рекам, каналам, озерам и другим водоемам следует принимать по поз. 1 и 23 табл. 3 как для магистральных нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

12.2. Минимальные расстояния от оси подземных магистральных трубопроводов сжиженных углеводородных газов до населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений должны приниматься по табл. 19.

12.3. Глубина заложения подземных трубопроводов должна приниматься в соответствии с п. 5.1, настоящей главы но не менее 1 м.

12.4. Подземные трубопроводы должны укладываться каждый в отдельную траншею.

В случае одновременного строительства нескольких трубопроводов диаметром до 150 мм включительно для различных сжиженных углеводородов допускается их укладка в одной траншее. При этом расстояние между объектом и ближайшим к нему трубопроводом устанавливается по табл. 19 как для трубопровода диаметром 150 мм, а расстояния между трубопроводами в траншее принимаются равными не менее 0,5 м.

12.5. Участки трубопроводов, прокладываемых выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии менее 1000 м, надлежит относить к I категории.

При этом вдоль этих участков необходимо предусматривать отводные канавы в соответствии с указаниями п. 5.12.

12.6. Головные насосные станции, как правило, следует располагать на площадках заводов-поставщиков, используя емкости, системы энерго- и водоснабжения, канализации и другие вспомогательные службы этих предприятий.

12.7. Промежуточные насосные станции должны располагаться на специально отведенных территориях с учетом требований норм

Таблица 19

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных трубопроводов, м		
	Условный диаметр трубопровода		
	до 150 мм включительно	свыше 150 до 300 мм включительно	свыше 300 до 500 мм включительно
1. Города и другие населенные пункты, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, птицефабрики, молокозаводы, карьеры полезных ископаемых, индивидуальные гаражи при количестве боксов более 20; отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады, вокзалы и т. д.), жилые здания в три этажа и выше; железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I—IV классов; мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с отверстием более 20 м (при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м³; автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи Минсвязи СССР и других ведомств, а также телевизионные башни; территории компрессорных и нефтеперекачивающих насосных станций магистральных трубопроводов;			

Продолжение табл. 19

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных трубопроводов, м		
	Условный диаметр трубопровода		
	до 150 мм включительно	свыше 150 до 300 мм включительно	свыше 300 до 500 мм включительно
открытые распределительные устройства 35, 110, 200 кВ электроподстанций, питающих перекачивающие насосные станции данного трубопровода и других потребителей	150	250	500
2. Отдельно стоящие жилые здания в один и два этажа, кладбища, жилые садовые домики, дома линейных ремонтеров; сельскохозяйственные фермы, огороженные карты для организованного выпаса скота, полевые станы; водоемы, оросительные каналы, параллельно которым прокладываются трубопроводы; территории промежуточных перекачивающих насосных станций данного трубопровода; железные дороги общей сети и автомобильные дороги I, II и III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, V, III-п и IV-п категорий с отверстием более 20 м (при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению); очистные сооружения и насосные станции водопроводные	100	175	350
3. Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; отдельно стоящие нежилые и подсобные строения;			

Продолжение табл. 19

Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных трубопроводов, м		
	Условный диаметр трубопровода		
	до 150 мм включительно	свыше 150 до 300 мм включительно	свыше 300 до 500 мм включительно
устья одной или куста бурящихся и эксплуатирующихся нефтяных, газовых и артезианских скважин, индивидуальные гаражи с количеством боксов менее 20; канализационные сооружения	50	75	150
4. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов	По согласованию с заинтересованными организациями и Государственной газовой инспекцией Мингазпрома		
5. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод	Не менее высоты наиболее высокой опоры, считая от края ближайшей опоры плюс 10 м		
6. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом	В соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» Минэнерго СССР		
7. Мачты одноканальной необслуживаемой радиорелейной связи трубопроводов	15	15	15

Примечания: 1. Примечания 1, 2 и 3 к табл. 4 распространяются на указанную таблицу.

2. В особых случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании допускается сокращение указанных в поз. 1 и 2 расстояний не более чем на 30% при условии увеличения толщины стенки трубы на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние, и контроля всех сварных соединений физическими методами.

Продолжение табл. 19

3. Минимальные расстояния от оси трубопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке должны приниматься с коэффициентами для поз. 1 равным 2, для поз. 2 равным 1,5, для поз. 3 равным 1.

4. При уклоне местности в сторону трубопровода и отметках земной поверхности у объектов выше отметок поверхности земли над трубопроводом на 5 м и более расстояния до объектов, указанных в поз. 1 и 2, допускается уменьшать не более чем на 25% без изменения категории трубопровода.

5. Расстояния от оси трубопроводов диаметром более 500 мм до объектов, зданий и сооружений должны устанавливаться по специальным требованиям.

технологического проектирования. Размещение насосных станций перед переходами через реки с шириной в межень более 200 м не допускается.

12.8. Уровень пола насосной станции трубопроводов сжиженных углеводородных газов должен быть выше уровня земли не менее чем на 150 мм. Устройство заглубленных станций запрещается.

12.9. Минимальное расстояние от насосной станции до городов, населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений следует принимать по табл. 19 как для трубопровода, к которому относится насосная станция, а при наличии у насосной станции резервуарного парка указанное расстояние следует принимать также по табл. 19, но не менее величин, регламентированных требованиями главы СНиП по проектированию газоснабжения.

12.10. Рабочее давление при расчете на прочность трубопроводов должно определяться как сумма максимального напора, развиваемого насосом, и упругости паров продукта.

12.11. Упругость паров продукта должна определяться исходя из условий производства и хранения, а также способа прокладки трубопровода.

Для надземных трубопроводов без теплоизоляции и участков подземных трубопроводов по обе стороны от насосной станции, оборудованной надземным резервуарным парком, до ближайших насосных станций упругость паров продукта должна приниматься при температуре плюс 50° С. В остальных случаях упругость паров должна приниматься по максимально возможной температуре продукта в условиях транспортирования. При этом проектом должны быть предусмотрены технические

решения, исключающие возможность повышения упругости паров выше расчетной величины.

12.12. Диаметр трубопроводов сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов и нестабильного бензина должен определяться в соответствии с требованиями главы СНиП по проектированию газоснабжения. При этом минимальное давление в любой точке трубопровода с целью предотвращения образования двухфазного потока следует принимать на 5 кгс/см^2 выше давления упругости паров при максимально возможной температуре транспортируемого продукта. Диаметр трубопроводов нестабильного конденсата должен определяться в соответствии с «Методическими указаниями по расчету трубопроводов, транспортирующих нестабильный конденсат в двухфазном состоянии (газожидкостные смеси)», ВНИИГАЗ, 1974.

12.13. Расстояние между запорной арматурой, устанавливаемой на трубопроводах, должно быть не более 10 км.

12.14. Прокладка трубопроводов должна предусматриваться, как правило, подземной. Надземная прокладка допускается только при соответствующем обосновании в проекте. При этом должны быть предусмотрены меры по защите трубопроводов от повышения давления против расчетного за счет нагрева продукта от наружного воздуха и солнечной радиации.

12.15. Трубопроводы насосных станций в пределах промплощадок должны прокладываться надземно на отдельно стоящих опорах или эстакадах. При этом всасывающие трубопроводы следует прокладывать с уклоном к насосам, а нагнетательные — от насосов. На трубопроводах не должно быть изгибов в вертикальной плоскости, препятствующих свободному стоку продукта.

13. МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ

Общие положения

13.1. Материалы и изделия, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, должны отвечать требованиям государственных стандартов и технических условий.

13.2. Запрещается применение материалов, труб, оборудования, арматуры и приборов, не имеющих сопроводительного документа (паспорта, сертификата), подтверждающего соответствие их требованиям государственных стандартов или технических условий, а также товарного знака (заводской марки) на изделии.

13.3. Требования к материалам и изделиям для наземных сооружений трубопроводов — насосных, компрессорных и газораспределительных станций, наливных пунктов и других сооружений, а также для объектов связи, электроснабжения, автоматики, водоснабжения, канализации и др. следует принимать по соответствующим главам СНиП, государственным стандартам и техническим условиям.

Трубы стальные

13.4. Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спиральношовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых сталей диаметром до 500 мм включительно и из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей диаметром более 500 мм.

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731—74 и ГОСТ 8733—66*, трубы стальные электросварные — в соответствии с ГОСТ 20295—74 для труб диаметром до 800 мм включительно и техническими условиями для труб диаметром более 800 мм с выполнением при заказе и приемке труб требований, изложенных в пп. 13.5—13.18.

Примечание. Для трубопроводов сжиженных углеводородов следует применять бесшовные трубы или прямошовные, изготовленные дуговыми методами сварки.

13.5. Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, без непроваров и трещин.

Примечание. Допуски на размеры шлаковых включений и пор устанавливаются государственными стандартами или техническими условиями на данный вид труб.

13.6. Отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов электросварных труб на длине не менее 200 мм не должны превышать для труб диаметром до 800 мм включительно величин, приведенных в ГОСТ, а для труб диаметром более 800 мм — ± 2 мм.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диа-

метром в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1%.

13.7. Кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины.

13.8. Длину поставляемых заводом труб со спиральным швом надлежит оговаривать при заказе и принимать не менее 12 м. Трубы с продольным швом должны быть длиной не менее 10,5 м. Допускается поставка труб длиной не менее 9 м в количестве не более 10% от каждой партии. По требованию заказчика трубы должны поставляться заводом-изготовителем сваренными в плети. Максимальную длину плети следует предусматривать с учетом возможности ее транспортирования по железной дороге.

13.9. Сталь в готовых трубах должна удовлетворять требованиям настоящего раздела.

13.10. Трубы должны быть изготовлены из сталей, удовлетворяющих следующим требованиям: отношение предела текучести к временному сопротивлению должно быть не более 0,75 — для труб из углеродистых сталей, не более 0,8 — для труб из низколегированных сталей; не более 0,85 — для труб, изготовленных из специальных дисперсионно твердеющих и термически упрочненных сталей.

Относительное удлинение на пятикратных образцах должно быть не менее 20% для труб из углеродистых и низколегированных сталей с временным сопротивлением до 60 кгс/мм² включительно и не менее 18% для труб из дисперсионно твердеющих сталей и сталей с регулированной температурой прокатки с временным сопротивлением более 60 кгс/мм² и не менее 16% для термически упрочненных труб с временным сопротивлением 60 кгс/мм² и более.

Ударная вязкость основного металла труб для трубопроводов, находящихся под воздействием рабочего давления при минимальной температуре эксплуатации, должна удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 20.

13.11. Ударная вязкость основного металла и сварных соединений труб, определяемая при температуре наружного воздуха в процессе производства строительно-монтажных работ, должна удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 21. Температуру наружного воздуха следует определять для наиболее холодной пятидневки в соответствии с указаниями главы СНиП по строительной климатологии и геофизике.

Таблица 20

Диаметр труб, мм	Рабочее давление $P_{раб}$, кгс/см²	Характеристики на образцах Шарпи r=0,25 мм	
		ударная вязкость, кгс м/см²	процент волокна в изломе
800 и менее	До 100	3	50
1000 1200	» 75 » 55	4	60
1000 1200 1400	Более 75 От 55 до 75 До 55	6	70
1200 1400	Более 75 От 55 до 75	8	80
1400	Более 75	10	90

Примечания: 1. Временно на период до 1977 г. включительно допускается определять процент волокна в изломе на образцах Шарпи.

2. Величина ударной вязкости металла труб более 4 кгс·м/см² до 1977 г. включительно является факультативной.

3. Определение процента волокна в изломе в течение трех лет производится факультативно.

Таблица 21

Диаметр труб, мм	Рабочее давление $P_{раб}$, кгс/см²	Ударная вязкость на образцах Менаже r=1 мм, кгс·м/см²	
		для основного металла	для сварного соединения
500 и менее	До 100	3	—
700, 800 1000	» 100 » 55	4	3
1000 1200 1400	Более 55 До 55 » 75	5	4
1200 1400	Более 75 До 75	6	5

Примечание. Ударная вязкость сварных соединений и основного металла труб определяется как сдаточная норма, но в течение трех лет не является браковочной характеристикой.

13.12. Сталь труб должна хорошо свариваться дуговыми методами и стыковой контактной сваркой.

Эквивалент углерода, определяемый по формуле

$$Э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{V + Mo + Cr}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}, \quad (48)$$

исходя из удовлетворительной свариваемости металла труб должен быть равен или меньше 0,46, где C, Mn, V, Mo, Cr, Cu, Ni — процент содержания по весу соответственно углерода, марганца, ванадия, молибдена, хрома, меди и никеля.

13.13. Пластическая деформация металла в процессе производства труб (экспандирования) должна быть не более 1,2%.

13.14. В металле труб не допускается наличие трещин, плен, расслоений, рванин и закатов. Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщина стенки труб после зачистки не выходит за пределы допусков.

13.15. Сварные швы должны обеспечивать плавный переход от основного металла к шву без острых углов, подрезов и других дефектов формирования шва. Усиление наружного шва должно находиться в пределах 0,5—2,5 мм для труб с толщиной стенки до 10 мм включительно и 0,5—3,5 мм для труб с толщиной стенки более 10 мм. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 мм.

13.16. Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку.

Косина реза для труб диаметром до 800 мм включительно должна соответствовать требованиям ГОСТ 20295—74, а для труб диаметром более 800 мм должна быть не более 2 мм.

13.17. Каждая труба должна быть подвергнута на заводе-изготовителе гидравлическому испытательному давлению $P_и$, кгс/см² в течение не менее 20 с, определяемому по формуле

$$P_и = \frac{200\delta R}{D_{вн}}, \quad (49)$$

где δ — минимальная толщина стенки, мм;

R — расчетное значение напряжения, принимаемое равным 90% минимального нормативного предела текучести, кгс/мм²;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, мм.

13.18. Основной металл и сварные соединения труб диаметром 1000 мм и более должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием).

Концы труб длиной 200 мм должны проходить дополнительный рентгеновский контроль. Требования п. 13.18 в течение трех лет являются факультативными.

13.19. Устанавливаемые детали стальных трубопроводов — переходники, отводы, тройники, заглушки и фланцы — должны изготовляться из труб или листовой стали, удовлетворяющих требованиям, указанным в пп. 13.9—13.12 настоящей главы, на заводах в соответствии с действующими государственными стандартами и нормалями. Материал деталей должен удовлетворять условиям свариваемости с материалом труб.

13.20. Для магистральных трубопроводов и коллекторов должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

тройники горячей штамповки;

тройники штампосварные с цельносварными ответвлениями горячей штамповки;

тройники сварные без специально усиливающих элементов (ребер, накладок и т. д.) и тройники, усиленные накладками;

переходники конические, концентрические штампованные или штампосварные;

отводы гнутые гладкие, изготовленные из труб путем протяжки в горячем состоянии или штампосварные из двух половин;

отводы сварные секторные;

заглушки эллиптические.

13.21. Соединительные детали должны удовлетворять следующим требованиям: длина сварных тройников должна быть равна не менее чем двум диаметрам ответвления: длина ответвления неусиленных сварных тройников должна быть не менее половины диаметра ответвления, но не менее 100 мм; ширина накладки усиленного тройника как на магистрали, так и на ответвлении должна быть не менее 0,4 диаметра ответвления, а толщина стенок накладок принимается равной толщине стенки усиливаемого элемента.

Для тройников с отношением диаметра ответвления к диаметру магистрали менее 0,2 ($D_o/D_м < 0{,}2$) накладки не предусматриваются, а при отношении менее 0,5 ($D_o/D_м < 0{,}5$) накладки не предусматриваются на ответвлении.

Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее трех диаметров

ответвлений, но не менее D_0+200 мм, а высота ответвления — не менее $0{,}2\ D_0$, но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее $0{,}1\ D_0$.

Длина секторов сварных отводов по внутренней образующей должна быть не менее $0{,}15\ D$.

Длина переходников должна удовлетворять условию

$$l = \frac{D-d}{2} \cdot \frac{1}{\operatorname{tg}\gamma} + 2a, \qquad (50)$$

где D и d — наружные диаметры концов переходника;

γ — угол наклона образующей переходника, принимаемый менее 12°;

a — длина цилиндрической части на концах переходника, принимаемая менее 100 мм.

Эллиптические заглушки должны иметь следующие размеры: высота днища $H \geqslant 0{,}4\ D$; высота цилиндрической части днища $0{,}1\ D$; радиус сферической части днища $\rho \geqslant D$; радиус перехода цилиндрической части к сферической $r \leqslant D$, где D — наружный диаметр трубы.

13.22. Толщина стенок деталей должна определяться расчетом и должна быть не менее 4 мм.

13.23. Устанавливаемые конденсатосборники должны изготовляться из труб и деталей заводского производства. Диаметры и толщины стенок элементов конденсатосборников определяются расчетом.

Конденсатосборники должны быть покрыты антикоррозионной изоляцией, соответствующей изоляции магистрального трубопровода на данном участке. Конденсатосборники должны быть подвергнуты предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе.

13.24. При изготовлении сварных деталей должна применяться многослойная сварка с обязательной подваркой корня шва деталей диаметром 300 мм и более. После изготовления сварные детали должны быть подвергнуты контролю ультразвуком или рентгеном, а также термообработке для снятия сварочных напряжений и гидравлическому испытанию давлением, равным 1,25 рабочего давления для деталей, монтируемых на линейной части трубопроводов, и 1,5 — для деталей трубопроводов категории В компрессорных станций, а также переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды.

13.25. При изготовлении усиленных накладками тройников необходимо, чтобы расстояние от накладки до торца было не менее 100 мм.

13.26. Изолирующие фланцы конструктивно должны выполняться аналогично фланцам по ГОСТ 1268—67*. Сопротивление изолирующих фланцев (в сборе) во влажном состоянии должно быть не менее 10^3 Ом.

13.27. Диаметр отверстий во фланцах под крепежные детали и размеры впадины, выступа, а также длина этих крепежных деталей должны выбираться с учетом толщины изолирующих (диэлектрических) втулок и прокладок. К каждому из фланцев изолирующего соединения должен быть приварен контактный вывод из стальной полосы 30×6 мм.

13.28. Запорная и другая арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна изготовляться в соответствии с требованиями действующих ГОСТов, каталогов, нормалей машиностроения или специальных технических условий.

Конструкция запорной, регулирующей и предохранительной арматуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую I классу по ГОСТ 9544—60*.

13.29. Запорная арматура диаметром более 400 мм должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать надежную и безопасную ее эксплуатацию в условиях взрывоопасных сред.

13.30. Разделка соединительных концов деталей и арматуры должна удовлетворять условиям сварки и требованиям действующих нормалей. При невозможности выполнения этих требований необходимо предусматривать переходные кольца.

Сварочные материалы

13.31. Для ручной электродуговой сварки стыков труб должны применяться электроды с качественным покрытием, указанные в табл. 22. Электроды должны соответствовать требованиям ГОСТ 9466—60 и ГОСТ 9467—60.

Таблица 22

Сталь свариваемых труб	Применяемые электроды	Назначение электродов
1. Малоуглеродистая нелегированная сталь с $\sigma_в \leqslant 42$ кгс/мм²	Э42-Т, Э42А-Ф, Э46-Т, Э46А-Ф	Для сварки первого (корневого) слоя шва
	Э42-Т, Э42А-Ф, Э46-Т, Э46А-Ф	Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва
2. Малоуглеродистая низколегированная сталь с $42 < \sigma_в < 55$ кгс/мм²	Э42-0, Э46-0	Для сварки первого (корневого) слоя шва и горячего прохода
	Э50-0, Э50А-Ф	Для сварки первого (корневого) слоя шва, заполняющих и облицовочных слоев шва
3. Малоуглеродистая низколегированная сталь $\delta_в = 55$—60 кгс/мм²	Э50-0, Э42-0,	Для сварки первого (корневого) слоя шва
	Э50А-Ф, Э60А-Ф	Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва
4. Малоуглеродистая низколегированная сталь $60 < \sigma_в < 75$ кгс/мм²	Э50А-Ф	Для сварки первого (корневого) слоя шва
	Э75А-Ф	Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва

Примечание. Марки сварочных электродов должны выбираться в соответствии с действующими технологическими инструкциями.

Таблица 23

Сталь свариваемых труб	Флюс	Сварочная проволока
1. Малоуглеродистая нелегированная сталь с $\sigma_в \leqslant 42$ кгс/мм²	Кислый флюс	Малоуглеродистая нелегированная проволока
2. Малоуглеродистая низколегированная сталь $42 > \sigma_в < 55$ кгс/мм²	То же	Малоуглеродистая проволока
	Низкокремнистый среднемарганцевистый флюс	Низколегированная проволока
3. Малоуглеродистая низколегированная сталь с $\sigma_в = 55$—60 кгс/мм²	Нейтральный низкокремнистый или основной флюс	То же
4. Малоуглеродистая низколегированная сталь с $60 < \sigma_в < 75$ кгс/мм²	Основной флюс	»

Примечание. Марки сварочных флюсов и проволок следует выбирать в соответствии с действующими технологическими инструкциями.

13.32. Для автоматической сварки под флюсом должны применяться углеродистая или легированная проволока по ГОСТ 2246—70* и ГОСТ 9087—69*. Сочетания типов флюса и проволоки приведены в табл. 23.

13.33. Для механизированной газоэлектрической сварки в среде углекислого газа стыков труб из малоуглеродистой низколегированной стали должны применяться:

сварочная низколегированная проволока по ГОСТ 2246—70*;

углекислый сжиженный газ по ГОСТ 8050—64* чистотой не менее 98,5%;

аргон марки А по ГОСТ 10157—73;

смеси типа углекислый газ плюс аргон.

Примечание. Допускается применение омедненной проволоки по ГОСТ 2246—70* при общем содержании меди в проволоке не более 0,3%.

13.34. Для газовой резки труб должны применяться:

кислород технический по ГОСТ 5583—68*;

ацетилен в баллонах по ГОСТ 5457—60;

пропан в баллонах или других сосудах.

Изделия для закрепления трубопроводов против всплытия

13.35. Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды и на заболоченных и обводненных участках, должны предусматриваться утяжеляющие седловидные или кольцевые одиночные грузы, скорлупообразные грузы, сплошные, утяжеляющие покрытия и анкерные устройства.

13.36. Все изделия, применяемые для закрепления трубопроводов, должны обладать химической и механической стойкостью по отношению к воздействиям среды, в которой они устанавливаются.

Конструкция изделия должна обеспечивать сохранность изоляционного покрытия трубопровода.

13.37. Седловидные утяжеляющие одиночные грузы должны предусматриваться в виде монолитных изделий из бетона, армобетона, железобетона и других материалов с объемным весом не менее 2200 кг/м^3.

Каждый груз подлежит маркировке масляной краской с указанием фактического веса и объема груза, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

Примечание. Агрессивность среды и требования к защите бетонных грузов и сплошного обетонирования трубы определяются в соответствии с требованиями главы СНиП по защите строительных конструкций от коррозии.

13.38. Номинальный вес утяжеляющего бетонного груза должен соответствовать данным табл. 24.

Таблица 24

Диаметр трубопровода, мм	250—300	350—400	450—500	600—1000	1200	1400
Вес груза, кгс	300	500	1500	3000	4000	4000—6000

13.39. Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы должны предусматриваться из железобетона в виде двух половин (с разъемом по диаметральной плоскости), скрепляемых между собой болтами. Каждый полугруз подлежит маркировке масляной краской с указанием фактического веса и наружного диаметра трубопровода, для которого предназначен этот груз.

13.40. Скорлупообразные грузы следует предусматривать из железобетона в виде продольных частей цилиндрической оболочки, при этом требования к бетону должны соответствовать требованиям п. 13. 37.

13.41. Анкерные устройства следует изготовлять в виде анкеров с тягами силовых поясов, накладываемых на трубопровод, и узлов соединения силовых поясов и анкерных тяг.

Элементы конструкции анкерных устройств изготовляются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

Материалы для противокоррозионных покрытий трубопроводов

13.42. Битумные грунтовки должны изготовляться из битума, растворенного в неэтилированном авиационном бензине марки Б-70 в соотношении 1:3 по объему или 1:2 по массе. В летнее время следует применять битум марки БН-5, в зимнее — БН-4.

Примечание. В летнее время для приготовления грунтовки допускается применение автомобильного неэтилированного бензина марки А-72.

13.43. Битумно-резиновые изоляционные мастики должны удовлетворять требованиям ГОСТ 15836—70. Физико-механические свойства и температурные условия применения битумно-резиновых изоляционных мастик приведены в табл. 25.

Таблица 25

Показатель	Нормы для марок			
	МБР-65	МБР-75	МБР-90	МБР-100
1. Температура размягчения, °С, не менее . .	65	75	90	100
2. Глубина проникания иглы при 25° С в десятых долях мм, не менее	40	30	20	15
3. Растяжимость при 25° С, см, не менее . .	4	4	3	2
4. Максимальная температура транспортируемого продукта, °С . .	25	25	35	40

Примечание. Допускается применение других битумно-полимерных и битумно-минеральных изоляционных мастик по техническим условиям, утверждаемым в установленном порядке.

13.44. Материалы для битумных покрытий должны отвечать ГОСТу и техническим условиям, указанным в табл. 26.

13.45. Применяемые для защиты магистральных трубопроводов от почвенной коррозии поливинилхлоридные и стабилизированные са-

Таблица 26

Материал	ГОСТ или ТУ
1. Битум нефтяной для изоляции трубопроводов	ГОСТ 9812—74
2. Битум нефтяной строительный	ГОСТ 6617—56
3. Пластификаторы для битумных мастик:	
масло зеленое	ГОСТ 2985—64
масло осевое зимнее	ГОСТ 610—72
масло автотракторное (автол) марок $АКЗ_п$-6 или $АКЗ_п$-10	ГОСТ 1862—63
масло трансформаторное	ГОСТ 10121—62*
полидиен	ТУ 1265-53Р
полиизобутилен П-20	ТУ МХП-1761-54Р
полиизобутилен марок П-118 и П-200	ГОСТ 13303—67
атактический полипропилен	СТУ 36-13-81-64
4. Мастики битумно-резиновые марок:	
МБР-65	ГОСТ 15836—70
МБР-75	ГОСТ 15836—70
МБР-90	ГОСТ 15836—70
МБР-100	ГОСТ 15836—70
5. Холст стекловолокнистый марок:	
ВВ-К (армированный)	ТУ 21-23-3-68
ВВ-Г	ТУ 21-23-44-73
6. Наполнители для битумных мастик:	
резина дробленая (резиновая крошка)	ТУ 102-20-73 и 38-104-37-70
асбест хризотиловый 6-го и 7-го сортов	ГОСТ 12871—67*
известняк молотый (просеянный через сито 900 отв/см² с влажностью не более 2%)	
тальк молотый марки В	ГОСТ 879—52**
порошковый полиэтилен высокой плотности	ГОСТ 16338—70*
7. Бензин авиационный Б-70	ГОСТ 1012—72*
8. Бензин автомобильный А-72 (в летних условиях)	ГОСТ 2084—67*
9. Обертки для защиты от механических повреждений:	
пленки полимерно-дегтебитумные и полимерно-резинодегтебитумные (ПДБ и ПРДБ)	ТУ 102-31-74

Продолжение табл. 26

Материал	ГОСТ или ТУ
Бризол марки БРП	ГОСТ 17176—71
Бикарул	ТУ 102-38-74
Стеклорубероид	ГОСТ 15879—70
Гидроизол	ГОСТ 7415—74
Толь оберточный	ТУ 102-21-74
Рубероид	ГОСТ 10923—64*

Таблица 27

Марка клея и его соотношение с бензином (объемное)	Вязкость, по ВЗ-1	Вязкость, по ВЗ-4	Удельный вес, гс/см³	ТУ
1. 4010 в бензине Б-70 (1:1)	12,2	46,3	0,834	МХП 1510—49
2. 61 в бензине Б-70 (1:3)	12,1	45,5	0,798	1524—51
3. 88	11	46	0,92	МРТУ 6-07-6010-63
4. Полиизобутиленовый 18—20%-ный	15	65	0,771	ОХК
5. Битумная грунтовка с добавкой 10% полиизобутилена П-20 или клея	4	15	0,85	—

Таблица 28

Наименование грунтовок	Растворитель (дополнительный)	Рабочие вязкости по ВЗ-4, с: для распылителя	Рабочие вязкости по ВЗ-4, с: для кисти
1. Фенольноформальдегидная ФЛ-03к (ГОСТ 9109—59)	Сольвент каменноугольный (ГОСТ 1928—67)	20—22	25—35
2. Фенольноформальдегидная ФЛ-013 (ГОСТ 9109—59)	То же	20—22	25—35
3. ХС-010 (ГОСТ 9355—60)	Р-4 (ГОСТ 7827—74)	17—19	25—35
4. Фосфатирующая ВЛ-08 (ВТУ УХП 107—59)	ОВЛ-08	20—22	25—35
5. Грунт-шпатлевка ЭП-00-10+8,5% отвердителя № 1 (ГОСТ 10277—62)*	Р-4	20—22	40—60
6. Грунт-шпатлевка Э-4920+8,5% отвердителя № 1 (ВТУ КУ № 496—57)	Р-4	20—22	25—30

жей полиэтиленовые липкие ленты должны удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 9 ГОСТ 9.015—74.

13.46. Под покрытия из полимерных липких лент следует применять клеевые или битумно-клеевые грунтовки, указанные в табл. 27, либо битумные грунтовки, изготовленные в соответствии с указаниями п. 13.42.

13.47. Требования к грунтовкам под лакокрасочные покрытия, эмалям, лакам и жировым смазкам приведены в табл. 28, 29 и 30.

Таблица 29

Наименование эмали и лака	Растворитель (дополнительный)	Рабочие вязкости по ВЗ-4, с	
		для распылителя	для кисти
1. Перхлорвиниловая эмаль ХВ-125 (ГОСТ 10144—74)	Р-4 (ГОСТ 7827—74)	17—19	25—35
2. Перхлорвиниловая эмаль ХВ-124 (ГОСТ 10144—74)	Р-4	17—19	25—35
3. Перхлорвиниловый лак ХСЛ (ГОСТ 7313—55)	Р-4	17—19	25—35
4. Пентафталевый лак № 170 (ТУ МХП 1308—45)	Сольвент каменноугольный (ГОСТ 1928—67)	17—19	30—40

Таблица 30

Наименование смазки	Компоненты	Процентное содержание компонентов (по весу)
ВНИИСТ-2	Осевое масло марки «З» (ГОСТ 1707—51)	60
	Петролатум (ГОСТ 4096—62)	20
	Смазки НГ-204У (либо НГ-203 марки А)	20
ВНИИСТ-4	Осевое масло марки «З»	50
	Смазка «нефтегаз ЗЭС»	50

Примечание. Смазка перед употреблением должна тщательно перемешиваться при температуре плюс 50—80° С с алюминиевой пудрой ПАК-2 или ПАК-3 (ГОСТ 5494—71), добавляемой в количестве 15—20% веса смазки.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие указания	3
2. Классификация и категории магистральных трубопроводов	4
3. Основные требования к трассе магистральных трубопроводов	10
4. Конструктивные требования к магистральным трубопроводам	20
Размещение запорной и другой арматуры на трубопроводах	21
5. Подземная прокладка магистральных трубопроводов	22
Прокладка трубопроводов в горных условиях	23
Прокладка трубопроводов в районах шахтных разработок	24
6. Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	25
Подводные переходы трубопроводов через водные преграды	25
Переходы трубопроводов через болота	27
Обеспечение устойчивости положения трубопроводов от всплытия	28
Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги	28
7. Надземная прокладка магистральных трубопроводов	29
8. Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость	30
Расчетные характеристики материалов	30
Нагрузки и воздействия	30
Определение толщины стенки трубопроводов	34
Проверка прочности и устойчивости подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов	34
Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов	38
Компенсаторы	40
Детали трубопроводов	41
9. Противоэрозионные мероприятия по трассе магистральных трубопроводов	42
10. Защита стальных магистральных трубопроводов от коррозии	42
Защита трубопроводов от почвенной коррозии	42
Защита изоляционных покрытий от механических повреждений	44
Защита надземных трубопроводов и надземных переходов от атмосферной коррозии	45
Электрохимическая защита трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами	45
11. Линии технологической связи магистральных трубопроводов	47
12. Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов	50
13. Материалы и изделия	53
Общие положения	53
Трубы стальные	53
Сварочные материалы	56
Изделия для закрепления трубопроводов против всплытия	57
Материалы для противокоррозионных покрытий трубопроводов	58

Госстрой СССР

Глава СНиП II-45-75 «Магистральные трубопроводы»

Редакция инструктивно-нормативной литературы
Зав. редакцией А. С. Певзнер
Редактор Л. Н. Кузьмина
Мл. редакторы Л. М. Климова, Л. Н. Козлова
Технические редакторы Н. Г. Бочкова, Н. В. Высотина
Корректоры Л. П. Бирюкова, Е. А. Степанова

Сдано в набор 10/X—1975 г. Подписано в печать 18/XI—1975 г. Формат 84×108¹/₁₆. Бумага типографская № 2. 6,72 усл. печ. л. (6,77 уч.-изд. л.). Тираж 50 000 экз. Изд. № XII—6334. Зак. № 337а. Цена 34 коп.

Стройиздат
103006, Москва, Каляевская, 23а

Владимирская типография Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли
Гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б.

gost.e-ecolog.ru