ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА СССР
(ГОССТРОЙ СССР)

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II, раздел Д

Глава 10

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СНиП II-Д.10-62

Москва—1963

gost.e-ecolog.ru

Поправка к главе СНиП II-Д.10-62

БСТ 6-64, с. 18

В главу СНиП II-Д 10-62 («Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования») внесена поправка. Ниже в новой редакции дается табл. 10.1 главы:

Коррозийная активность грунта	Средства защиты
Низкая . . .	Нормальные противокоррозийные покрытия
Средняя . .	Нормальные противокоррозийные покрытия совместно с катодной поляризацией
Повышенная и высокая . .	Усиленные противокоррозийные покрытия совместно с катодной поляризацией
Особо высокая	Весьма усиленные противокоррозийные покрытия совместно с катодной поляризацией

БСТ 4-65, с. 15-16

Изменение № 1 главы СНиП II-Д.10-62

Приказом Госстроя СССР от 10 февраля 1965 г № 24 утверждено и с 1 апреля 1965 г введено в действие изменение № 1 главы СНиП II-Д 10 62 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования»

К п. 1.1. Новая редакция пункта:

«1.1. Настоящие нормы строительного проектирования распространяются на линейную часть вновь строящихся и реконструируемых магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и ответвлений от них.

При проектировании магистральных трубопроводов и ответвлений от них из неметаллических труб следует дополнительно учитывать требования нормативных документов, определяющих область их применения»

К п. 1.4. Новая редакция пункта:

«1 4 Материалы и изделия, применяемые для магистральных трубопроводов и ответвлений от них, должны соответствовать требованиям главы СНиП I-Д 4-62 «Магистральные трубопроводы. Материалы и изделия»

Издание официальное

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА СССР
(ГОССТРОЙ СССР)

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II, раздел Д

Глава 10

МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СНиП II-Д.10-62

Утверждены
Государственным комитетом по делам строительства СССР
12 апреля 1963 г.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО ЛИТЕРАТУРЫ
ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, АРХИТЕКТУРЕ
И СТРОИТЕЛЬНЫМ МАТЕРИАЛАМ
Москва—1963

Глава II-Д.10-62 «Магистральные трубопроводы Нормы проектирования» разработана Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов Газпрома СССР при участии Гипротрубопровода и Укргипрогаза

С введением в действие главы СНиП II-Д.10-62 теряют силу «Указания по расчету магистральных стальных трубопроводов для транспортирования газа, нефти и нефтепродуктов» (СН 186—61).

Редакторы — инж *Г Н СТЕПАНОВ* (Госстрой СССР)
канд техн наук *А Г КАМЕРШТЕЙН* (ВНИИСТ)

Государственный комитет по делам строительства СССР (Госстрой СССР)	Строительные нормы и правила	СНиП II-Д.10-62
	Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования	—

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1. Настоящие нормы строительного проектирования распространяются на линейную часть вновь строящихся и реконструируемых магистральных стальных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и ответвлений от них.

1.2. Проектирование магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в сейсмических районах с сейсмичностью более 7 баллов, в зонах распространения вечномерзлых или просадочных грунтов, а также на подрабатываемых территориях и на геологически неустойчивых участках, подверженных оползням и карстам, должно производиться с учетом дополнительных требований, предъявляемых к строительству в указанных условиях.

1.3. Нормы строительного проектирования, изложенные в настоящей главе, не распространяются на газосборные сети газовых промыслов, газоразводящие сети городов, населенных пунктов и промышленных предприятий, а также на нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий, городов и населенных мест, за исключением газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, транспортирующих товарные продукты в пределах компрессорных и насосных станций, ГРС и ГРП.

1.4. Материалы и изделия, применяемые для стальных магистральных трубопроводов и ответвлений от них, должны соответствовать требованиям главы СНиП I-Д.40-62 «Магистральные трубопроводы. Материалы и изделия».

1.5. Мероприятия по защите стальных магистральных трубопроводов от коррозии следует предусматривать в соответствии с настоящими нормами строительного проектирования и указаниями специальных правил по защите металлических сооружений от коррозии и другими действующими нормативными документами

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ИХ УЧАСТКОВ

2.1. Магистральный газопровод — трубопровод, предназначенный для транспортировки газа из района его добычи или производства в район (районы) его потребления (до газораспределительных станций городов, населенных пунктов и отдельных предприятий) или соединяющий отдельные газовые месторождения (промыслы).

2.2. Ответвление от магистрального газопровода — трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному газопроводу и предназначенный для транспортировки газа к отдельным населенным пунктам и промышленным предприятиям.

2.3. Магистральный нефтепровод — трубопровод, предназначенный для транспорта нефти из района ее добычи на предприятия по переработке нефти, в железнодорожные, речные и морские пункты налива и на головные перекачечные станции, расположенные вне территории данного нефтяного промысла (месторождения).

2.4. Магистральный нефтепродуктопровод — трубопровод, предназначенный для транспорта нефтепродуктов из района их производства в район (районы) потребления (до нефтебаз или предприятий).

2.5. Ответвление от магистрального нефтепровода и нефтепродуктопровода — трубопровод, присоединенный непосредственно к магистральному трубопроводу и предназначенный для подачи нефти и нефтепродуктов на нефтебазы и отдельные предприятия.

2.6. В зависимости от местности, условий работы и конструкции магистральных трубо-

Внесены Академией строительства и архитектуры СССР и Государственным производственным комитетом по газовой промышленности СССР	Утверждены Государственным комитетом по делам строительства СССР 12 апреля 1963 г.	Срок введения 1 июля 1963 г.

Таблица 1

Категории участков магистральных трубопроводов

№ п/п	Характеристика участков магистральных трубопроводов	Категории участков	
		магистральных газопроводов	магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
1	2	3	4
1	Переходы через водные преграды магистральных газопроводов:		
	а) подводные и надводные — через судоходные водные преграды (в русловой части)	I	—
	б) подводные — через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень 20 *м* и более (в русловой части)	I	—
	в) подводные — через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень менее 20 *м* (в русловой части)	II	—
	г) надводные — через несудоходные водные преграды	III	—
	д) участки газопроводов, прокладываемые на заливаемых поймах при переходах через водные преграды в одну нитку	II	—
	е) то же, в две нитки и более	III	—
2	Переходы через водные преграды магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в границах паводковых вод (по году 10%-ной обеспеченности):		
	а) подводные и надводные — через судоходные водные преграды	—	I
	б) подводные и надводные — через несудоходные водные преграды с зеркалом воды в межень 20 *м* и более при ширине затапливаемой поймы более 200 *м* и продолжительности затопления более 20 суток	—	I
	в) подводные и надводные — через все несудоходные водные преграды, за исключением указанных в п. „б"	—	III
3	Участки подземных трубопроводов, прокладываемые по болотам при укладке их на основание с неустойчивыми грунтами (торф, ил и т. п.) с несущей способностью менее 0,25 *кг/см²*	II	II
4	То же, при укладке на основание с устойчивыми грунтами с несущей способностью 0,25 *кг/см²* и более	III	III
	Переходы через железные и автомобильные дороги		
5	Подземные переходы через железные дороги общего пользования (на перегонах), включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 40 *м* от осей крайних путей, но не менее 25 *м* от подошвы земляного полотна	I	
6	Подземные переходы через подъездные железные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 *м* от осей крайних путей	I	III
7	Подземные переходы через автомобильные дороги I и II категорий, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 25 *м* от подошвы насыпи земляного полотна	I	III
8	То же, через автомобильные дороги III и IV категорий	II	III
9	Подземные переходы через автомобильные дороги V категории, включая участки по обе стороны дороги на расстоянии 15 *м* от подошвы насыпи земляного полотна	III	II
10	Надземные переходы через железные дороги (на перегонах) и автомобильные дороги всех категорий	I	I
11	Участки трубопроводов, примыкающие к переходам через все железные дороги и автомобильные дороги I, II и III категорий, в пределах расстояний, указанных в табл. 3 и 4	II	III
	Прочие участки трубопроводов		
12	Участки газопроводов, примыкающие к компрессорным станциям, в пределах 250 *м* по обе стороны от линии границ территории станции	II	—
13	Участки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, примыкающие к перекачечным станциям в пределах 150 *м* по обе стороны от линии границ территории станции	—	III

Продолжение табл. 1

№ п/п	Характеристика участков магистральных трубопроводов	Категории участков	
		магистральных газопроводов	магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
1	2	3	4
14	Участки нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, прокладываемые выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них, указанном в п. 5.7 настоящей главы	—	III
15	Участки подземных трубопроводов при пересечениях их с канализационными и водосточными коллекторами, водоводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами и газопроводами в пределах 10 *м* по обе стороны коллектора или пересекаемого трубопровода	II	IV
16	Участки подземных трубопроводов при пересечении их с линиями электропередачи напряжением 500 *кв* и более в пределах охранной зоны ВЛ	II	III
17	То же, с линиями электропередачи напряжением менее 500 *кв*	III	III
18	Участки подземных трубопроводов, прокладываемые в земляных насыпях	IV	IV
19	Подземные и надземные переходы через несложные препятствия (овраги, балки, рвы, пересыхающие ручьи и др.)	IV	IV
20	Участки подземных и надземных трубопроводов, прокладываемые вне переходов через искусственные и естественные препятствия	IV	IV
21	Участки трубопроводов, прокладываемые в тоннелях, при пересечении селевых потоков и конусов выноса	I	I

Примечания: 1. В особых случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается повышать категорию отдельных участков трубопроводов.

2. Границами переходов трубопроводов через водные преграды следует считать береговые колодцы, а при их отсутствии — горизонт высоких вод (по году 10%-ной обеспеченности).

3. Допускается изменение категорий отдельных участков газопроводов по согласованию с Государственной газовой инспекцией Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР.

проводов, а также с учетом требований безопасности их эксплуатации устанавливаются четыре категории участков магистральных трубопроводов. Отнесение участков магистральных трубопроводов к различным категориям производится в соответствии с табл. 1.

2.7. Величины коэффициентов условий работы и требования к контролю сварных соединений и испытаний участков магистральных трубопроводов, устанавливаемые в зависимости от принятых категорий, приведены в табл. 2.

Таблица 2

Требования к расчету и испытаниям трубопроводов в зависимости от принятой категории

Категории участков магистральных трубопроводов	Коэффициент условия работы при расчете трубопроводов на прочность	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, в % к общему количеству	Величина предварительного гидравлического испытания
I	0,75	100	$P_{исп}=1{,}25\,P_{раб}$
II	0,75	100	Предварительное испытание участков трубопровода не производится
III	0,9	100	
IV	0,9	10	

3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАССЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Выбор трассы магистральных трубопроводов производится на основании сравнения основных технико-экономических расчетов, определяющих экономическую эффективность принятого варианта по капитальным затратам и эксплуатационным расходам.

3.2. Прокладка магистральных трубопроводов по территории городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов и пристаней, как правило, не допускается.

Примечание. В случаях размещения объектов, к которым должны быть подведены магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы на территории населенных пунктов, прокладка их по территории этих населенных пунктов должна быть согласована с местными Советами депутатов трудящихся и органами пожарного надзора и санитарной инспекции.

3.3. Прокладка магистральных трубопроводов в одном тоннеле с железными или автомобильными дорогами, электрическими и телефонными кабелями и другими трубопроводами, а также 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 разрешается прокладка кабеля связи данного трубопровода в одной траншее с другими трубопроводами.

2. В отдельных случаях по согласованию с дорожно-эксплуатационными управлениями допускается прокладка магистральных газопроводов низкого и среднего давления, а также магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 500 *мм* и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог III, IV и V категорий и промышленных автомобильных дорог всех категорий. В этих случаях участки магистральных трубопроводов, укладываемые по мосту и на подходах к нему (на расстояниях, указанных в табл. 3 и 4), следует относить к I категории.

3.4. При пересечении оползневых участков трассу следует прокладывать в местах минимальной глубины залегания зеркала скольжения.

3.5. При пересечении участков с селями трассу следует прокладывать в тех местах, где русла селей прямолинейны и хорошо разработаны, т. е. нет опасения образования заторов и изменения направления русла.

3.6. При пересечении участков с лавинами трассу следует прокладывать вне зоны динамического удара лавин. В исключительных случаях разрешается прокладка магистральных трубопроводов непосредственно у подножия лавиноопасных склонов.

3.7. Выбор направления трассы должен производиться с учетом существующих, строящихся и проектируемых сооружений и мероприятий по мелиорации заболоченных земель и ирригации пустынных и степных районов.

Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси магистральных газопроводов

3.8. В зависимости от рабочего давления устанавливаются три класса магистральных газопроводов:

I — высокого давления при рабочем давлении	выше 25 *ати*
II — среднего давления при рабочем давлении	выше 12 до 25 *ати* включительно
III — низкого давления при рабочем давлении	до 12 *ати* включительно

3.9. Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси подземных магистральных газопроводов (охранная зона) устанавливаются в зависимости от класса и диаметра магистральных газопроводов и с учетом безопасной эксплуатации по табл. 3.

Примечание. В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускаются отступления от указанных в настоящей главе минимально допустимых расстояний от оси магистрального газопровода до населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений по согласованию с Государственной газовой инспекцией Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР и в части пожарной безопасности с органами пожарного надзора. При этом должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию газопровода.

3.10. Расстояния от трубопроводов различного назначения, электрического и телефонного кабеля до подземных магистральных газопроводов должны быть не менее 8 *м* при диаметре их 500 *мм* и менее и не менее 9 *м* при диаметре их более 500 *мм*.

Примечание. Расстояния между параллельными подземными магистральными газопроводами должны приниматься в соответствии с «Положением о землях, предоставляемых под трассы магистральных трубопроводов» с изменениями, внесенными в них 12 февраля 1959 г.

3.11. При надземной прокладке магистральных газопроводов допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до оси газопровода следует принимать по табл. 3 с коэффициентом 2.

3.12. При надземной прокладке двух и более параллельных магистральных газопроводов расстояния между газопроводами устанавливаются в каждом отдельном случае по согласованию с Государственной газовой инспекцией Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР.

Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

3.13. В зависимости от характеристики транспортируемой жидкости и диаметра устанавливаются четыре класса магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов:

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

Таблица 3

Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси магистральных газопроводов

№ п/п	Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных газопроводов (в *м*) класса							
		I				II		III	
		Условный диаметр в *мм*							
		300 и менее	более 300 до 500	более 500 до 800	более 800	300 и менее	более 300	300 и менее	более 300
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Города и населенные пункты	100	150	200	250	75	125	40	60
2	Отдельные промышленные предприятия								
3	Отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т. п.) и жилые здания в 3 этажа и более								
4	Железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, а также гидротехнические сооружения								
5	Склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей								
6	Отдельно стоящие жилые здания в один и два этажа	75	125	150	200	60	100	40	60
7	Сельскохозяйственные фермы								
8	Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	30	50	100	150	30	50	25	40
9	Железные дороги общего пользования (на перегонах) и автомобильные дороги I, II и III категорий, параллельно которым прокладываются магистральные трубопроводы	75	125	150	200	60	100	40	60
10	Подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV категории и промышленные подъездные автомобильные дороги всех категорий, параллельно которым прокладываются магистральные трубопроводы	30	50	100	150	30	50	25	40
11	Мосты железных дорог общего пользования и автомобильных дорог I и II категорий с отверстием более 20 *м*	100	150	200	250	75	125	40	60
12	Мосты железных дорог промышленных предприятий и промышленных подъездных автомобильных дорог всех категорий с отверстием более 20 *м*	75	125	150	200	75	125	40	60
13	Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ	По согласованию с заинтересованными организациями и газовой инспекцией Государственного производственного комитета по газовой промышленности СССР.							
14	Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладываются газопроводы	Не менее высоты наиболее высокой опоры на данном участке, считая от края ближайшей опоры. В стесненных условиях трассы расстояния от ВЛ допускается принимать в соответствии с „Правилами устройства электроустановок" с отнесением участков газопровода ко II категории							

Продолжение табл. 3

№ п/п	Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных газопроводов (в *м*) класса							
		I				II		III	
		Условный диаметр в *мм*							
		300 и менее	более 300 до 500	более 500 до 800	более 800	300 и менее	более 300	300 и менее	более 300
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их магистральными газопроводами	Принимаются в соответствии с „Правилами устройства электроустановок"							
16	Территории компрессорных станций	75	125	150	200	75	125	40	60

Примечания: 1. Расстояния, указанные в таблице, принимаются: для городов и населенных пунктов — от красной линии застройки; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов — от границ отведенных им территорий; 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 принимаются такие же, как от соответствующих дорог.

4. В особых случаях при соответствующем технико-экономическом обосновании в проектном задании допускается сокращение указанных в табл. 3 расстояний до подземных газопроводов не более чем на 30% при условии увеличения толщины стенки труб газопроводов против расчетной на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние, и контроль всех сварных соединений физическими методами

II класс:

а) протяженностью более 50 *км* и диаметром свыше 500 *мм*, транспортирующие нефтепродукты с температурой вспышки более 45° С,

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

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

IV — ответвления от магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов и магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы протяженностью 50 *км* и менее.

3.14. Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси подземных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов устанавливаются в зависимости от класса этих трубопроводов с учетом безопасной их эксплуатации по табл. 4.

3.15. Переходы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы, как правило, следует проектировать ниже (по течению) мостов, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений и водозаборов.

В отдельных случаях, при соответствующем технико-экономическом обосновании, допускается располагать переходы через реки и каналы выше (по течению) указанных объектов. При этом расстояния от этих объектов до магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должно быть не менее (в *м*)

от железнодорожных и автомобильных мостов и гидротехнических сооружений (кроме водозаборных)	300
от пристаней и речных вокзалов	1000
от водозаборов при диаметре магистральных трубопроводов до 500 *мм*	500
то же, 500 *мм* и более	1000

3.17. Расстояние от трубопроводов различного назначения, электрического или телефон

Таблица 4

Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси подземных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

№ п/п	Наименование объектов, зданий и сооружений	Минимальные расстояния до оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (в *м*) класса			
		I	II	III	IV
1	2	3	4	5	6
1	Города и населенные пункты				
2	Отдельные промышленные предприятия				
3	Железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидротехнические сооружения	150	100	75	50
4	Отдельные здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские ясли и сады, вокзалы и др.) и жилые здания в три этажа и более				
5	Склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей	150	100	75	50
6	Отдельно стоящие жилые здания в один и два этажа	75	50	50	50
7	Сельскохозяйственные фермы и усадьбы				
8	Отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	30	30	30	30
9	Железные дороги (на перегонах) при параллельной прокладке трубопроводов	75	50	30	30
10	Автомобильные дороги I—IV категорий при параллельной прокладке трубопроводов	30	30	30	30
11	Мосты железных дорог общего пользования и автомобильных дорог I и II категорий при отверстии их более 20 *м* и при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению	150	100	75	50
12	Мосты подъездных железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III и IV категорий и промышленных подъездных автомобильных дорог всех категорий при отверстии их более 20 *м* и при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению	75	50	50	50
13	Перекачечные насосные станции данного магистрального трубопровода	30	30	30	30
14	Специальные предприятия, сооружения и площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ	По согласованию с заинтересованными организациями			
15	Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладываются трубопроводы	Не менее высоты наиболее высокой опоры на данном участке, считая от края ближайшей опоры			
16	Опоры воздушных линий электропередач высокого напряжения при пересечении их магистральными трубопроводами	В соответствии с "Правилами устройства электроустановок"			

Примечания: 1. Расстояния, указанные в табл. 4, принимаются:
для городов и населенных пунктов — от красной планировочной линии застройки; для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэропортов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов — от границ отведенных им территорий; для железных дорог — от оси крайних путей со стороны трубопровода, но на расстоянии не менее 10 *м* от границы полосы отвода дороги; для автомобильных дорог — от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов — от подошвы конусов; для отдельно стоящих зданий и сооружений — от ближайших выступающих частей.

2. Под отдельно стоящим зданием и строением следует понимать здание или строение, расположенное 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 при прокладке трубопроводов ниже мостов по течению принимаются такие же, как от соответствующих дорог.

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

5. При прокладке магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на отметках более низких, чем расположенные вблизи населенные пункты, промышленные предприятия и отдельные здания, расстояния от них до магистральных трубопроводов могут быть уменьшены на 25 % (без увеличения толщины стенки труб), но не менее чем до 50 *м*.

6. В стесненных условиях допускается уменьшение расстояния от высоковольтных линий до оси магистральных трубопроводов, но не менее указанных в „Правилах устройства электроустановок".

ного кабеля до магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должно быть не менее 8 *м* при диаметре их до 500 *мм* и не менее 9 *м* при диаметре более 500 *мм*

3.18. Расстояние между параллельными магистральными нефтепроводами и нефтепродуктопроводами следует принимать в соответствии с «Положением о землях, предоставляемых под трассы магистральных трубопроводов» от 3 января 1951 г и внесенными в них изменениями от 12 февраля 1959 г

3.19. 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*

3.20. При надземной прокладке двух и более параллельных магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов расстояния между ними следует принимать такие же, как и для подземных трубопроводов

4. КОНСТРУКТИВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ

4.1. Диаметр магистральных трубопроводов определяется расчетом в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования газопроводов и в нормах технологического проектирования нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

4.2. Толщина стенки труб магистральных трубопроводов определяется расчетом в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 8 настоящей главы

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы следует проектировать ступенчатыми, из труб с различной толщиной стенки, в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода Число ступеней для одного участка между станциями следует принимать не более трех

4.3. Магистральные стальные трубопроводы следует проектировать сварными в стык Фланцевые соединения допускаются только для присоединения арматуры

На магистральных стальных трубопроводах следует устанавливать стальную запорную арматуру (краны, задвижки, вентили и т д), рассчитанную на соответствующее рабочее давление

4.4. Вварную отключающую арматуру следует устанавливать непосредственно в грунте с выводом управления в надземный вентилируемый киоск или в ограду

Установку отключающей фланцевой арматуры магистральных трубопроводов следует предусматривать в колодцах, в наземных вентилируемых киосках или в оградах Колодцы и киоски следует проектировать из несгораемых материалов Стенки наземных киосков могут выполняться частично или полностью из стальной сетки

Примечания 1 На газопроводах, транспортирующих токсичный газ, управление арматурой, установленной в специальных колодцах, должно быть выведено в надземный вентилируемый шкаф из несгораемого материала

2 На трубопроводах высокого давления рекомендуется устанавливать преимущественно вварную арматуру

4.5. Соединительные детали магистральных трубопроводов (крутоизогнутые отводы, переходы, тройники, заглушки, фланцы и др.) следует применять в соответствии с указаниями СНиП I-Д 40 62

4.6. Укладку подземных магистральных трубопроводов в грунт следует проектировать преимущественно параллельно рельефу местности

Продольный профиль дна траншеи для укладки трубопровода должен назначаться из условия прогиба трубопровода под действием собственного веса, исключающего возможность потери местной устойчивости формы трубы, или с учетом применения колен искусственного гнутья

Повороты трубопровода в горизонтальной плоскости должны осуществляться по кривым изгиба труб в пределах упругой деформации или с помощью колен искусственного гнутья

Между обратными кривыми упругого изгиба и между кривой упругого изгиба и коленом искусственного гнутья рекомендуется применять прямые вставки

Примечание Допускается совмещение кривых упругого изгиба в вертикальной и горизонтальной плоскостях При этом радиус кривизны трубопровода должен быть не более допустимого радиуса упругого изгиба под действием собственного веса или, в противном случае, должны быть вварены предварительно изогнутые колена

4.7. Допустимые радиусы упругого изгиба трубопроводов определяются из условия прочности и устойчивости стенок труб под действием собственного веса (в вертикальной плоскости) или по условию монтажа трубопроводов (в горизонтальной плоскости)

Радиусы упругого изгиба трубопроводов в вертикальной и горизонтальной плоскостях

исходя из условий прочности, определяются по формуле

$$\rho \geqslant \frac{E D_н}{200 R_2^н K_н}. \qquad (1)$$

Радиусы упругого изгиба трубопроводов в вертикальной плоскости под действием собственного веса при вогнутом рельефе местности определяются по формуле

$$\rho \geqslant 3600 \sqrt[3]{D_н^2 \frac{1-\cos\frac{\alpha}{2}}{\alpha^4}}; \qquad (2)$$

в формулах (1) и (2):

E — модуль упругости в *кг/см²*;

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

$R_2^н$ — нормативное сопротивление металла труб в *кг/см²*; принимается по табл. 5;

$K_н$ — коэффициент, принимаемый равным:

0,4 — для участка трубопроводов I и II категорий;

0,5 — для участка трубопроводов III и IV категорий;

α — угол поворота трубопроводов в вертикальной плоскости в *град.*

4.8. Радиус упругого изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости (при монтаже) должен быть не менее

$$\rho_{гор} \geqslant 0{,}9 D_н \text{ м}, \qquad (2а)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубопровода в *мм*.

4.9. Колена искусственного гнутья следует применять из бесшовных или сварных прямошовных труб. Изготовление колен из сварных труб со спиральным швом не допускается.

Величину радиуса колен следует определять с учетом обеспечения возможности пропуска скребка.

Примечание. Для магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов величину радиуса колен следует определять с учетом обеспечения возможности пропуска поршня (разделительной головки).

4.10. Длина патрубков (прямых вставок), вваривaемых в трубопровод, должна быть не менее 500 *мм*, а для труб диаметром более 500 *мм* — не менее диаметра трубы.

Размещение отключающей и другой арматуры и устройств на магистральных газопроводах

4.11. На магистральных газопроводах должна предусматриваться установка отключающей арматуры на расстоянии, не более чем через 25 *км*. Место установки отключающей арматуры определяется проектом. Кроме того, установка отключающей арматуры обязательна в следующих местах:

на обоих берегах водных преград при пересечении их газопроводом в две нитки или более (вне пределов горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности после 20-дневного стояния);

при каждом ответвлении от магистрального газопровода;

по обеим сторонам автомобильного моста при прокладке по нему газопровода;

на участках газопроводов, примыкающих к компрессорным станциям, на расстоянии 500—700 *м* от границ территорий компрессорных станций.

Примечание. На магистральных газопроводах III класса вопрос об установке отключающих задвижек следует решать в зависимости от условий прокладки и эксплуатации газопроводов.

4.12. На обоих концах участков газопровода между отключающей арматурой следует устанавливать продувочные свечи на расстоянии не менее 5 *м* от отключающей арматуры при диаметре газопровода до 500 *мм* и не менее 15 *м* — при диаметре газопровода более 500 *мм*.

Высота продувочной свечи должна быть не менее 3 *м* от уровня земли.

Продувочные свечи следует устанавливать на расстоянии не менее 300 *м* от городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений.

Диаметр продувочной свечи определяется, исходя из условия опорожнения газопровода между запорными кранами в течение 1,5—2 *ч*.

4.13. Для контроля наличия конденсата и выпуска его на магистральных газопроводах устанавливаются конденсатосборники. Место установки конденсатосборников определяется проектом.

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

Допускается также монтаж указанных узлов в специальных колодцах глубиной не более 1 *м*, снабженных открывающимися по всему периметру крышками.

Размещение отключающей запорной арматуры на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах

4.14. На магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах следует предусматривать установку отключающей арматуры на

равнинных участках трассы через 20—30 *км* и вблизи населенных пунктов (с учетом арматуры, устанавливаемой на переходах через водные преграды) и на горных участках — через 10 *км*.

Кроме того, отключающую арматуру следует устанавливать в следующих местах:

на обоих берегах водных преград при переходе их трубопроводами в две нитки и более (вне пределов горизонта высоких вод 10%-ной обеспеченности после 20-дневного стояния);

на одном или обоих концах участков трубопроводов, проходящих на отметках выше городов, населенных пунктов и предприятий на расстоянии, равном или меньшем указанного в п. 5.7 настоящей главы, в зависимости от рельефа местности или профиля трассы.

Примечания. 1. При пересечении трубопроводами железных и автомобильных дорог всех категорий отключающие задвижки, как правило, не устанавливаются

2 Установка задвижек на участках магистральных трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, не рекомендуется.

3 На магистральных трубопроводах диаметром менее 500 *мм*, на ответвлениях от магистральных трубопроводов, а также на магистральных трубопроводах протяженностью менее 50 *км* вопрос о необходимости установки отключающей арматуры решается в каждом отдельном случае в зависимости от условий прокладки

5. ПОДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

5.1. Исходя из условий обеспечения сохранности трубопроводов от механических повреждений, глубина заложения магистральных трубопроводов должна быть не менее 0,8 *м* до верха трубы.

Минимальная глубина заложения участка магистральных трубопроводов, прокладываемых в пустынных районах, в скальных грунтах и по болотистой местности, при отсутствии проезда автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин может быть уменьшена до 0,5 *м*.

Поперечный профиль траншей и их крепление назначаются в соответствии с главой СНиП III-Д.10-62 и действующими нормативными документами

Примечание Необходимую глубину заложения магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов следует определять, исходя из оптимального режима перекачки и реологических свойств перекачиваемой жидкости, в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

5.2. На участках трассы с резко пересеченным рельефом местности, а также в заболоченных местах допускается укладка трубопроводов в специально возводимых для этой цели земляных насыпях.

Возводимые земляные насыпи должны выполняться с тщательным послойным уплотнением грунта. В случае, если возводимыми насыпями пересекаются постоянные или периодически действующие водотоки, в теле насыпей должны быть предусмотрены водопропускные отверстия.

5.3. При прохождении магистрального трубопровода выше или ниже подземных трубопроводов различного назначения (промышленного водопровода, нефтепровода, газопровода и т. д.) расстояние между ними в свету должно быть не менее 150 *мм*.

Расстояние в свету между магистральными трубопроводами и пересекаемыми ими водопроводами питьевой воды должно быть не менее 400 *мм*. В отдельных случаях это расстояние может быть уменьшено до 150 *мм* при условии заключения в защитный стальной кожух участка магистрального трубопровода Концы защитного кожуха должны быть выведены не менее чем на 3 *м* в обе стороны от места пересечения.

5.4. При пересечении канализационного или водосточного коллекторов участок магистрального газопровода должен быть заключен в защитный кожух из стальной трубы. Концы кожуха должны быть выведены в каждую сторону от наружной стенки коллектора не менее чем на 3 *м*.

Защитный кожух и заключенный в него участок трубопровода не должны иметь сварных стыков и должны быть покрыты весьма усиленной изоляцией.

5.5. При пересечении магистральным трубопроводом подземного телефонно-телеграфного или электрического кабеля расстояние между ними в свету должно быть не менее 500 *мм*.

Для защиты кабеля от механических повреждений последний должен быть заключен в разрезной металлический, асбестоцементный или железобетонный кожух, концы которого должны выводиться в каждую сторону от газопровода не менее чем на 2 *м*.

5.6. На выходе из компрессорных станций при укладке газопроводов, транспортирующих газ при температуре выше 45° С, в слабых грунтах необходимо предусматривать специ-

альные мероприятия, предупреждающие возможность выпучивания этих участков.

5.7. При прокладке магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов вблизи населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных на отметках ниже трубопроводов на расстоянии от них менее 300 *м* при диаметре труб 700 *мм* и менее и 500 *м* при диаметре труб более 700 *мм*, с низовой стороны от трубопровода должна быть устроена 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 прокладывать по рельефу местности. Вынутый из канавы грунт следует складывать с низовой стороны в виде правильной призмы, которая должна служить дополнительной мерой защиты.

6. ПЕРЕХОДЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

6.1. Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия могут проектироваться подземными или подводными и надземными. Выбор типа переходов должен производиться в проектном задании 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 и др; железные и автомобильные дороги; участки с резкопересеченным рельефом местности.

Подводные переходы магистральных трубопроводов через водные преграды

6.2. Подводные переходы магистральных трубопроводов через водные преграды следует проектировать на основании гидрологических, гидрогеологических, геологических и топографических изысканий, данных по строительству и эксплуатации мостов, плотин и других близрасположенных сооружений, а также с учетом проектируемого строительства сооружений, которые могут изменить режим водной преграды в месте перехода.

Примечание. Проектирование подводных переходов трубопроводов через водные преграды по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий не допускается.

6.3. Подводные переходы через реки и каналы следует, как правило, проектировать перпендикулярно динамической оси потока.

Створы переходов через реки следует назначать на прямолинейных плессовых участках рек с пологими неразмываемыми берегами как русла, так и долины реки при минимальной ширине заливаемой поймы.

Устройство переходов на перекатах не допускается.

6.4. Глубина заложения трубопроводов при переходе рек, каналов, проливов и других водных преград должна быть не менее 0,5 *м* от уровня возможного размыва дна до верхней образующей трубопровода и не менее 1 *м* от проектных отметок дна. Проектную отметку дна следует определять с учетом перспективного изменения режима водных преград (углубления дна, расширения русла, подъема горизонта, срезки, переформирования русла, размыва берегов и т. п.).

В условиях скальных грунтов, выходящих на поверхность дна водоема, глубина заложения трубопровода может быть уменьшена до 0,5 *м* от проектных отметок дна до верха трубопровода.

В отдельных случаях, когда нецелесообразна разработка подводной траншеи на требуемую глубину, при соответствующем обосновании в проектном задании допускаются уменьшение глубины заложения подводных трубопроводов и укладка трубопроводов непосредственно на дне. При этом должны быть предусмотрены специальные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию трубопроводов, согласованные с соответствующими бассейновыми управлениями.

6.5. Ширину траншеи по дну и крутизну откосов следует назначать в соответствии с главой СНиП III-Д.10-62.

В русловой части переходов через крупные водные преграды следует избегать применения гнутых колен. Для обеспечения необходимого прогиба следует предусматривать дополнительную пригрузку трубопровода. При этом величины радиуса упругого изгиба труб следует назначать в соответствии с указаниями, изложенными в п. 4.7.

Объем обратной засыпки траншей и категория грунта определяются проектом из условия надежной эксплуатации сооружения

В месте перехода должны предусматриваться мероприятия по укреплению береговых участков трубопровода и по предотвращению стока воды вдоль траншеи (путем устройства нагорных канав, глиняных перемычек и т. п.).

6.6. При подводном переходе магистральными трубопроводами водных преград следует предусматривать прокладку резервной нитки в отдельной траншее в следующих случаях

при ширине водных преград более 50 *м*,

независимо от ширины водных преград при ширине заливаемой поймы более 500 *м* (по году 10%-ной обеспеченности) и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней

Примечания 1. В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается прокладка резервной нитки при пересечении водных преград шириной менее 50 *м* с неустойчивыми дном и берегами

2. При диаметре магистральных трубопроводов менее 500 *мм* и при протяженности их менее 50 *км*, а также при проектировании ответвлений вопрос о необходимости прокладки резервной нитки решается в каждом отдельном случае в зависимости от гидрогеологических условий и степени ответственности трубопровода

6.7. При пересечении водных преград расстояние между параллельными трубопроводами следует назначать, исходя из гидрогеологических условий и условий производства работ по рытью подводных траншей

Примечания 1. Расстояние между уложенными в русловой части параллельными газопроводами при диаметре до 500 *мм* должно быть не менее 30 *м*, при диаметре 600—900 *мм* — не менее 40 *м* и при диаметре более 900 *мм* — не менее 50 *м*.

2 Расстояние между параллельными нитками газопроводов на пойменных участках должно быть не менее 30 *м*.

6.8. Для осуществления наблюдений за состоянием дна и берегов водоема и положением трубопровода следует предусматривать установку постоянных реперов на обоих берегах водного препятствия При ширине препятствий в межень менее 50 *м* реперы могут устанавливаться лишь на одном берегу.

Переходы магистральных трубопроводов через болота

6.9. Участки магистральных трубопроводов на переходах через болота могут проектироваться с укладкой непосредственно в болоте по поверхности болота с обвалованием или в насыпи, а также надземно на опорах.

Выбор типа переходов должен производиться на основании детального обследования грунтов и сравнения основных технико-экономических показателей вариантов.

6.10. Укладку подземных магистральных трубопроводов на переходах через болота за исключением надземных следует производить длинными прямыми участками с минимальным количеством поворотов как в горизонтальной так и в вертикальной плоскостях

Радиусы кривых изгиба на поворотах должны быть возможно большими.

Надземные переходы магистральных трубопроводов через болота следует проектировать в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 7 настоящей главы.

6.11. При подземных переходах магистральных трубопроводов через болота с неустойчивыми грунтами при ширине перехода более 500 *м*, когда более трех месяцев в году участок трубопровода недоступен для осмотра и ремонта, допускается предусматривать прокладку резервной нитки. Вопрос о необходимости прокладки резервной нитки следует решать с учетом геологических условий и степени ответственности магистральных трубопроводов

6.12. Глубина заложения подземных магистральных газопроводов на переходах через болота должна быть не менее 0,5 *м* до верха образующей труб, а на болотах, подлежащих осушению, не менее 1,1 *м*.

6.13. Земляные насыпи на болотах, в которые укладываются трубопроводы, возводятся

а) на болотах, сплошь заполненных торфом устойчивой консистенции по хворостной выстилке;

б) на болотах, где торфяной слой подстилается сапропелями, а также на болотах сплошь заполненных торфом неустойчивой консистенции и на болотах сплавинного типа на минеральном дне болота

Примечание Обвалование трубопровода производится местным грунтом; в случае применения торфяных грунтов необходимо предусматривать защитную минеральную обсыпку толщиной не менее 20 *см* Во избежание размыва обвалования и подмыва трубопровода предусматриваются мероприятия для пропуска поверхностных вод

Балластировка трубопроводов на участках подводных переходов через водные преграды и болота

6.14. Участки подводных переходов магистральных трубопроводов, прокладываемые в траншее по дну реки или водоема, через болота или заливаемые водой поймы, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения).

Всплытие трубопроводов может быть предотвращено пригрузкой (балластировкой) специальными грузами или путем утяжеляющего покрытия всей трубы, а также закреплением трубопровода к основанию или засыпкой грунтом при сооружении трубопровода в период отсутствия воды на участке, периодически заливаемом водой. Выбор мероприятий по предотвращению всплытия должен производиться в проектном задании на основании технико-экономических показателей вариантов.

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

На участках, периодически заливаемых паводковыми водами, и болотах необходимость балластировки или закрепления трубопровода к основанию определяется устойчивостью грунтов с учетом скорости течения, возможности размыва, глубины воды в паводок и т. п.

Примечание. Мероприятия по предотвращению всплытия участков магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов должны осуществляться в случаях, если они укладываются незаполненными водой (продуктом) или если трубопроводы в процессе эксплуатации будут опорожняться при помощи сжатого воздуха, а также, если вес трубопровода, заполненного водой или продуктом, не обеспечивает устойчивость его положения.

6.15. Величину пригрузки (вес балласта под водой) газопровода, уложенного под водой в траншею, определяют без учета веса грунта над трубой по формуле

$$Б = K_в \gamma_в V_в - q_г + Б_{изг} \ кг, \qquad (3)$$

где $\gamma_в$ — объемный вес воды с учетом взвешенных твердых частиц в $кг/м^3$, определяемый в период паводков, т. е. при наибольшей концентрации взвешенных частиц;

$V_в$ — объем воды, вытесненный 1 *пог. м* трубопровода (с учетом изоляции и футеровки), в $м^3$;

$q_г$ — расчетный вес 1 *пог. м* газопровода (с учетом изоляции и футеровки), в *кг*;

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

$K_в$ — общий усредненный коэффициент устоичивости, принимаемый.

для болот, пойм рек и водоемов при отсутствии течения — 1,07;

для водных преград с шириной зеркала воды в межень до 200 *м* при условии расположения газопроводов ниже возможной зоны размыва — 1,1;

для рек с шириной водного зеркала в межень более 200 *м* и горных рек с неустойчивым руслом в зависимости от местных условий — 1,15

Если зона размыва на переходах не определяется с требуемой достоверностью материалами изысканий и, следовательно, возможен вынос грунта из траншеи, пригрузку дополнительно увеличивают на величину $Б_{вз}$, определяемую из условия воздействия на газопровод потока воды, с учетом вертикального взвешивающего усилия по формуле

$$Б_{вз} = 0{,}03 \gamma_в v_д^2 D_т \ кг, \qquad (4)$$

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

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

При укладке трубопроводов на дно без заглубления необходимо производить дополнительную пригрузку трубопровода ($Б_{доп}$) против сдвига под действием гидродинамического давления. Величину дополнительной пригрузки к формулам (3) и (4) определяют по формуле

$$Б_{доп} = 0{,}1 \ \gamma_в v_д^2 D_т. \qquad (5)$$

6.16. Расстояние ($l_{гр}$) между грузами, применяемыми для предотвращения всплытия газопровода, определяется по формулам

$$l_{гр} = \frac{P_{гр.ср} - \gamma_в V_{гр.ср}}{Б_{пол}} \qquad (6)$$

или

$$l_{гр} = \frac{P_{гр.ср} (\gamma_{гр.ср} - \gamma_в)}{Б_{пол} \gamma_{гр.ср}}, \qquad (7)$$

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

$V_{гр.ср}$ — средний фактический объем груза в $м^3$;

$\gamma_{гр.ср} = \frac{P_{гр.ср}}{V_{гр.ср}}$ — средний фактический объемный вес груза в $кг/м^3$;

$Б_{пол}$ — полная величина пригрузки с учетом в необходимых случаях дополнительных пригрузок $Б_{вз}+Б_{доп}$.

Подземные переходы магистральных трубопроводов через железные и автомобильные дороги

6.17. Переходы через железные и автомобильные дороги, как правило, следует преимущественно назначать в местах прохождения дорог в насыпях либо в нулевых отметках.

Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть близок к прямому, но не менее 60°. Углы пересечения менее 60° могут допускаться только в исключительных случаях при соответствующем обосновании в проектном задании.

6.18. Участки переходов магистральных трубопроводов через железные и автомобильные дороги I, II, III и IV категорий должны быть заключены в защитный кожух из стальных труб, внутренний диаметр которых должен быть на 100—200 *мм* больше наружного диаметра трубопроводов.

При пересечении автомобильных дорог V категории трубопроводы, как правило, следует проектировать без защитных кожухов.

Концы кожуха должны выводиться на 2 *м* за подошву насыпи дорог, но не менее (в *м*):

от осей крайних путей железных дорог общего пользования	25
то же, промышленных железных дорог	15
от бровки земляного полотна автомобильных дорог	10

Примечания: 1. На участках переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги III и IV категории концы защитных кожухов следует выводить на 5 *м* от бровки земляного полотна

2. В межтрубном пространстве защитного кожуха допускается прокладка кабеля связи магистральных трубопроводов.

6.19. На участках подземных переходов магистральных газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных кожухов должны иметь уплотнение, обеспечивающее герметичность межтрубного пространства

На одном из концов защитного кожуха следует предусматривать вытяжную свечу, выход газа из которой следует отводить на расстоянии не менее (в *м*):

от оси крайнего пути железных дорог общего пользования	40
то же, промышленных железных дорог	25
от подошвы земляного полотна автомобильных дорог	25

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 *м*. При расположении основания вытяжной свечи ниже головки рельса расстояние от оси крайнего пути до свечи увеличивается на 5 *м* на каждый метр превышения отметки головки рельса над основанием свечи.

6.20. На подземных переходах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через железные и автомобильные дороги один из концов кожуха должен быть заглушен либо иметь водонепроницаемое уплотнение, а второй (на пересечениях железных дорог и автомобильных дорог I и II категорий) должен иметь выход в сборный колодец. Кожух следует укладывать с уклоном не менее 0,002 в сторону сборного колодца.

Из сборного колодца должен быть предусмотрен выпуск просочившейся перекачиваемой жидкости в канаву для отвода ее в сторону от пересекаемой дороги.

Сборный колодец следует располагать в пониженной части перехода на расстоянии не менее 25 *м* от ближайшей головки рельса при пересечении железных дорог, 15 *м* — промышленных железных дорог и не менее 10 *м* от бровки ближайшей обочины дороги при пересечении автодорог I и II категорий.

На пересечениях автомобильных дорог III и IV категорий оба конца кожуха в межтрубном пространстве следует заглушать или уплотнять мягкой водонепроницаемой набивкой, а строительство сборного колодца и отводов не предусматривать.

6.21. Глубина заложения участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами в насыпях, должна быть не менее 1,3 *м* от подошвы рельса до верха образующей трубы защитного кожуха, а в выемках и нулевых отметках — не менее 0,3 *м* от дна кювета или нагорных канав (но не менее 1,3 *м* от подошвы рельса).

Глубина заложения участков трубопрово-

дов, прокладываемых под автомобильными дорогами I, II, III и IV категорий в насыпях, должна быть не менее 1 *м* от бровки земляного полотна до верхней образующей трубы кожуха, а в выемках — не менее 0,3 *м* от дна кюветов или нагорных канав до верхней образующей трубы кожуха.

При пересечении дорог V категории, а также полевых и проселочных дорог трубопроводы следует укладывать в траншее без защитного кожуха на глубине не менее 1 *м* от полотна дороги до верха трубы.

6.22. На переходах под железными дорогами и автомобильными дорогами расстояние между параллельными трубопроводами следует назначать, исходя из грунтовых условий и условий производства работ.

Примечание. Расстояние между параллельными газопроводами должно быть не менее 30 *м*.

7. НАДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

7.1. Надземная прокладка магистральных трубопроводов или отдельных участков допускается в пустынных районах, вдали от населенных пунктов и промышленных предприятий, в болотистых местах, в северных районах и в районах вечной мерзлоты, в горной местности, в районах горных выработок и оползней, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия.

В каждом отдельном случае надземная прокладка трубопроводов должна быть обоснована технико-экономическими расчетами, определяющими ее экономическую эффективность по сравнению с подземной (подводной) прокладкой по капитальным затратам и эксплуатационным расходам.

7.2. Надземную прокладку магистральных трубопроводов или отдельных их участков следует проектировать с компенсацией продольных деформаций путем зигзагообразной укладки трубопровода в плане (в виде «змейки») или с постановкой специальных компенсаторов. При соответствующем технико-экономическом обосновании надземная прокладка может проектироваться в виде «висячей нити».

При зигзагообразной укладке в местах изгиба следует применять колена, допускающие проход ерша для очистки трубопровода и разделительной головки (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов).

7.3. При проектировании надземных переходов через естественные и искусственные препятствия должна быть использована несущая способность самого трубопровода. В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проектном задании для прокладки трубопроводов могут предусматриваться специальные мосты.

В зависимости от условий местности переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия могут проектироваться симметричными, несимметричными, горизонтальными и наклонными.

Величины пролетов следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции перехода, диаметра и толщины стенки труб марки стали, метода монтажа и района укладки газопровода.

Выбор типа надземного перехода производится на основании сравнения основных технико-экономических расчетов, определяющих эффективность принятого варианта.

7.4. Надземные переходы проектируются как с компенсацией, так и без компенсации продольных деформаций.

Для компенсации продольных деформаций следует применять П, Г, Z-образные и др. компенсаторы, а также зигзагообразную укладку газопровода в плане (в виде «змейки»).

Вертикально установленные Г-образные компенсаторы могут воспринимать нагрузку и служить опорой трубопроводу.

Для компенсации продольных деформаций допускается применение гнутых, штампованных или сварных колен радиусом изгиба, не менее 1,5 диаметра трубы.

Прямолинейные балочные переходы, имеющие не более 4 пролетов общей длиной до 150 *м*, могут проектироваться без компенсаторов.

При отсутствии компенсирующих устройств опоры трубопроводов не должны допускать поперечных смещений последних.

7.5. Опоры надземных трубопроводов следует проектировать свайными, сборными из железобетонных колец, рамными из железобетонных элементов, бутобетонными, каменными, а также в виде земляных отсыпок.

Трубопровод может опираться на опоры сверху либо подвешиваться к ригелям или балкам снизу. В балочных системах надземных трубопроводов в местах выхода из грунта опоры, как правило, не устраиваются. При слабых грунтах, неустойчивых откосах и при максимальных расчетных пролетах надлежит проектировать опоры из железобетонных плит.

При наличии электрозащиты трубопровода

от коррозии на участках, прилегающих к месту надземной прокладки на переходах небольшой протяженности следует в пределах открытого участка предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор.

7.6. При висячих, шпренгельных и арочных системах в тяжах, тросах и расчалках, воспринимающих ветровую нагрузку, следует создавать предварительное натяжение, равное половине усилия от расчетной ветровой нагрузки

7.7. При надземной прокладке трубопроводов через водные преграды, овраги и балки расстояние до трубы или пролетного строения должно быть:

при пересечении небольших оврагов и балок, где не может быть ледохода — не менее 0,5 *м* от горизонта высоких вод (по году 10%-ной обеспеченности)

при пересечении несудоходных и несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход . . — не менее 0,75 *м* от горизонта высоких вод (по году 10%-ной обеспеченности) и от наивысшего горизонта ледохода

при пересечении судоходных и сплавных водных преград . . . — не менее величины, установленной нормами и техническими условиями

Примечание Возвышение низа пролетных строений при наличии на несудоходных и несплавных реках заломов или корчехода устанавливается особо для каждого частного случая, но должно быть не менее 1 *м* над горизонтом высоких вод (по году 1%-ной обеспеченности).

8. РАСЧЕТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ

8.1. Расчет магистральных стальных трубопроводов производится по методу предельных состояний.

Для стальных трубопроводов устанавливаются предельные состояния, определяемые несущей способностью трубопровода, а именно:

а) прочностью на разрыв от воздействия внутреннего давления с проверкой против развития чрезмерных пластических деформаций;

б) достижением предела текучести при работе на поперечный изгиб, сжатие или растяжение трубопровода, уложенного на опоры, от собственного веса, от веса продукта и других воздействий

8.2. Расчетное сопротивление материала труб и их соединений R_1 определяется как произведение нормативного сопротивления $R_1^н$ на коэффициенты однородности K_1 и условий работы металла m_1, принимаемые по табл. 5, а также на коэффициент условий работы m_2 по табл. 6, учитывающий особенности работы трубопровода в различных условиях, степень ответственности, доступности для осмотра и

Таблица 5

Нормативные характеристики стальных труб

№ п/п	Наименование	Условное обозначение	Значение
1	Нормативное сопротивление растяжению материала труб и сварных соединений из условий работы на разрыв	$R_1^н$	$\sigma_{вр}$
2	Коэффициент однородности при разрыве стали:		
	низколегированной — в сварных трубах и углеродистой — в бесшовных трубах	$K_{1нл}$	0,8
	низколегированной нормализованной и углеродистой — в сварных трубах	$K_{1у}$	0,85
3	Коэффициент условий работы материала при разрыве труб .	m_1	0,8
4	Нормативное сопротивление растяжению, сжатию и изгибу материала труб и сварных соединений, определяемое из условия достижения предела текучести	$R_2^н$	$\sigma_т$
	Коэффициенты однородности труб, изготовленных из стали:		
	низколегированной	$K_{2нл}$	0,85
	углеродистой	$K_{2у}$	0,9
5	Модуль упругости при растяжении, сжатии и изгибе в *кг/см²*	E	2 100 000
6	Коэффициенты:		
	линейного расширения . .	α	0,000012
	Пуассона . . .	μ	0,3
7	Объемный вес стали в *г/см³*	γ	7,85

Примечания: 1. Значения $\sigma_{вр}$ временного сопротивления и $\sigma_т$ предела текучести стали труб принимаются по техническим условиям или стандартам на соответствующие виды труб.

2. Нормативные сопротивления сварных соединений принимаются равными нормативным сопротивлениям основного металла труб.

Таблица 6

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 и коэффициент условий работы магистральных трубопроводов

№ п/п	Участки трубопровода	Коэффициент условии работы трубопровода m_2	R_1		R_2	
			Для труб из стали			
			низколегированной ненормализованной в сварных трубах, углеродистой в бесшовных трубах	низколегированной нормализованной и углеродистой в сварных трубах	низколегированной	углеродистой
1	Участки газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов III и IV категорий .	0,9	$0,58\,\sigma_{вр}$	$0,61\,\sigma_{вр}$	$0,76\,\sigma_т$	$0,81\,\sigma_т$
2	Участки газопроводов, нефте- и нефтепродуктопроводов I и II категории, участки подземных трубопроводов на подрабатываемых территориях; переходы висячих, арочных и шпренгельных систем, независимо от категории участка трубопровода, участки нефте- и нефтепродуктопроводов, расположенные на территории и внутри насосных станций	0,75	$0,48\,\sigma_{вр}$	$0,51\,\sigma_{вр}$	$0,64\,\sigma_т$	$0,68\,\sigma_т$
3	Участки газопроводов, расположенные на территории и внутри компрессорных станций, ГРС и ГРП	0,55	$0,35\,\sigma_{вр}$	$0,37\,\sigma_{вр}$	$0,47\,\sigma_т$	$0,5\,\sigma_т$

ремонта и т. п. Расчетное сопротивление R_2 определяется как произведение нормативного сопротивления $R_2^н$ на коэффициент однородности K_2, принимаемые по табл. 5, и коэффициент условий работы m_2 — по табл. 6.

Расчетные сопротивления R_1 и R_2 в зависимости от значений временного сопротивления $\sigma_{вр}$ или предела текучести $\sigma_т$ приведены в табл. 6.

Расчет подземных магистральных трубопроводов

8.3. Подземные магистральные трубопроводы рассчитываются на прочность от воздействия внутреннего давления в трубах.

При этом кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ в стенке трубопровода проверяются по формулам

$$\frac{nPD_{вн}}{2\delta} \leqslant R_1, \qquad (8)$$

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

Толщина стенки труб определяется по формулам

$$\delta = \frac{nPD_н}{2(R_1 + nP)}, \qquad (10)$$

$$\delta = \frac{nPD_н}{2(0,9\,R_2^н + nP)} \qquad (11)$$

Принимается бо́льшая из величин, подсчитанных по формулам (10) или (11).

В формулах (8) — (11):

δ — номинальная толщина стенки трубы в *см*;

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

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы в *см*, равный $D_н - 2\delta$;

P — рабочее (нормативное) давление в трубопроводе в *кг/см²*;

n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,15 для газопроводов, а также нефте- и нефтепродуктопроводов при температуре вспышки нефти или продукта до 45° С и 1,1 — для остальных нефте- и нефтепродуктопроводов;

R_1 — расчетное сопротивление металла трубы, принимаемое по табл. 6, в *кг/см²*;

$R_2^н = \sigma_т$ — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении металла труб перпендикулярно их оси, установленное стандартом или техническими условиями.

В тех случаях, когда кольцевые напряжения в стенках труб, возникающие при установ-

ленном действующими ГОСТами на трубы испытательном давлении на заводе, составляют менее 90% нормативного сопротивления ($R_2^н$), в формулах (9) и (11) вместо $0{,}9R_2^н$ принимается величина кольцевых напряжений, возникающих в стенках труб, при испытательном давлении на заводе.

Примечания: 1. Толщина стенки трубы магистрального трубопровода должна быть не менее $^1/_{120}$ величины диаметра трубы, но не менее 4 *мм*.

2. При определении толщины стенки труб на участках, подвергшихся предварительному изгибу (выгибу), влияние выгиба (дополнительные напряжения, наклеп) в расчете не учитывается.

3. Трубопроводы диаметром 1200 *мм* и менее на воздействие давления грунта или вакуума не рассчитываются.

Расчет надземных трубопроводов

8.4. Надземные трубопроводы, устанавливаемые на опоры, подвески и т. п., кроме расчета на разрыв от внутреннего давления по формулам (8) — (11), рассчитывают на изгиб, растяжение и сжатие от воздействия собственного веса, веса транспортируемого продукта, веса снега или обледенения трубы, ветрового давления, а также от внутреннего давления, температурных, сейсмических и других воздействий.

8.5. При расчете на изгиб, осевое сжатие или растяжение, согласно п. 8.2, за расчетное сопротивление принимают R_2 по табл. 6, определяемое из условия достижения металлом в предельном состоянии предела текучести $\sigma_т$

Таблица 7

Нагрузки (воздействия), подлежащие учету при расчете надземных трубопроводов

Вид нагрузки (воздействия)	Коэффициент перегрузки
Собственный вес трубопровода	1,1
Вес:	
транспортируемого продукта . . .	1
обледенения трубы	1,2
Нагрузка:	
снеговая	1,4
ветровая	1,3
Температурные воздействия	1
Продольные (вдоль оси трубы) напряжения или усилия от расчетного значения внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов	1
Сейсмические воздействия	1
Вес строительного оборудования (и материалов), устанавливаемого на трубопровод при его монтаже или ремонте . .	1,2

Перечень нагрузок (воздействий), подлежащих учету при расчете надземных трубопроводов, и коэффициенты перегрузки приведены в табл. 7.

8.6. Основные сочетания нагрузок состоят из собственного веса, веса транспортируемого продукта, продольных усилий от внутреннего давления газа, нефти или нефтепродуктов, температурных воздействий. Дополнительные сочетания состоят из нагрузок, входящих в основные сочетания, с добавлением ветровой нагрузки и нагрузки от обледенения или снега с умножением расчетных нагрузок, кроме собственного веса, веса транспортируемого продукта и усилия от внутреннего давления на коэффициент 0,9.

Особые сочетания состоят из сейсмических нагрузок, а также нагрузок, входящих в дополнительные сочетания с умножением расчетных кратковременных нагрузок на коэффициент 0,8.

Примечание. Сочетание нагрузок с учетом монтажных при расчете на период строительства или ремонта трубопровода относится к дополнительным.

8.7. Расчетный вес транспортируемого газа определяется по формуле

$$q_{газ} = \gamma_{газ} \frac{\pi T_0}{4ZT} P_0 D_{вн}^2 = 215\,\gamma_{газ} \frac{P_0 D_{вн}^2}{ZT}\ кг/м, \quad (12)$$

где P_0 — расчетное давление газа в *ата*. $P_0 = nP$;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы в *м*;

$\gamma_{газ}$ — удельный вес газа в $кг/м^3$ при $T_0 = +273°$ и $P_0 = 1$ *ата*;

Z — коэффициент сжимаемости газа,

T — абсолютная температура $T = 273° + t°$, где $t°$ — температура газа в *град*

Для природного газа можно принимать

$$q_{газ} \approx P_0 D_{вн}^2\ кг/м. \quad (13)$$

Расчетный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта определяется по формуле

$$q_{прод} = \gamma \frac{\pi D_{вн}^2}{4}\ кг/м, \quad (14)$$

где γ — объемный вес транспортируемой нефти или нефтепродукта.

8.8. Расчетные нагрузки (с учетом коэффициента перегрузки $n = 1{,}2$) от обледенения трубы принимаются по формуле

$$q_{лед} = K_{лед} D_н\ кг/м, \quad (15)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы в *м*;

$K_{лед}$ — коэффициент, принимаемый по табл. 8 в зависимости от района гололедности.

Таблица 8

Район гололедности	I	II	III	IV
$K_{лед}$	25	35	50	65

Примечание. Район гололедности принимается в соответствии с картой климатических районов гололедности или по данным наблюдений гидрометеослужбы.

8.9. Расчетная снеговая нагрузка на 1 $м^2$ горизонтальной проекции конструкции перехода (пешеходный мостик, примыкающий к нему трубопровод и т. п.) принимается равной

$$q_c = 1{,}4\, p_0^c, \qquad (16)$$

где p_0^c — нормативный вес снегового покрова на 1 $м^2$ горизонтальной поверхности земли, принимаемый согласно СНиП II-А.11-62.

8.10. Расчетная нагрузка от воздействия ветра в горизонтальной плоскости для одиночной трубы перпендикулярно ее оси определяется по формуле

$$q_в = 1{,}3 \cdot 0{,}6\, q_0^в D_н \ кг/м, \qquad (17)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы в $м$;

$q_0^в$ — скоростной напор ветра в $кг/м$, принимаемый согласно главы СНиП II-А.11-62.

8.11. Расчетные значения сжимающих или растягивающих напряжений σ_t и усилия N_t вдоль оси трубы от воздействия изменения температуры в системах без компенсации температурных деформаций в продольном направлении определяются по формулам

$$\sigma_t = E\alpha\Delta t = 25{,}2\, \Delta t \ кг/см^2, \qquad (18)$$

$$N_t = \sigma_t F = 25{,}2\, \Delta t F \ кг, \qquad (19)$$

где F — площадь поперечного сечения стенки трубы в $см^2$;

$\Delta t = 50°\,C$ — расчетный перепад температуры. Для районов с расчетной температурой воздуха $t_р$ ниже $-40°\,C$ или выше $+40°\,C$ значение температурного перепада принимается $\Delta t = 10 + (t_р)$.

Примечание. На участках трубопроводов, расположенных на расстоянии до 25 $км$ от компрессорных станций со стороны высокого давления, при определении расчетного температурного перепада нужно учитывать нагрев трубопровода транспортируемым продуктом.

При расчете надземных переходов без компенсации продольных деформаций с 2—4 пролетами продольное усилие N_t в трубопроводе от изменения температуры уменьшается на 20%, а при одном пролете — на 40%.

8.12. Расчетные значения продольных растягивающих и сжимающих напряжений от внутреннего давления газа, нефти или нефтепродукта определяются по формуле

$$\sigma_{р.вн} = \xi\sigma_{кц}, \qquad (20)$$

а расчетное значение продольного усилия — по формуле

$$N_{р.вн} = \sigma_{р.вн} F. \qquad (21)$$

В формулах (20) и (21):

$\xi = 0{,}5$ — для прямолинейных, балочных, шпренгельных и висячих систем при наличии самокомпенсации продольных деформаций, а также для арочных систем;

$\xi = 0{,}3$ — для прямолинейных балочных, шпренгельных и висячих систем без компенсации продольных деформаций при проверке напряжений в растянутой зоне;

$\xi = -0{,}2$ — то же, при определении сжимающего усилия N;

$\sigma_{кц}$ — кольцевое напряжение от расчетного значения внутреннего давления, определяемое по формуле (8).

Примечание. При расчете арочных систем и трубопроводов, подвешенных в виде гибкой нити, продольное относительное удлинение оси $\varepsilon_{прод}$, возникающее от внутреннего давления, определяется по формуле

$$\varepsilon_{прод} = 0{,}2\,\frac{\sigma_{кц}}{E}. \qquad (22)$$

8.13. Определение усилий в балочных, шпренгельных, висячих и арочных системах производится по упругой стадии их работы, согласно общим правилам строительной механики, при этом трубопровод принимается за упругий стержень (прямолинейный или криволинейный), поперечное сечение которого в напряженном состоянии остается плоским и сохраняет свою круговую форму.

При определении усилий следует учитывать изменение расчетной схемы в зависимости от метода монтажа трубопровода. Например, при расчете арочной системы на собственный вес в зависимости от метода монтажа арка может

рассчитываться как двух- или трехшарнирная, а на остальные нагрузки, прикладываемые после сварки всех стыков трубопроводов, — как бесшарнирная.

Сжатые трубопроводы в балочных, арочных, шпренгельных и других системах должны быть рассчитаны на продольную устойчивость как в плоскости, так и из плоскости системы.

Висячие переходы пролетом более 150 *м* должны проверяться на динамическое воздействие ветровой нагрузки (вибрации).

8.14. Надземные трубопроводы при воздействии поперечных нагрузок и продольных (осевых) усилий рассчитываются по формуле

$$\frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \leqslant R_2. \qquad (23)$$

В соответствующих случаях следует вводить коэффициент сочетания нагрузок, согласно п. 8.6 настоящей главы

В формуле (23):

R_2 — расчетное сопротивление материала трубы в *кг*, определяемое по табл. 6,

N — расчетное продольное (осевое) усилие в трубопроводе в *кг*, полученное как алгебраическая сумма усилий от температурных воздействий (п. 8.11) от внутреннего давления продукта (п. 8.12), а также усилий, определяемых в соответствии с принятой конструктивной схемой сооружения, каждое со своим коэффициентом перегрузки

$$M = M_1 + M_2, \qquad (24)$$

где M — расчетный изгибающий момент в рассматриваемом сечении от воздействия поперечных расчетных нагрузок M_1 и от внецентренного приложения расчетной продольной силы с учетом прогиба трубопровода M_2. M_1 и M_2 определяют в зависимости от вида загружения, схемы конструкции и ее опирания (см. п. 8.15); если в процессе монтажа трубопровода расчетная схема конструкции изменяется, то это необходимо учитывать при расчете (суммируя значения M_1 и M_2, найденные при двух различных расчетных схемах и соответствующих им нагрузках);

W, F — момент сопротивления и площадь стенки поперечного сечения трубы.

8.15. Изгибающие моменты M_1 и M_2 в формуле (24) для балочных конструкций от поперечных нагрузок определяются по формуле

$$M_1 = aql^2; \qquad (25)$$

от продольных усилий — по формуле

$$M_2 = \frac{Nf}{1 \pm \psi}. \qquad (26)$$

При сжимающем усилии в знаменателе формулы (26) ψ принимается со знаком минус (—), а при растягивающем усилии — со знаком плюс (+).

В формулах (25) и (26):

a — коэффициент, принимаемый равным: 0,125 — при расчете разрезных конструкций, 0,084 — при расчете неразрезных конструкций для определения момента в опорном сечении; 0,042 — то же, для определения момента в сечении по середине пролета;

q — сумма расчетных нагрузок на единицу длины трубопровода;

l — расчетный пролет трубопровода,

$f = \frac{b\,ql^4}{EJ}$ — прогиб трубопровода в рассматриваемом сечении от расчетной поперечной нагрузки;

b — коэффициент, принимаемый равным: 0,013 — при расчете разрезных конструкций; 0,0026 — при расчете многопролетных неразрезных конструкций с равными пролетами и защемленными концами

$$\psi = \frac{Nl_0^2}{\pi^2 EJ}, \qquad (26а)$$

где l_0 — свободная длина рассчитываемого участка трубопровода.

Для прямолинейных переходов с защемленными концами принимается: при одном пролете $l_0 = 0{,}6l$; при двух и более пролетах $l_0 = 0{,}7l$.

8.16. При зигзагообразной прокладке трубопроводов в виде ломаной линии (с вваренными коленами в местах поворота) напряжения изгиба в местах поворота трубопровода проверяются по формуле

$$\sigma_и = \frac{3\cos\varphi J\,(E\alpha\Delta t + 0{,}2\,\sigma_{кц})\left(\frac{1}{W} - \frac{1}{f_{зм}F}\right)}{f_{зм}} + \frac{0{,}0833\,q_в\,l^2}{W} + 0{,}5\,\sigma_{кц} \leqslant R_2, \qquad (27)$$

где φ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные (мертвые) опоры;

l — величина рассматриваемого пролета (расстояние между центрами опор) в *м*;

$f_{эм}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», равная расстоянию от места изгиба трубопровода (вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры, в *м*;

J, W и F — момент инерции, момент сопротивления и площадь поперечного сечения трубы;

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод в *кг/м*.

8.17. Переходы, в которых трубопровод подвешен в виде провисающей нити, рассчитываются по правилам строительной механики с учетом напряжений и деформаций от внутреннего давления продукта (согласно п. 8.12), температурных деформаций и ветровой нагрузки.

8.18. При соответствующем рельефе местности и достаточно надежных грунтах висячие переходы в виде провисающей нити и на тросах могут проектироваться без береговых пилонов с заанкериванием труб и тросов в грунте.

При небольших пролетах, перекрываемых конструкцией в виде провисающей нити, возникающее в трубах растягивающее усилие допускается передавать на прилегающие подземные участки трубопровода.

8.19. Усилия в тросах (или цепях) висячих переходов определяются от вертикальных нагрузок с учетом изменения длины тросов под нагрузкой и температурных деформаций.

При определении усилий в несущих тросах ветровая нагрузка учитывается при наклонных подвесках, наклонных ветровых тросах, оттяжках и др.

Ветровые тросы, оттяжки или жесткие фермы рассчитываются на ветер, действующий перпендикулярно оси перехода с каждой из сторон.

В тросах, воспринимающих ветровую нагрузку, создают предварительное натяжение, равное половине усилия от ветровой нагрузки.

8.20. Арочные переходы, состоящие из одного трубопровода, изогнутого в форме арки, или нескольких связанных между собой трубопроводов и вспомогательных арок установленных для увеличения жесткости, рассчитываются на воздействие вертикальных нагрузок, на ветер и температурные деформации. При нескольких связанных между собой арках учитывается влияние разницы температуры стенок труб и внутреннего давления в различных арках

Расчет компенсаторов

8.21. При определении изменения длины надземного трубопровода для компенсации его продольных деформаций должны учитываться деформации от изменения температуры стенок труб Δ_t и изменения давления в трубопроводе Δ_p.

Суммарная продольная деформация трубопровода

$$\Delta = \Delta_t + \Delta_p. \qquad (28)$$

Удлинение (укорочение) трубопровода от изменения температуры стенок труб на компенсируемом участке трубопровода

$$\Delta_t = \pm \alpha \Delta_t L_{комп}. \qquad (29)$$

Удлинение трубопровода от внутреннего давления на компенсируемом участке

$$\Delta_p = \frac{0{,}2\,\sigma_{кц} L_{комп}}{E}, \qquad (30)$$

где $\sigma_{кц}$ — расчетные кольцевые напряжения от внутреннего давления в *кг/см²*, определяемые по формуле (8);

$L_{комп}$ — длина компенсируемого участка трубопровода, равная расстоянию между неподвижными опорами или местами выхода трубопровода из грунта.

Укорочение трубопровода вычисляется в зависимости от температуры при отсутствии внутреннего давления.

Значение Δ не должно превышать допускаемых величин деформаций $\Delta_к$ компенсатора определяемых согласно указаниям п. 8.22.

8.22. Допускаемые деформации компенсаторов в *см* без предварительной растяжки определяются по формулам:

а) для П-образных компенсаторов

$$\left.\begin{aligned} \Delta_к &= \frac{2\sigma_{комп}}{E D_н l_к m_к} A, \\ A &= \frac{1}{K_ж}(\pi \rho_к l_к^2 - 2{,}28\,\rho_к^2 l_к + 1{,}4\,\rho_к^3) + \\ &+ 0{,}67 l_к^3 + l_п l_к^2 - 4\rho_к l_к^2 + 2\rho_к^2 l_к - 1{,}33\,\rho_к^3; \end{aligned}\right\} \qquad (31)$$

б) для Z-образных компенсаторов (с двумя свободными концами)

$$\left.\begin{aligned}\Delta_к &= \frac{\sigma_{комп}}{ED_н l_к m_к} B;\\ B &= \frac{1}{K_ж}(\pi\rho_к l_к^2 - 2{,}28\rho_к^2 l_к + 1{,}4\rho_к^3) + \\ &+ 0{,}67 l_к^3 - 2\rho_к l_к^2 + 2\rho_к^2 l_к - 1{,}33\rho_к^3;\end{aligned}\right\} \quad (32)$$

в) для Г-образных компенсаторов (с одним свободным коленом)

$$\Delta_к = \frac{0{,}67\,\sigma_{комп}\, l_к^2}{ED_н}, \quad (33)$$

где $\sigma_{комп}$ — расчетные напряжения в продольном направлении в расчетных сечениях компенсатора в *кг/см²*, величина которых не должна превышать значений, указанных в п. 8.23;

$K_ж$ — коэффициент уменьшения жесткости колена, определяемый согласно п. 8.24;

$m_к$ — коэффициент увеличения напряжений в коленах, определенный согласно п. 8.24;

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

$\rho_к$ — радиус кривизны колена в *см*;

$l_к$ — вылет компенсатора в *см*;

$l_п$ — ширина полки компенсатора в *см*

При расчетах деформативности компенсаторов допускается учет их предварительной растяжки.

Примечание. При определении деформаций компенсаторов на участках магистральных газопроводов и нефтепродуктопроводов, работающих при постоянном температурном режиме, допускается увеличение на 50% расчетных деформаций, определенных по формулам (31), (32) и (33).

8.23. Расчетные напряжения $\sigma_{комп}$ в продольном направлении в расчетных сечениях компенсатора должны удовлетворять условиям:

а) для компенсаторов, работающих без восприятия моментов от вертикальной или горизонтальной нагрузки (горизонтальных или наклонных компенсаторов)

$$\sigma_{комп} \leqslant R_2 - 0{,}5\,\sigma_{кц}; \quad (34)$$

б) для вертикальных компенсаторов, являющихся одновременно опорами, при отсутствии поворота сечения на этих опорах

$$\sigma_{комп} \leqslant R_2 - 0{,}55\,\sigma_{кц}; \quad (35)$$

в) то же, при наличии поворота сечения на опорах-компенсаторах

$$\sigma_{комп} \leqslant R_2 - (0{,}5\,\sigma_{кц} + \sigma_и), \quad (36)$$

где R_2 — расчетное сопротивление, определяемое по табл. 6;

$\sigma_{кц}$ — расчетные кольцевые напряжения по формуле (8);

$\sigma_и$ — наибольшие напряжения изгиба в опорном сечении компенсатора от расчетных нагрузок, определяемые по общим правилам согласно принятой конструктивной схемы данного участка надземного трубопровода.

Примечание. Толщину стенок труб компенсатора обычно принимают такой же, как и в остальной части данного надземного трубопровода.

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

$$K_ж = \frac{\lambda_к}{1{,}65}; \quad (37)$$

$$m_к = \frac{0{,}9}{\lambda_к^{2/3}}, \quad (38)$$

где

$$\lambda_к = \frac{\delta\rho_к}{r_c^2};$$

δ — толщина стенки колена в *см*;

r_c — средний радиус трубы в *см*;

$\rho_к$ — радиус изгиба оси колена в *см*.

8.25. Реакции отпора (распора) $H_к$ компенсаторов при продольных деформациях надземного трубопровода определяются по формулам:

а) для П-образных и Z-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{2W\sigma_{комп}}{m_к l_к}; \quad (39)$$

б) для Г-образных компенсаторов

$$H_к = \frac{W\sigma_{комп}}{l_к}, \quad (40)$$

где W — момент сопротивления сечения трубы;

$m_к l_к$ и $\sigma_{комп}$ — имеют прежние значения.

Определение нагрузок на опоры надземных трубопроводов

8.26. Все опоры и опорные части должны рассчитываться на восприятие передаваемых трубопроводами и вспомогательными конструкциями как вертикальных, так и горизонтальных усилий (продольных и поперечных) в наиболее невыгодном их сочетании.

При расчете опор арочных систем и анкерных опор висячих систем обязательны проверки на опрокидывание и сдвиг.

Размер плитных опор определяется величиной вертикальной опорной реакции опирающегося на них трубопровода и характером грунта. Площадь опирания принимается не менее 0,4 $м^2$.

8.27. В прямолинейных балочных переходах опорные части не должны допускать поперечных смещений.

При зигзагообразной укладке опорные части неподвижных опор лучше устраивать вращающимися.

Опорные части на подвижных опорах при зигзагообразной укладке должны допускать свободное перемещение трубопровода вдоль и перпендикулярно его оси в пределах расчетных деформаций, увеличенных в 1,5 раза. По краям опорных частей должны ставиться ограничительные упоры.

8.28. Промежуточные опоры в балочных конструкциях при подвижных опорных частях проверяются на вертикальную нагрузку и изгиб вдоль оси трубопровода от воздействия силы трения.

Промежуточные опоры при жестком креплении к ним трубопровода вдоль его оси проверяются на величину возможного продольного смещения трубопровода от изменения внутреннего давления и температуры стенок труб.

Смещение прямолинейного трубопровода определяется по формулам:

при укладке без устройства компенсаторов

$$\Delta_{оп} = 0{,}2\,L\,\frac{0{,}2\,\sigma_{кц} + \sigma_t}{E}; \qquad (41)$$

при укладке с постановкой компенсаторов

$$\Delta_{сц} = L_{оп}\,\frac{0{,}2\,\sigma_{кц} + \sigma_t}{E}, \qquad (42)$$

где L — полная длина открытого участка трубопровода;

$L_{оп}$ — расстояние от неподвижной опоры до рассчитываемой подвижной опоры;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от внутреннего давления, определяемые по формуле (8);

σ_t — продольные напряжения в трубопроводе от изменения температуры, определяемые по формуле (18);

E — модуль упругости металла труб.

8.29. Промежуточные опоры, помимо вертикальных и горизонтальных продольных нагрузок, должны рассчитываться на горизонтальные нагрузки, действующие перпендикулярно оси трубопровода, а также на совместное действие всех сил.

В прямолинейных конструкциях без компенсации продольных деформаций расчет производится на ветровую нагрузку и составляющую продольных усилий при возможном отклонении трубопровода от прямой линии в плане; в этих случаях расчетное усилие (горизонтальная составляющая опорной реакции) действующее на опору перпендикулярно оси перехода в горизонтальной плоскости, определяется по формуле

$$A_{г.о} = A_в + A_{гf} = q_в\left(\frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}\right) + 0{,}01\,(N_{р.вн} + N_t). \qquad (43)$$

В прямолинейных конструкциях с компенсаторами, когда невозможно смещение трубопровода перпендикулярно его оси, горизонтальная составляющая опорной реакции как на подвижные, так и неподвижные опоры определяется только от ветра по формуле

$$A_{г.о} = A_в = q_в\left(\frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}\right), \qquad (44)$$

где $A_в$ — усилие от ветра, действующее на опору перпендикулярно оси трубопровода;

$A_{гf}$ — усилие, возникающее перпендикулярно оси трубопровода вследствие его отклонения в плане от прямой линии, принимаемое равным 0,01 от величины продольного усилия;

$q_в$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод, определяемая по формуле (17);

N_t и $N_{р.вн}$ — продольные усилия в трубопроводе, определяемые по формулам (19) и (21)

На подвесных опорах горизонтальная составляющая опорной реакции, приложенная к вершине опоры, равняется

$$A_{г.о} = q_{полн}\,\frac{l_{лев} + l_{прав}}{2}\,\frac{S}{h}, \qquad (45)$$

где $q_{полн}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

S — суммарное поперечное горизонтальное перемещение трубопровода на опоре, вызываемое внутренним давлением в трубопрово-

де, изменением температуры и ветровой нагрузкой;

h — расстояние от места крепления подвески к опоре до оси трубопровода.

8.30. Вдоль оси трубопроводов, уложенных зигзагообразно в плане в виде «змейки» на неподвижные (мертвые) опоры, передается горизонтальная составляющая опорной реакции:

а) от изменения температуры и внутреннего давления:

при скользящих промежуточных опорах

$$A_{tp}=\frac{3\cos\varphi_{зм}J\,(E\alpha\Delta t+0{,}2\,\sigma_{кц})}{f_{зм}^2}+\frac{q_{полн}\,\theta_{макс}\,K_{оп}\,L^2}{8f_{зм}}; \quad (46)$$

при подвесных промежуточных опорах

$$A_{tp}=\frac{3\cos\varphi_{зм}J\,(E\alpha\Delta t+0{,}2\,\sigma_{кц})}{f_{зм}^2}+\frac{q_{полн}\,L^2\dfrac{S}{h}}{12f_{зм}}, \quad (47)$$

где S и h принимаются для средней (угловой) опоры;

б) от ветровой нагрузки:

при скользящих промежуточных опорах

$$A_{г}=\frac{q_{в}K_{оп}L^2}{8f_{зм}}; \quad (48)$$

при подвесных промежуточных опорах

$$A_{в}=\frac{q_{в}L^2}{8f_{зм}}. \quad (49)$$

Передающиеся на неподвижную опору от смежных пролетов усилия от ветровой нагрузки $A_{в1}$ и $A_{в2}$ действуют в одну и ту же сторону, а усилия от изменения температуры и внутреннего давления A_{tp1} и A_{tp2} — в разные стороны. Исходя из этого, расчетное продольное усилие на неподвижную опору определяется по формуле

$$A_{г.н}=A_{в1}+A_{в2}+(A_{tp1}-0{,}8\,A_{tp2}); \quad (50)$$

здесь индекс 1 относится к пролету большей длины.

Продольные горизонтальные усилия, действующие на скользящие или катковые промежуточные опоры, определяются по формуле

$$A_{г.п}=\theta_{макс}\,q_{полн}\,\frac{l_{лев}+l_{прав}}{2}. \quad (51)$$

Перпендикулярно оси трубопровода, уложенного «змейкой» на неподвижные опоры, передается горизонтальная составляющая от ветровой нагрузки, определяемая при скользящих промежуточных опорах по формуле (44) и при подвесных промежуточных опорах — по формуле

$$A_{н.п}=0{,}7\,q_{в}L. \quad (52)$$

В формулах (46) — (52):

$\varphi_{зм}$ — угол между осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные опоры;

L — расстояние между неподвижными опорами по прямой;

$f_{зм}$ — расчетная (начальная) стрелка «змейки», т. е. расстояние от места изгиба трубопровода (вершины волны) до прямой, соединяющей неподвижные опоры;

J — момент инерции поперечного сечения трубопровода;

$q_{полн}$ — полная вертикальная расчетная нагрузка от собственного веса, веса продукта и обледенения;

$q_{в}$ — расчетная ветровая нагрузка на трубопровод;

$l_{лев}$ и $l_{прав}$ — размеры пролетов, примыкающих к рассчитываемой опоре;

$\theta_{макс}$ — максимальное значение коэффициента трения; при трении стали по стали $\theta_{маск}=0{,}3$;

$K_{оп}$ — коэффициент, учитывающий передачу части нагрузки на промежуточные опоры, принимаемый равным при одной промежуточной опоре 0,8, при трех промежуточных опорах 0,6, при пяти промежуточных опорах 0,5 и при семи промежуточных опорах 0,4.

8.31. При прямолинейных трубопроводах с П- или Г-образными компенсаторами продольное усилие, действующее на неподвижную опору, равно

$$A_{г.н}=(\Sigma_1 A_{г.п}+N_{к1})+0{,}8\,(\Sigma_2 A_{г.п}+N_{к2}), \quad (53)$$

где $N_{к1}$ и $N_{к2}$ — отпоры компенсаторов на соответствующих участках трубопровода слева и справа от неподвижной опоры,

$\Sigma A_{г.п}$ — сумма продольных горизонтальных усилий, действующих на промежуточные подвижные опоры на участках

от неподвижной опоры до компенсаторов слева и справа. Индекс 1 относится к большей величине ($\Sigma A_{г.п} + N_к$) слева или справа от рассчитываемой неподвижной опоры.

9. ПРОТИВОЭРРОЗИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТРАССЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОРГАНИЗАЦИЯ ПОДЪЕЗДА К НИМ

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

9.2. При пересечении подземными трубопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов, кюветов следует предусматривать в местах пересечения глиняные или каменные перемычки, предотвращающие распространение воды по траншее и проток ее вдоль трубопровода.

9.3. 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 на торфяном основании, но не менее 0,5 над расчетным горизонтом воды.

Ширина земляных насыпей определяется проектом с учетом методов производства работ, диаметра трубопровода и характеристики грунтов.

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

9.4. В местах пересечения подземными магистральными трубопроводами водных преград следует предусматривать крепление берегов, конструкция которого выбирается в зависимости от геологических и гидрогеологических условий, скорости течения, ледового режима и др.

Крепление незатапливаемых берегов в месте пересечения подземными трубопроводами следует осуществлять до отметки, возвышающейся не менее чем на 0,7 *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, должно быть осуществлено крепление пойменной части 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.

9.5. Для проезда к магистральным трубопроводам должны быть максимально использованы существующие дороги общего пользования и дороги, накатываемые в полосе отвода земли для магистральных трубопроводов (на нераспахиваемых землях).

При наличии по трассе магистральных трубопроводов естественных и искусственных препятствий дорожные сооружения могут предусматриваться при соответствующем технико-экономическом обосновании только в тех случаях, когда невозможен объезд препятствий по существующим дорогам общего пользования

10. ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (ГАЗОПРОВОДОВ, НЕФТЕПРОВОДОВ И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ) ОТ ПОЧВЕННОЙ КОРРОЗИИ И БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

10.1. При проектировании средств защиты подземных магистральных стальных трубопроводов от почвенной коррозии следует руководствоваться главой II-В.7-62 СНиП и действующими нормативными документами по защите подземных металлических сооружений от коррозии.

10.2. Выбор средств защиты должен производиться на основе данных о коррозийной активности (агрессивности) грунтов по отношению к стальным трубам, а также технико-экономических обоснований.

10.3. На магистральных трубопроводах следует применять средства защиты от почвенной коррозии в зависимости от коррозийной активности грунтов в соответствии с табл. 10.1.

Таблица 10.1

Коррозийная активность грунта	Средства защиты
Низкая и средняя	Нормальные противокоррозийные покрытия
Повышенная и высокая	Усиленные противокоррозийные покрытия совместно с катодной поляризацией
Особо высокая	Весьма усиленные противокоррозийные покрытия совместно с катодной поляризацией

Оценку коррозийной активности грунтов по отношению к стальным трубопроводам следует производить по данным удельного электросопротивления грунта согласно табл. 10.2.

Таблица 10.2

Минимально-годовая величина удельного сопротивления грунтов в *ом·м*	Более 100	100÷20	20÷10	10÷5	Менее 5
Степень коррозийной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Особо высокая

Примечание. Степень коррозийности грунтов участка трассы трубопроводов принимается на категорию выше, если на длине его, равной 50 *м* обнаружено изменение электросопротивления в тридцать раз и более.

10.4. Для противокоррозийных покрытий трубопроводов следует применять материалы, удовлетворяющие требованиям главы СНиП II-А.10-62 и действующих государственных стандартов или технических условий на соответствующие виды материалов.

При выборе типа конструкций и материала противокоррозийных покрытий следует учитывать, кроме коррозийной активности грунтов, температуру транспортируемой среды и условия прокладки и эксплуатации трубопроводов.

Примерные конструкции противокоррозийных покрытий стальных магистральных трубопроводов приведены в табл. 10.3, 10.4, 10.5. 10.6.

Таблица 10.3

Примерные конструкции битумо-резиновых противокоррозийных покрытий стальных трубопроводов, наносимых на трассе

№ п/п	Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия в *мм*
1	Нормальный	Грунтовка, мастика — 3 *мм*, стеклохолст или крафт-бумага	3
2	Усиленный	Грунтовка, мастика — 4 *мм*, бризол — 1,5 *мм* . .	5,5
3	„	Грунтовка, мастика — 5,5 *мм*, стеклохолст или крафт-бумага	5,5
4	Весьма усиленный	Грунтовка, мастика — 7 *мм*, бризол — 1,5 *мм* . .	8,5
5	То же	Грунтовка, мастика — 4 *мм*, бризол — 1,5 *мм*, мастика — 3 *мм*, стеклохолст или крафт-бумага	8,5
6	„	Грунтовка, мастика — 3 *мм*, бризол — 1,5 *мм*, мастика — 2,5 *мм*, бризол — 1,5 *мм*	8,5

Таблица 10.4

Примерные конструкции противокоррозийных покрытий из стальных трубопроводов для транспортирования газа и нефтепродуктов при температуре в пределах от 40 до 70° С

№ п/п	Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия в *мм*
1	Нормальный	Грунтовка, битумо-резиновая мастика — 3 *мм*, бризол — 1,5 *мм* или стекловолокнистый холст . .	4,5
2	Усиленный	Грунтовка, битумо-резиновая мастика — 4 *мм*, бризол — 1,5 *мм* .	5,5
3	„	Грунтовка, битумо-резиновая мастика — 5,5 *мм*, стекловолокнистый холст	5,5

Таблица 10.5

Примерные конструкции противокоррозийных покрытий стальных трубопроводов из битумной мастики с минеральным наполнителем и армирующих материалов гидроизола, стекловолокнистого холста или стеклоткани

№ п/п	Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия в *мм*
1	Нормальный	Грунтовка, мастика — 3 *мм*, стеклохолст или крафт-бумага	3

Продолжение табл. 10.5

№ п/п	Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия в *мм*
2	Усиленный	Грунтовка, мастика — 3 *мм*, армирующая обмотка; мастика — 4 *мм*, стеклохолст или крафт-бумага . .	6
3	Весьма усиленный	Грунтовка, мастика — 3 *мм*, армирующая обмотка; мастика — 3 *мм*, армирующая обмотка; мастика — 3 *мм*, армирующая обмотка . . .	9

Таблица 10 б

Примерные конструкции противокоррозийных покрытий из липких пластмассовых лент поливинилхлорида или полиэтилена для стальных трубопроводов

№ п/п	Тип изоляции	Конструкция покрытия	Толщина покрытия в *мм*
1	Нормальный	Липкая лента в один слой	Не менее 0,35
2	Усиленный или весьма усиленный	Липкая лента в в два слоя	Не менее 0,7

Примечания: 1. При отсутствии стеклохолста допускается применение крафт-бумаги.

2. В покрытиях усиленного и весьма усиленного типа, приведенных в табл. 10.5 при применении бризола толщина слоев мастики уменьшается на толщину бризола.

3. Для изоляции участков трубопроводов с температурой транспортируемого продукта или газа от 40 до 70°С допускается применение покрытий из полимерных лент (табл. 10 б).

4. Температура размягчения мастик должна быть выше температуры транспортируемого продукта не менее чем на 25°.

10.5. Противокоррозийные покрытия должны обладать следующими свойствами.

а) быть диэлектрическими;

б) иметь механическую прочность, обеспечивающую их сохранность в процессе строительства и при эксплуатации от давления грунта на засыпанном трубопроводе;

в) обладать пластичностью, обеспечивающей монолитность при действии на них низких температур при производстве строительных работ и в условиях эксплуатации;

г) быть непрерывными;

д) быть химически стойкими, не подвергаться разрушению от биологических воздействий и не содержать компонентов, оказывающих коррозийное воздействие на металл;

е) обладать хорошим прилипанием к металлу.

10.6. При прокладке подземных трубопроводов в зонах воздействия блуждающих токов, а также при пересечении русловой части водных преград, пойм горных рек с блуждающим руслом и стоков промышленных предприятий, болот, участков свалки мусора и шлака следует применять противокоррозийные покрытия весьма усиленного типа независимо от коррозийной активности грунта.

На заливаемых поймах рек со стабильным руслом и на заболоченных и обводненных участках необходимо применять противокоррозийные покрытия трубопроводов не ниже усиленного типа.

10.7. При надземной прокладке трубопроводов должны применяться лакокрасочные покрытия, стойкие по отношению к окружающей среде.

В местах перехода трубопровода от подземной прокладки к надземной лакокрасочная изоляция должна быть продолжена в сторону подземной части трубопровода на 2 *м*, и этот отрезок подземного трубопровода должен иметь противокоррозийное покрытие весьма усиленного типа.

10.8. Для защиты противокоррозийных покрытий от повреждений при сооружении переходов подземных магистральных трубопроводов через водные преграды, а также железных и автомобильных дорог (в защитном кожухе) должна быть предусмотрена футеровка изолированных труб.

10.9. Проектирование катодной защиты магистральных трубопроводов от почвенной коррозии и электрической защиты их от воздействия блуждающих токов следует осуществлять в соответствии с указаниями главы II-Б.7-62 СНиП и действующими нормативными документами по защите подземных металлических сооружений от коррозии.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие указания	3
2. Определение магистральных трубопроводов и их участков	—
3. Основные требования к трассе магистральных трубопроводов	5
Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси магистральных газопроводов	6
Допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий и отдельных зданий и сооружений до оси магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов	—
4. Конструктивные требования к магистральным трубопроводам	10
Размещение отключающей и другой арматуры и устройств на магистральных газопроводах	11
Размещение отключающей запорной арматуры на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах	—
5. Подземная прокладка магистральных трубопроводов	12
6. Переходы магистральных трубопроводов через естественные и искусственные препятствия	13
Подводные переходы магистральных трубопроводов через водные преграды	—
Переходы магистральных трубопроводов через болота	14
Балластировка трубопроводов на участках подводных переходов через водные преграды и болота	15
Подземные переходы магистральных трубопроводов через железные и автомобильные дороги	16
7. Надземная прокладка магистральных трубопроводов	17
8. Расчет магистральных трубопроводов на прочность	18
Расчет подземных магистральных трубопроводов	19
Расчет надземных трубопроводов	20
Расчет компенсаторов	23
Определение нагрузок на опоры надземных трубопроводов	24
9. Противоэррозионные мероприятия по трассе магистральных трубопроводов и организация подъезда к ним	27
10. Защита магистральных трубопроводов (газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов) от почвенной коррозии и блуждающих токов	—

Госстройиздат
Москва, Третьяковский проезд, д. 1

Редактор *Г. А. Ифтинка*
Технический редактор *В. М. Родионова*
Корректор *Л. П. Бирюкова*

Сдано в набор 25/V-1963 г. Подписано к печати 25/VII-1963 г.
Бумага 84×108¹/₁₆ д. л. 1,0 б. л. 3,28 условн. п. л. Уч.-изд. 3,3 л.
Изд. № XII—7932. Зак. 1422. Тираж 40.000 экз. Цена 17 коп.

Типография № 1 Государственного издательства литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам, г. Владимир

gost.e-ecolog.ru