
**ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(ЕАСС)
EURO-ASIAN COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(EASC)**



**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ**

ГОСТ

Проект

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА.

Нормы проектирования

Издание официальное

Предисловие

Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС) представляет собой региональное объединение национальных органов по стандартизации государств, входящих в Содружество Независимых Государств. В дальнейшем возможно вступление в ЕАСС национальных органов по стандартизации других государств.

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0-92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2-97 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, применения, обновления и отмены.

Сведения о стандарте

- 1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром ВНИИГАЗ» (ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»)
- 2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 (РФ) «Техника и технологии переработки нефти и газа»
- 3 ПРИНЯТ Евразийским советом по стандартизации, метрологии и сертификации
- 4 Стандарт подготовлен на основе ГОСТ Р 52063-2003
- 5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Содержание

Предисловие	VI	
.....		
.....		
1 Область применения.....		1
.....		
2 Нормативные ссылки.....		2
.....		
3 Термины и определения		3
.....		
4 Обозначения и сокращения		7
.....		
5 Общие положения.....		9
.....		
6 Идентификация магистрального газопровода и его объектов.....		11
7 Инженерные изыскания и проектная документация.....		12
8 Системная надёжность магистрального газопровода.....		12
.....		
9 Механическая безопасность магистрального газопровода.....		14
.....		
10 Классификация участков газопроводов по безопасности.....		16
.....		
11 Основные требования к трассам газопроводов		20
.....		
11.1 Безопасность зданий и сооружений магистрального газопровода в условиях техногенной (антропогенной) активности		20
11.2 Выбор трасс и развитие		21

ГОСТ Проект	территорий	
11.3	Пожарная безопасность магистрального газопровода и минимальные расстояния до газопроводов	26
11.4	Расстояния до трубопроводов топливного и импульсного газа.....	44
11.5	Охранные зоны	45
12	Конструктивные требования к газопроводам ..	46
12.1	Общие требования.....	46
12.2	Размещение трубопроводной арматуры.....	47
12.3	Узлы пуска и приема внутритрубных устройств	51
12.4	Требования к допустимым радиусам упругого изгиба и установке компенсаторов.....	52
13	Подземная прокладка газопроводов ..	53
13.1	Общие требования.....	53
13.2	Прокладка в горной местности.....	56
13.3	Прокладка на	59

	подрабатываемых территориях	
13.4	Прокладка в сейсмических районах.....	61
13.5	Прокладка в районах распространения многолетнемерзлых грунтов ...	63
14	Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия.....	66
14.1	Общие требования.....	66
14.2	Подводные переходы через водные преграды.	66
14.3	Переходы через болота.....	73
14.4	Подземные переходы газопроводов через автомобильные и железные дороги.....	75
14.5	Пересечения и параллельная прокладка газопроводов с другими трубопроводами и инженерными коммуникациями.....	79
15	Надземная прокладка газопроводов	80
16	Нагрузки и воздействия	83
16.1	Общие требования.....	83

ГОСТ Проект	
16.2	Функциональные нагрузки.....	83
16.3	Природные нагрузки.....	87
16.4	Строительные нагрузки.....	88
16.5	Случайные нагрузки.....	89
16.6	Сочетания нагрузок.....	89
17	Расчет газопроводов на прочность и устойчивость.....	90
17.1	Нормативные характеристики материала труб и соединительных деталей.....	90
17.2	Определение толщины стенки труб и соединительных деталей.....	90
17.3	Проверка условий прочности..	95
17.4	Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений.....	100
17.5	Проверка общей устойчивости подземных газопроводов.....	104
17.6	Проверка овальности сечений подземного газопровода после укладки и засыпки.....	107
17.7	Устойчивость формы	109

	поперечных сечений газопровода.....	
17.8	Устойчивость положения газопровода.	111
17.9	Расчет надземных участков газопроводов.	115
7.10	Проверка прочностью и работоспособности газопроводов при сейсмических воздействиях.....	121
18 Требования к очистке, испытаниям на прочность, проверке на герметичность и осушке полости газопроводов		127
18.1	Общие положения	127
18.2	Очистка полости газопроводов	129
18.3	Испытание на прочность и проверка на герметичность	133
18.4	Осушка полости	138
19 Материалы и изделия.....		139
19.1	Трубы и соединительные детали газопроводов	139
19.2	Сварные соединения и сварочные материалы при строительстве	144
19.3	Изделия для балластировки и закрепления газопроводов	147

ГОСТ Проект	на проектных отметках.....	
	
19.4	Теплоизоляционные покрытия.....	148
	
19.5	Внутренние гладкостные покрытия труб.....	149
	
19.6	Геотекстильные материалы.....	150
	
19.7	Термостабилизаторы.....	150
	
20	Защита газопроводов от коррозии.....	151
	
20.1	Защитные покрытия подземных газопроводов.....	151
	
20.2	Электрохимическая защита подземных газопроводов.....	157
	
20.3	Защита надземных газопроводов от атмосферной коррозии.....	164
	
	
21	Технологическая связь газопроводов.....	165
	
22	Охрана окружающей среды.....	171
	
23	Безопасные для здоровья человека условия пребывания и пользования зданиями и сооружениями магистрального газопровода.....	172
	
24	Безопасность при строительстве, реконструкции и	175

ликвидации зданий и сооружений магистрального газопровода	
25 Безопасность при эксплуатации магистрального газопровода	177
26 Энергетическая эффективность зданий и сооружений магистрального газопровода.....	179
27 Предупреждение действий, вводящих в заблуждение приобретателей зданий и сооружений магистрального газопровода.....	179
28 Оценка соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода.....	180
Приложение А (рекомендуемое) Методика определения толщин стенок штампованных и штампосварных тройников	181
Приложение Б (рекомендуемое) Определение толщин стенок сварных тройников без усиливающих элементов.....	185
Приложение В (рекомендуемое) Определение расчетного радиуса кривизны участка подземного газопровода.....	188

ГОСТ Проект Приложение Г (рекомендуемое) Критерии сейсмостойкого проектирования газопроводов	192
Приложение Д (рекомендуемое) Классификация сварочных материалов различного назначения в зависимости от класса прочности металла труб.....	195
Приложение Е (справочное) Библиография	198

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗА

Нормы проектирования

Gas Transmission Piping Systems.

Design codes

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на вновь проектируемые и реконструируемые магистральные газопроводы (далее - газопроводы) и ответвления от них условным диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды свыше 1,18 МПа до 24,52 МПа (при одиночной прокладке и прокладке в технических коридорах) для транспортирования:

- природного газа из районов добычи (от промыслов) или хранения до мест потребления (газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий);

- товарного газа в пределах компрессорных станций, станций подземного хранения газа, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций и газоизмерительных станций и станций охлаждения газа;

- импульсного, топливного и пускового газа для компрессорных станций, станций подземного хранения газа, дожимных компрессорных станций, газораспределительных станций и газоизмерительных станций и пунктов редуцирования газа.

П р и м е ч а н и е - Проектирование газопроводов давлением 1,18 МПа и менее, предусматриваемых для прокладки на территории населенных пунктов или отдельных предприятий, осуществляют в соответствии с требованиями других нормативных документов.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на проектирование конденсатопроводов, трубопроводов сжиженных углеводородных газов, газопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, в морских акваториях и промыслах, трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, оказывающего коррозионное воздействие на металл труб, а также на капитальный ремонт объектов (при капитальном ремонте необходимо руководствоваться нормами и правилами, разработанными для капитального ремонта, в случае их отсутствия нормами и правилами, действующими на момент строительства объектов).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытаний на растяжение

ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 2999-75 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу

ГОСТ 4650-80 Пластмассы. Методы определения водопоглощения

ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 9238-83 Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм

ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

ГОСТ 11262-80 Пластмассы. Метод испытания на растяжение

ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность

ГОСТ 14760-69 Клеи. Метод определения прочности при отрыве

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 53315-2009 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **байпас**: Обводная линия в обвязке кранового узла.

3.2 **внутреннее гладкостное покрытие**: Антифрикционное покрытие, наносимое с целью снижения гидравлического сопротивления при транспортировке газа.

3.3 **воздействие**: Явление, вызывающее внутренние силы в элементе газопровода (изменение температуры стенки трубы, деформация основания, усадка и ползучесть материала, сейсмические и др. явления).

3.4 **газопровод**: Трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

3.5 **гибкость отвода**: Способность отвода изменять центральный угол при изгибе. Величина, обратная изгибной жесткости отвода.

3.6 **диаметр условный**; Ду: Установленный ряд чисел, каждому из которых соответствует фактический диаметр (наружный) трубы.

Примечание – Условный – 1200 мм, фактический – 1220 мм.

3.7 **длинный отвод**: Отвод, гибкость и напряженное состояние которого не зависят от условий сопряжения его концов с прямыми участками трубопровода.

3.8 **допускаемое напряжение**: Максимальное безопасное напряжение при эксплуатации рассматриваемой конструкции.

3.9 **естественные и искусственные препятствия**: Реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги, пересекаемые газопроводом.

3.10 **изоляция газопровода противокоррозионная**: Наружное покрытие трубы, предназначенное для защиты от почвенной и атмосферной коррозии.

3.11 **импульсный газ**: Сжатый природный газ, используемый для пневматического привода запорно – регулирующей арматуры.

3.12 категория участка магистрального газопровода: Характеристика опасности участка магистрального газопровода, классифицируемая в зависимости от показателей опасности транспортируемого продукта, технических характеристик газопровода, плотности населения, антропогенной активности вблизи газопровода и иных факторов риска.

П р и м е ч а н и е – Учитывает возможность внешнего повреждения магистрального газопровода и последствия возможных аварий на магистральном газопроводе.

3.13 компенсатор: Участок трубопровода специальной конструкции, предназначенный для восприятия температурных деформаций трубопровода за счет своей податливости.

3.14 компрессорная станция; КС: Комплекс сооружений магистрального газопровода, предназначенный для компримирования газа.

3.15 компрессорный цех; КЦ: Составная часть компрессорной станции, выполняющая основные технологические функции (очистку, компримирование и охлаждение газа).

3.16 линейная часть газопровода: Часть магистрального газопровода, объединяющая компрессорные станции в единую газотранспортную систему для передачи газа потребителям.

3.17 магистральный газопровод; МГ: Комплекс производственных объектов, обеспечивающих транспорт природного или попутного нефтяного газа, в состав которого входят однопоточный газопровод, компрессорные станции, установки дополнительной подготовки газа (например, перед морским участком), участки с лупингами, переходы через водные преграды, запорная арматура, камеры приема и пуска очистных устройств, газораспределительные станции, газоизмерительные станции, станции охлаждения газа.

3.18 нагрузка: Силовое воздействие, вызывающее изменение напряженно – деформированного состояния конструкции (трубопровода).

3.19 овальность: Нарушение формы поперечного сечения трубы, характеризующееся ее отклонением от идеально кольцевой.

П р и м е ч а н и е – Численно овальность сечения определяется в зависимости от значений наибольшего и наименьшего наружных диаметров в рассматриваемом сечении трубы.

3.20 охранная зона: Контролируемая полоса местности или водного пространства вдоль трассы газопровода, устанавливаемая на период его эксплуатации с целью предупреждения возможного вредного воздействия на газопровод.

3.21 площадь поперечного сечения трубопровода «в свету»: Площадь полости поперечного сечения трубопровода (ограниченная внутренним диаметром трубы).

3.22 подводный переход: Участок (составляющая) линейной части, предназначенный для пересечения газопроводом естественных и искусственных водных объектов.

П р и м е ч а н и е – К подводным переходам МГ относятся переходы через водные преграды, укладываемые с помощью подводно-технических средств.

3.23 полка: Строительная полоса на косогорах, устраиваемая путем срезки или подсыпки грунта.

3.24 предел прочности материала труб (временное сопротивление): Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала труб при растяжении.

3.25 предел текучести материала труб: Нормативное минимальное значение напряжения, при котором начинается интенсивный рост пластических деформаций (при незначительном увеличении нагрузки) при растяжении материала труб.

3.26 предельное состояние: Состояние трубопровода, за пределами которого он перестает удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям.

3.27 противокоррозионное покрытие [изоляционное покрытие]: Органическое (полимерное) покрытие, защищающее металлические поверхности сооружений от различных видов коррозии.

3.28 пусковой газ: Сжатый природный газ, используемый для пусковых устройств газоперекачивающих агрегатов и электростанций собственных нужд компрессорных станций.

3.39 рабочее давление: Наибольшее внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации газопровода (нормальное протекание рабочего процесса).

П р и м е ч а н и е – Определяется по сечению на выходном трубопроводе газового компрессора.

3.30 расчетная схема: Упрощенное изображение конструкции газопровода, принимаемое для выполнения расчетов на прочность и устойчивость.

3.31 расчетное давление: Максимальное избыточное внутреннее давление, на которое рассчитан трубопровод или его часть на прочность.

3.32 расчетный коэффициент: Число (меньше единицы), равное отношению допускаемого напряжения в трубопроводе к пределу текучести или к пределу прочности материала труб.

3.33 репер: Знак, закрепляющий точку земной поверхности, высота которой относительно исходной уровенной поверхности определена путём нивелирования.

П р и м е ч а н и е – В [Российской Федерации](#) высоты реперов вычисляются относительно нуля [Кронштадтского футштока](#).

3.34 система электрохимической защиты: Составная часть линейной части газопровода, выполняющая следующие основные технологические функции:

- обеспечение эффективной защиты газопровода от подземной коррозии;
- контроль эффективности противокоррозионной защиты.

3.35 соединительные детали трубопроводов: Элементы трубопровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра и др. (отводы, тройники, переходники и др.).

3.36 термореактивное покрытие: Покрытие на основе синтетических материалов, которое в результате отверждения переходит в неплавкие и нерастворимые структуры.

3.37 технический коридор: Система параллельно прокладываемых по одной трассе магистральных газопроводов.

3.38 толщина стенки номинальная: Толщина стенки трубы или соединительной детали, указанная в стандартах или технических условиях.

3.39 топливный газ: Сжатый природный газ, используемый для работы тепловых двигателей и электростанций собственных нужд компрессорных станций.

3.40 транспорт газа: Подача газа из пункта его добычи, получения или хранения в пункт доставки.

3.41 **трасса:** Положение оси газопровода, отвечающее ее положению на местности и определяемое ее проекциями в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

3.42 **трубопроводы технологические основного назначения (трубопроводы технологические):** Трубопроводы, предназначенные для транспортировки газа в пределах промплощадки объекта (компрессорная станция, станция охлаждения газа, газоизмерительная станция, газораспределительная станция) для выполнения основных технологических процессов (очистки, компримирования, охлаждения, измерения, редуцирования и т.д.).

3.43 **тупиковая газораспределительная сеть:** Схема доставки газа конечным потребителям, при которой они получают газ из системы магистральных газопроводов через единственную газораспределительную станцию и лишены возможности получения газа через другие газораспределительные станции.

П р и м е ч а н и е – Надежность газоснабжения при тупиковой схеме существенно ниже, чем при кольцевой схеме с дублированием отдельных элементов газораспределительной сети.

3.44 **приемлемый риск:** Риск, уровень которого допустим и обоснован, исходя из экономических и социальных соображений.

3.45 **устойчивость газопровода:** Свойство конструкции газопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

АЗ	-	анодное заземление;
ВГП	-	внутреннее гладкостное покрытие;
ВЛ	-	воздушная линия;
ВТУ	-	внутритрубные устройства;
ВЭИ	-	вставки электроизолирующие;
ГВВ	-	горизонт высоких вод;
ГИС	-	газоизмерительная станция;
ГНБ	-	горизонтально – направленное бурение;
ГРС	-	газораспределительная станция;

ГС	-	головные сооружения;
ГФУ	-	горизонтальное факельное устройство;
Д	-	наружный диаметр трубы;
Ду	-	условный диаметр газопровода;
ДКС	-	дожимная компрессорная станция;
ДЛО	-	дом линейного обходчика;
ЗРА	-	запорно-регулирующая арматура;
ЗТВ	-	зона термического влияния (сварного шва);
ИПГ	-	испытание падающим грузом;
КИП	-	контрольно – измерительный пункт;
КРН	-	коррозионное растрескивание под напряжением;
ЛЧ	-	линейная часть (магистрального газопровода);
ЛЭП	-	линия электропередачи;
ММГ	-	многолетнемерзлые грунты;
МРЗ	-	максимальное расчетное землетрясение;
НДС	-	напряженно - деформированное состояние;
НУП	-	необслуживаемый усилительный пункт;
НУЭ	-	нормальные условия эксплуатации;
ПЗ	-	проектное землетрясение;
ПРГ	-	пункт редуцирования газа;
ПХГ	-	подземное хранилище газа;
РРЛ	-	радиорелейная линия (связи);
РРС	-	радио-релейная станция;
СДТ	-	соединительные детали трубопроводов;
СМР	-	строительно-монтажные работы;
СПХГ	-	станция подземного хранения газа;
СОГ	-	станция охлаждения газа;
ТКМ	-	точка коррозионного мониторинга;
ТС	-	тройник сварной;
ТШС	-	тройник штампосварной;
УДЗ	-	установка дренажной защиты;
УКЗ	-	установка катодной защиты;
УППГ	-	установка предварительной подготовки газа;
УКПГ	-	установка комплексной подготовки газа;
ЭХЗ	-	электрохимическая защита от коррозии;
КСV	-	ударная вязкость, определенная на образце с концентратором
(КСU)		вида V (U).

5 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1 В состав МГ входят:

- газопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнейшему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения КС, ГИС, ПРГ, узлами пуска и приема ВТУ, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;
- система ЭХЗ;
- линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики газопроводов;
- ЛЭП, предназначенные для обслуживания газопроводов, и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;
- противопожарные средства;
- противоэрозионные и защитные сооружения газопроводов;
- системы сбора и утилизации конденсата;
- здания и сооружения линейной службы эксплуатации газопроводов;
- постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы газопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов;
- головные и промежуточные (линейные) КС;
- ГИС и СОГ;
- ГРС;
- СПХГ;
- указатели и предупредительные знаки.

5.2 МГ следует прокладывать подземно (подземная прокладка). Прокладка газопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании в случаях, приведенных в 11.1. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию газопроводов.

5.3 Прокладка газопроводов может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым МГ - в техническом коридоре.

5.4 В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре газопроводов и нефтепроводов (нефтепродуктопроводов). В этом случае проектирование газопровода должно быть согласовано с владельцем нефтепроводов (нефтепродуктопроводов).

5.5 Перечень территорий, по которым не допускается прокладка газопроводов, приведен в 11.1.14.

5.6 Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения газопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в этих зонах сельскохозяйственных и других работ регламентируются требованиями подраздела 11.4.

5.7 Для проектирования вдольтрассовых проездов и подъездных дорог к крановым узлам газопроводов предусматривается оформление аренды необходимых земельных участков или права ограниченного пользования чужими земельными участками (сервитут), для Российской Федерации - в соответствии со статьями 22 и 23 Земельного кодекса [1].

5.8 Температура газа, поступающего в газопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности газопровода. Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решается при проектировании.

5.9 Расчетные схемы и методы расчета газопроводов на прочность и устойчивость необходимо выбирать с учетом использования автоматизированных способов расчета.

5.10 Газопроводы и их сооружения следует проектировать с учетом максимальной индустриализации СМР за счет применения труб и сборных конструкций в блочно-комплектном исполнении из стандартных и типовых элементов и деталей с наружным защитным покрытием, изготовленных на заводах или в стационарных условиях, обеспечивающих качественное их изготовление. Трубы с ВГП могут применяться только на вновь проектируемых газопроводах при соответствующем обосновании на стадии инвестиционного проекта. При этом принятые в проекте решения должны обеспечивать бесперебойную и безопасную эксплуатацию газопроводов.

5.11 При проектировании газопроводов следует использовать материалы, изделия и оборудование, прошедшие процедуру эксплуатационных испытаний и разрешенные к применению в установленном порядке.

5.12 Срок безопасной эксплуатации газопровода следует назначать в соответствии с требованиями отдельных нормативных документов.

5.13 Геодезическое позиционирование объектов МГ должно быть отражено в исполнительной документации в системе информации «как построено».

6 ИДЕНТИФИКАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА И ЕГО ОБЪЕКТОВ

Для применения настоящего стандарта, сооружения и здания магистрального газопровода идентифицируются по следующим признакам:

- назначение;
- принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность;

- возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация сооружений и зданий магистрального газопровода. Идентификация сооружений и зданий магистрального газопровода по данному признаку должна проводиться с учетом результатов инженерных изысканий (исследований) на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация сооружений и зданий магистрального газопровода;
- принадлежность к опасным производственным объектам;
- пожарная опасность;
- наличие помещений с постоянным пребыванием людей;
- уровень ответственности.

7 Инженерные изыскания и проектная документация

7.1 При проектировании зданий и сооружений МГ следует руководствоваться результатами инженерных изысканий.

7.2 В состав инженерных изысканий для строительства входят следующие основные их виды:

- инженерно-геодезические;
- инженерно-геологические;
- инженерно-гидрометеорологические;
- инженерно-экологические;
- изыскания грунтовых строительных материалов и источников водоснабжения на базе подземных вод.

8 Системная надёжность магистрального газопровода

8.1 Технологические решения по проектируемому газопроводу должны обеспечивать бесперебойное газоснабжение потребителей.

8.2 При проектировании магистрального газопровода должны определяться его надёжность, а также системная надёжность, отражающая влияние проектируемого газопровода на надёжность системы газоснабжения.

8.3 Надёжность проектируемого магистрального газопровода достигается:

- сооружением межниточных перемычек на линейной части газопроводов;

- резервированием линейной части путем прокладки параллельных ниток и лупингов на особо ответственных участках трассы (переходы через водные преграды, горные участки и др.);
- схемными решениями и необходимым резервированием систем, установок, агрегатов в компрессорных цехах;
- рациональным секционированием газопровода;
- сооружением межцеховых перемычек на КС, позволяющих объединить резервы компрессорных цехов и увеличить возможности маневрирования мощностями КС;
- формированием информационно-управляющей системы МГ, обеспечивающей сбор технологической информации, ее накопление, управление, регулирование и защиту на всех ее иерархических уровнях, формированием отчетной документации;
- обеспечением нагрузочного резерва в компрессорных цехах и на КС.

8.4 Системная надежность проектируемого магистрального газопровода достигается применением способов и средств обеспечения надежности газопровода, указанных в п. 8.3, а также применением системных средств резервирования, к которым относятся:

- сооружение и использование газопроводов-перемычек и межсистемных перемычек, обеспечивающих маневрирование потоками газа;
- сооружение и использование ПХГ (и других объектов хранения газа), взаимодействующих с проектируемым газопроводом;
- освоение и использование месторождений-регуляторов.

8.5 Резерв оборудования компрессорной станции определяется ее функциями в газотранспортной системе, технологической схемой, режимом работы, показателями надежности оборудования.

8.6 Резервирование линейной части производится на переходах через водные преграды, участках в труднодоступной горной местности, плохо приспособленных к предупреждению и устранению отказов. Выбор числа ниток и их пропускной способности производится экспертным путем.

8.7 Перемычки между нитками на многониточных газопроводах позволяют:

- при выходе из строя одной из ниток использовать неповрежденные участки этой нитки в качестве лупингов, увеличивая тем самым пропускную способность системы в период ликвидации аварий;
- уменьшить суммарные потери газа при аварийных сбросах в окружающую среду;
- оптимизировать пропускную способность системы на штатных режимах работы.

9 Механическая безопасность магистрального газопровода

9.1 Строительные конструкции и основания сооружений и зданий магистрального газопровода должны обладать такой прочностью и устойчивостью, чтобы в процессе строительства и эксплуатации отсутствовал недопустимый риск причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений в результате:

- разрушения отдельных несущих строительных конструкций или их частей;
- разрушения в целом сооружений и зданий магистрального газопровода или их частей;
- деформации недопустимой величины строительных конструкций, оснований сооружений и зданий магистрального газопровода и геологических массивов прилегающей территории;
- повреждения части сооружений и зданий магистрального газопровода, сетей и систем инженерно-технического обеспечения в результате деформации, перемещений либо потери устойчивости несущих строительных конструкций, в том числе отклонений от установленных проектной документацией значений.

9.2 Выполнение требований механической безопасности в проектной документации сооружений и зданий магистрального газопровода должно быть обосновано расчетами и иными способами, подтверждающими, что в процессе строительства и эксплуатации сооружений и зданий магистрального газопровода их строительные конструкции и основания не достигнут предельного состояния по прочности и устойчивости при учитываемых вариантах одновременного действия нагрузок и воздействий.

9.3 За предельное состояние строительных конструкций и оснований по прочности и устойчивости должно быть принято состояние, характеризующееся:

- разрушением любого характера;
- потерей устойчивости формы;
- потерей устойчивости положения;

– нарушением эксплуатационной пригодности и иными явлениями, связанными с недопустимым риском причинения вреда жизни и здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

9.4 В расчетах строительных конструкций и оснований должны быть учтены все виды нагрузок, соответствующих функциональному назначению и конструктивному решению сооружений и зданий магистрального газопровода, климатические, а в необходимых случаях технологические воздействия, а также усилия, вызываемые деформацией строительных конструкций и оснований. Для элементов строительных конструкций, характеристики которых, учтенные в расчетах прочности и устойчивости сооружений и зданий, могут изменяться в процессе эксплуатации под воздействием климатических факторов или агрессивных факторов наружной и внутренней среды, в том числе под воздействием технологических процессов, которые могут вызывать усталостные явления в материале строительных конструкций, в проектной документации должны быть дополнительно указаны параметры, характеризующие сопротивление таким воздействиям, или мероприятия по защите от них.

9.5 Расчетные модели (в том числе расчетные схемы, основные предпосылки расчета) строительных конструкций и оснований должны отражать действительные условия работы сооружений и зданий, отвечающие рассматриваемой расчетной ситуации. При этом должны быть учтены:

- факторы, определяющие напряженно-деформированное состояние;
- особенности взаимодействия элементов строительных конструкций между собой и с основанием;
- пространственная работа строительных конструкций;
- геометрическая и физическая нелинейность;
- пластические и реологические свойства материалов и грунтов;
- возможность образования трещин;
- возможные отклонения геометрических параметров от их номинальных значений.

9.6 В процессе обоснования выполнения требований механической безопасности должны быть учтены следующие расчетные ситуации:

– установившаяся ситуация, имеющая продолжительность того же порядка, что и планируемая продолжительность нормальных условий эксплуатации сооружений и зданий магистрального газопровода, в том числе эксплуатация между двумя капитальными ремонтами или изменениями технологического процесса;

– переходная ситуация, имеющая небольшую по сравнению с нормальными условиями эксплуатации сооружений и зданий магистрального газопровода продолжительность, в том числе строительство, реконструкция, капитальный ремонт здания или сооружения.

9.7 Расчеты, обосновывающие безопасность принятых конструктивных решений сооружений и зданий магистрального газопровода, должны быть проведены с учетом уровня ответственности проектируемого здания или сооружения.

10 КЛАССИФИКАЦИЯ УЧАСТКОВ ГАЗОПРОВОДОВ ПО БЕЗОПАСНОСТИ

10.1 Все участки МГ подразделяются по ответственности на три категории:

- Н («Нормальная»);
- С («Средняя»);
- В («Высокая»).

10.2 Категории участков МГ устанавливаются в зависимости от их назначения в соответствии с требованиями таблицы 1, в которой учитываются особенности природных и антропогенных условий эксплуатации участка, а также сложность его конструктивного исполнения и трудности выполнения ремонтных работ.

Т а б л и ц а 1 - Категории участков МГ в зависимости от их назначения

Назначение участков газопроводов	Категории участков при прокладке		
	подземной	наземной	надземной
1. Переходы через водные преграды: а) шириной зеркала воды в межень 75 м и более и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый	В	-	В

б) шириной зеркала воды в межень до 75 м и прибрежные участки длиной не менее 25 м (от среднемеженного горизонта воды) каждый	С	-	С
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень от 10 м до 25 м - в русловой части, оросительные и деривационные каналы	С	-	С
г) горные потоки (реки)	С	-	С
д) поймы рек по ГВВ 10% обеспеченности	С	-	С
2. Переходы через болота типа:			
а) II	С	Н	Н
б) III	С	С	С
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):			
а) участки газопроводов на переходах через железные дороги общей сети, автомобильные дороги I, II и III категории, включая участки на расстоянии 50 м по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения дороги	В	-	В
б) участки газопроводов на переходах через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категории, а также участки на расстоянии согласно 11.3.8 по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог	С	-	С
4. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, ГИС, включая конденсатосборники, а также трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа. Трубопроводы узлов подключения к КС, располагаемых на территории КС.	В	В	В
5. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в таблице 4, с ВЛ электропередачи напряжением:			
а) 500 кВ и более;	В	-	-
б) от 330 до 500 кВ	С	-	-
6. Газопроводы в горной местности при укладке в тоннелях	-	С	С
7. Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома	В	В	В
8. Газопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций	С	-	-
9. Газопроводы, прокладываемые по территории распространения ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0.1, а также газопроводы, прокладываемые в сильнозасоленных грунтах	С	С	С
10. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	С	-	С

11. Газопроводы на узлах установки линейной арматуры и примыкающие к узлам участки газопровода (за исключением участков категории В) на длине , определяемой по 10.4	С	С	С
12. Газопроводы на длине , определяемой по 10.4, от гребенок подводных переходов (за исключением участков категории В)	С	С	С
13. Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в 11.3.8	С	-	С
14. Трубопроводы на узлах пуска и приема ВТУ и примыкающие к узлам участки газопровода (за исключением участков категории В) на длине , определяемой по 10.4	С	С	С
15. Трубопроводы на узлах подключения в газопровод, располагаемые вне КС, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также трубопроводы топливного и импульсного газа (от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений)	С	С	С
16. Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в 11.3.8, а также участки за охранными кранами на длине , определяемой по 10.4	С	С	С
17. Газопроводы, примыкающие к секущему крану ГИС и ПРГ, на длине , определяемой по 10.4, в обе стороны	С	С	С
18. Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами и т.п.) на длине 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	С	С	С
19. Газопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	С	С	С
20. Газопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения ГИС, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, узлов пуска и приема ВТУ, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в строках 14 - 18, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах расстояния , определяемого по 10.4, по обе стороны от них.	С	С	С

Если они не относятся к категории В по виду прокладки и другим параметрам

Примечания

1 Участки трубопроводов, не указанные в таблице 1, относят к категории Н.

2 Участки газопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а

также загрязнение окружающей среды или гибель людей, при соответствующем обосновании допускается назначать более высоких категорий.

3 В категориях автодорог могут быть внесены изменения, связанные с вводом в действие Постановления Правительства РФ [2]. Под индексом «п» в категориях автомобильных дорог (см. строка 3) следует понимать индексы «в», «к», «л».

4 Типы болот принимают в соответствии с 10.3.

5 При пересечении газопроводом массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.

6 Действующие газопроводы, пересекаемые вновь строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии со строкой 3. В случае если действующий газопровод спроектирован в соответствии с СНиП 2.05.06-85 [3], придерживаются примерного соответствия между категориями участков по настоящему стандарту и СНиП 2.05.06-85 [3]:

МГС: Н; С; В;

СНиП 2.05.06-85 : III-IV; I-II; В.

7 Категорию участков газопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, принимают как для переходов через судоходные водные преграды.

8 При небольшой продолжительности подтопления паводковыми водами (менее 20 дней) и незначительной глубине этого подтопления, позволяющей оперативное проведение в данной местности аварийно-восстановительных работ на газопроводах в случае их повреждения, выполнение требований строки 1, позиции д не обязательно.

9 Категории участков газопроводов на переходах через водохранилища, пруды, озера принимают по строке 1б.

10 Знак «-» в таблице означает, что данный способ прокладки не предусматривается.

11 Участки газопроводов строки 20 допускается принимать категории В в случае скученности в расположении крановых узлов и перемычек.

12 При пересечении МГ строящимися коммуникациями, перечисленными в строке 18, определяют необходимость реконструкции МГ. Для этого Заказчик строящейся коммуникации проводит техническое обследование действующего газопровода на предмет необходимости его ремонта. В этом случае эксплуатирующая организация обязана представить результаты последней внутритрубной диагностики участка пересекаемого МГ.

13 При установке кранового узла на газопроводе-ответвлении для его подключения к действующему МГ требование строки 11 распространяется на прилегающие участки данного ответвления. На прилегающие участки действующего МГ, в который врезается газопровод-ответвление, указанное требование не распространяется.

10.3 Болота по характеру передвижения по ним строительной техники делятся на следующие типы:

первый тип - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и неоднократное передвижение болотной техники с удельным давлением 0,02-0,03 МПа или работу обычной техники с помощью щитов, сланей или дорог, обеспечивающих снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,02 МПа;

второй тип - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа;

третий тип - болота, заполненные растекающимся торфом и водой с плавающей торфяной коркой, допускающие работу только специальной техники на понтонах или обычной техники с плавучих средств.

10.4 Расстояния и длины, м, указанные в таблице 1, следует вычислять по формуле

$$L = \frac{P}{p} \cdot R \quad (10.1)$$

где P - рабочее давление в газопроводе, МПа.

Примечания

1 Термин «расстояние» в таблице 1 и в данном пункте означает:

— при пересечениях железных и автомобильных дорог - расстояние от точки оси газопровода до подошвы земляного полотна или до края водоотводного сооружения пересекаемой дороги (коммуникации и др.) по перпендикуляру к ней;

— при расстояниях от площадок - расстояние по радиусу от ближайшей точки границы площадки до оси газопровода.

2 Термин «длина» в таблице 1 и в данном пункте означает протяжённость, отмеряемая по оси газопровода независимо от его конфигурации.

11 Основные требования к трассам газопроводов

11.1 Безопасность зданий и сооружений магистрального газопровода в условиях техногенной (антропогенной) активности

11.1.1 Здания и сооружения МГ на территории, на которой возможно проявление техногенных (антропогенных) воздействий, должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации техногенные (антропогенные) воздействия не вызывали последствий, создающих угрозу причинения вреда жизни или здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

11.1.2 При выборе трассы газопровода должны быть исследованы все характерные для района размещения явления, процессы и факторы техногенного происхождения, которые могут оказывать влияние на безопасность газопровода.

11.1.3 При выборе оптимального варианта трассы газопровода в застроенных районах применение методов аэрофотосъемки или лазерного сканирования принимается заказчиком.

11.2 Выбор трасс и развитие территорий

11.2.1 Выбор трассы газопровода должен выполняться проектной организацией совместно с заказчиком на основе утвержденного задания на проектирование.

11.2.2 Выбор трассы газопровода проводится с учетом возможной минимизации затрат при сооружении и эксплуатации газопровода.

11.2.3 Для обоснования выбора трассы газопровода должны быть учтены следующие факторы:

- диаметр и протяженность газопровода;
- расположение и количество площадок КС;
- конструктивные схемы укладки газопровода;
- безопасность населения и персонала, работающего вблизи газопровода;
- охрана окружающей среды;
- наличие других сооружений;
- наличие полезных ископаемых;
- инженерно-геологические и климатические условия;
- требования к строительству и эксплуатации газопровода;

- местные требования;
- перспективы развития территории;
- наличие крупных и средних рек, болот, озер, автомобильных и железных дорог, оврагов, действующих трубопроводов, линий электропередач и связи, сельскохозяйственных угодий;
- археологические памятники (курганы, поселения);
- наличие факторов коррозионной опасности.

11.2.4 При выборе трассы газопровода должны быть исследованы все характерные для района размещения явления, процессы и факторы природного и техногенного происхождения, которые могут оказывать влияние на безопасность газопровода и вызвать негативное воздействие на население и окружающую среду, в том числе закономерности распространения промышленных выбросов в атмосферу.

11.2.5 При выборе оптимального варианта трассы газопровода в районах со сложным рельефом, значительно залесенных, заболоченных, с большим количеством оврагов, речек, озер, солончаков, наличием карста, термокарста, в застроенных районах применение аэрофотосъемки или лазерного сканирования принимается заказчиком.

11.2.6 Выбор трассы газопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями, предусмотренными действующими Земельным кодексом, Водным кодексом и Градостроительным кодексом, а также с учетом необходимости защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного характера.

11.2.7 Не допускается размещать трассы газопроводов на рекреационных территориях (водных, лесных, ландшафтных), в зонах санитарной охраны источников водоснабжения, водоохраных и прибрежных зонах рек, морей, охранных зонах курортов.

11.2.8 Трассу газопровода следует выбирать с учетом затрат на возмещение:

- убытков землепользователям;
- потерь сельхозпроизводства при отводе земель под строительство;
- ущерба рыбному хозяйству;
- ущерба лесному хозяйству;
- других потерь от негативного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации газопровода;
- расходов на археологические раскопки.

11.2.9 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать возможность развития процессов КРН, т.е. следует учитывать природные и техноприродные факторы, определяющие предрасположенность газопровода на отдельных участках к развитию КРН.

11.2.10 При выборе трассы газопровода следует учитывать условия строительства с тем, чтобы обеспечить применение наиболее экономичных и высокопроизводительных методов СМР.

11.2.11 Камеральную проработку вариантов трассы газопровода следует производить в пределах области поиска, определяемую эллипсом, в фокусах которого находятся начальный и конечный пункты трассы.

11.2.12 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать транспортные коммуникации района будущего строительства с целью максимального использования их для доставки труб от станций разгрузки до трубосварочных пунктов и развозки плетей к трассе.

11.2.13 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого газопровода на ближайшие 20 лет, а также условия строительства и обслуживания газопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся, проектируемые и реконструируемые здания и сооружения, мелиорация заболоченных земель, ирригация пустынных и степных районов, использование водных объектов и т.д.), выполнять прогнозирование изменений природных условий в процессе строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов.

11.2.14 МГ должны прокладываться вне застроенных территорий или территорий с частой человеческой деятельностью.

При выборе трассы следует учитывать, что не допускается прохождение газопровода:

- в населенных пунктах;
- в тоннелях автомобильных и железных дорог;
- в тоннелях совместно с электрическим кабелем и кабелями связи
- трубопроводами иного назначения;

- по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий за исключением газопровода диаметром до 1000 мм на давление до 2,5 МПа по несгораемым мостам автомобильных дорог III, IV и V категорий;

П р и м е ч а н и е - Прокладка газопроводов по мостам, по которым проложены кабели междугородной связи, допускается только по согласованию с владельцем.

- в тоннелях совместно с электрическими кабелями и кабелями связи и трубопроводами иного назначения, принадлежащих другим министерствам и ведомствам за исключением случаев прокладки кабеля технологической связи и КИП данного газопровода на переходах через железные и автомобильные дороги (в одном кожухе);

- ближе 500 метров от боковой границы второго пояса зоны санитарной охраны источников хозяйственного питьевого водоснабжения.

11.2.15 На оползневых участках при их значительных протяженностях трассу следует выбирать выше оползневого участка.

11.2.16 В районах с сильно пересеченным рельефом местности и в горных условиях трассу газопровода следует выбирать в долинах рек вне зоны затопления или по водоразделам.

11.2.17 При выборе трассы следует по возможности избегать пересечений лесов следующих категорий:

- расположенные в пределах водоохранных зон, выполняющих функцию защиты водных объектов;
- выполняющие функции защиты источников питьевого водоснабжения;
- противоэрозионные лесопарковые части зеленых зон поселений и леса санитарно-защитных зон хозяйственных объектов;
- первый, второй и третьих зон округов санитарной охраны курортов;
- городские леса;
- ценные леса, включающие особо ценные лесные массивы;
- леса на пустынных, полупустынных, степных, лесостепных и малолесных горных территориях;
- леса, имеющие научное или историческое значение;
- орехово – промысловые зоны и кедровые леса;
- лесоплодовые насаждения;
- притундровые леса;

- ленточные боры;
- леса особо охраняемых природных территорий, в том числе заповедные лесные участки;
- леса и защитные участки лесов, необходимые для осуществления жизненных циклов объектов животного мира.

11.2.18 Выбор трассы на ММГ должен производиться на основе:

- мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территорий масштаба не более 1:100 000;
- схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;
- карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
- карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

11.2.19 На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов.

11.2.20 При выборе трассы на ММГ следует по возможности избегать участки с подземными льдами, наледями, буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с льдонасыщенными глинистыми и переувлажненными пылеватými грунтами.

Бугры пучения следует проходить с низовой стороны.

11.2.21 Трасса газопровода на подрабатываемой территории должна быть увязана с планами производства горных работ и предусматриваться, преимущественно по территориям, на которых уже закончились процессы деформации поверхности.

11.2.22 Пересечение шахтных полей газопроводом следует предусматривать:

- на пологопадающих пластах – вкрест простирания;
- на крутопадающих пластах – по простиранию.

11.2.23 При выборе трасс газопроводов в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, территории горных выработок и активных тектонических разломов, а также участки, сейсмичность которых превышает 9 баллов.

Выбор трассы газопровода в перечисленных условиях может осуществляться только в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании.

11.2.24 Створы переходов газопровода через реки следует выбирать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами при минимальной ширине заливаемой поймы. Створы подводного перехода следует предусматривать перпендикулярно динамической оси потока. Участки русла, сложенные скальными грунтами, желательно избегать. Устройство переходов на перекатах не рекомендуется.

11.2.25 При выборе створа перехода газопровода следует учитывать гидролого-морфологические характеристики водотока.

11.2.26 Выбор створа подводного перехода газопровода в верховьях рек в местах нерестилищ, нагула и зимования рыб, на водоемах со значительными деформациями русла и большими скоростями течения, с интенсивным судоходством и искусственными сооружениями на берегу, при невозможности соблюдения минимальных расстояний до существующих трубопроводов и других сооружений, когда требуется реконструкция существующего подводного перехода прокладкой новых трубопроводов производится с учетом осуществления строительства методом ГНБ.

11.2.27 Расстояние между параллельными газопроводами на участках их переходов под железными и автомобильными дорогами следует назначать, исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке ЛЧ МГ.

11.2.28 Согласование трассы газопровода выполняется с землепользователями и всеми заинтересованными ведомствами и организациями в соответствии с требованиями действующих Земельного кодекса и Водного кодекса.

11.2.29 При выборе трассы газопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого газопровода на ближайшие 20 лет, а также условия строительства и обслуживания газопровода в период его эксплуатации (существующие, строящиеся, проектируемые и реконструируемые здания и сооружения, мелиорация заболоченных земель, ирригация пустынных и степных районов, использование водных объектов и т.д.).

11.3 Пожарная безопасность магистрального газопровода и минимальные расстояния до газопроводов

11.3.1 Сооружения и здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации исключалась возможность возникновения пожара, обеспечивалось предотвращение или ограничение опасности задымления сооружений или зданий при пожаре и воздействия опасных факторов пожара на людей и имущество, обеспечивались защита людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на сооружение или здание, а также чтобы в случае возникновения пожара соблюдались следующие требования:

- сохранение устойчивости сооружений или зданий, а также прочности несущих строительных конструкций в течение времени, необходимого для эвакуации людей и выполнения других действий, направленных на сокращение ущерба от пожара;
- ограничение образования и распространения опасных факторов пожара в пределах очага пожара;
- нераспространение пожара на соседние здания и сооружения;
- эвакуация людей (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) в безопасную зону до нанесения вреда их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность доступа личного состава подразделений пожарной охраны и доставки средств пожаротушения в любое помещение сооружений или зданий;
- возможность подачи огнетушащих веществ в очаг пожара;
- возможность проведения мероприятий по спасению людей и сокращению наносимого пожаром ущерба имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

11.3.2 Система обеспечения пожарной безопасности магистральных газопроводов. должна соответствовать требованиям, установленным техническим регулированием в области пожарной безопасности.

11.3.4 Для обеспечения пожарной безопасности сооружений и зданий магистрального газопровода в проектной документации должны быть обоснованы:

- противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями МГ и минимальные расстояния от проектируемых сооружений и зданий магистрального газопровода до ближайшего (не входящего в состав МГ) здания, сооружения или наружной установки (для линейных сооружений – минимальное расстояние от оси трассы до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, лесных массивов, трасс других линейных сооружений, размеры охранных зон и зон термического поражения);

- принимаемые значения характеристик огнестойкости и пожарной опасности элементов строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения;

- принятое разделение сооружений и зданий магистрального газопровода на пожарные отсеки;

- расположение, габариты и протяженность путей эвакуации людей (в том числе инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения) при возникновении пожара, обеспечение противоподымной защиты путей эвакуации, характеристики пожарной опасности материалов отделки стен, полов и потолков на путях эвакуации, число, расположение и габариты эвакуационных выходов;

- характеристики или параметры систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре (с учетом особенностей инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения), а также автоматического пожаротушения и систем противоподымной защиты;

- меры по обеспечению возможности проезда и подъезда пожарной техники, безопасности доступа личного состава подразделений пожарной охраны и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, параметры систем пожаротушения, в том числе наружного и внутреннего противопожарного водоснабжения;

- организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности сооружений и зданий магистрального газопровода в процессе их строительства и эксплуатации.

11.3.5 Противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями МГ устанавливаются в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов РФ в области пожарной безопасности.

11.3.6 Приемлемый уровень риска причинения вреда от термического поражения, при аварии на магистральном газопроводе, достигается установлением минимальных расстояний от МГ до находящихся вблизи МГ объектов, зданий и сооружений

11.3.7 Минимальная ширина полосы отвода земель для размещения магистрального трубопровода

11.3.7.1 Ширина полосы отвода земель для цели строительства одного подземного МГ должна быть не менее, указанной в таблице 2.

11.3.7.2 Предоставление для МГ земель лесного фонда производится преимущественно за счет не покрытых лесом площадей или площадей, занятых кустарниками и малоценными насаждениями. При обоснованной необходимости предоставления для указанных целей земель лесного фонда, покрытых лесом, ширина полос земель для МГ устанавливается в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, но не более ширины полосы земель для одного подземного магистрального трубопровода на землях несельскохозяйственного назначения, или непригодных для сельского хозяйства, и землях государственного лесного фонда, указанной в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 - Минимальная ширина полосы отвода земель для размещения МГ

Условный диаметр ЛЧ МГ, мм	На землях несельскохозяйственного назначения, или непригодных для сельского хозяйства, и землях государственного лесного фонда без рекультивации, м	На землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя), м
1. До 400 включ.	20	28
2. Св. 400 до 700 включ.	23	33
3. Св. 700 до 1000 включ.	28	39
4. Св. 1000 до 1200 включ.	30	42
5. Св. 1200 до 1400 включ.	32	45

11.3.7.3 Ширина полос отвода земель при подземной прокладке ЛЧ МГ, строящихся в труднопроходимой местности (в болотах, тундре, пустынях, горных условиях и тому подобное), а также размеры земельных участков для противопожарных и противоаварийных сооружений (обвалований, канав и емкостей для сбора конденсата), размещения станций катодной защиты, линейных узлов запорной арматуры, узлов подключения КС, устройств пуска/приема ВТУ и для строительства переходов через естественные и искусственные препятствия определяются проектом, утвержденным в установленном порядке.

11.3.8 Минимальные расстояния до МГ от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений

11.3.8.1 ТРАССЫ МГ И ПЛОЩАДКИ КС, СОГ И ГРС ДОЛЖНЫ ВЫБИРАТЬСЯ ТАК, ЧТОБЫ РАСПОЛОЖЕННЫЕ ВБЛИЗИ НАСЕЛЕННЫЕ ПУНКТЫ, ОТДЕЛЬНЫЕ ЖИЛЫЕ, ХОЗЯЙСТВЕННЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПОСТРОЙКИ И ДРУГИЕ ОБЪЕКТЫ ТРЕТЬИХ ЛИЦ НАХОДИЛИСЬ В УСЛОВИЯХ ПРИЕМЛЕМОГО РИСКА. ВМЕСТЕ С ТЕМ ДОЛЖНО БЫТЬ СВЕДЕНО К ПРИЕМЛЕМОМУ УРОВНЮ ВОЗМОЖНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ, ТРАНСПОРТНОЙ И ДРУГОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ВБЛИЗИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.

11.3.8.2 ВСЕ ОБЪЕКТЫ, ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ (НЕ ОТНОСЯЩИЕСЯ К ГАЗОПРОВОДАМ ИЛИ В ОТНОШЕНИИ КОТОРЫХ ДЕЙСТВУЮТ СПЕЦИАЛЬНЫЕ НОРМАТИВЫ), РАСПОЛАГАЕМЫЕ ВБЛИЗИ ТРАССЫ МГ (СМ. ТАБЛИЦУ 3) СЛЕДУЕТ РАЗДЕЛИТЬ НА ГРУППЫ («А» - «Д») ПО ПРИНЦИПУ ВЫДЕЛЕНИЯ НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМОГО ФАКТОРА РИСКА ОТ АВАРИЙ НА МГ:

- к группе «А» относятся объекты с постоянным значительным скоплением людей;

П р и м е ч а н и е - Наиболее значимый фактор риска - гибель при аварии на МГ большого количества людей одновременно.

- к группе «Б» относятся территориальные образования, включающие производственные или муниципальные объекты, здания и сооружения;

П р и м е ч а н и е - Наиболее значимый фактор риска - гибель при аварии на МГ людей.

- к группам «В» - «Д» относятся объекты, для которых наиболее значимым фактором риска является возможность серьезного их повреждения от возможных аварий на МГ, или производственная деятельность на этих объект может негативно воздействовать на техническое состояние газопровода.

Т а б л и ц а 3 - Минимальные расстояния до оси газопровода (расстояния до объектов групп «А» - «Д» даны для рабочего давления ≤ 9.81 МПа)

Объекты, здания и сооружения	Минимальное расстояние от газопроводов, м условным диаметром					
	Д	С	С	С	С	С
	О	В.	В.	В.	В.	В.
	1	1	3	6	8	1
	5	5	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0
	ВК	д	д	д	д	0
	л	о	о	о	о	д
	ю	3	6	8	1	о
	ч.	0	0	0	0	1
		0	0	0	0	2
		ВК	ВК	ВК	0	0
		л	л	л	ВК	0
		ю	ю	ю	л	ВК
		ч.	ч.	ч.	ю	л
					ч.	ю
					ч.	ч.
1. Группа «А»:	60	120	180	240	300	360
- железнодорожные и автобусные станции;						
- аэропорты;						
- морские и речные порты и пристани;						
- отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.) с численностью более 100 чел.						
2. Группа «Б»:	50	100	150	200	250	300
- города и другие населенные пункты;						
- коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки;						
- отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия;						
- тепличные комбинаты и хозяйства;						
- птицефабрики; молокозаводы;						
- карьеры разработки полезных ископаемых;						
- гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20;						
- отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и						

- т.д.) с численностью 100 чел. и менее;
- жилые здания 3-этажные и выше;
 - гидротехнические сооружения морского и речного транспорта;
 - очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному газопроводу;
 - мосты железных дорог общего пользования, автомобильных дорог общего пользования и подъездных дорог к промышленным предприятиям I-а, I-б, II категорий, с пролетом свыше 20 м;
 - склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м³;
 - автозаправочные станции;
 - мачты (башни) и сооружения многоканальной РРЛ технологической связи трубопроводов;
 - мачты (башни) и сооружения многоканальной РРЛ связи, телевизионные башни.

3. Группа «В»:

40 75 125 150 200 225 250

- железные дороги общего пользования (на перегонах);
- автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям I-а, I-б, II, III категорий, параллельно которым прокладывается газопровод;
- отдельно стоящие:
 - жилые здания 1 – 2-этажные;
 - садовые домики, дачи;
 - дома линейных обходчиков;
 - кладбища;
 - сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота;
 - полевые станы.

4. Группа «Г»:

30 40 50 100 150 175 200

- отдельно стоящие нежилые и подсобные строения;
- устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин;
- гаражи и открытые стоянки для

автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее;							
- канализационные сооружения;							
- железные дороги промышленных предприятий;							
- автомобильные дороги III-п, IV, IV-п и V категорий, параллельно которым прокладывается газопровод;							
- вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов							
 5. Группа «Д»:	40	75	125	150	200	225	250
- мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, III-п, IV, IV-п категорий с пролетом свыше 20 м;							
- территории КС, УКПГ, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых ГРС, установок очистки и осушки газа.							
 6. Территории ГРС, автоматизированных ГРС, регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом:							
а) городов; населенных пунктов; предприятий; отдельных зданий и сооружений; других потребителей;	30	50	75	100	125	150	175
б) объектов газопровода (УЗРГ, ДЛО, РРС, термоэлектростанций и т.д.).	25	25	25	25	25	25	25
 7. Автоматизированные электростанции с термоэлектростанциями; электростанции с дизельными и газопоршневыми агрегатами; аппаратура связи, телемеханики и автоматики, зоны прокладки кабелей КИП, относящихся к МГ; мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной РРЛ связи трубопроводов.							15 от крайней нитки
 8. Объекты:							Согласно требованиям санитарных норм
- магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод;							
- водозаборные сооружения и станции оросительных систем.							
 9. Специальные предприятия,							По согласованию с заинтересованными

сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов.

организациями и соответствующими федеральными надзорными органами

10. Земляной амбар для аварийного выпуска конденсата из газопровода, ГФУ	30	50	75	75	75	100	100
--	----	----	----	----	----	-----	-----

11. Кабели междугородной связи и силовые электрокабели.							10
---	--	--	--	--	--	--	----

12. НУП кабельной связи в подземных термокамерах.							10
---	--	--	--	--	--	--	----

13. Притрассовые постоянные автодороги и подъездные автодороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов.							5
--	--	--	--	--	--	--	---

Примечания

1 Расстояния, указанные в таблице, принимают:

– для городов и других населенных пунктов – от проектной городской черты на расчетный срок от 20 до 25 лет;

– для отдельных промышленных предприятий, железнодорожных станций, аэродромов, морских и речных портов и пристаней, гидротехнических сооружений, складов горючих и легковоспламеняющихся материалов, артезианских скважин – от границ отведенных им территорий с учетом их развития;

– для железных дорог – от подошвы насыпи или бровки выемки со стороны газопровода, но 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 их частей.

2 Под отдельно стоящим зданием или строением понимают здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.

3 Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее принимают такими же, как от соответствующих дорог.

4 Минимальные расстояния от оси газопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в строках 1 и 2, принимают увеличенными в 2 раза, в строках 3-8 и 10 – в 1,5 раза. Данное требование относится к участкам надземной прокладки протяженностью свыше 150 м.

5 Расстояния до объектов, отсутствующих в данной таблице, принимают по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора и заинтересованными организациями.

6 Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог общего пользования и подъездных дорог промышленных предприятий допускается сокращать на 30% без повышения категории участка газопровода.

7 Объекты газопроводов, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.

8 Расстояния от ГИС, ПРГ и ПЗРГ принимают такими же, как для газопроводов, на которых данные объекты расположены.

9 Расстояния до железных и автомобильных дорог, а также до мостов и путепроводов на дорогах указаны для газопроводов, прокладываемых параллельно дорогам.

11.3.8.3 Минимальные расстояния до оси газопровода даны в таблице 3 от:

- объектов групп «А» - «Д» (см. строки 1 - 5) при рабочем давлении $\leq 9,81$ МПа;
- объектов, указанных в строках 6 – 15, - независимо от уровня рабочего давления.

11.3.8.4 Деление объектов по группам и отнесение объектов к той или иной позиции в таблице 3 учитывает следующие характеристики объектов:

- объекты, здания и сооружения, минимальные расстояния от которых определяются техническими характеристиками газопровода (диаметр, рабочее давление);
- объекты, минимальные расстояния от которых регламентируются нормативными документами других ведомств;
- объекты, минимальные расстояния от которых не зависят от технических характеристик газопровода.

11.3.8.5 Минимальные расстояния , м, до оси участков МГ при рабочих давлениях свыше 9.81 МПа, до объектов групп «А» - «Д» вычисляются по формуле

$$(11.1)$$

$$30 \text{ м}, \quad (11.2)$$

где - рабочее давление в газопроводе, МПа;

- базисное значение минимального расстояния, принимаемое по таблице 3, в зависимости от диаметра МГ для рабочего давления $\leq 9,81$ МПа.

При определении минимального расстояния по формуле (11.1) полученное значение следует округлить в большую сторону с точностью до 5 м.

11.3.8.6 При соответствующем обосновании допускаются проектные решения, предусматривающие сокращение минимального расстояния до оси МГ от объектов групп «А», «Б», «В», «Г», «Д»:

- для участков категории Н до 50% от значений, указанных в таблице 3, при повышении категории участка до категории В;
- для участков категории Н до 25% от значений, указанных в таблице 3, при повышении категории участка до категории С;
- для участков категории С до 25% от значений, указанных в таблице 3, при повышении категории участка до категории В.

11.3.8.7 Допускаются проектные решения, предусматривающие сокращение минимального расстояния до оси МГ от объектов групп «А», «Б», «В», «Г», «Д» до 25% от значений, указанных в таблице 3, при снижении рабочего давления ниже 5,0 МПа и до 50% - при снижении рабочего давления ниже 2,5 МПа.

11.3.8.8 Минимальное расстояние до ближайшего МГ диаметром 1000 мм и более с рабочим давлением свыше 2,5 МПа и до границ технических коридоров трубопроводов от границ проектной застройки городов и других населенных пунктов в районах Западной Сибири и Крайнего Севера (для Российской Федерации) следует принимать не менее 700 м.

В стесненных условиях данное расстояние допускается сокращать до 350 м при условии повышения категоричности таких участков до категории С и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию газопровода, или до значений, приведенных в таблице 3, при отсутствии в районе прокладки газопроводов ММГ и болот.

11.3.8.9 Расстояния до следующих объектов:

1. ВЛ электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается газопровод;
2. ВЛ электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается газопровод в стесненных условиях трассы;
3. опор ВЛ электропередачи высокого напряжения при пересечении их газопроводом следует принимать в соответствии с таблицей 4

Т а б л и ц а 4 - Минимальные расстояния до подземных газопроводов и сооружений транспорта газа от ВЛ электропередачи высокого напряжения

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние по горизонтали при напряжении ВЛ электропередачи высокого напряжения, м							
	до 20 кВ	35 кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ
1) при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части МГ	10	15	20	25	25	30	40	40
2) при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях и при пересечении газопровода и ЛЭП от заземлителя или подземной части	5	5	10	10	10	15	25	25

Пересечение, сближение или параллельное следование	Наименьшее расстояние по горизонтали при напряжении ВЛ электропередачи высокого напряжения, м							
	до 20 кВ	35 кВ	110 кВ	150 кВ	220 кВ	330 кВ	500 кВ	750 кВ
1) при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода до любой части МГ (фундаментов) опоры ЛЭП до любой объекта МГ, перечисленных в 5.1	10	15	20	25	25	30	40	40
3) помещений со взрывоопасными зонами и наружных взрывоопасных установок компрессорных, охлаждения газа и ГРС	80	80	100	120	140	160	180	200

11.3.9 Расстояния до КС, СОГ и ГРС от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений

11.3.9.1 Минимальные расстояния до КС, СОГ и ГРС даны в таблице 5 от:

- объектов групп «А» - «Д» (см. строки 1 - 5) при рабочем давлении в магистральном газопроводе ≤ 9.81 МПа;
- объектов, указанных в строках 6 – 15, - независимо от уровня рабочего давления.

Т а б л и ц а 5 - Базисные значения минимальных расстояний от КС, СОГ и ГРС для газопровода с условным диаметром 1400 мм при рабочем давлении 9,81 МПа

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м	
	КС, СОГ	ГРС
1. Объекты, здания и сооружения:	700	350
- города и другие населенные пункты;		
- коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки;		
- отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства;		
- птицефабрики;		
- молокозаводы;		
- карьеры разработки полезных ископаемых;		
- гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на количество автомобилей свыше 20;		

<ul style="list-style-type: none"> - установки комплексной подготовки газа и их групповые и сборные пункты; - отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, детские сады и ясли, вокзалы и т.д.); - жилые здания 3-этажные и выше; - железнодорожные станции; - аэропорты; - морские и речные порты и пристани; - гидроэлектростанции; - гидротехнические сооружения морского и речного транспорта; - мачты (башни) и сооружения многоканальной РРЛ технологической связи трубопроводов; 		
- мачты (башни) и сооружения многоканальной РРЛ связи;		
<ul style="list-style-type: none"> - телевизионные башни. 		
2. Объекты, здания и сооружения:	500	300
<ul style="list-style-type: none"> - мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м; - склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 м³; - автозаправочные станции; 		
- водопроводные сооружения, не относящиеся к МГ		
3. Объекты, здания и сооружения:	350	250
<ul style="list-style-type: none"> - железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий; - ведомственные автодороги I-п, II-п категорий; - отдельно стоящие: жилые здания 1 – 2-этажные; - дома линейных обходчиков; - кладбища; - сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; 		
- полевые станы		
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III – V, III-п и IV-п категорий с пролетом свыше 20 м	350	250
5. Железные дороги промышленных предприятий	250	200
6. Автомобильные дороги III-п, IV, IV-п и V категорий	100	75
7. Объекты, здания и сооружения:	75	50

- отдельно стоящие нежилые и подсобные строения (сарай и т.п.);
- устья бурящихся и эксплуатируемых нефтяных, газовых и артезианских скважин;
- гаражи и открытые стоянки для автомобилей индивидуальных владельцев на 20 автомобилей и менее;
- посадочные площадки без базирования на них летательных аппаратов всех типов (высота зданий и сооружений объектов газопроводного транспорта, находящихся в полосе воздушных подходов летательных аппаратов, не должна превышать размера ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов МГА, утвержденных в установленном порядке);
- очистные сооружения и насосные станции канализации.

8. Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов и других потребителей.

100

9. Открытые распределительные устройства 35, 100, 220 кВ электроподстанций, питающих КС МГ

На территории КС с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений

10. Лесные массивы пород:

75
30

- а) хвойных
- б) лиственных

11. Вертодромы с парком численностью до 10 вертолетов и посадочные площадки без базирования на них летательных аппаратов всех типов (высота зданий и сооружений объектов газопроводного транспорта, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов МГА, утвержденных в установленном порядке)

250

12. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ; карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ; склады сжиженных горючих газов

В соответствии с требованиями специальных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, и по согласованию с органами государственного надзора, министерствами и ведомствами, в ведении которых находятся

13. Факел для сжигания газа, ГФУ

100

Примечания

1 Примечания 1 – 2 к таблице 3 распространяются и на данную таблицу.

2 Расстояния принимают:

– для КС по строке 1 – от ближайших зданий и сооружений компрессорного цеха.

– для ГРС и СОГ по строкам 1 – 13 и для КС по строкам 2 – 13 – от ограды указанных объектов.

3 Мачты (башни) РРЛ связи газопроводов допускается располагать на территории КС, СОГ или ГРС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования КС, СОГ или ГРС должно не менее чем на 10% превосходить высоту мачты. При стесненных условиях на ГРС допускается установка опор малокабельной радиосвязи вблизи здания операторной.

4 При размещении на ГРС и КС одоризационных установок расстояние от них до населенных пунктов принимают с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере воздуха населенных пунктов.

5 Под условным диаметром газопровода для ГРС принимают условный диаметр газопровода-ответвления.

11.3.9.2 Минимальные расстояния до КС, СОГ и ГРС от населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений, указанных в строках 1 – 7 таблицы 5, при рабочем давлении в МГ > 9.81 МПа вычисляются по формуле

$$(11.3)$$

Для КС и СОГ соблюдается условие

$$75 \text{ м.} \quad (11.4)$$

Для ГРС соблюдается условие

$$50 \text{ м.} \quad (11.5)$$

где d - диаметр газопровода условный, выбирается максимальное значение из условных диаметров газопроводов-шлейфов от узла подключения производственной площадки и коллекторов на производственной площадке, мм;

- рабочее давление в газопроводе, МПа;

- базисное значение минимального расстояния, принимаемое по таблице 5 для диаметра МГ 1400 мм и рабочего давления 9,81 МПа.

При определении минимального расстояния по формуле (11.3) полученное значение следует округлить в большую сторону с точностью до 5 метров.

Для объектов, указанных в строках 8 – 13 таблицы 5, минимальные расстояния следует принимать равными базисным значениям, указанным в таблице 5, независимо от диаметра газопровода и рабочего давления.

11.3.9.3 Для газопроводов с условным диаметром менее 300 мм значение условного диаметра, которое следует подставлять в формулу (11.3), принимается равным 300.

11.3.9.4 Угол подхода газопроводов к площадкам КС, ГРС, УКПГ (между осью газопровода и оградой площадок) следует принимать не менее 60°. В случае несоблюдения данного условия участок газопровода, примыкающий к площадкам, на соответствующем расстоянии следует принимать категории В.

11.3.10 Расстояния между параллельными нитками газопроводов

11.3.10.1 Расстояние между осями смежных газопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для газопровода большего диаметра.

11.3.10.2 Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов (или нефтепродуктопроводов) необходимо предусматривать как для газопроводов (за исключением случаев, приведенных в 11.3.10.10).

11.3.10.3 В случае, если минимальное расстояние между трубопроводами находится вычислением по приведенным ниже формулам, полученное значение следует округлить в большую сторону с точностью до 1 м.

11.3.10.4 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при подземной прокладке при рабочем давлении до 9,81 МПа следует принимать по таблице 6 (кроме газопроводов, указанных в 11.3.10.10).

Т а б л и ц а 6 - Расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при подземной прокладке при рабочем давлении до 9,81 МПа

Условный диаметр газопровода, мм	Расстояние между осями смежных магистральных газопроводов, м
До 400 включ.	8
Св. 400 до 700 включ.	9
Св.700 до 1000 включ.	11
Св. 1000 до 1200 включ.	13
Св. 1200 до 1400 включ.	15

Примечание - Указанные в таблице расстояния допускается уменьшать до 50 % при условии обеспечения устойчивого положения осей газопроводов в грунте.

11.3.10.5 Минимальные расстояния, м, между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками подземных газопроводов, в случае если рабочее давление хотя бы в одном из них превышает 9,81 МПа, вычисляются по формуле

$$(11.6)$$

$$(11.7)$$

где P - рабочее давление в газопроводе, МПа, в случае если $P \leq 9,81$ МПа, в формулу (11.7) следует подставлять значение $P = 9,81$ МПа;

L_0 - базисное значение минимального расстояния при параллельной прокладке газопровода при рабочем давлении, равном 9,81 МПа, принимаемое по таблице 6 в зависимости от диаметра газопровода.

11.3.10.6 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов с рабочим давлением до 9,81 МПа включительно при надземной, наземной или комбинированной прокладке в районах, указанных в 11.1 (за исключением горной местности), следует принимать по таблице 7.

Т а б л и ц а 7 - Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов с рабочим давлением до 9,81 МПа при их надземной, наземной или комбинированной прокладке

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету между параллельными нитками газопроводов, м					
		на открытой местности или при наличии между газопроводами лесной полосы шириной менее 10 м			при наличии между газопроводами лесной полосы шириной свыше 10 м		
		при Ду газопровода					
первой	второй	до 700 включ.	св.700 до 1000 включ.	св. 1000 до 1400 включ.	до 700 включ.	св.700 до 1000 включ.	св. 1000 до 1400 включ.
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30
	Подземный	20	30	45	15	20	30
Надземный	Надземный	40	50	75	25	35	50
	Наземный	40	50	75	25	35	50

Примечание - При наличии на подземных газопроводах отдельных наземных или надземных участков протяженностью не более 100 м (переходы через ручьи, овраги и другие препятствия) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков к категории С указанные расстояния

11.3.10.7 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками газопроводов при надземной, наземной или комбинированной прокладке в районах, указанных в 15.1 (за исключением горной местности), в случае если рабочее давление хотя бы в одном из них превышает 9,81 МПа, следует определять аналогично 11.3.10.5, при этом базисные значения минимальных расстояний следует принимать из таблицы 8 в зависимости от условного диаметра газопровода.

11.3.10.8 При выборе расстояний между параллельными нитками строящихся и действующих газопроводов проектируемые газопроводы должны располагаться на всем протяжении, как правило, с одной стороны от существующих газопроводов при параллельной их прокладке.

11.3.10.9 Расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами (с рабочим давлением до 9,81 МПа включительно) в одном техническом коридоре (кроме районов, указанных в 11.3.10.10) следует принимать из условий технологии поточного строительства, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных:

- в таблице 7 - при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов;
- в таблице 8 - при подземной прокладке газопроводов.

Т а б л и ц а 8 - Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами при подземной прокладке при рабочем давлении до 9,81 МПа

Условный диаметр газопровода*, мм	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных газопроводов на землях, м	
	несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства; Государственного лесного фонда	сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 400 включ.	11	20
Св. 400 до 700 включ.	14	23
Св. 700 до 1000 включ.	15	28
Св. 1000	16	30

до 1200 включ.		
Св. 1200 до 1400 включ.	18	32
* Принимается по газопроводу большего диаметра. Примечание - Для горной местности, для лесов Государственного лесного фонда, заповедников и заказников, а также для переходов через естественные и искусственные препятствия указанные в таблице расстояния допускается уменьшать до 50% при условии обеспечения устойчивого положения осей газопроводов в грунте.		

11.3.10.10 Минимальные расстояния между параллельно строящимися и действующими газопроводами при подземной прокладке в одном техническом коридоре, в случае если рабочее давление, хотя бы в одном из них превышает 9,81 МПа, следует определять аналогично 11.3.10.5, при этом базисные значения минимальных расстояний следует принимать из таблицы 7 в зависимости от условного диаметра газопровода и назначения земли, по которой проходит газопровод.

11.3.10.11 Расстояние между параллельными нитками трубопроводов (при одновременном строительстве и строительстве параллельно действующему трубопроводу), прокладываемых в одном техническом коридоре в грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность (в ММГ с осадкой при оттаивании более 0,2), следует принимать из условий технологии поточного строительства, гидрогеологических особенностей района, обеспечения безопасности при производстве работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее:

- между газопроводами - значений, приведенных в таблице 9;
- между нефтепроводами и газопроводами – 1000 м.

11.3.10.12 Указанные в 11.3.10.10 расстояния могут быть сокращены до общепринятых норм при условии транспорта газа с охлаждением до отрицательных температур или при обеспечении фиксации положения оси проектируемого газопровода при помощи специальных устройств.

Т а б л и ц а 9 - Минимальные расстояния между параллельными нитками газопроводов в ММГ, теряющих при оттаивании несущую способность

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету между нитками при условном диаметре газопроводов, м		
первой	второй	до 700 включ.	св. 700 до 1000 включ.	св. 1000 до 1400 включ.
Подземный	Подземный	60	75	100

Наземный	Наземный	50	60	80
Подземный		50	60	80
		50	60	80
Надземный	Надземный	40	50	75
Наземный		40	50	75

11.4 Расстояния для трубопроводов топливного и импульсного газа

11.4.1 Трубопроводы топливного и импульсного газа относятся к технологическим трубопроводам основного назначения. Трубопроводы топливного и импульсного газа допускается прокладывать в одной траншее при выполнении следующих условий:

- расстояние между трубопроводами в свету должно быть не менее 0,5 м;
- оба трубопровода должны быть не ниже категории В;
- изоляционное покрытие должно быть усиленного типа;
- разрешается их прокладка параллельно подводящим и отводящим газопроводам (газопроводам – шлейфам) на расстоянии не менее 15 м независимо от района строительства;
- для обеспечения возможного переключения кранов узла подключения при отсутствии газа на площадке КС предусмотреть резервную запитку импульсного газа непосредственно из трассы.

11.5 Охранные зоны

11.5.1 Установление охранных зон газопровода и нанесение их на районные карты землепользования производится с целью обеспечения условий безопасной работы газопровода путем:

- исключения проведения несанкционированных СМР, землеройных, взрывных и иных видов работ (за исключением сельскохозяйственных), способных в той или иной мере повредить технологическое оборудование либо коммуникации газопровода;
- ограничения других видов деятельности, которая может нанести ущерб газопроводу (разведения открытого огня, складирования сырья, продукции, отсыпных материалов, установки каких бы то ни было препятствий, ухудшающих доступ эксплуатирующего персонала к объектам газопровода и др.).

11.5.2 Охранные зоны устанавливаются вокруг объектов газопровода по представлению эксплуатирующей организации актами органов исполнительной власти или местного самоуправления и наносятся на районные карты землепользования. В Российской Федерации соблюдение ограничений на деятельность в охранных зонах предусматривается Земельным кодексом[1] и Федеральным законом [4].

11.5.3 Ответственность за содержание охранных зон газопровода в должном противопожарном состоянии лежит на эксплуатирующей организации (собственнике трубопровода).

11.5.4 Размеры охранных зон объектов газопроводов устанавливаются в соответствии с Правилами [5].

11.5.5 На границах сухопутных участков и переходов через судоходные реки, озера охранные зоны имеют ширину 100 м в каждую сторону от газопровода. В сторону суши охранные зоны переходов продлеваются вдоль трассы на удаление 50 м от уреза воды по ГВВ 10% обеспеченности.

11.5.6 Для многониточных газопроводов на участках прохождения нескольких ниток газопровода в одном коридоре, допускается (в отличие от существующих нормативов) устанавливать как единую охранную зону, охватывающую все нитки коридора (шириной по 25 м во внешнюю сторону от крайних ниток), так и совокупность отдельных охранных зон для каждой из ниток коридора. Решение по данному вопросу принимается эксплуатирующей организацией исходя из целесообразности в каждом конкретном случае. Данное решение должно быть закреплено актами органов исполнительной власти или местного самоуправления.

11.5.7 На судоходных реках работы, связанные с изменением русла в границах до 1000 м от подводных переходов, следует согласовывать с эксплуатирующей газопровод организацией.

12 Конструктивные требования к газопроводам

12.1 Общие требования

12.1.1 Диаметр газопровода должен определяться на основании гидравлического расчета.

12.1.2 В газопроводах соединение труб между собой и с соединительными деталями производится при помощи сварки. Применение фланцевых соединений допускается только для подключения газопроводов к оборудованию.

12.1.3 В газопроводах следует применять стальную запорную арматуру, соединяемую с газопроводами при помощи сварки. На стояках отбора газа для подключения контрольно-измерительной аппаратуры могут применяться краны Ду 6 – Ду 20 с резьбовым соединением.

12.1.4 На трассе газопровода должна предусматриваться установка специальных сигнальных знаков. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота.

12.1.5 В проектах следует предусматривать технические решения, обеспечивающие очистку, калибровку, испытание, удаление воды, осушку и заполнение инертным газом (азотом) полости газопроводов после строительства, реконструкции, включая:

- полный цикл технологических процедур по испытаниям, очистке, удалению воды, осушке и заполнению газопроводов инертным газом (азотом);
- штатные узлы для подключения внешнего оборудования к газопроводам (опрессовочные агрегаты, установки осушки, временные камеры приема-пуска, временные технологические трубопроводы);
- водосборные продувочные линии на перемычках между действующими и строящимися газопроводами и в нижних точках профиля трубопроводов технологических обвязок производственных объектов (КС, ДКС, СПХГ, ГРС, УКПГ, ГИС, СОГ);
- конструкции монтажных узлов и перемычек должны обеспечивать возможность удаления жидкости после гидравлических испытаний.

12.2 Размещение трубопроводной арматуры

12.2.1 На газопроводах должна устанавливаться арматура, отвечающая общим техническим требованиям.

12.2.2 На газопроводах надлежит предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но, как правило, не более 30 км.

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

- на обоих берегах водных преград и болот при их пересечении газопроводом в две нитки и более согласно требованиям 14.2.1.15 и, при необходимости, на однониточных переходах категории В;

- в начале каждого ответвления от газопровода на расстоянии, допускающем установку монтажного узла, его ремонт и безопасную эксплуатацию;

- на ответвлениях к ГРС при протяженности ответвлений свыше 1000 м (охранный кран) на расстоянии от 300 до 500 м от ГРС;

- на входе и выходе газопроводов из УКПГ, КС, СПХГ и головных сооружений (охранные краны) на расстоянии, не менее:

газопровод Ду 1400 мм..... 1000 м;

» » менее 1400 мм до 1000 мм включ. 750 м;

» » » 1000 мм 500 м;

- по обеим сторонам автомобильных мостов (при прокладке по ним газопровода) на расстоянии не менее 250 м.

Примечания

1 Место установки охранных кранов от УКПГ, СПХГ, ГРС принимается от границ их территорий. Место установки охранных кранов КС принимается от границы узла подключения КС (от осей врезок крайних внешних всасывающего и нагнетательного газопроводов);

2 При удалении КС от узла подключения в МГ на расстояние свыше 700 м при наличии естественных препятствий (оврагов, сложного рельефа и т.п.) предусматривают установку запорной арматуры с продувочными свечами (КИП и автоматика по аналогии с кранами на узле подключения КС в магистральный газопровод) на всасывающих и нагнетательных газопроводах КС («шлейфах») на расстоянии от ограды КС, которое определяется в соответствии с таблицей 3, строка 5.

3 Допускается совмещение охранных кранов с кранами, входящими в состав узлов пуска и приема ВТУ.

12.2.3 При параллельной прокладке двух ниток или более газопроводов узлы линейной запорной арматуры на отдельных нитках надлежит располагать на расстояниях не менее 100 м друг от друга по радиусу. На двухниточных подводных переходах допускается помещать крановые узлы разных ниток в одну ограду.

В стесненных условиях при многониточной системе газопроводов, а также в сложных условиях трассы (горный рельеф, болота, искусственные и естественные препятствия), указанные расстояния допускается уменьшать до 50 м при условии установки над наземной частью кранового узла защитного укрытия от возможного теплового воздействия пожара в случае аварии и обеспечивающего функциональность арматуры в течение 15 минут после аварии.

Расстояние от линейных (охранных) кранов до кранов на межсистемных перемычках, устанавливаемых в случае необходимости до и после линейных (охранных) кранов должно быть не менее 50 м по радиусу.

П р и м е ч а н и е - Требование данного пункта на линейную запорную арматуру узлов подключения не распространяется.

12.2.4 При параллельном подключении одного газопровода-ответвления к двум или нескольким ниткам газопроводов или подключении нескольких газопроводов-ответвлений к одному газопроводу узлы линейной запорной арматуры на газопроводах-ответвлениях необходимо размещать на расстоянии не менее 100 м от ближайшего линейного крана на магистрали независимо от диаметра ответвления и смещать друг от друга на расстояние не менее 50 м для ответвлений диаметром более 700 мм и на расстояние не менее 30 м для ответвлений диаметром 700 мм и менее.

Допускается совмещать подключение газопроводов-ответвлений с линейными кранами (до и после крана) в одной ограде.

В стесненных условиях, при подключении газопровода-ответвления к двум и более газопроводам, допускается помещать узлы подключения в одной ограде, разнеся врезки в МГ на 50 или 30 м в зависимости от диаметра газопровода-ответвления.

12.2.5 На обвязочных газопроводах КС, ДКС, КС ПХГ и узлах подключения крепление надземного трубопровода в месте установки ЗРА производится с помощью двух трубопроводных опор, расположенных с обеих сторон ЗРА. Тип опорных конструкций определяется проектом.

12.2.6 На охранных кранах УКПГ, КС, СПХГ и головных сооружений, а также на крановых площадках многониточных газопроводов должны предусматриваться мероприятия по огнезащите надземной части арматуры (включая арматуру перемычек). Мероприятия могут быть направлены на повышение огнестойкости надземной части арматуры (включая в обязательном порядке импульсные трубки, блок дистанционного управления крановым узлом, кабельные линии управления), так и на организацию теневых экранов (укрытий) надземной части арматуры. Кабели управления должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53315.

12.2.7 Газопроводы и арматура обвязки линейной запорной арматуры, находящейся под давлением, - байпасы, продувочные линии и перемычки, - следует предусматривать в подземном исполнении с кранами бесколодезной установки.

Доступ обслуживающего персонала должен предусматриваться только к приводу арматуры и трубам системы уплотнения затвора, дренажа и отборов импульсного газа, фильтрам очистки импульсного газа и ручным кранам Ду 50 и менее.

12.2.8 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, на узлах подключения КС и узлах приема и пуска ВТУ следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при диаметре газопровода до 1000 мм и не менее 50 м - при диаметре газопровода 1000 мм и более.

Диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение от 1,5 до 2,0 ч. Установку запорной арматуры и продувочных свечей следует предусматривать на расстоянии от зданий и сооружений, не относящихся к газопроводу, не менее 300 м.

При прокладке газопроводов параллельно автомобильным дорогам и железным дорогам, ЛЭП и связи запорную арматуру с продувочными свечами допускается располагать на том же расстоянии от дорог и линий, что и газопровод.

При пересечении газопроводом автомобильных и железных дорог, ЛЭП и связи расстояние от продувочных свечей до указанных сооружений должно приниматься не менее значений, предусмотренных при их параллельной прокладке.

Во всех перечисленных случаях расстояние от продувочных свечей запорной арматуры до мостов и виадуков должно быть не менее 300 м, от ЛЭП - согласно требованиям ПУЭ [6]. Эти требования не распространяются на вдольтрассовые ВЛ и автодороги.

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

12.2.9 Обвязку линейных крановых узлов и кранов перемычек следует выполнять с устройством линии дополнительного байпаса Ду от 50 до 150 мм с краном и регулятором. Диаметр дополнительного байпаса определяется проектом. При этом все линии байпасов должны быть подземными.

12.2.10 Установку запорной арматуры, соединяемой при помощи фланцев, следует предусматривать в колодцах, наземных вентилируемых киосках или оградах. Колодцы, ограды и киоски следует проектировать из негорючих материалов, обеспечивая при проектировании теньевую защиту от аварийного пожара на МГ надземной части арматуры. Данное требование не распространяется на фланцевые соединения, смонтированные в заводских условиях.

12.2.11 Технические решения должны предусматривать ограничение негативного влияния на систему электрохимической защиты от коррозии систем заземления электрооборудования и молниезащиты технологического оборудования за счет электрического отделения от газопровода заземляемого электрооборудования (приводов кранов и узлов управления, цепей автоматики) и применения оцинкованных заземлителей.

12.2.12 Запорная арматура без систем линейного телемеханического управления должна оснащаться автоматами закрытия крана.

12.2.13 Всю запорную арматуру КС рекомендуется оснащать приводами, обеспечивающими нормальное положение «закрыто/открыто» в обесточенном состоянии блоков управления.

12.2.14 Для управления кранами, оборудованными пневмогидроприводом (линейными, на врезках газопроводов-отводов, на перемычках), должна быть предусмотрена подземная система резервирования импульсного газа, состоящая из труб с внутренним диаметром не более 150 мм без коллекторов, а также с коллекторами, выполненными из труб с внутренним диаметром не более 150 мм.

Импульсный газ для управления запорной арматурой при необходимости должен иметь систему подготовки.

12.2.15 Конденсатосборники должны выполняться из труб и соединительных деталей заводского изготовления. Категория участка для труб и соединительных деталей конденсатосборников должна соответствовать участкам категории В.

12.2.16 Конденсатосборники должны быть подвергнуты предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе.

12.3 Узлы пуска и приема внутритрубных устройств

12.3.1 На газопроводе, при протяженности газопровода свыше 5 км, а также при наличии протяженных подъемов трассы, должны быть предусмотрены узлы пуска и приема ВТУ. Конструкция данных узлов определяется проектом.

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

12.3.2 При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного газопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых составляет свыше 0,3 диаметра основного газопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания ВТУ в ответвление.

12.3.3 На участках переходов газопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного газопровода, допускается предусматривать самостоятельные узлы пуска и приема ВТУ. Самостоятельные узлы пуска и приема ВТУ могут также устраиваться на резервных нитках переходов (при одинаковом с магистралью диаметре).

12.3.4 Газопровод и узлы пуска и приема ВТУ должны быть оборудованы сигнальными приборами, контролирующими прохождение очистных и диагностических устройств.

12.3.5 Узлы очистки полости газопровода следует назначать в соответствии с требованиями норм технологического проектирования магистральных газопроводов.

12.3.6 Для повышения уровня безопасности и организации работ, связанных с пропуском ВТУ по магистральным газопроводам необходимо применить систему автоматизированного и дистанционного управления процессами и этапами проведения работ, включающих в себя вытеснение газозоудшной смеси из полости камер приема, заполнение природным газом, подъем давления, пуск, контроль прохождения и приема ВТУ.

12.4 Требования к допустимым радиусам упругого изгиба и установке компенсаторов

12.4.1 Допустимые радиусы изгиба газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба газопровода из условия прохождения ВТУ должен составлять не менее пяти его диаметров.

12.4.2 В местах примыкания магистральных газопроводов к обвязочным трубопроводам КС, узлам пуска и приема ВТУ, переходам через водные преграды в две нитки и более, перемычкам и узлам подключения газопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры металла труб. Продольные перемещения должны учитываться при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к газопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений газопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых (незаземленных грунтом) компенсаторов П-образной, Z-образной или другой формы или подземных компенсаторов - упоров той же конфигурации.

12.4.3 При прокладке подземных газопроводов диаметром 1000 мм и более в грунтах с низкой заземляющей способностью в проекте должны быть предусмотрены специальные решения по обеспечению устойчивости газопровода.

12.4.4 Места установки ВЭИ необходимо согласовать с разработчиком раздела ЭХЗ проекта.

13 Подземная прокладка газопроводов

13.1 Общие требования

13.1.1 Заглубление газопроводов до верха трубы надлежит принимать не менее:

- при Ду менее 1000 мм – 0,8 м;
- при Ду от 1000 до 1400 мм – 1,0 м;
- на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению – 1,1 м;
- в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханых

оснований – 1,0 м;

- в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда

автотранспорта и сельскохозяйственных машин – 0,6 м;

– на пахотных и орошаемых землях – 1,0 м;

– при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных)

каналов (от дна канала) – 1,1 м.

П р и м е ч а н и е - Заглубление газопровода с балластом определяется как расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции (здесь имеются в виду жесткие балластирующие конструкции - металлические, железобетонные).

13.1.2 Заглубление газопроводов, транспортирующих горячий газ при положительном перепаде температур в металле труб, должно быть дополнительно проверено расчетом на общую устойчивость газопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений в соответствии с указаниями раздела 17.

13.1.3 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее:

- Ду плюс 300 мм - для газопроводов диаметром до 700 мм;
- 1.5 Ду - для газопроводов диаметром 700 мм и более.

При диаметрах газопроводов 1200 и 1400 мм и при траншеях с откосом свыше 1:0.5 ширину траншеи понизу допускается уменьшать до величины Ду 500 мм.

При балластировке газопроводов железобетонными и чугунными утяжелителями ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 0,2 м. Кроме того, ширина траншеи по дну при балластировке газопровода должна быть не менее 2,2 Ду.

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

13.1.5 Для газопроводов независимо от диаметра, в зависимости от рельефа местности и обеспечения беспрепятственного прохода строительных колонн и транспорта, должна предусматриваться предварительная планировка строительной полосы. При планировке строительной полосы по всей ее ширине в районе подвижных барханов не зависимо от диаметра прокладываемого газопровода последние следует срезать с целью удаления подверженных выдуванию частей барханов до уровня межрядовых понижений, не затрагивая естественно уплотненный грунт, а также для обеспечения беспрепятственного прохода строительных колонн и транспортных средств. После засыпки уложенного газопровода полоса барханных песков над ним и на расстоянии не менее 10 м от оси газопровода в обе стороны должна быть укреплена связующими материалами или специальным растительным покровом.

При проектировании газопроводов условным диаметром 700 мм и более на продольном профиле должны быть указаны как отметки земли, так и проектные отметки газопровода.

13.1.6 При прокладке газопроводов в скальных, гравийно-галечниковых и щебенистых грунтах и засыпке этими грунтами следует предусматривать устройство подсыпки из мягких грунтов толщиной не менее 10 см. Изоляционные покрытия в этих условиях должны быть защищены от повреждения путем присыпки газопровода мягким грунтом на толщину 20 см или применением при засыпке специальных защитных устройств.

13.1.7 Способ проектирования подземных газопроводов для районов распространения просадочных грунтов зависит от типа их просадочности. Грунтовые условия площадок, сложенных просадочными грунтами, в зависимости от возможности проявления просадки грунтов от собственного веса, подразделяются на два типа:

I тип – грунтовые условия, в которых возможна в основном просадка грунтов от внешней нагрузки, а просадка грунтов от собственного веса отсутствует или не превышает 5 см;

II тип – грунтовые условия, в которых помимо просадки грунтов от внешней нагрузки возможна их просадка от собственного веса и размер ее превышает 5 см.

Для грунтов I типа просадочности проектирование газопроводов ведется как для условий непросадочных грунтов. Для грунтов II типа необходимо учитывать их просадочность.

13.1.8 При подземной и наземной (в насыпи) прокладках газопроводов необходимо предусматривать противоэрозионные мероприятия с использованием местных материалов, а при пересечении подземными газопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов и кюветов в местах пересечений - перемычки, предотвращающие проникание в траншею воды и распространение ее вдоль газопровода.

При прокладке газопроводов по направлению уклона местности свыше 20% следует предусматривать устройство противоэрозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов.

13.1.9 При невозможности избежать возникновения просадки основания под газопроводами при расчете газопровода на прочность и устойчивость следует учитывать дополнительные напряжения от изгиба, вызванные просадкой основания.

13.1.10 При прокладке газопроводов в земляных насыпях на пересечениях через балки, овраги и ручьи следует предусматривать устройство водопропускных сооружений (лотков, труб и т. п.) Поперечное сечение водопропускных сооружений следует определять по максимальному расходу воды повторяемостью один раз в 50 лет.

При наличии вблизи трассы действующих оврагов и провалов, которые могут повлиять на безопасную эксплуатацию газопроводов, следует предусматривать мероприятия по их укреплению.

13.1.11 На трассе газопроводов следует предусматривать установку постоянных реперов на расстоянии не более 5 км друг от друга.

13.1.12 Укрепление склонов, переходов, откосов следует предусматривать с применением геотекстильных материалов.

13.2 Прокладка в горной местности

13.2.1 При проектировании газопроводов в горной местности следует выделить по трассе газопровода особо опасные зоны прокладки. К особо опасным зонам прокладки в горных условиях следует отнести следующие участки газопровода:

- пересечения горных хребтов;
- участки на косогорах;
- оползневые зоны;
- зоны с селевыми потоками, камнепадами, сходами лавин, обвалами и осыпями;
- участки прокладки газопровода в стесненных условиях;
- участки с повышенной сейсмической опасностью.

13.2.2 В горных условиях и в районах с сильно пересеченным рельефом местности следует предусматривать прокладку газопровода в долинах рек вне зоны затопления или по водораздельным участкам, избегая неустойчивые и крутые склоны, а также районы селевых потоков. В крайних случаях прокладка газопроводов при пересечении горных хребтов выполняется на полках по серпантину.

13.2.3 При проектировании газопроводов, укладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном от 8° до 11° , необходимо предусматривать срезку и подсыпку грунта с целью устройства рабочей полосы (полки) .

Устройство полки в этом случае должно обеспечиваться за счет отсыпки насыпи непосредственно на косогоре.

13.2.4 При поперечном уклоне косогора от 12° до 18° необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше 18° полки предусматриваются только за счет срезки грунта.

Во всех случаях насыпной грунт должен быть использован для устройства проезда на период производства СМР и последующей эксплуатации газопровода при соблюдении следующего условия

$$(13.1)$$

- где
- угол наклона косогора, град;
 - угол внутреннего трения грунта насыпи, град;
 - коэффициент запаса устойчивости насыпи против сползания, принимаемый равным 1,4.

Для газопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном свыше 35°, следует предусматривать устройство подпорных стен.

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

Ширина полки должна назначаться из условия производства работ, возможности устройства траншеи и механизированной прокладки кабеля связи с нагорной стороны газопровода, а также с учетом местных условий.

13.2.6 При прокладке в горной местности двух параллельных ниток газопроводов и более следует предусматривать отдельные полки или укладку ниток на одной полке. Расстояние между осями газопроводов, укладываемых по полкам, определяется проектом по согласованию с соответствующими органами государственного надзора.

13.2.7 При проектировании газопроводов по узким гребням водоразделов следует предусматривать срезку грунта на ширине от 8 до 12 м с обеспечением уклона 2% в одну или в обе стороны.

При прокладке вдоль газопроводов кабельной линии связи ширину срезки грунта допускается увеличивать до 15 м.

13.2.8 Проектные решения по прокладке в оползневых районах должны приниматься из условия исключения возможного нарушения природных условий. При этом необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- при малой толщине сползающего слоя грунта следует предусматривать подземную прокладку с заглублением газопровода ниже плоскости скольжения;
- использовать способ наземной прокладки газопровода в обваловании;
- возможно применение способа наземной прокладки газопровода по поверхности на свайных опорах, заглубленных в грунт ниже поверхности скольжения оползня;
- оползневые зоны значительной протяженности следует обходить выше оползневого склона.

13.2.9 Наземную (в насыпи) прокладку следует выполнять совместно с обязательными мероприятиями по отводу стока поверхностных вод, понижению уровня подземных вод, устройству удерживающих сооружений. При этом допускается только минимальная планировка поверхности оползневого склона.

13.2.10 Для защиты газопровода от оползней могут применяться следующие защитные конструкции и сооружения:

- удерживающие сооружения;
- дамбы;
- дренажные и водоотводные сооружения;
- конструкции для повышения гибкости газопровода (компенсаторы - упоры).

13.2.11 При проектировании газопровода в зонах возможных селевых потоков необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- избегать зоны селевых потоков;
- трассу газопровода в местах пересечения селевых потоков следует выбирать вне зоны динамического удара потока;
- при пересечении селей следует применять, как правило, надземную прокладку;
- при подземной прокладке через зону селевого потока или конуса выноса газопровод должен быть проложен на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла по уровню воды 5 % обеспеченности.

13.2.12 Для защиты газопровода от селевых потоков следует применять защитные сооружения. Для защиты газопровода от селевых потоков могут применяться следующие защитные и направляющие сооружения:

- подпорные стенки;
- дамбы;
- дренажные и водоотводные сооружения;
- направляющие дамбы.

13.2.13 В зонах возможных камнепадов необходимо обеспечить надежное заглубление газопровода - не менее 1 м над верхней образующей газопровода. При необходимости дополнительной защиты рекомендуется прокладка газопровода в кожухе или защита его железобетонными плитами.

13.2.14 В зонах возможного схода лавин, обвалов и осыпей необходимо:

- исключить надземный способ прокладки газопровода;

- обеспечить надежное заглубление газопровода (не менее 1 м над верхней образующей газопровода).

13.2.15 При необходимости защиты газопровода от схода лавин следует предусматривать специальные сооружения для отвода лавин: направляющие дамбы, лавинорезы.

13.2.16 В особо стесненных районах горной местности допускается предусматривать прокладку газопроводов в специально построенных тоннелях. Экономическая целесообразность этого способа прокладки должна быть обоснована в проекте.

Вентиляция тоннелей должна предусматриваться естественной. Искусственная вентиляция допускается только при специальном обосновании в проекте.

13.2.17 Требования к прокладке газопроводов на участках с повышенной сейсмической опасностью изложены в разделе 13.4.

13.3 Прокладка на подрабатываемых территориях

13.3.1 Проектирование газопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Воздействие деформации земной поверхности на газопроводы должно учитываться при расчете газопроводов на прочность в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 17.

13.3.2 Строительство газопроводов допускается осуществлять в любых горно-геологических условиях, имеющих место на подрабатываемых территориях.

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

13.3.3 Пересечение шахтных полей газопроводами следует предусматривать:

- на пологопадающих пластах - вкрест простирания;
- на крутопадающих пластах - по простиранию пласта.

13.3.4 Конструктивные мероприятия по защите подземных газопроводов от воздействия горных выработок должны назначаться по результатам расчета газопроводов на прочность и осуществляться путем увеличения деформативной способности газопроводов в продольном направлении за счет применения компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от защемления грунтом. Расстояния между компенсаторами устанавливаются расчетом в соответствии с указаниями раздела 17.

13.3.5 Подземные газопроводы, пересекающие растянутую зону мульды сдвижения, должны проектироваться как участки категории С.

13.3.6 Надземную прокладку газопроводов с учетом требований раздела 15 следует предусматривать, если по данным расчета напряжения в подземных газопроводах не удовлетворяют требованиям раздела 13, а увеличение деформативности газопроводов путем устройства подземных компенсаторов связано со значительными затратами.

Надземную прокладку следует предусматривать также на участках трассы, где по данным горно-геологического обоснования возможно образование на земной поверхности провалов, на переходах через водные преграды, овраги, железные и автомобильные дороги, проложенные в выемках.

13.3.7 На газопроводах на участках пересечения их с местами выхода тектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков, у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всех выработок, следует предусматривать установку компенсаторов независимо от срока проведения горных работ.

13.4 Прокладка в сейсмических районах

13.4.1 Проектирование ЛЧ газопроводов и ответвлений от них в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных газопроводов по шкале MSK-64 [7] необходимо производить с учетом сейсмических воздействий. Не допускается прокладка газопроводов в зонах с сейсмичностью свыше 10 баллов по шкале MSK-64 [7].

13.4.2 При выборе трассы в сейсмических районах необходимо избегать косогорные участки, участки с неустойчивыми и просадочными грунтами, а также территории горных выработок. Прокладка газопроводов в этих условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем обосновании в проекте и согласовании с надзорными органами. При этом в проекте должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, обеспечивающие надежность газопровода.

13.4.3 Сейсмостойкость газопроводов должна обеспечиваться:

- выбором благоприятных в сейсмическом отношении участков трасс и площадок строительства;
- применением рациональных конструктивных решений и антисейсмических мероприятий;
- дополнительным запасом прочности, принимаемым при расчете прочности и устойчивости газопроводов.

13.4.4 Не допускается жесткое крепление газопроводов к стенам зданий и сооружений и оборудованию.

В случае необходимости таких соединений следует предусматривать устройство криволинейных вставок или компенсирующих устройств, размеры и компенсационная способность которых должны устанавливаться расчетом.

Ввод газопровода в здания (в КС, ГРС и т.д.) следует осуществлять через проем, размеры которого должны превышать диаметр газопровода не менее чем на 200 мм.

13.4.5 При пересечении газопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования газопровода.

При подземной прокладке газопровода на таких участках рекомендуется устройство траншеи с пологими откосами и засыпка газопровода крупнозернистым песком, торфом и т.д.

13.4.6 При подземной прокладке газопровода грунтовое основание газопровода должно быть уплотнено.

13.4.7 Конструкции опор надземных газопроводов должны обеспечивать возможность перемещений газопроводов, возникающих во время землетрясения.

13.4.8 Для гашения колебаний надземных газопроводов следует предусмотреть в каждом пролете установку демпферов, которые не препятствовали бы перемещениям газопровода при изменении температуры трубы и давления транспортируемого продукта.

13.4.9 Для участков прокладки газопроводов в сейсмических районах кроме обычных расчетов на прочность и устойчивость на стадии НУЭ должна быть выполнена проверка в соответствии с требованиями подраздела 13.10 для удовлетворения условий сейсмостойкости.

13.4.10 Пересечение газопроводом зон активных тектонических разломов допускается под углом, близким к 90° . При этом следует применять, как правило, надземный способ прокладки. Также возможно применение подземной прокладки. При этом необходимо соблюдать определенную (трапецеидальную) форму траншеи с пологими откосами (не менее 1:2), а также применять подсыпку и засыпку толщиной не менее 0.3 м крупнозернистым песком, торфом и т.д. Длина участка пересечения газопроводом активного тектонического разлома принимается равной ширине разлома плюс 100 м в каждую сторону от границ разлома.

13.4.11 На границах пересечений газопроводом зон активных тектонических разломов возможно применение конструкций для повышения гибкости газопровода (устройство компенсаторов - упоров).

13.4.12 Должна быть выполнена оценка НДС участков газопровода на пересечениях активных тектонических разломов с учетом возможных смещений грунта.

13.4.13 Прокладку газопровода на участках, сложенных грунтами, подверженными разжижению при сейсмических воздействиях, следует выполнять надземным способом.

13.4.14 На наиболее опасных в сейсмическом отношении участках трассы следует предусматривать автоматическую систему контроля и отключения аварийных участков газопровода.

13.4.15 Для газопроводов диаметром свыше 1000 мм, а также в районах переходов газопроводов через реки и другие препятствия необходимо предусматривать установку инженерно-сейсмометрических станций для записи колебаний трубопровода и окружающего грунтового массива при землетрясениях.

13.5 Прокладка в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

13.5.1 Проектирование газопроводов, предназначенных для прокладки в районах ММГ, следует осуществлять в соответствии с требованиями специальных нормативных документов и дополнительными указаниями настоящего стандарта.

13.5.2 Для трассы газопровода должны выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам опережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

13.5.3 Выбор трассы для газопровода и площадок для его объектов должен производиться на основе:

- мерзлотно-инженерно-геологических карт и карт ландшафтного микрорайонирования оценки благоприятности освоения территории масштаба не более 1:100 000;
- схематической прогнозной карты восстановления растительного покрова;
- карт относительной осадки грунтов при оттаивании;
- карт коэффициентов удорожания относительной стоимости освоения.

13.5.4 На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов.

13.5.5 Принцип использования ММГ в качестве основания газопровода должен приниматься в зависимости от способа прокладки газопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

13.5.6 Основным принципом использования ММГ, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, в качестве основания для газопровода является принцип, при котором эти грунты следует использовать, как правило, в мерзлом состоянии, сохраняемом в период строительства и в течение всего периода эксплуатации.

13.5.7 Регулирование теплового взаимодействия газопровода с ММГ и талыми грунтами должно производиться за счет охлаждения газа в пределах, определяемых теплотехническим расчетом.

13.5.8 Температура транспортируемого продукта при прокладке газопровода на ММГ должна назначаться в зависимости от способа прокладки и физических свойств ММГ (просадочности, сопротивления сдвигу и др.).

13.5.9 На отдельных участках трассы газопровода допускается:

- оттаивание в процессе эксплуатации малольдистых ММГ, если оно не сопровождается карстовыми процессами и потерей несущей способности газопровода;
- промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировании газа с отрицательной температурой.

13.5.10 На участках просадочных грунтов небольшой протяженности должны предусматриваться мероприятия, снижающие тепловое воздействие газопровода на грунты и обеспечивающие восстановление температуры грунта в зимний период.

13.5.11 Глубина прокладки подземного газопровода определяется принятым конструктивным решением, обеспечивающим надежность работы газопровода с учетом требований охраны окружающей среды.

13.5.12 Высоту прокладки надземного газопровода от поверхности земли необходимо принимать в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия газопровода, но не менее 0,5 м.

Участки надземных газопроводов, на которых происходит компенсация деформаций за счет перемещения трубы поперек оси, должны прокладываться выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м.

13.5.13 При прокладке газопроводов в насыпях должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений.

13.5.14 В сильнозасоленных грунтах следует использовать трубы с заводским изоляционным полимерным покрытием усиленного типа.

13.5.15 На участках ММГ с температурой грунта ниже минус 7°С возможно устройство теплоизоляции газопровода.

13.5.16 На склоновых участках в целях устойчивости склонов и газопровода следует предусматривать в проекте установку на склонах георешеток и термостабилизацию грунта.

13.5.17 При пересечении газопроводом участков с подземными льдами и наледями, а также при прокладке газопроводов по солифлюкционным и опасным в термоэрозионном отношении склонам и вблизи термоабразионных берегов водоемов проектом должны предусматриваться:

- специальные инженерные решения по предотвращению техногенных нарушений и развитию криогенных процессов;
- мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова;
- подсыпка грунта и замена пучинистых грунтов на непучинистые;
- дренаж и сток вод;
- выравнивание и уплотнение грунтового валика над газопроводом.

13.5.18 При прокладке газопроводов на ММГ на участках с льдистостью менее 0,1 допускается их оттаивание в процессе строительства или эксплуатации. На участках с таликами рекомендуется грунты основания использовать в талом состоянии. Допускается многолетнее промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке газопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой.

13.5.19 На участках трассы газопроводов, прокладываемых в пределах урочищ с интенсивным проявлением криогенного пучения, необходимо предусматривать проектные решения по предупреждению деформаций оснований (уменьшение глубины сезонного оттаивания, устройство противопучинистых подушек и т. п.).

Эрозирующие овраги и промоины, расположенные вблизи трассы газопроводов, должны быть укреплены.

13.5.20 При прокладке газопровода через бугры пучения следует выполнить вдольтрассовые разрезы с засыпкой сыпучим грунтом (песком).

В проекте могут быть рассмотрены иные альтернативные решения:

- прокладка подземных участков газопровода в обход бугров пучения;
- прокладка газопровода надземным способом на противопучинных заглубленных сваях в сочетании с теплоизоляцией участков и использованием пространственно-податливых элементов в свайных основаниях.

14 Переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия

14.1 Общие требования

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

14.2 Подводные переходы через водные преграды

14.2.1 Траншейный способ прокладки

14.2.1.1 Траншейный (открытый) способ прокладки состоит в укладке газопровода в подводные и береговые траншеи, разработанные землеройной техникой.

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

Примечания:

1 Проектирование переходов по материалам изысканий, срок давности которых превышает 2 года, без производства дополнительных изысканий не допускается.

2 Место перехода согласовывают с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию использования и охране вод, охраны рыбных запасов и заинтересованными организациями.

14.2.1.3 Границами подводного перехода газопровода, определяющими длину перехода, являются:

– для многониточных переходов - участок, ограниченный запорной арматурой, установленной на берегах;

– для однониточных переходов - участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок 10% обеспеченности.

14.2.1.4 Створы переходов через реки следует назначать в соответствии с требованиями 11.1.24 – 11.1.26.

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

Проектная отметка верха забалластированного газопровода при проектировании подводных переходов должна назначаться на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла реки, определяемого на основании инженерных изысканий, с учетом возможных деформаций русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

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

При глубине подводных переходов, для которой отсутствуют освоённые технические средства разработки траншей, и невозможности переноса створа перехода, что должно быть обосновано проектом, допускается, по согласованию с соответствующими бассейновыми управлениями, уменьшать глубину заложения газопроводов и укладывать их непосредственно по дну. При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие их надежность при эксплуатации.

14.2.1.6 Минимальные расстояния от оси подводных переходов газопроводов до мостов, пристаней и других аналогичных объектов должны приниматься по таблице 3 как для участков газопроводов подземной прокладки.

14.2.1.7 При пересечении водных преград расстояние между параллельными подводными газопроводами следует назначать исходя из инженерно-геологических и гидрологических условий, а также из условий производства работ по устройству подводных траншей, возможности укладки в них газопроводов и сохранности газопровода при аварии на параллельно проложенном. Минимальные расстояния между осями газопроводов, заглубляемых в дно водоема с зеркалом воды в межень шириной свыше 25 м, должны быть:

- не менее 30 м для газопроводов диаметром до 1000 мм включ.;
- 50 м для газопроводов диаметром свыше 1000 мм.

14.2.1.8 Минимальные расстояния между параллельными газопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать такими же, как для ЛЧ газопровода.

14.2.1.9 Подводные газопроводы на переходах в границах ГВВ 1% обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 17.

Если результаты расчета подтверждают возможность всплытия газопровода, то следует предусматривать:

- на русловом участке перехода - сплошные (бетонные) покрытия или специальные грузы, конструкция которых должна обеспечить надежное их крепление к трубопроводу для укладки газопровода способом протаскивания по дну;
- на пойменных участках - одиночные грузы или закрепление газопроводов анкерными устройствами.

14.2.1.10 Ширину подводных траншей по дну следует назначать с учетом режима водной преграды, методов ее разработки, необходимости водолазного обследования и водолазных работ рядом с уложенным газопроводом, способа укладки и условиями прокладки кабеля данного газопровода.

14.2.1.11 Крутизну откосов подводных траншей при ширине водной преграды более 30 м или глубине более 1,5 м (при среднем рабочем уровне воды) с учетом безопасных условий производства водолазных работ следует принимать по таблице 9.

Длина подводной траншеи, для которой принимается крутизна откосов по таблице 9, равна ширине русла водной преграды плюс длина разрабатываемых урезных участков водной преграды.

Т а б л и ц а 9 - Крутизна откосов подводных траншей

Наименование и характеристика грунтов	Крутизна откосов траншей при глубине траншеи, м	
	до 2,5	2,5 и выше
Пески пылеватые и мелкие	1:2,5	1:3,0
Пески средней крупности	1:2,0	1:2,5
Пески неоднородного зернового состава	1:1,8	1:2,3
Пески крупные	1:1,5	1:1,8
Гравийные и галечниковые (гравия и гальки более 40 %)	1:1,0	1:1,5
Супеси	1:1,5	1:2,0
Суглинки	1:1,0	1:1,5
Глины	1:0,5	1:1,0
Разрыхленный скальный грунт	1:0,5	1:1,0
Заторфованные грунты и илы	По проекту	

14.2.1.12 Наибольшую крутизну откосов обводненных береговых траншей следует принимать по таблице 10.

Т а б л и ц а 10 - Наибольшая крутизна откосов обводненных береговых траншей

Наименование и характеристика грунтов	Крутизна откосов обводненных береговых траншей при глубине траншеи, м	
	до 2	более 2
Пески мелкие	1:1,5	1:2
Пески средней зернистости и крупные	1:1,25	1:1,5
Суглинки	1:0,67	1:1,25
Гравийные и галечниковые	1:0,75	1:1
Глины	1:0,5	1:0,75
Предварительно разрыхленный скальный грунт	1:0,25	1:0,25
Примечание - Крутизна откосов дана с учетом воздействия грунтовых вод.		

14.2.1.13 Профиль трассы газопровода следует принимать с учетом допустимого радиуса изгиба газопровода, рельефа русла реки и расчетной деформации (предельного профиля размыва), геологического строения дна и берегов, необходимой балластировки и способа укладки подводного газопровода.

14.2.1.14 Кривые искусственного гнущья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать в особо сложных топографических и геологических условиях.

14.2.1.15 Запорную арматуру, устанавливаемую на подводных переходах газопроводов, согласно 12.2.2 следует размещать на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода.

На берегах горных рек арматуру следует размещать на отметках не ниже отметок ГВВ 2 % обеспеченности.

14.2.1.16 Проектом должны предусматриваться решения по укреплению берегов в местах прокладки подводного перехода и по предотвращению стока воды вдоль газопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т.д.).

Крепление незатопляемых берегов в местах пересечения подземными газопроводами следует предусматривать до отметки, возвышающейся не менее чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом повторяемостью один раз в 50 лет и на 0.5 м - над высотой вкатывания волн на откос.

На затопляемых берегах кроме откосной части должна укрепляться пойменная часть на участке, прилегающем к откосу, длиной от 1 до 5 м.

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

14.2.1.17 При ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более в местах пересечения водных преград газопроводом следует предусматривать прокладку резервной нитки. Для многониточных систем необходимость строительства дополнительной резервной нитки независимо от ширины водной преграды устанавливается проектом.

Примечания

1 При ширине заливаемой поймы свыше 500 м по уровню ГВВ при 10% обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте (например, труднодоступность для проведения ремонта) резервную нитку допускается предусматривать при пересечении водных преград шириной до 75 м и горных рек.

2 Диаметр резервной нитки определяется проектом.

3 Допускается предусматривать прокладку перехода через водную преграду шириной свыше 75 м в одну нитку при условии тщательного обоснования такого решения в проекте.

14.2.1.18 При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб диаметром 1000 мм и более, следует производить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба газопровода. Сечение трубы должно удовлетворять требованиям подраздела 17.7.

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

14.2.1.20 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их газопроводами должны предусматриваться сигнальные огни и знаки «Якоря не бросать»: щиты, окаймленные красной полосой и разделенные красной диагональной полосой. Символ - якорь черного цвета. Ночью - два постоянных желтых огня, расположенных вертикально.

14.2.2 Способ горизонтально-направленного бурения

14.2.2.1 Способ ГНБ (закрытый способ) состоит в протаскивании газопровода в предварительно пробуренные скважины.

14.2.2.2 Строительство переходов газопроводов через водные преграды способом ГНБ рекомендуется осуществлять на стесненных, застроенных участках рек, вблизи действующих переходов трубопроводов, существующих заповедных или закрытых зон, в местах, требующих высокой экологической защиты в процессе строительства перехода. Применение способа ГНБ производится на основе технико-экономического обоснования, выполняемого проектной организацией.

14.2.2.3 Строительство переходов газопроводов через водные преграды способом ГНБ возможно на реках, имеющих прямолинейный участок русла и приемлемое для данного способа геологическое строение русла и берегов.

14.2.2.4 Применение способа ГНБ должно основываться на гидрографической съемке для определения контуров дна реки, измерения контуров дна реки в створе и на расстояниях по 50 м от оси створа вверх и вниз по течению реки, а также на инженерных изысканиях, требования к которым представлены в подразделе 11.2.

14.2.2.5 Место перехода должно быть согласовано со всеми заинтересованными ведомствами.

14.2.2.6 Инженерно - геологические изыскания должны производиться в объеме, позволяющем установить:

- состав и свойства грунтов в створе перехода;
- проницаемость грунтов русловой части для оценки возможной потери бурового раствора при прокладке;
- коэффициент трения для расчета усилия при протаскивании трубопровода;
- расчетный профиль скважины бурения;
- необходимое оборудование, скорость прокладки и состав бурового раствора;
- прогнозное развитие русловых деформаций.

14.2.2.7 В процессе геологических изысканий необходимо соблюдать следующие условия:

- глубина бурения скважин должна быть не менее чем на 10 м ниже проектируемого заглубления газопровода;
- расстояние между вертикальными буровыми скважинами следует принимать равным от 50 до 100 м для переходов длиной менее 200 м и от 100 до 200 м – для переходов большей длины;
- буровые скважины располагаются попеременно справа и слева от створа перехода на расстоянии от 5 до 10 м;
- все пустоты и буровые скважины после изысканий заполняются цементным раствором во избежание утечки через них бурового раствора при проходке направляющей скважины ГНБ.

14.2.2.8 Траектория скважины должна определяться условием прохождения в ней протаскиваемого газопровода только за счет упругого изгиба при диаметре скважины, составляющем 120 % от диаметра трубы. Применение кривых искусственного гнутья не допускается.

14.2.2.9 Проектные отметки верха газопровода должны быть не менее чем на 3 – 5 м ниже предельного уровня деформации русла с 1 % обеспеченностью с учетом оптимальной кривой оси перехода, обеспечивающей наилучшие условия монтажа. При этом угол наклона в местах входа и выхода скважины должен быть в пределах от 6° до 20° с учетом гибкости газопровода, а минимальное заглубление должно обеспечивать устойчивость положения незабалластированного пустого трубопровода.

14.2.2.10 Длина скважины для перехода, осуществляемого способом ГНБ, определяется по ее оси между местом входа и выхода, а длина перехода – расстоянием между береговыми кранами.

14.2.2.11 Необходимость прокладки резервной нитки должна определяться из экономических условий с учетом надежности транспортировки продукта и строительства нового перехода. При прокладке двух и более ниток резервную нитку можно не предусматривать, а расстояние между нитками следует принимать не менее 20 м.

14.2.2.12 Для строительства переходов методом ГНБ необходимо применять трубы с заводским многослойным покрытием, стойким к истиранию. Ленточная изоляция не допускается. Для изоляции монтажных стыков следует применять термоусаживающиеся армированные манжеты. Толщина манжет должна быть не менее толщины слоя заводской изоляции.

14.3 Переходы через болота

14.3.1 На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка газопроводов.

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

14.3.2 При соответствующем обосновании при подземной прокладке газопроводов через болота (III типа) и озера длиной свыше 500 м допускается предусматривать прокладку резервной нитки.

14.3.3 Прокладку газопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В местах поворота должны допускаться повороты отводами радиусом $40 D_u$ и $5D_u$, а также упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 15.

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

Допускается прокладка газопроводов в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелкоколесья. Выстилка должна покрываться слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывается газопровод.

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

14.3.6 Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

- толщина слоя грунта над газопроводом не менее 0,8 м с учетом уплотнения грунта в результате осадки;
- ширина насыпи поверху равной $1,5$ диаметра газопровода, но не менее 1,5 м;
- откосы насыпи в зависимости от свойств грунта, но не менее 1:1,25.

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

Насыпь из торфа и минерального грунта для защиты от размыва и выветривания должна быть укреплена. Материалы и способы укрепления насыпи устанавливаются проектом.

14.3.8 При проектировании насыпи должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений: лотков, открытых канав или труб. Дно водопропускных сооружений и прилегающие откосы должны быть укреплены.

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

14.3.9 Участки газопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для балластировки (обетонированные трубы, балластирующие устройства (в том числе с использованием грунта), анкеры и др.).

14.3.10 При закреплении газопровода анкерными устройствами лопасть анкера не должна находиться в слое торфа, заторфованного грунта или лёсса, пылеватого песка или других подобных грунтов, не обеспечивающих надежное закрепление анкера, а также в слое грунта, структура которого может быть подвержена разрушению или нарушению связности в результате оттаивания, размывов, выветривания, подработки или других причин.

14.4 Подземные переходы газопроводов через автомобильные и железные дороги

14.4.1 Угол пересечения газопровода с железными и категорированными автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90° , но не менее 60° . При соответствующем обосновании пересечение с автомобильными дорогами категории IV – V (в том числе с автодорогами, предназначенными для обслуживания газопроводов) допускается при снижении минимального значения угла до 35° . Прокладка газопровода через тело насыпи не допускается.

Переходы газопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками при соответствующем обосновании в проекте.

14.4.2 Участки газопроводов, прокладываемых на переходах через железные и автомобильные дороги, должны прокладываться следующим способом:

- в защитном кожухе (футляре) из стальных труб;
- в тоннеле;
- методом ГНБ.

14.4.3 Допускается прокладывать без устройства защитного кожуха:

- переходы газопроводов, указанные в строке 3,б таблицы 1;
- переходы газопроводов через автомобильные дороги всех категорий на участках транспортировки газа с отрицательной температурой, а также в районах распространения ММГ. В других случаях прокладка переходов через автомобильные дороги всех категорий без устройства защитных кожухов допускается при соответствующем обосновании в проекте;
- переходы газопроводов через автомобильные дороги с покрытиями переходного и низшего типа по СНиП 2.05.02-85 [19].

Примечание – Участки переходов газопроводов, прокладываемые без устройства защитных кожухов, должны быть рассчитаны на нагрузки от веса грунта и транспорта.

14.4.4 Категории участков переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги следует принимать в соответствии с таблицей 1.

14.4.5 Для участков переходов газопроводов, выполняемых с устройством защитных кожухов из стальных труб или прокладываемых в тоннеле, внутренний диаметр кожуха или тоннеля должен определяться из условия производства работ и конструкции переходов и должен быть больше наружного диаметра газопровода не менее чем на 200 мм.

Концы кожуха должны выводиться на расстояние:

а) при прокладке газопровода через железные дороги - с каждой стороны не менее чем на 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения;

б) при прокладке газопровода через автомобильные дороги - от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

14.4.6 Прокладка кабеля связи газопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги должна производиться в защитном кожухе или отдельно в трубах.

14.4.7 На подземных переходах газопроводов через железные и автомобильные дороги концы защитных кожухов должны иметь герметизирующие устройства из диэлектрического материала.

На одном из концов кожуха следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали не менее:

- для железных дорог – от подошвы откоса насыпи или бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения – 50 м;
- для автомобильных дорог - от бровки земляного полотна – 25 м.

При наличии на переходе уклона свечу располагают, по возможности, на более высокой стороне кожуха.

При строительстве переходов в кожухе с криволинейным вертикальным профилем предусматривают свечи по обе стороны кожуха.

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

14.4.8 Заглубление участков переходов газопроводов должно составлять:

- для переходов под железными дорогами общей сети - расстояние по вертикали от верха защитной трубы (тоннеля) до подошвы рельса принимается не менее 2 м, при устройстве перехода методом прокола – 3 м, при этом верх защитной трубы должен располагаться не менее чем на 1,5 м ниже дна водоотводного сооружения или подошвы насыпи;
- для переходов под автомобильными дорогами всех категорий - не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного кожуха и не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа;
- заглубление при прокладке способом ГНБ должно составлять не менее 7 м.

14.4.9 Для участков переходов газопроводов через железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги, выполняемых без устройства защитных кожухов, следует:

- заглубление газопровода принимать не менее предусмотренного в пункте 14.4.8 для кожуха;
- участки газопроводов на переходах через автомобильные дороги с переходным и низшим типом покрытия, а также полевые дороги, защитить укладкой бетонных плит. Бетонные плиты должны быть уложены по верху автомобильной дороги на длине по 10 м в каждую сторону от оси газопровода;
- предусмотреть защиту газопровода от падения транспортных средств путем укладки железобетонных плит над газопроводом на расстоянии не менее 15 м в обе стороны от подошвы насыпи или бровки земляного полотна дороги. В поперечном направлении размер плит должен быть не менее 3 Ду газопровода. На этих участках бетонные плиты следует уложить на глубине 0,5 м над верхней образующей трубы и засыпать грунтом до уровня верха траншеи;
- проверять газопровод на прочность и допустимую овальность сечений с учетом действия нагрузок от веса грунта засыпки и транспорта.

14.4.10 Заглубление участков газопровода под автомобильными дорогами на территории КС принимается, считая от верха покрытия до верха трубы (или ее футляра), не менее 0,6 м.

14.4.11 Расстояние между параллельными трубопроводами на участках их переходов под железными и автомобильными дорогами следует назначать исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке ЛЧ МГ.

14.4.12 Пересечение газопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта под стрелками и крестовинами, а также в местах присоединения к рельсам отсасывающих кабелей не допускается.

14.4.13 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного газопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься до:

- стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог – 10 м;
- стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах – 20 м;
- труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах – 30 м.

14.4.14 Положение газопровода в кожухе должно быть зафиксировано по всей длине перехода центрирующими устройствами с диэлектрическим покрытием обеспечивающими сохранность изоляционного покрытия труб.

14.4.15 Овальность сечения кожуха под действием веса грунта и нагрузок от транспорта (см. подраздел 17.6) не должна превышать 5 %.

14.4.16 При прокладке переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги методом ГНБ заглубление перехода под дорогами должно составлять не менее 7 м. При этом должны выполняться требования пунктов:

- 14.2.2.8 – по траектории скважины и ее диаметра;
- 14.2.2.12 – изоляционным покрытиям;
- 14.4.1 – углу пересечения газопровода с дорогами;
- 14.4.4 – категории участков переходов;
- 14.4.11 – расстояниям между параллельными нитками трубопроводов;
- 14.4.12 – условиям пересечения с рельсовыми путями электрифицированного транспорта;
- 14.4.13 – минимальным расстояниям до конструктивных элементов железных дорог.

Минимальные расстояния от начала и конца траектории скважины перехода, выполняемого методом ГНБ, до дорог следует назначать из условий производства работ, при этом данные расстояния должны составлять не менее 50 м. Указанные расстояния до дорог следует принимать:

- для железных дорог - от подошвы откоса насыпи или бровки выемки;
- для автомобильных дорог - от подошвы насыпи земляного полотна.

14.5 Пересечения и параллельная прокладка газопроводов с другими трубопроводами и инженерными коммуникациями

14.5.1 Взаимные пересечения проектируемых и действующих трубопроводов допускаются в исключительных случаях при невозможности соблюдения минимальных расстояний от оси газопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий и сооружений.

14.5.2 При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°.

14.5.3 Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями нормативных документов для проектирования генеральных планов промышленных предприятий.

14.5.4 Требования к пересечениям газопроводов кабелями связи, прокладываемых способом ГНБ, должны регламентироваться специальными нормативными документами.

14.5.5 В местах пересечений магистральных газопроводов с ЛЭП напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка газопроводов под углом не менее 60° и на расстоянии, определяемом в соответствии с подразделом 11.2. При этом газопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения, должны приниматься категории С.

14.5.6 Ширина просеки для прокладки газопроводов параллельно ЛЭП 6, 10 кВ при прохождении по территории Государственного лесного фонда принимается как для стесненных участков трассы в соответствии с требованиями нормативных документов для проектирования объектов энергетики.

14.5.7 При параллельной прокладке проектируемых газопроводов с существующими стальными подземными инженерными сооружениями учитывать расположение средств электрохимической защиты этих трубопроводов и при необходимости предусматривать их реконструкцию.

15 Надземная прокладка газопроводов

15.1 Надземная прокладка газопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, районах горных выработок, оползней и районах распространения ММГ, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом требований 5.2.

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

15.2 При прокладке газопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия следует использовать несущую способность самого газопровода. В этом случае могут применяться следующие конструкции надземной прокладки:

- балочные однопролетные;
- балочные многопролетные;
- шпренгельные;
- вантовые;
- висячие;
- арочные;
- мостовые фермы.

15.3 В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается предусматривать для прокладки газопроводов специальные мостовые конструкции (в виде балок и ферм).

15.4 Надземные переходы газопроводов могут проектироваться, как правило, с компенсацией продольных деформаций. Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных деформаций. Возможность прокладки без компенсации продольных деформаций, а также размеры необходимых компенсационных участков определяются по результатам расчетов на прочность и устойчивость в соответствии с требованиями раздела 17.

15.5 Величины пролетов надземного газопровода следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции прокладки в соответствии с требованиями раздела 17.

15.6 При всех способах компенсации продольных деформаций газопроводов следует применять отводы, допускающие проход ВТУ.

15.7 В местах установки на газопроводе арматуры необходимо предусматривать стационарные площадки для ее обслуживания. Площадки должны быть несгораемыми и иметь конструкцию, исключающую скопление на них мусора и снега.

На начальном и конечном участках перехода газопровода от подземной к надземной прокладке необходимо предусматривать постоянные ограждения из металлической сетки высотой не менее 2,2 м.

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

В балочных системах газопроводов в местах их выхода из грунта опоры допускается не предусматривать. В местах выхода газопровода из слабосвязанных грунтов следует предусматривать мероприятия по обеспечению проектного положения (искусственное упрочнение грунта, укладку железобетонных плит и др.).

15.9 Опоры балочных систем газопроводов следует проектировать из несгораемых материалов. При проектировании надземных газопроводов электроизоляцию трубопровода от опор следует предусматривать при наличии на трубопроводе потенциала электрохимической защиты.

15.10 Высоту от уровня земли до низа трубопровода (или поверхности его изоляции), прокладываемых на низких опорах на свободной территории вне проезда транспортных средств и прохода людей следует принимать не менее 0.5 м.

Высоту от уровня земли до низа трубопровода (или поверхности его изоляции), прокладываемого на высоких опорах, следует принимать:

1. в местах прохода людей - 2,2 м;
2. в местах пересечения с автодорогами (от верха покрытия проезжей части) - 5 м;

3. в местах пересечения с внутренними железнодорожными подъездными путями и путями общей сети - в соответствии с ГОСТ 9238.

Высота прокладки газопроводов над землей на участках, где предусматривается использование ММГ в качестве основания, должна назначаться из условия обеспечения естественного состояния грунтов под опорами и газопроводом.

При проектировании газопроводов для районов массового перегона животных или их естественной миграции минимальные расстояния от уровня земли до газопроводов следует принимать по согласованию с заинтересованными организациями.

15.11 При прокладке газопроводов через препятствия, в том числе овраги и балки, расстояние от низа трубы или пролетного строения следует принимать при пересечении:

- оврагов и балок - не менее 0,5 м до уровня воды при 5 % обеспеченности;
- несудоходных, несплавных рек и больших оврагов, где возможен ледоход, - не менее 0,2 м до уровня воды при 1 % обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода;
- судоходных и сплавных рек - не менее величины, установленной нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

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

15.12 При прокладке газопроводов через железные дороги общей сети расстояние от низа трубы или пролетного строения до головки рельсов следует принимать в соответствии с требованиями габарита «С» по ГОСТ 9238.

Расстояние в плане от крайней опоры надземного газопровода должно быть не менее:

- до подошвы откоса насыпи 5 м;
- до бровки откоса выемки..... 3 м;
- до крайнего рельса железной дороги..... 10 м.

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

15.14 Газопроводы надземной прокладки должны быть обеспечены защитным покрытием от атмосферной коррозии материалами, разрешенными к применению.

16 Нагрузки и воздействия

16.1 Общие требования

16.1.1 Нагрузки и воздействия, которые необходимо учитывать при проверке прочности газопровода, классифицируются следующим образом:

- функциональные;
- природные;
- строительные;
- случайные.

16.2 Функциональные нагрузки

16.2.1 Функциональные нагрузки - это нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации газопровода. При определении функциональных нагрузок следует учитывать следующие факторы:

- внутреннее давление;
- температурные воздействия;
- весовые нагрузки;
- упругий изгиб газопровода.

16.2.2 Внутреннее давление

16.2.2.1 Принятый в настоящем стандарте термин «рабочее давление» (см. пункт 3.31) соответствует ГОСТ 14249.

16.2.2.2 Под расчетным давлением для элементов магистрального газопровода следует понимать давление, на которое проводится их расчет на прочность.

16.2.2.3 В качестве расчетного давления в газопроводе следует принимать давление , МПа, вычисляемое по формуле

$$(16.1)$$

где - коэффициент надежности по внутреннему давлению;

- рабочее давление, МПа.

Значение коэффициента надежности по внутреннему давлению зависит от системы регулирования внутреннего давления. При отсутствии соответствующих обоснований при проектировании газопровода значение коэффициента надежности по внутреннему давлению следует принимать равным $= 1,10$.

16.2.2.4 Обвязочные трубопроводы КС следует дополнительно рассчитывать на динамические нагрузки от пульсации давления.

16.2.3 Температурные воздействия

16.2.3.1 Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температурой стенки газопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой газопровода при его укладке и засыпке.

16.2.3.2 Температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема газопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка газопровода и т.п., т.е. когда фиксируется положение статически неопределимой системы). При этом допустимый температурный перепад для расчета баллаستировки и температуры замыкания должен определяться отдельно для участков различных категорий.

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

Принятые в расчете максимальная и минимальная температуры, при которых фиксируется расчетная схема газопровода, максимально и минимально допустимая температура газа на выходе из КС, должны указываться в проекте.

16.2.3.4 При расчете газопровода на прочность и устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру газа, поступающего в газопровод, и ее изменение по длине газопровода в процессе транспортировки газа.

16.2.4 Весовые нагрузки

16.2.4.1 Весовые нагрузки определяется с учетом веса труб, транспортируемого продукта, противокоррозионного, теплоизоляционного и утяжеляющего покрытий, а также веса грунта засыпки.

16.2.4.2 Погонная весовая нагрузка, МН/м, вычисляются следующими формулами для:

- собственного веса трубы

$$G_{\text{трубы}} = \rho_{\text{стали}} \cdot S_{\text{трубы}} \cdot L \quad (16.2)$$

где $S_{\text{трубы}}$ - площадь поперечного сечения трубы (стали), м²;

- ускорение свободного падения, м/с²;

- веса изоляционного (противокоррозионного) покрытия

$$G_{\text{покрытия}} = \rho_{\text{покрытия}} \cdot S_{\text{покрытия}} \cdot L \quad (16.3)$$

где $S_{\text{покрытия}}$ - диаметр газопровода с учетом слоя изоляционного (противокоррозионного) покрытия, м, вычисляются по формуле

$$D_{\text{покрытия}} = D_{\text{наружн}} + 2 \cdot \delta_{\text{покрытия}} \quad (16.4)$$

где $D_{\text{наружн}}$ - диаметр газопровода наружный, м;

- плотность изоляционного покрытия, кг/м³;

- толщина слоя изоляционного покрытия, м;

- веса теплоизоляционного слоя

$$G_{\text{теплоизоляции}} = \rho_{\text{теплоизоляции}} \cdot S_{\text{теплоизоляции}} \cdot L \quad (16.5)$$

где $S_{\text{теплоизоляции}}$ - диаметр газопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м, вычисляются по формуле

$$D_{\text{теплоизоляции}} = D_{\text{покрытия}} + 2 \cdot \delta_{\text{теплоизоляции}} \quad (16.6)$$

где $\rho_{\text{теплоизоляции}}$ - плотность теплоизоляционного материала, кг/м³;

- веса перекачиваемого газа

$$G_{\text{газа}} = \rho_{\text{газа}} \cdot V_{\text{газа}} \quad (16.7)$$

где $\rho_{\text{газа}}$ - расчетное давление, МПа;

- газовая постоянная, Дж/кг*К;
- коэффициент сжимаемости газа;
- температура (абсолютная) газа, К;
- внутренний диаметр газопровода, м, вычисляемый по формуле
(16.8)

где - толщина стенки газопровода, номинальная, м;
- допускается вычислять погонный вес природного газа
, МН/м, по приближенной формуле

(16.7a)

- вес , МН/м, заполняющего газопровод конденсата (при возможном его образовании)

(16.9)

где - плотность конденсата, кг/м³;

- выталкивающей силы воды , МН/м, для полностью погруженного в воду газопровода при отсутствии течения воды

(16.10)

где - наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м;
- плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³.

16.2.5 Упругий изгиб газопровода

16.2.5.1 Напряжения от упругого изгиба учитываются при проверке прочности газопровода.

16.2.5.2 Нагрузки, возникающие при пропуске ВТУ по надземным газопроводам, следует также относить к функциональным. Для надземных газопроводов, подвергающихся пропуску ВТУ, следует дополнительно производить расчет на динамические воздействия от ВТУ.

16.3 Природные нагрузки

16.3.1 К природным (и техногенным) относятся нагрузки, обусловленные внешними факторами, за исключением случаев, когда нагрузки должны быть отнесены к функциональным или к случайным ввиду малой вероятности их возникновения:

- грунтовые, вызванные пучением и просадками грунта или неравномерной осадкой, оползнями и др.;
- нагрузки от ветра, снега или обледенения (для надземных трубо-проводов);

- нагрузки от автомобильного и железнодорожного транспорта;
- нагрузки от возможного смещения конструкций трубопровода.

16.3.2 Ветровую нагрузку на надземные газопроводы, МН/м , вычисляют как горизонтальную погонную нагрузку от статического действия ветра

$$F_{\text{в}} = \frac{1}{2} \rho v^2 S C_{\text{д}} \quad (16.11)$$

где v и $C_{\text{д}}$ - нормативные значения соответственно средней и пульсационной составляющей ветровой нагрузки, МН/м^2 , определяются согласно специальным нормам в зависимости от нормативного значения ветрового давления в конкретном ветровом районе страны;

- диаметр газопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м , определяемый по формуле (16.6).

16.3.3 Погонную вертикальную нагрузку на надземный газопровод от веса снега или обледенения, МН/м , вычисляют по формуле

$$F_{\text{с}} = S_{\text{с}} \gamma_{\text{с}} \quad (16.12)$$

где $S_{\text{с}}$ - погонная нагрузка от снега, МН/м ;

- погонная нагрузка от обледенения, МН/м .

Нагрузка от снега, МН/м , вычисляют по формуле

$$S_{\text{с}} = S_{\text{сн}} \mu_{\text{с}} \quad (16.13)$$

где $\mu_{\text{с}}$ - коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода, который принимается равным 0,4 для одиночно прокладываемого трубопровода.

- нормативное значение распределенного веса снегового покрова, принимаемое в зависимости от снегового района страны, МН/м^2 ;

- диаметр газопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м ;

Нагрузка от возможного обледенения газопровода, МН/м , вычисляется по формуле

$$F_{\text{л}} = S_{\text{л}} \gamma_{\text{л}} \quad (16.14)$$

где $S_{\text{л}}$ - толщина слоя гололеда, принимаемая в зависимости от района гололедности, м ;

- диаметр газопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м .

16.4 Строительные нагрузки

16.4.1 Строительные нагрузки - нагрузки, возникающие при СМР и испытаниях трубопроводной системы, в т.ч. собственный вес испытательной среды. К строительным следует относить также нагрузки при хранении и транспортировке труб и трубных плетей.

П р и м е ч а н и е - К строительным нагрузкам также относят возможное образование вакуума при вакуумной осушке газопровода.

16.5 Случайные нагрузки

16.5.1 Случайная нагрузка - нагрузка, возникающая с частотой менее 10 в год на километр газопровода. Причинами случайных нагрузок могут быть:

- сейсмическое воздействие;
- взрыв;
- внезапная разгерметизация;
- пожар;
- нестационарный режим эксплуатации;
- механические повреждения.

При учете случайных нагрузок следует учитывать как вероятность их возникновения, так и возможные последствия случайных нагрузок.

16.5.2 Для газопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, расчетная интенсивность возможных землетрясений для различных участков газопроводов определяется согласно специальным нормам, по картам сейсмического районирования и списку населенных пунктов, расположенных в сейсмических районах, с учетом данных сейсмомикрорайонирования.

16.5.3 При проведении сейсмического микрорайонирования необходимо уточнить данные о тектонике района вдоль всего опасного участка трассы в коридоре, границы которого отстоят от газопровода не менее чем на 15 км.

16.5.4 Расчетная сейсмичность подземных магистральных газопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления газопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

16.6 Сочетания нагрузок

16.6.1 При расчетах на прочность и устойчивость должно быть учтено наиболее неблагоприятное сочетание функциональных, природных, строительных и случайных нагрузок, которые могут возникнуть одновременно. Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85 [20].

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

17 Расчет газопроводов на прочность и устойчивость

17.1 Нормативные характеристики материала труб и соединительных деталей

17.1.1 При определении напряжений и в расчетах газопровода на прочность и устойчивость необходимо принимать следующие значения физических характеристик трубной стали (в упругой области работы материала труб):

Модуль упругости	=	206000 МПа;
Коэффициент Пуассона	=	0.3;
Коэффициент линейного расширения	=	$1.2 \cdot 10^{-5} (\text{°C})^{-1}$.

17.1.2 При анализе НДС газопровода в процессе его укладки и эксплуатации следует учитывать упруго-пластические свойства материала труб. В этом случае модуль деформации и коэффициент поперечной деформации следует определять в соответствии с диаграммой деформирования материала труб, в зависимости от уровня эквивалентных напряжений (интенсивности напряжений).

17.1.3 Значения нормативного предела текучести и нормативного предела прочности (временного сопротивления) стали следует принимать по принятым в проекте техническим условиям или стандартам на поставку труб и соединительных деталей.

17.2 Определение толщины стенки труб и соединительных деталей

17.2.1 РАСЧЕТНУЮ ТОЛЩИНУ СТЕНКИ ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА, ММ, ДЛЯ СТАЛЕЙ С ОТНОШЕНИЕМ ≤ 0.80 ВЫЧИСЛЯЮТ ПО ФОРМУЛЕ

(17.1)

ГДЕ - РАСЧЕТНОЕ ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ, МПА;

- НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ;

- НОРМАТИВНЫЙ ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ МАТЕРИАЛА ТРУБ, МПА;

- РАСЧЕТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПО ПРЕДЕЛУ ТЕКУЧЕСТИ;

- ПОПРАВочный КОЭФФИЦИЕНТ, ЗАВИСЯЩИЙ ОТ ОТНОШЕНИЯ НОРМАТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СТАЛИ .

17.2.2 РАСЧЕТНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ДЛЯ СТАЛЕЙ С ОТНОШЕНИЕМ > 0.80 ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ КАК БОЛЬШЕЕ ИЗ ДВУХ ЗНАЧЕНИЙ, КАЖДОЕ ИЗ КОТОРЫХ ЗАВИСИТ ОТ НОРМАТИВНЫХ ЗНАЧЕНИЙ, СООТВЕТСТВЕННО, ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ, ММ, И ПРЕДЕЛА ПРОЧНОСТИ, ММ, (ВРЕМЕННОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ) МАТЕРИАЛА ТРУБ

(17.2)

ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ОПРЕДЕЛЯЕМАЯ ПО ПРЕДЕЛУ ТЕКУЧЕСТИ, ММ, ВЫЧИСЛЯЕТСЯ ПО ФОРМУЛЕ

(17.3)

**А ТОЛЩИНА СТЕНКИ, ОПРЕДЕЛЯЕМАЯ ПО ПРЕДЕЛУ ПРОЧНОСТИ, , ММ,
ВЫЧИСЛЯЕТСЯ ПО ФОРМУЛЕ**

(17.4)

где, кроме обозначений, приведенных в 13.2.1, использованы следующие обозначения:

**- НОРМАТИВНЫЙ ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ (ВРЕМЕННОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ)
МАТЕРИАЛА ТРУБ, МПА;**

- РАСЧЕТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПО ПРЕДЕЛУ ПРОЧНОСТИ.

17.2.3 Значения расчетных коэффициентов в формулах (17.1), (17.3) и в (17.4) следует принимать в зависимости от категории участка газопровода по таблице 11.

Т а б л и ц а 11 – Значения расчетных коэффициентов в зависимости от категории участка газопровода

Категория участка газопровода	Расчетные коэффициенты	
Н	0.72	0.61
С	0.60	0.51
В	0.50	0.42

17.2.4 Коэффициент в формуле (17.1) определяют по условиям

- при $\leq 0,60$: по таблице 10;
- при $0,60 < \leq 0,80$: по формуле

$$, \quad (17.5)$$

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ , В КОТОРОЙ СЛЕДУЕТ ПРИНИМАТЬ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КАТЕГОРИИ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА ПО ТАБЛИЦЕ 12.

17.2.5 КРОМЕ ТОГО, РАСЧЕТНАЯ ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ ДОЛЖНА УДОВЛЕТВОРЯТЬ УСЛОВИЯМ ТАБЛИЦЫ 19 В ЧАСТИ НАЗНАЧЕНИЯ УРОВНЕЙ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В ВЕРХНЕЙ И НИЖНЕЙ ТОЧКАХ ИСПЫТЫВАЕМОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА.

Т А Б Л И Ц А 12 – ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ , ,

Категория участка газопровода	≤ 0.60		$0.60 < \leq 0.80$	
Н	1,250	2,000	1,250	
С	1,333	2,333	1,667	
В	1,400	2,600	2,000	

17.2.6 Расчетное значение толщины стенки трубы округляется в большую сторону с точностью 0,1 мм. В качестве номинальной толщины стенки трубы следует взять ближайшее большее значение толщины стенки по используемым в проекте техническим условиям или стандартам на трубы.

Номинальную толщину стенки труб следует принимать равной не менее 1/100 наружного диаметра трубы, но не менее 3 мм для труб Ду до 200 мм включительно и не менее 4 мм для труб Ду свыше 200 мм.

Номинальную толщину стенки трубопроводов импульсного и топливного газа следует принимать равной не менее 6 мм для труб с наружным диаметром 159 мм и не менее 5 мм - для труб с наружным диаметром 57 мм.

17.2.7 Увеличение толщины стенки трубы по сравнению с расчетным значением из-за конструктивной схемы прокладки, с целью защиты от коррозии и т.п. должно быть обосновано технико - экономическим расчетом.

17.2.8 Расчетную толщину стенки соединительных деталей, мм, следует определять для:

- тройниковых соединений - по:
 - приложению А - для штампованных и штампосварных тройников (ТШС);
 - приложению Б - для сварных тройников без усиливающих элементов (ТС);
- отводов (кроме отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода), конических переходов, переходных колец и заглушек - по формуле

$$(17.6)$$

где - коэффициент несущей способности соединительной детали;

- расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал соединительной детали, мм.

Расчетную толщину стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода следует принимать как для прямых труб, из которых изготовлены данные отводы.

П р и м е ч а н и е - Толщину стенки переходов следует рассчитывать по большему диаметру.

17.2.9 Значения коэффициента несущей способности следует принимать равным:

- для отводов – по таблице 13 в зависимости от кривизны отвода;
- для заглушек, переходных колец и для конических переходов с углом наклона образующей менее 12° : = 1.

Т а б л и ц а 13 – Значения коэффициента несущей способности отводов

Отношение радиуса кривизны отвода к его наружному диаметру R/D	Коэффициент несущей способности отвода
1.0	1.30
1.5	1.15
2.0 и более	1.00

17.2.10 Толщина стенки соединительной детали, кроме отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных или электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода, должна быть не менее расчетной.

Номинальная толщина стенки детали устанавливается изготовителем с учетом технологического утонения толщины стенки в процессе изготовления детали и допускаемых минусовых отклонений на толщину стенки исходной трубы или листового проката с округлением до ближайшей большей толщины по соответствующим стандартам или техническим условиям.

Номинальная толщина стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных и электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода, принимается равной номинальной толщине прямых труб, из которых изготовлены данные отводы. Минимальная толщина стенки отводов холодногнутых и вставок кривых, изготовленных из бесшовных и электросварных труб в заводских условиях или на трассе строительства газопровода должна быть в пределах минусового допуска на трубы, из которой они изготовлены.

П р и м е ч а н и е - Номинальная толщина стенки соединительной детали должна быть не менее 4 мм.

17.2.11 Толщина кромки под сварку соединительной детали должна удовлетворять условиям 17.2.1 – 17.2.5, в которых используются присоединяемый диаметр и нормативные свойства материала детали.

17.3 Проверка условий прочности

17.3.1 Расчет газопровода на прочность состоит в выполнении следующих проверок:

- кольцевых напряжений;
- продольных напряжений;
- эквивалентных напряжений.

17.3.2 Поверочный расчет газопровода на прочность следует производить после выбора его основных размеров с учетом всех нагрузок и воздействий для всех расчетных случаев.

17.3.3 Определение усилий от нагрузок и воздействий, возникающих в отдельных элементах газопроводов, необходимо производить методами строительной механики расчета статически неопределимых стержневых систем.

17.3.4 Расчетная схема газопровода должна отражать действительные условия его работы, а метод расчета - учитывать возможность использования компьютерных программ.

17.3.5 В качестве расчетной схемы газопровода следует рассматривать статически неопределимые плоские или пространственные, простые или разветвленные стержневые системы переменной жесткости с учетом взаимодействия газопровода с опорными устройствами и окружающей средой (при укладке непосредственно в грунт). При этом коэффициенты повышения гибкости отводов и тройниковых соединений определяются согласно разделу 17.4.

П р и м е ч а н и е - В расчетной схеме газопровода ВЭИ рассматривают как неравнопрочные элементы.

17.3.6 Арматуру, расположенную на трубопроводе (краны, обратные клапаны и т.д.), следует рассматривать в расчетной схеме как твердое недеформируемое тело.

17.3.7 Расчет газопровода на прочность следует выполнять по методу допускаемых напряжений, которые определяются как произведение нормативного минимального предела текучести и нормативного минимального предела прочности материала труб на соответствующие расчетные коэффициенты. Значения расчетных коэффициентов зависят от вида проверки напряжений и регламентируются настоящим стандартом.

17.3.8 Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевые напряжения от расчетного давления , МПа, вычисляются по формуле

$$(17.7)$$

и удовлетворяют условиям:

$$\begin{aligned} & - \text{при } \leq 0.80: \quad ; \\ & - \text{при } > 0.80: \quad , \end{aligned} \quad (17.8)$$

где - кольцевое напряжение от внутреннего давления;

- РАСЧЕТНОЕ ВНУТРЕННЕЕ ДАВЛЕНИЕ, МПА;

- НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР ТРУБЫ, ММ;

- ТОЛЩИНА СТЕНКИ ТРУБЫ НОМИНАЛЬНАЯ, ММ;

- НОРМАТИВНЫЙ ПРЕДЕЛ ТЕКУЧЕСТИ МАТЕРИАЛА ТРУБ, МПА;

- НОРМАТИВНЫЙ ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ МАТЕРИАЛА ТРУБ, МПА;

- ПОПРАВочный КОЭФФИЦИЕНТ, ЗАВИСЯЩИЙ ОТ ОТНОШЕНИЯ НОРМАТИВНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СТАЛИ И ПРИНИМАЕМЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С П. 17.2.4;

- РАСЧЕТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПО ПРЕДЕЛУ ТЕКУЧЕСТИ, ПРИНИМАЕМЫЙ ПО ТАБЛИЦЕ 11 В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КАТЕГОРИИ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА;

- РАСЧЕТНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ПО ПРЕДЕЛУ ПРОЧНОСТИ, ПРИНИМАЕМЫЙ ПО ТАБЛИЦЕ 11 В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КАТЕГОРИИ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА.

17.3.9 Проверка условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений следует выполнять по формулам

$$\sigma \leq \sigma_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}}, \quad \text{если } \sigma \leq \sigma_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}}; \quad (17.9)$$

$$\sigma \leq \sigma_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}}, \quad \text{если } \sigma > \sigma_{\text{н}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{п}}; \quad (17.10)$$

где - продольное напряжение, МПа;

- эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

- нормативный предел текучести материала труб, МПа;

, - расчетные коэффициенты соответственно для продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии «жизни» газопровода в соответствии с таблицей 14.

17.3.10 Эквивалентное напряжение, соответствующее теории Мизеса, , МПа, вычисляется по формуле

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}, \quad (17.11)$$

где - кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа, определяемое по формуле (17.7);

- продольное напряжение, МПа;

- касательное напряжение (напряжение сдвига), МПа.

Т а б л и ц а 14 – Значения расчетных коэффициентов для проверки продольных и эквивалентных напряжений

Расчетный коэффициент	Строительство	Гидростатические испытания	Эксплуатация
	0,70	0,80	0,60
	0,96	1,00	0,90

17.3.11 Продольные напряжения в подземных и наземных (в насыпи) газопроводах следует определять с учетом упругопластической работы материала труб. Расчетная схема участка газопровода должна отражать условия работы газопровода и взаимодействие его с грунтом.

17.3.12 Продольное и касательное напряжения определяются из выражений:

- продольные напряжения:

- для полностью заземленного подземного газопровода:

$$\sigma_{\parallel} = \frac{M}{W} + \alpha \Delta T \quad (17.12)$$

- для полностью свободного (надземного) газопровода:

$$\sigma_{\parallel} = \frac{M}{W} + \alpha \Delta T + \frac{N}{F} \quad (17.13)$$

- касательные напряжения:

$$\tau = \frac{M}{W} \quad (17.14)$$

где μ - коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

- модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

- наружный диаметр трубы, номинальный, м;

- радиус упругого изгиба, м;

α - линейный коэффициент температурного расширения, °С⁻¹;

- температурный перепад, °С;

- изгибающий момент в сечении трубопровода (при надземной прокладке), МН·м;

- крутящий момент, МН·м;

- момент сопротивления сечения трубопровода, м³.

- поперечная сила, МН;

- площадь поперечного сечения трубы (стали), м².

17.3.13 Модуль деформации и коэффициент поперечной деформации материала труб следует определять в зависимости от действующих в конкретной элементарной площадке сечения трубопровода эквивалентных напряжений и деформаций с учетом диаграммы деформирования материала труб.

17.3.14 Момент сопротивления, м³, вычисляют по формуле

$$W = \frac{\pi D^4}{32} \quad (17.15)$$

где J - момент инерции сечения трубы, м⁴;

- наружный диаметр трубы, номинальный, м.

17.3.15 Момент инерции, м⁴, вычисляют по формуле

$$J = \frac{\pi D^4}{64} \quad (17.16)$$

(17.17)

17.3.16 Изгибающий момент в сечении газопровода (при надземной прокладке) определяется в плоскости наибольшей кривизны оси газопровода, то есть как равнодействующая моментов, приложенных в двух взаимно – перпендикулярных плоскостях.

17.3.17 При проверке продольных и эквивалентных напряжений следует учитывать функциональные и природные нагрузки. Для стадии строительства учитываются также строительные нагрузки, при этом из функциональных следует учитывать только весовые нагрузки.

17.3.18 Для газопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения , МПа, вызываемые горизонтальными деформациями грунта от горных выработок, вычисляются по формуле

(17.18)

где - модуль упругости материала труб, МПа;

- длина участка деформации газопровода с учетом его работы за пределами мульды сдвижения, м,

- максимальные перемещения газопровода на участке, вызываемые сдвижением грунта, м, вычисляются по формуле

(17.19)

где - параметр перемещения, который определяется выражением

(17.20)

- предельное сопротивление грунта продольным перемещениям газопровода, МПа;

- длина участка однозначных деформаций земной поверхности в полумульде сдвижения, пересекаемого газопроводом, м, вычисляется по формуле

(17.21)

- максимальное сдвижение земной поверхности в полумульде, пересекаемой газопроводом, м;

- толщина стенки газопровода, номинальная, м;

- перемещение, соответствующее наступлению предельного значения ,

м.

17.3.19 Газопроводы, прокладываемые в ММГ при использовании их по II принципу, необходимо рассчитывать на просадки и пучения.

17.4 Прочность и жесткость отводов и тройниковых соединений

17.4.1 При проверке прочности отводов газопроводов необходимо учитывать продольные напряжения от действия внутреннего давления, а также от изменения длины газопровода под действием внутреннего давления продукта и от изменения температуры стенок труб и изгиба при компенсации продольных деформаций.

17.4.2 При определении жесткости и напряженного состояния отводов следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

17.4.3 При расчете газопровода жесткость участков на длине отводов вычисляется по формуле

$$J = \frac{EI}{L} \quad (17.22)$$

где E - изгибная жесткость сечения отвода, МН·м²;

I - коэффициент повышения гибкости отвода.

17.4.4 Значения коэффициента повышения гибкости отводов следует определять в зависимости от центрального угла отвода α и коэффициента гибкости длинных отводов K

$$I = K \cdot \alpha \quad (17.23)$$

$$K = \frac{1}{\alpha} \quad (17.24)$$

17.4.5 Коэффициент гибкости длинных отводов вычисляются с учетом действия внутреннего давления по формуле

$$K = \frac{1}{\alpha} \cdot \left(1 - \frac{p \cdot L^2}{48EI} \right) \quad (17.25)$$

где α - параметр перемещений срединной поверхности отвода.

17.4.6 Входящий в формулу (17.25) параметр перемещений α , а также другие параметры перемещений β , необходимые для определения коэффициента увеличения напряжений в отводах, находятся на основании следующих рекуррентных формул

$$\alpha = \frac{p \cdot L^2}{48EI} \quad (17.26)$$

,

,

,

,
.

17.4.7 В формулы (17.26) входят вспомогательные коэффициенты, которые вычисляются зависимостями в которые входит параметр кривизны отвода и параметр внутреннего давления

$$\begin{aligned} & , & (17.27) \\ & , \\ & , \\ & , \\ & . \end{aligned}$$

(17.28)

где r - радиус кривизны отвода, м;

t - номинальная толщина стенки отвода, м;

r_m - радиус средней линии сечения отвода, м, вычисляемый по формуле

(17.29)

где d - диаметр отвода наружный, м;

(17.30)

где ν - коэффициент Пуассона материала отвода;

p - давление расчетное, МПа;

E - модуль упругости материала отвода, МПа.

17.4.8 Коэффициент гибкости тройниковых соединений следует принимать равным единице.

17.4.9 При расчете на прочность отводов расчетный момент (МН·м) определяется в зависимости от изгибающих моментов в двух взаимно - перпендикулярных плоскостях и от коэффициента увеличения продольных напряжений по формуле

(17.31)

где k - коэффициент увеличения напряжений;

M_1 - изгибающий момент, действующий в плоскости отвода, МН·м;

M_2 - изгибающий момент, действующий из плоскости отвода, МН·м.

17.4.10 Коэффициент увеличения напряжений в отводах вычисляют по формулам

$$k = \sqrt{1 + \frac{M_1^2 + M_2^2}{M^2}}, \quad (17.32)$$

$$k = \sqrt{1 + \frac{M_1^2 + M_2^2}{M^2}}. \quad (17.33)$$

17.4.11 Коэффициент увеличения напряжений в длинных отводах следует определять с учетом действия внутреннего давления по формуле

(17.34)

в которой значение коэффициента гибкости принимается по формуле (17.25), а значения параметров перемещений - по формулам (17.26).

17.4.12 Результирующий изгибающий момент, действующий на ответвление тройника, вычисляют по формуле

(17.35)

где M_1 - изгибающий момент на ответвление тройника, действующий в плоскости тройника, МН·м;

M_2 - изгибающий момент на ответвление тройника, действующий из плоскости тройника, МН·м;

α_1, α_2 - коэффициенты увеличения напряжений при изгибе, соответственно, в плоскости и из плоскости тройника, и вычисляемые по формулам

$$\alpha_1 = \frac{D_1}{D_2} \cdot \frac{D_2 - t}{D_2} \quad (17.36)$$

$$\alpha_2 = \frac{D_2}{D_1} \cdot \frac{D_1 - t}{D_1} \quad (17.37)$$

где D_1, D_2 - соответственно, диаметры наружные ответвления и магистрали тройника, м.

17.4.13 Входящий в формулу (17.36) безразмерный параметр тройника вычисляют по формулам

- для сварных тройников без усиливающих элементов

$$\beta = \frac{D_1 - t}{D_1} \cdot \frac{D_2 - t}{D_2} \quad (17.38)$$

- для штампованных и штампосварных тройников

$$\beta = \frac{D_1 - t}{D_1} \cdot \frac{D_2 - t}{D_2} \quad (17.39)$$

r - радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии, м;

r_m - радиус средней линии сечения магистрали тройника, м, вычисляющийся по формуле

$$r_m = \frac{D_1 + D_2}{2} \quad (17.40)$$

где D_1 - диаметр наружный основной трубы (магистрали) тройника, м;

t - номинальная толщина стенки магистрали тройника, м.

17.5 Проверка общей устойчивости подземных газопроводов

17.5.1 Общую устойчивость участка магистрального газопровода следует проверять в плоскости наименьшей жесткости системы. Общая устойчивость участка магистрального газопровода выполняется в случае, если удовлетворяется условие

$$\frac{N}{N_{cr}} \leq 1 \quad (17.41)$$

где N - эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода, МН;

N_{cr} - критическое продольное усилие, которое определяется с учетом радиуса кривизны оси, высоты засыпки, свойств грунта, балластировки и закрепления анкерами, возможного обводнения, МН;

- коэффициент запаса общей устойчивости, принимаемый равным:

- 1,10 – для участков газопроводов категории Н;
- 1,30 – для участков газопроводов категорий С и В.

17.5.2 Общую устойчивость следует проверять для криволинейных участков в плоскости изгиба газопровода. Общую устойчивость на прямолинейных участках подземных участков следует проверять в вертикальной плоскости с радиусом начальной кривизны 5000 м.

17.5.3 Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении газопровода следует определять с учетом нагрузок и воздействий, продольных и поперечных перемещений газопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков газопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении газопровода, МН, вычисляется по формуле

$$F_{\text{экв}} = \alpha \cdot E \cdot \Delta T \cdot \mu \cdot F_{\text{трубы}} + p_{\text{расч}} \cdot F_{\text{трубопровода}}, \quad (17.42)$$

где α - коэффициент линейного расширения материала труб, °С⁻¹;

- модуль упругости материала труб, МПа;

- температурный перепад, °С;

- коэффициент Пуассона материала труб;

- площадь поперечного сечения трубы (стали), м²;

- площадь поперечного сечения трубопровода «в свету», м²;

- расчетное внутреннее давление, МПа.

17.5.4 Для приближенной оценки общей устойчивости участка магистрального газопровода может быть использован порядок расчета, приведенный в 17.5.5 - 17.5.9.

17.5.5 Значение критического продольного усилия вычисляют по формуле

$$F_{\text{кр}} = \frac{R_{\text{ср}} \cdot R_{\text{кр}}}{R_{\text{ср}} + R_{\text{кр}}}, \quad (17.43)$$

где $R_{\text{ср}}$ - предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;

- расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

17.5.6 Предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх определяется как сумма погонного веса газопровода и предельной несущей способности грунта при выпучивании газопровода

(17.44)

где - предельное сопротивление перемещениям газопровода вверх, МН/м;
 - погонный вес газопровода, МН/м;
 - предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода,
 МН/м.

Предельная несущая способность грунта при выпучивании газопровода вычисляется по формулам

- для песчаных и других несвязных грунтов:

$$, \quad (17.45)$$

- для глинистых и других связных грунтов:

$$, \quad (17.46)$$

$$, \quad (17.47)$$

где - расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м³.

- глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, м.

- диаметр наружный газопровода, м.

- коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов, определяется экспериментальным способом, если отсутствуют надежные данные, то следует принимать равным 0,5 для плотных грунтов и 0,1 для слабонесущих грунтов;

- коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов;

- сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное), МПа.

17.5.7 Для вертикальных углов поворота выпуклостью вверх, образованных в результате упругого изгиба с радиусом кривизны , расчетный радиус кривизны принимается равным

$$, \quad (17.48)$$

при этом допускается упругий изгиб, удовлетворяющий условию

$$, \quad (17.49)$$

где - диаметр наружный газопровода, м.

При более крутых поворотах трассы следует использовать вставки холодного гнутья и заводские отводы с радиусом кривизны оси $R \geq 5D$.

17.5.8 Прямолинейные участки газопровода рассматриваются как изогнутые (выпуклостью вверх), для них расчетный радиус изгиба принимается равным 5000 м.

17.5.9 Для вертикальных углов поворота трассы, образованных с помощью вставок холодного гнутья и заводских отводов, расчетный радиус кривизны подземного газопровода определяется в зависимости от конструктивной схемы угла поворота трассы в соответствии с рекомендуемым Приложением В.

17.5.10 В случае, когда условие общей устойчивости участка газопровода (17.41) не соблюдается, необходимо выполнить одно или несколько следующих мероприятий:

- увеличить глубину засыпки грунтом;
- изменить схему выполнения угла поворота трассы;
- применить балластировку участка газопровода грузами;
- применить закрепление участка газопровода анкерными устройствами.

17.6 Проверка овальности сечений подземного газопровода после укладки и засыпки

17.6.1 После укладки и засыпки подземного газопровода под действием веса грунта засыпки происходит нарушение первоначально правильной кольцевой формы сечений газопровода. Отклонение формы поперечного сечения трубы от кольцевой характеризуется так называемой овальностью, которая вычисляется по формуле

$$(17.50)$$

где σ - овальность сечения, %;

d_{max} , d_{min} - соответственно, максимальный и минимальный диаметры в рассматриваемом сечении трубопровода, м.

17.6.2 Овальность сечения (%) подземного газопровода после его засыпки вычисляют по формуле

$$(17.51)$$

где F - вертикальная равномерно распределенная поперек оси трубопровода нагрузка от веса грунта засыпки, действующая на уровне верхней образующей трубопровода, МН/м;

r - радиус средней линии поперечного сечения трубы, м, вычисляемая по формуле

$$(17.52)$$

где D - диаметр газопровода наружный, м;

t - толщина стенки трубы номинальная, м;

- единичная длина трубопровода, $l = 1$ м;
- цилиндрическая жесткость оболочки, $MH \cdot m$, вычисляемая по формуле

$$(17.53)$$

- где
- модуль упругости материала трубы, МПа;
 - коэффициент Пуассона материала трубы.

17.6.3 Вертикальную равномерно распределенную нагрузку от веса грунта засыпки, MH/m , вычисляют по формуле

$$(17.54)$$

- где
- ускорение свободного падения m/c^2 ;
 - плотность грунта ненарушенной структуры, $кг/м^3$;
 - высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;
 - коэффициент, учитывающий уменьшение плотности грунта засыпки по сравнению с грунтом ненарушенной структуры, при отсутствии других сведений следует принимать равным 0,90;
 - коэффициент вертикального давления грунта в траншее;

17.6.4 Коэффициент вертикального давления грунта в траншее вычисляют в зависимости от размеров траншеи по формулам

- для песчаных и супесчаных грунтов засыпки:

$$(17.55)$$

- для глинистых грунтов засыпки:

$$(17.56)$$

- где
- средняя ширина траншеи, м;
 - высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;

Средняя ширина траншеи вычисляется по приближенной формуле

$$(17.57)$$

- где
- высота засыпки от поверхности земли до верхней образующей трубы, м;
 - диаметр трубы, наружный, м;
 - угол между основанием и откосом траншеи (в градусах).

17.6.5 Полученное по формуле (17.51) значение овальности должно удовлетворять условию

$$(17.58)$$

- где - овальность (%), допускаемая из условия прохождения ВТУ.

17.6.6 В случае если условие (17.58) не удовлетворяется, следует назначить меньшую глубину засыпки или применить трубы с более толстой стенкой.

17.7 Устойчивость формы поперечных сечений газопровода

17.7.1 Условие местной устойчивости стенки трубы газопровода может быть выполнено за счет назначения соответствующей толщины стенки при известных изгибных деформациях и начальной овальности сечений труб.

17.7.2 При совместном действии изгибающего момента и продольной сжимающей силы местная устойчивость стенки газопровода обеспечивается при выполнении условия

$$(17.59)$$

где δ - предельно допустимая изгибная деформация;

- критическая продольная деформация только при изгибе газопровода;
- параметр овальности сечений труб.

В формуле (17.59) все деформации сжатия условно считаются положительными.

17.7.3 Предельно допустимая изгибная деформация задается в проекте. Она не должна превосходить значения $0,40 \cdot 10^{-2}$.

17.7.4 Критическая продольная деформация при изгибе газопровода принимается из получивших достаточное экспериментальное подтверждение теоретических разработок теории устойчивости цилиндрических оболочек в виде

$$(17.60)$$

17.7.5 Правая часть формулы (17.59) представляет собой параметр овальности, вычисляемый зависимостью

$$(17.61)$$

$$(17.62)$$

17.7.6 В формуле (17.62) используется расчетная начальная овальность сечений труб δ , %, которая определяется по формуле, аналогичной (17.50), при этом максимальный и минимальный диаметры сечения трубы принимаются для трубы после ее изготовления на заводе.

17.7.7 Расчетную начальную овальность при отсутствии фактических данных измерения диаметров трубы следует принять равной 2,0 %.

17.7.8 Параметр критического напряжения в формуле (17.61) вычисляется следующим образом

$$(17.63)$$

$$(17.64)$$

В формулах (17.63) - (17.64) применены следующие обозначения:

- критическое напряжение в цилиндрической оболочке при действии наружного давления (напряжение коллапса), МПа;
- модуль упругости материала труб, МПа;
- коэффициент Пуассона стали;
- понижающий коэффициент, учитывающий влияние продольной силы;
- нормативный предел текучести материала труб, МПа.

17.7.9 Понижающий коэффициент вычисляют по формуле

$$(17.65)$$

где - осевые сжимающие продольные напряжения (МПа), условно считающиеся положительными.

17.8 Устойчивость положения газопровода

17.8.1 Под устойчивостью положения (против всплытия) подразумевается обеспечение проектного положения участков газопроводов, прокладываемых на обводненных отрезках трассы и подверженных воздействию выталкивающих сил. Устойчивость положения газопровода обеспечивается в случае соблюдения неравенства

$$(17.66)$$

где - суммарная расчетная нагрузка на единицу длины газопровода, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, МН;

- суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз, включая собственный вес газопровода, МН;

- коэффициент запаса устойчивости положения газопровода,

принимаемый равным для участков прокладки газопровода (по отношению к русловой части рек и водоемов):

- через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и

заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности - 1,05;

- русловых через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ - 1,10;
- реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки - 1,15.

17.8.2 Для определения интенсивности балластировки (вес на воздухе, МН/м) при обеспечении устойчивости положения в частном случае укладки газопровода свободным изгибом и его равномерной по длине пригрузки следует использовать зависимость

$$, \quad (17.67)$$

где коэффициент запаса по нагрузке, принимаемый равным:

0,9 - для железобетонных грузов;

1,0 - для чугунных грузов;

- погонная выталкивающая сила воды, действующая на газопровод, МН/м;

- интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, МН/м;

- погонная нагрузка от веса трубы МН/м;

- погонная нагрузка от веса продукта, МН/м;

- плотность материала балласта, кг/м³;

- плотность воды, принимаемая по данным изысканий, кг/м³.

17.8.3 При определении расчетной интенсивности нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, МН/м, следует учитывать знак кривизны оси изогнутого участка - выпуклость или вогнутость:

- для выпуклых кривых:

$$; \quad (17.68)$$

- для вогнутых кривых:

$$, \quad (17.69)$$

где - модуль упругости материала трубы, МПа;

- момент инерции сечения трубопровода на рассматриваемом участке, м⁴;

- угол поворота оси газопровода, радиан. Принимается равным не менее 0,008725 рад. (30');

- радиус кривизны упругого изгиба, м.

17.8.4 Для случая применения обетонированных труб при отсутствии нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе толщину слоя обетонирования, м, вычисляют, используя следующие формулы

$$, \quad (17.70)$$

где - диаметр наружный обетонированной трубы (с учетом толщины слоя обетонирования) (м) и вычисляется по формуле

$$, \quad (17.71)$$

где d - диаметр наружный трубы, м;

d_1 - диаметр внутренний трубы вычисляется по формуле

$$d_1 = d - 2t \quad (17.72)$$

где t - толщина стенки трубы номинальная, м;

ρ_1 ; ρ_2 ; ρ_3 - плотности, соответственно, стали, бетона, материала изоляционного слоя, воды, кг/м³;

$$d_1 = d - 2t \quad (17.73)$$

где d_2 - диаметр наружный трубы с учетом изоляционного слоя, м, вычисляется по формуле

$$d_2 = d + 2\delta \quad (17.74)$$

где δ - толщина изоляционного слоя, м;

K - коэффициент запаса устойчивости положения газопровода, принимаемый по 17.8.1.

17.8.5 Вес грунта засыпки при расчете балластировки газопроводов на русловых участках переходов через реки и водохранилища не учитывается. При проверке общей устойчивости газопровода как сжатого стержня допускается учитывать вес грунта засыпки толщиной 1,0 м при обязательном соблюдении требований в части заглубления газопровода в дно не менее 1 м.

17.8.6 Расчетная несущая способность анкерного устройства $R_{анк}$, МН, вычисляется по формуле

$$R_{анк} = n \cdot R_{анк1} \cdot K_{анк} \quad (17.75)$$

где n - количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$K_{анк}$ - коэффициент, зависящий от количества анкеров в устройстве и относительного размера анкера, принимаемый равным:

- при $n = 1$ или при $n \geq 2$ и $z \geq 3$: $K_{анк} = 1$;

- при $n \geq 2$ и $1 \leq z < 3$:

$$K_{анк} = \frac{z}{3} \quad (17.76)$$

где $R_{анк1}$ - расчетная несущая способность анкера (МН) по грунту основания, вычисляемая по формуле

$$R_{анк1} = \frac{M \cdot d_2}{L} \quad (17.77)$$

где d_2 - наружный диаметр газопровода, м;

L - максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, м;

- несущая способность анкера, МН, определяемая расчетом или по результатам полевых испытаний;
- коэффициент запаса по несущей способности анкера, принимаемый равным:
 - 1,40 - если несущая способность анкера определена расчетом;
 - 1,25 - если несущая способность анкера определена по результатам полевых испытаний статической нагрузкой.

17.9 Расчет надземных участков газопроводов

17.9.1 Надземные газопроводы могут представлять собой следующие конструкции:

- балочные;
- шпренгельные;
- арочные;
- висячие;
- вантовые;
- мостовые фермы.

17.9.2 Надземные (открытые) газопроводы следует проверять на прочность, общую устойчивость и выносливость (при колебаниях в ветровом потоке).

17.9.3 Надземные газопроводы должны проектироваться с учетом возможного пропуска по ним ВТУ, а также заполнения водой при гидравлических испытаниях.

17.9.4 Продольные усилия, изгибающие и крутящие моменты в надземных газопроводах различных систем прокладки (балочных, шпренгельных, вантовых, висячих, арочных и др.) следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как стержень (прямолинейный или криволинейный).

При наличии изгибающих моментов в вертикальной и горизонтальной плоскостях расчет следует производить по их равнодействующей. В расчетах необходимо учитывать геометрическую нелинейность системы.

17.9.5 При определении продольных усилий и изгибающих моментов в надземных газопроводах следует учитывать изменения расчетной схемы в зависимости от метода монтажа газопровода. Изгибающие моменты в бескомпенсаторных переходах газопроводов необходимо определять с учетом продольно-поперечного изгиба. Расчет надземных газопроводов должен производиться с учетом перемещений примыкающих подземных участках газопроводов.

17.9.6 Балочные системы надземных газопроводов должны рассчитываться с учетом трения на опорах, при этом принимается меньшее или большее из возможных значений коэффициента трения в зависимости от того, что опаснее для данного расчетного случая.

17.9.7 Газопроводы балочных, шпренгельных, арочных и висячих систем с воспринимаемым распором должны быть рассчитаны на общую устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

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

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

17.9.10 Оценку общей устойчивости надземных участков газопроводов следует выполнять в соответствии с правилами строительной механики для стержневых систем.

17.9.11 Пролет надземного балочного многопролетного участка газопровода должен удовлетворять условиям статической прочности и аэродинамической устойчивости (условию отсутствия резонансных колебаний газопровода в ветровом потоке).

17.9.12 Пролет надземного газопровода следует определять для стадии его эксплуатации. В случае гидростатических испытаний газопровода необходимо определить пролет для стадии испытаний или предусмотреть монтаж дополнительных временных опор на период испытаний.

17.9.13 ПРОЛЕТ НАДЗЕМНОГО БАЛОЧНОГО МНОГОПРОЛЕТНОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА ДОЛЖЕН ПРИНИМАТЬСЯ КАК МЕНЬШЕЕ ИЗ ДВУХ ЗНАЧЕНИЙ ПРОЛЕТА:

- ИЗ УСЛОВИЯ СТАТИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ;
- ИЗ УСЛОВИЯ АЭРОДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ :

(17.78)

17.9.14 Пролет из условия статической прочности должен приниматься как меньшее из двух значений пролета, определяемых для растянутой () и сжатой () зон поперечного сечения, в котором действует максимальный изгибающий момент

(17.79)

17.9.15 Значения пролетов из условия статической прочности для растянутой , м, и сжатой , м, зон вычисляются соответственно по формулам

(17.80)

(17.81)

где - допускаемое продольное фибровое напряжение в растянутой зоне сечения трубопровода, МПа;

- то же, в сжатой зоне, МПа;

- кольцевое напряжение от внутреннего давления, определяемое по формуле (17.7), МПа;

- момент сопротивления сечения трубопровода, определяемый по формуле (17.15), м³;

- погонный вес трубопровода в расчете на статические нагрузки и воздействия, МН/м.

17.9.16 Допускаемые продольные фибровые напряжения (продольные напряжения в крайних волокнах сечения трубопровода) в растянутой и сжатой зонах сечения трубопровода вычисляются по формулам

(17.82)

(17.83)

где α - понижающий коэффициент, учитывающий сложное напряженное состояние в соответствии с теорией Мизеса и вычисляющийся по формуле

$$\alpha = \sqrt{\frac{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - \sigma_1\sigma_2 - \sigma_2\sigma_3 - \sigma_3\sigma_1}{3\sigma_{\text{норм}}^2}} \quad (17.84)$$

$$\sigma_{\text{норм}} = \frac{\sigma_{\text{норм}}}{\alpha} \quad (17.85)$$

где $\sigma_{\text{норм}}$ - нормативный предел текучести материала труб, МПа;

α - расчетный коэффициент для продольных и эквивалентных напряжений, принимаемый в соответствии с таблицей 14 равным 0,90 для стадии эксплуатации газопровода.

17.9.17 Погонная нагрузка на трубопровод в расчете на статические нагрузки и воздействия определяется как равнодействующая вертикальной q_v , МН/м, и горизонтальной q_h , МН/м, составляющих

$$q = \sqrt{q_v^2 + q_h^2} \quad (17.86)$$

17.9.18 Вертикальная составляющая погонной нагрузки q_v , МН/м, вычисляется как сумма погонных весов

$$q_v = q_{\text{т}} + q_{\text{и}} + q_{\text{тс}} + q_{\text{с}} + q_{\text{пг}} \quad (17.87)$$

где $q_{\text{т}}$, $q_{\text{и}}$, $q_{\text{тс}}$, $q_{\text{с}}$, $q_{\text{пг}}$ - обозначены погонные веса: трубы; изоляционного (противокоррозионного) покрытия; теплоизоляционного слоя; снега (или обледенения); перекачиваемого газа, МН/м.

17.9.19 Для определения нагрузок, входящих в выражения (17.86) и (17.87) следует использовать формулы, приведенные в разделе 16, с учетом перевода размерностей из Н/м в МН/м.

17.9.20 Пролет из условий аэродинамической устойчивости l , м, вычисляют по формуле

$$l = \frac{1}{\alpha} \sqrt{\frac{2 \sigma_{\text{норм}}}{\rho V^2 C_x}} \quad (17.88)$$

где α - коэффициент учета числа пролетов (для многопролетной системы с числом пролетов более трех равен $\alpha = 0,5$);

δ - конструкционный декремент колебаний (может принимать значения примерно от 0,1 до 0,001);

β - коэффициент запаса по декременту колебаний ($\beta > 1$);

C_x - аэродинамический коэффициент ($\approx 1,15$);

ρ - плотность ветрового потока ($\approx 1,25 \text{ кг/м}^3$);

d - диаметр газопровода с учетом слоев изоляционного покрытия и теплоизоляции, м, определяемый по формуле (16.6);

- скорость ветра нормативная, м/с;

- изгибная жесткость сечения трубопровода, $H \cdot m^2$, момент инерции следует определять по формуле (17.16);

- погонная масса газопровода, кг/м.

17.9.21 Значения конструкционного декремента колебаний и коэффициента запаса по декременту колебаний следует определять на основании экспериментальных данных для конструктивных решений надземного газопровода, идентичных с проектируемым. При отсутствии экспериментальных данных эти значения рекомендуется принимать равными $\delta = 0,007$, $\gamma = 1,33$.

17.9.22 Нормативную скорость ветра вычисляют по формуле

$$v = v_0 \cdot k \quad (17.89)$$

где v - нормативная скорость ветра, м/с;

k - поправочный коэффициент, принимаемый равным 0,75, если ось трубопровода находится на высоте над поверхностью земли 5 м, и 1 при большей высоте;

v_0 - нормативное значение ветрового давления, МПа, которое следует принимать в зависимости от ветрового района;

ρ - плотность ветрового потока ($\approx 1,25 \text{ кг/м}^3$).

17.9.23 Погонную массу газопровода, кг/м, вычисляют для опорожненного газопровода по формуле

$$m = m_1 + m_2 + m_3 \quad (17.90)$$

где m_1 - обозначены погонные веса: трубы; изоляционного (противокоррозионного) покрытия; теплоизоляционного слоя, МН/м.

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

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

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

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

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

17.9.28 Продольно-подвижные и свободно-подвижные опоры балочных надземных систем газопроводов следует рассчитывать на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопроводов к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на подвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения.

В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

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

17.10 Проверка расчетом прочности и работоспособности газопроводов при сейсмических воздействиях

17.10.1 Общие требования

17.10.1.1 Участки газопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, указанных в 13.4.1 должны быть проверены расчетом на прочность и работоспособность в соответствии с требованиями настоящего раздела.

17.10.1.2 Сейсмическая опасность зоны прокладки газопровода предварительно оценивается по картам сейсмического районирования территории Российской Федерации и Республики Беларусь ОСР-97 [8]. Подобная карта имеется также и для территории Республики Казахстан. Интенсивность возможного землетрясения следует оценивать по международной сейсмической шкале MSK-64 [7]. Окончательная оценка сейсмической опасности зоны прокладки газопровода должна быть выполнена на основании сейсмического микрорайонирования зоны прокладки газопровода.

17.10.1.3 Участки подземных газопроводов, прокладываемые в сейсмических районах, делятся на две категории:

- участки повышенной сейсмической опасности – участки с сейсмичностью свыше 8 баллов до 9 баллов включительно;
- участки особой сейсмической опасности – участки с сейсмичностью свыше 9 баллов, а также участки пересечения активных тектонических разломов.

17.10.2 Участки повышенной сейсмической опасности

17.10.2.1 Для каждого элемента рассчитываемого подземного участка газопровода вычисляют продольные напряжения σ , МПа, от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода по формуле

$$(17.91)$$

где α - коэффициент защемления трубопровода в грунте;

- коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода;
- коэффициент повторяемости землетрясения;
- сейсмическое ускорение, m/s^2 ;
- модуль упругости материала труб, МПа;

- преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях, с;

- скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, м/с.

17.10.2.2 Коэффициент заземления трубопровода в грунте следует определять на основании материалов изысканий. Для предварительных расчетов допускается принимать по таблице 15.

При выборе значения коэффициента необходимо учитывать изменения состояния окружающего трубопровод грунта в процессе эксплуатации.

Т а б л и ц а 15 - Характеристики грунтов при расчете газопроводов на сейсмические воздействия

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны, м/с	Коэффициент заземления трубопровода в грунте
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	120	0,50
Песчаные маловлажные	150	0,50
Песчаные средней влажности	250	0,45
Песчаные водонасыщенные	350	0,45
Супеси и суглинки	300	0,60
Глинистые влажные, пластичные	500	0,35
Глинистые, полутвердые и твердые	2000	0,70
Лёсс и лёссовидные	400	0,50
Торф	100	0,20
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	2200	1,00
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1500	1,00
Гравий, щебень и галечник	1100	См. примеч. 2
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильно выветренные)	1500	
Скальные породы (монолитные)	2200	
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 В таблице приведены наименьшие значения, которые следует уточнять при изысканиях.</p> <p>2 Значения коэффициентов заземления трубопровода следует принимать по грунту засыпки.</p>		

17.10.2.3 Скорость распространения в грунтовом массиве продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода следует определять при изысканиях. На стадии разработки проекта допускается принимать согласно таблице 15.

17.10.2.4 Коэффициент , учитывающий степень ответственности газопровода, зависит от характеристики газопровода и определяется по таблице 16.

Т а б л и ц а 16 - Значения коэффициента , учитывающего степень ответственности газопровода

Характеристика газопровода	Значение коэффициента
1. Газопроводы при рабочем давлении свыше 9,81 МПа.	2,0
2. Газопроводы при рабочем давлении от 2,45 до 9,81 МПа включительно; Газопроводы независимо от величины рабочего давления, обеспечивающие функционирование особо ответственных объектов; Переходы газопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу в межень 25 м и более	1,5
3. Газопроводы при рабочем давлении от 1,18 до 2,45 МПа.	1,2
П р и м е ч а н и е - При сейсмичности площадки 9 баллов и выше коэффициент для газопроводов, указанных в строках 1 и 2, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.	

17.10.2.5 Повторяемость сейсмических воздействий следует принимать по картам сейсмического районирования территории страны. Значения коэффициентов повторяемости землетрясений следует принимать по таблице 17.

17.10.2.6 Сейсмическое ускорение следует определять по данным сейсмического районирования и микрорайонирования, получаемым на основании анализа записей сейсмометрических станций ранее имевших место землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. Величины принимаемых максимальных расчетных ускорений по акселерограммам должны быть не менее указанных в таблице 18.

Т а б л и ц а 17 - Значения коэффициента повторяемости землетрясений

Повторяемость землетрясений, 1 раз в:	Коэффициент повторяемости
100 лет	1.15
1000 лет	1.0
10 000 лет	0.9

17.10.2.7 Полученные продольные напряжения от действия сейсмических сил (17.91) в сумме с продольными осевыми напряжениями для НУЭ должны удовлетворять условию:

$$(17.92)$$

где σ - продольные осевые напряжения, вызванные сейсмическими воздействиями, и определяемые по формуле (17.91), МПа;

- коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

- модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

α - линейный коэффициент температурного расширения, °С⁻¹;

- температурный перепад, °С.

Т а б л и ц а 18 - Значения сейсмического ускорения

Сила землетрясения, баллы	Сейсмическое ускорение , м/с ²
7	1
8	2
9	4
10	8

17.10.3 Участки особой сейсмической опасности

17.10.3.1 Расчет с учетом сейсмических воздействий состоит из двух последовательных этапов. На первом этапе выполняется расчет и все проверки для состояния НУЭ в соответствии с требованиями подразделов 17.3 и 17.5. В случае если рассчитываемый участок не удовлетворяет каким - либо требованиям для НУЭ, вводятся поправки в конструктивную схему участка газопровода или изменяются условия его нагружения.

17.10.3.2 Если рассчитываемый участок газопровода удовлетворяет всем критериям прочности и устойчивости для НУЭ, выполняется второй этап расчета - на сейсмические воздействия. Данный расчет должен выполняться на основе двухуровневого подхода, который характеризуется следующими требованиями:

- газопровод должен выдерживать воздействие так называемого ПЗ при минимальных повреждениях или полном отсутствии таковых. В этом случае трубопровод должен продолжать работать при минимальных перерывах в нормальной эксплуатации без необходимости в ремонтных работах значительного объема;
- газопровод должен выдерживать воздействие МРЗ без разрывов; в этом случае трубопроводу могут быть нанесены значительные повреждения, в результате которых будет прервана эксплуатация, и для устранения которых потребуется провести ремонтные работы в одном или нескольких местах.

17.10.3.3 Полученные по формуле (17.91) осевые напряжения суммируются (поочередно с разными знаками) с наибольшими и наименьшими (в алгебраическом смысле) продольными напряжениями (17.12), полученными для каждого расчетного элемента участка газопровода на стадии НУЭ. Затем определяются соответствующие эквивалентные напряжения и далее (с учетом диаграммы деформирования материала труб) находятся продольные деформации в тех же точках сечений, в которых были определены наибольшие и наименьшие продольные напряжения.

17.10.3.4 Полученные в 17.10.3.3 значения продольных деформаций следует проверить на соответствие допускаемому уровню. При отсутствии других нормативных требований эти значения деформаций должны соответствовать критериям сейсмостойкого проектирования, регламентированным в рекомендуемом Приложении Г.

17.10.3.5 Кроме проверок продольных деформаций, также должны быть выполнены проверки других критериев сейсмостойкого проектирования участка газопровода в соответствии с Приложением Г:

- разрыв газопровода;
- местная потеря устойчивости стенки газопровода;
- гофрообразование по телу трубы;
- образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, ЗТВ, по телу трубы;
- общая потеря устойчивости газопровода.

17.10.3.6 При проверке условия общей устойчивости участка газопровода при продольном изгибе в вертикальной плоскости (для проектного землетрясения) в соответствии с требованиями Приложения Г необходимо учитывать нелинейное поведение материала трубы, недостатки геометрии профиля трубопровода в фактическом состоянии укладки и сопротивление засыпки над трубой вертикальному перемещению трубопровода вверх.

17.10.3.7 Расчет подземных и наземных (в насыпи) газопроводов на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

17.10.3.8 Расчет надземных газопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно нормам строительства объектов в сейсмических районах.

17.10.3.9 Расчет надземных газопроводов на опорах следует производить на действие сейсмических сил, направленных:

- вдоль оси трубопровода, при этом определяются величины напряжений в трубопроводе, а также производится проверка конструкций опор на действие горизонтальных сейсмических нагрузок;
- по нормали к продольной оси трубопровода (в вертикальной и горизонтальной плоскостях), при этом следует определять величины смещений трубопровода и достаточность длины ригелей, при которой не произойдет сброса трубопровода с опоры, дополнительные напряжения в трубопроводе, а также проверять конструкции опор на действие горизонтальных и вертикальных сейсмических нагрузок.

Дополнительно необходимо проводить поверочный расчет газопровода на нагрузки, возникающие при взаимном смещении опор.

18 Требования к очистке, испытаниям на прочность, проверке на герметичность и осушке полости газопроводов

18.1 Общие положения

18.1.1 Трубопроводы и оборудование объектов магистрального газопровода до ввода в эксплуатацию подвергают очистке полости, испытанию на прочность, проверке на герметичность и осушке полости.

18.1.2 Для проведения работ по очистке полости, испытаниям, осушке полости трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода назначают комиссии на основании совместного приказа генерального подрядчика и заказчика. Председателя комиссии назначают, как правило, из числа руководителей генподрядной организации. В состав комиссий включают представителей заказчика, генерального подрядчика, эксплуатирующей организации (или собственника газопровода), контрольно-надзорных органов собственника газопровода, субподрядных организаций.

18.1.3 При поточном проведении комплекса работ по очистке полости, испытаниям и осушке трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода и неразрывной технологической взаимосвязи всех видов работ назначают единую комиссию. В случаях, когда по условиям и требованиям организации и технологии производства работ отдельные процессы, составляющие указанный комплекс работ, выполняют отдельно по времени и объектам, могут быть назначены соответствующие комиссии по видам работ.

18.1.4 Работы по очистке полости, испытаниям и осушке трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода проводят по специальным рабочим инструкциям, разработанным подрядной организацией, согласованным с заказчиком, эксплуатирующей и проектной организациями, контрольно-надзорными органами и утверждённым председателем комиссии.

18.1.5 Специальные рабочие инструкции по очистке полости и испытаниям трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода должны содержать:

- схему очистки полости и испытания трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода;
- способы, параметры, объём и порядок выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов;
- схему организации связи на период производства работ;
- порядок сдачи-приемки результатов работ;
- технические средства и средства измерений;
- указания о размерах охранной зоны;
- требования по пожарной, промышленной безопасности и охране труда;
- требования по охране окружающей природной среды;
- перечень нормативных документов.

18.1.6 Специальные рабочие инструкции по осушке трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода должны содержать:

- состав осушаемых участков газопроводов (технологических трубопроводов и оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, СОГ, СПХГ);
- технологию выполнения работ;
- способы, параметры, объем и порядок выполнения подготовительных работ, удаления остатков воды, осушки участков газопроводов (технологического оборудования КС, ПРГ, ГРС, ГИС, СОГ, СПХГ) и контроля параметров осушки;
- порядок сдачи-приемки результатов работ;
- технические средства и средства измерений, применяемые для осушки объектов и контроля параметров осушки;
- требования по пожарной, промышленной безопасности и охране труда;
- требования к охране окружающей природной среды;
- перечень нормативных документов.

18.1.7 Организация работ по очистке полости, испытанию, осушке и заполнению газопровода азотом предусматривает мероприятия, охватывающие все этапы производства:

- подготовительные работы;
- материально-техническое обеспечение;

- механизацию и транспорт;
- организацию труда;
- оперативное планирование, руководство, диспетчеризацию и связь;
- организацию контроля качества.

18.1.8 Проведение очистки полости, испытаний на прочность и проверки на герметичность при отсутствии бесперебойной связи не допускаются.

18.1.9 При всех способах испытания на прочность и герметичность для измерения давления применяют поверенные, опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1, с предельной шкалой на давление около 1,3 от испытательного, устанавливаемые вне охранной зоны. Применяемые манометры должны отвечать требованиям ГОСТ 2405.

18.1.10 После проведения осушки полости газопровода, с целью предотвращения образования взрывоопасной газозвушной смеси при заполнении природным газом, а также для консервации газопровода, следует заполнять его инертным газом (азотом) с концентрацией не менее 98%, ТТР минус 20°С (минус 30° для участков с многолетнемёрзлыми грунтами) до избыточного давления 0,02 МПа.

18.1.11 Требования к очистке, испытаниям внутренним давлением и осушке полости газопроводов, включая порядок выполнения работ, учитывающие природно-климатические условия и другие особенности расположения, приводят в сводах правил или национальных стандартах в рамках национальных систем стандартизации.

18.2 Очистка полости газопроводов

18.2.1 Трубы для строительства газопровода следует поставлять с заводоизготовителей с установленными на них инвентарными заглушками. Конструкция заглушек должна позволять проводить все такелажные операции, не снимая их с торца трубы (тип заглушки должен обеспечивать защиту полости труб от попадания влаги и загрязнений).

18.2.2 Строительно-монтажные организации в обязательном порядке должны сохранять заглушки на торцах труб при приёмке, хранении на приобъектных складах, вывозке и раскладке труб по трассе. Снятие заглушек разрешается только непосредственно перед монтажом газопровода.

18.2.3 Внутреннюю поверхность труб очищают от загрязнений, грунта, воды, снега, льда, инея и случайно попавших предметов. В случае наличия на трубах внутреннего гладкостного покрытия, очистку труб проводят способом, обеспечивающим его сохранность. Технологию и средства очистки предусматривают в специальной рабочей инструкции, разрабатываемой генеральной строительно-монтажной организацией и согласуемой с заказчиком.

18.2.4 Смонтированные участки газопроводов во время перерывов в работе герметично заглушают до ликвидации технологических разрывов газопроводов. Ликвидацию технологических разрывов газопроводов осуществляют в присутствии представителей организаций, осуществляющих технический надзор и эксплуатирующей организации.

18.2.5 Конец монтируемой нитки газопровода (противоположный концу, с которого производится её наращивание) герметично заглушают для предотвращения воздухообмена и выпадения влаги в участке газопровода после очистки монтируемых труб.

18.2.6 После монтажа участков газопроводов очистку полости газопроводов диаметром 219 мм и более проводят промывкой или продувкой сжатым воздухом с пропуском очистных или разделительных поршней.

18.2.7 При длине очищаемого газопровода менее одного километра его промывку (продувку) допускается выполнять без пропуска поршней.

18.2.8 Промывку (продувку) газопроводов диаметром менее 219 мм допускается проводить без применения очистных или разделительных поршней. На газопроводах любого диаметра при наличии гнутых отводов радиусом менее пяти диаметров или неравнопроходной арматуры промывку (продувку) выполняют без применения очистных или разделительных поршней.

18.2.9 Промывку участков газопроводов при предварительных испытаниях и испытаниях на заключительном этапе проводят с применением очистных и разделительных поршней под давлением воды, используемой при гидравлическом испытании. Впереди очистного или разделительного поршня заливают воду в объёме от 10 % до 15 % от объёма очищаемого газопровода.

18.2.10 При промывке участков газопровода без пропуска очистных и разделительных поршней скорость потока воды должна составлять не менее 5 км/час. Промывку считают законченной, если очистной или разделительный поршень вышел из участка газопровода неразрушенным, а в случае промывки без пропуска поршней, - когда из сливного патрубка выходит струя незагрязнённой жидкости.

18.2.11 Продувку участков газопроводов выполняют сжатым воздухом, подаваемым высокопроизводительными компрессорными установками или из ресивера (с пропуском очистных и разделительных поршней для газопроводов диаметром 219 мм и более). Ресивер для продувки создают на прилегающем участке газопровода, ограниченном заглушками или запорной арматурой.

18.2.12 При промывке, продувке, вытеснении загрязнений в потоке жидкости и удалении воды следует обеспечить прочность и устойчивость газопровода и продувочного (промывочного) патрубка под воздействием статических и динамических воздействий.

18.2.13 При высоте подъёма конца продувочного (промывочного) патрубка над верхней кромкой траншеи 0,2 м длина незасыпанного участка газопровода должна приниматься согласно таблице 3. Продувочный (промывочный) патрубок необходимо зафиксировать от смещения в горизонтальной плоскости.

Т а б л и ц а 3 – Длина незасыпанных участков газопровода при его продувке (промывке) в зависимости от диаметра

Диаметр газопровода, мм	Длина незасыпанного участка газопровода, м	
	при продувке	при промывке
219	35	30
530	45	35
720	55	40
1020	70	55
1220	80	60
1420	90	65

18.2.14 Продувочный (промывочный) патрубок надземного участка газопровода следует размещать на расстоянии не более трёх диаметров газопровода от опоры.

18.2.15 При предварительных гидравлических испытаниях после удаления воды разделительными поршнями по участку пропускают пенополиуретановые поршни.

18.2.16 Пропуск пенополиуретановых поршней по участку газопровода осуществляют до выхода первого сухого поршня (допускается увеличение массы поршня за счёт насыщения влагой не более чем на 10 % от первоначальной).

18.2.17 Перед заключительным этапом испытаний участков газопроводов диаметром 219 мм и более пропускают поршни с калибровочным диском диаметром 95 % от минимального внутреннего диаметра самого узкого элемента в пределах обследуемого участка (тройник, отвод с радиусом изгиба, равным пяти диаметрам) с учётом его толщины стенки и овальности. Калибровочные диски должны быть выполнены из незакалённой стали толщиной не более 4 мм или из деформируемого алюминия толщиной не более 10 мм. Очистные поршни и поршни с калибровочными дисками оборудуют устройствами обнаружения в случае их застревания. При наличии внутреннего гладкостного покрытия на трубах, очистные поршни не должны иметь металлических частей, узлов и деталей, контактирующих с покрытием.

18.2.18 Удаление воды из газопровода проводят путем пропуска не менее чем трех поршней-разделителей с полиуретановыми уплотнительными манжетами под давлением сжатого воздуха. Скорость движения поршней-разделителей должна быть в пределах от 3 до 10 км/ч (результаты удаления воды из участков газопровода считают удовлетворительными, если впереди контрольного поршня-разделителя нет воды, и поршень-разделитель вышел неразрушенным, в противном случае пропуски контрольных поршней-разделителей повторяют).

18.2.19 Перед заключительным этапом испытания участка газопровода после пропуска очистного поршня с калибровочным диском, пропускают снаряд-дефектоскоп контроля геометрии труб для определения местоположения дефектов типа вмятин, гофров, овальностей. В случае обнаружения дефектов геометрии труб, размеры которых не позволяют пропустить снаряд-дефектоскоп для выявления металлургических (плёны, закаты, трещины), строительно-монтажных (вмятины, задиры) дефектов и дефектов сварных соединений, дефекты устраняют, после чего пропускают указанный снаряд-дефектоскоп.

18.2.10 По завершении внутритрубной дефектоскопии, в случае обнаружения недопустимых дефектов их устраняют до проведения испытаний.

18.3 Испытание на прочность и проверка на герметичность

18.3.1 Газопроводы должны испытываться на прочность в соответствии с проектом гидравлическим (водой, незамерзающими жидкостями (кроме солевых растворов) или пневматическим (воздухом) способом.

18.3.2 Заключительный этап испытаний газопроводов на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, очистки полости, установки арматуры и приборов, катодных выводов и представления исполнительной документации на испытываемый объект).

18.3.3 Типы, этапы и параметры испытаний газопроводов на прочность должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 19 в зависимости от характеристик участков газопроводов.

18.3.4 Для отдельных участков газопроводов, в зависимости от их ответственности, предусматриваются испытания в три и два этапа.

18.3.5 Обязательное применение гидравлического способа предусматривается только для испытаний:

- трубопроводов, расположенных внутри зданий и в пределах территорий КС, ДКС, ПРГ, СПХГ, ГРС, ГИС, СОГ, включая конденсатосборники, трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа, трубопроводы узлов подключения КС;
- первого этапа испытаний отдельных участков газопровода, которые должны испытываться в три этапа;
- участков газопровода с рабочим давлением выше 11.8 МПа.

18.3.6 Второй этап при испытании в три этапа и первый этап при испытании в два этапа могут проводиться как гидравлическим, так и пневматическим способом. За исключением участков газопровода которые на предварительном этапе в соответствии с таблицей 19 испытывают только гидравлическим способом.

18.3.7 Третий этап при испытании в три этапа и второй этап при испытании в два этапа проводится одновременно с испытанием газопровода.

18.3.8 Протяженность испытываемых участков не ограничивается, за исключением случаев гидравлического испытания, когда протяженность участков назначается с учетом гидростатического давления.

18.3.9 Проверку на герметичность участка или газопровода в целом следует выполнять после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего р. Продолжительность проверки на герметичность должна быть достаточной для осмотра трассы, но составлять не менее 12 ч.

18.3.10 Линейные крановые узлы запорной арматуры подлежат предварительному гидравлическому или пневматическому испытанию до их монтажа в нитку газопровода. Предварительные гидравлические испытания проводят на давление $1,1 P_{раб}$ в течение 2 ч. Проверку на герметичность следует проводить при снижении давления до $P_{раб}$ в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла. Предварительные пневматические испытания крановых узлов, устанавливаемых на газопроводах с $P_{раб}$ более 2,7 МПа, проводят при давлении 3 МПа с выдержкой в течение 2 ч, проверку на герметичность – при давлении 2 МПа в течение времени, необходимого для осмотра кранового узла. Предварительные пневматические испытания крановых узлов, устанавливаемых на газопроводах с рабочим давлением от 1,18 до 2,7 МПа, проводят при давлении $1,1 P_{раб}$, а проверку на герметичность – при $P_{раб}$.

18.3.11 Газопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания газопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не были обнаружены утечки. В течение проверки на герметичность должны быть учтены колебания давления, вызванные изменением температуры.

18.3.12 Газопровод, не введенный в эксплуатацию в течение шести месяцев после его испытания, подлежит повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Допускается продлевать срок повторного испытания газопровода до двадцати четырех месяцев в случае его консервации инертным газом (азотом).

18.3.13 При разрыве, обнаружении утечек участок газопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

1

Т а б л и ц а 19 - Требования к испытаниям на прочность участков газопроводов

Тип испытания; Характеристика этапов испытания	Продолжительность, часов			Характеристика участка
	Способ испытаний:			
	пневмат.	гидравл.	п н е в м а т	
	3	4	5	6
1	Не применяется	24	-	В
<p>1. Испытание в один этап гидравлическим способом После укладки и засыпки или крепления на опорах (при технической возможности с подключенными агрегатами и аппаратами).</p>				<p>7 Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ДКС, ПРГ, СПХГ, ГРС, ГИС, СОГ, включая конденсатосборники, трубопроводы импульсного, топливного и пускового газа, трубопроводы узлов подключения КС.</p>
<p>2. Испытание в три этапа</p>				<p>В, С В</p> <p>Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень более 10 м, укладываемые с помощью подводно-технических средств или ГНБ, и прилегающие прибрежные участки длиной не менее 25</p>

м каждый.

Участки переходов через железные дороги общей сети и автомобильные дороги I, II и III категории, включая прилегающие участки по обе стороны от подошвы насыпи земляного полотна или от края водоотводного сооружения дороги, и примыкающие к переходам участки в соответствии с п. 3 таблицы 2.

1-й этап: – для подводных переходов (после сварки на стапеле или на площадке, но до изоляции); - для переходов через железные и автомобильные дороги (после укладки на проектные отметки)	Не применяется	6	-
2-й этап: - для подводных переходов с прилегающими прибрежными участками длиной не менее 25 м каждый: а) при гидравлических испытаниях (после укладки, но до засыпки); б) при пневматических испытаниях (после укладки и засыпки)».	1.25	12	1 2
- для переходов через железные и автомобильные дороги одновременно с примыкающими участками категории С, указанными в строке 3 таблицы 1 (испытания проводят только гидравлическим способом).	1.1	24	1 2
3-й этап: одновременно с газопроводом			

3. Испытание в два этапа		12	12		
1-й этап:	1.25	12	12	В	Участки газопровода (в обе стороны) на пересечениях с ВЛ электропередач
- для участков газопроводов:				В	напряжением 500 кВ и более в пределах расстояний,
а) при гидравлических испытаниях (после укладки, но до засыпки, или крепления на опорах);				В, С	указанных в таблице 4 (предварительный этап только гидравлическим способом).
б) при пневматических испытаниях (после укладки и засыпки или крепления на опорах);				С	
				С	Участки газопроводов в зонах активных тектонических разломов и прилегающие участки на расстоянии 100 м от границ разлома.
				В, С	
				С	Участки сближения согласно 11.3.8.6.
				С	Участки переходов через подъездные железные дороги промышленных предприятий.
				С	Переходы через водные преграды

шириной зеркала
воды в межень
более 10 м,
укладываемые без
помощи подводно –
технических
средств, и
прилегающие
прибрежные участки
длиной не менее
25 м каждый.

С

Надземные
переходы через
водные преграды
согласно строке 1
таблицы 1
(предварительный
этап только
гидравлическим
способом).

С

Газопроводы в
горной местности
при укладке в
тоннелях.

Переходы через
болота III типа

Участки переходов
через подъездные
железные дороги
промышленных
предприятий,
автомобильные
дороги IV, V, III-п и
IV-п категории,
включая участки на
расстоянии согласно
п. 4 таблицы 3, п.

11.3.8.5 и п. 11.3.8.6 по обе стороны от подошвы земляного полотна или от края водоотводного сооружения всех железных и категорированных автомобильных дорог.

Пересечения с коммуникациями (канализационными коллекторами, водоводами, водопроводами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, оросительными системами и др.) на длине 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Участки газопровода между территорией КС, ДКС, ГРС, УКПГ и охранными кранами (предварительный этап гидравлическим способом), а также участки за

охранными кранами на длине , указанной в 10.4. Участки газопровода на расстоянии от территории ГИС, указанном в 10.4. Участки газопровода на длине , указанной в 10.4, от линейной запорной арматуры.

Узлы пуска-приема ВТУ и узлы подключения КС, располагаемые вне КС, а также примыкающие к ним участки газопровода длиной , указанной в 10.4.

2-й этап: одновременно с газопроводом

1.1

24

12

4. Испытание в один этап одновременно с газопроводом

1.1

1.1

24

12

С, Н

Участки газопровода, кроме указанных выше.

Примечания

1 - рабочее давление, устанавливаемое проектом.

2 На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка газопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленные на испытываемом участке.

3 Временные трубопроводы для подключения опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125% от испытательного давления испытываемых газопроводов.

4 Напряжения в надземных участках газопровода при воздействии испытательного давления должны быть проверены расчетом и соответствовать требованиям 17.3.9.

5 Давление испытания должно быть указано в проекте испытаний.

6 Переходы через водные преграды глубиной менее 1.5 м допускается испытывать в один этап одновременно с газопроводом.

7 Участки категории С, приведенные в строке 4, могут по усмотрению проектной организации (в зависимости от конкретных условий) подвергаться испытаниям в два этапа, что должно быть отражено в проекте.

8. Участок газопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующее давлению испытаний первого этапа с продолжительностью испытаний 12 часов. Такой способ испытания в один этап отражают в проекте.

9 Надземные переходы на первом этапе испытаний в два этапа испытывают гидравлически (после их крепления на опорах).

18.4 Осушка полости

18.4.1 После завершения проверки на герметичность при гидравлическом способе испытаний из газопровода должна быть удалена вода, после чего газопровод должен быть осушен до температуры точки росы минус 20 °С или ниже.

18.4.2 Осушку полости трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода проводят под руководством комиссии, назначаемой в соответствии с 18.1.2.

18.4.3 Подрядчик разрабатывает специальную рабочую инструкцию по осушке полости трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода в соответствии с 18.1.6.

К инструкции прилагают следующие документы:

- исполнительные профили участков, технологические схемы ЛЧ МГ и узлов подключения КС;
- размещение оборудования осушки и положение запорной арматуры в процессе осушки на технологических схемах ЛЧ МГ (технологических трубопроводов КС, ПРГ, ГРС, ГИС, СОГ, СПХГ);
- таблицу точек контроля параметров осушки;
- свидетельства о поверках средств измерений, выданные метрологическими службами.

18.4.4 Не позднее, чем за 30 рабочих дней до начала работ по осушке трубопроводов объектов генеральный подрядчик передаёт подрядной организации по осушке газопроводов заверенные копии технологических схем трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода, исполнительных профилей участков газопровода, перемычек между строящимся (ремонтируемым или реконструируемым) и действующими газопроводами, узлов подключения КС, чертежи устройств по удалению воды из нижних точек газопроводов.

18.4.5 Генеральный подрядчик непосредственно перед началом работ по осушке представляет подрядчику акт о проведении испытаний и разрешение на проведение осушки полости трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода, подтверждающие полноту очистки и удаления воды.

18.4.6 После проведения осушки полости трубопроводов и оборудования объектов магистрального газопровода оформляется, акт отражающий результаты осушки.

19 Материалы и изделия

X
.
X
X
X
X
X
..

19.1 Трубы и соединительные детали газопроводов

19.1.1 Трубы и СДТ, применяемые для строительства магистральных газопроводов для транспортировки газа, не оказывающего коррозионного воздействия на металл труб и СДТ, должны отвечать требованиям национальных и международных стандартов, технических условий, применение которых согласовано в установленном порядке, и этого раздела.

19.1.2 Для строительства газопроводов применяют:

- трубы стальные бесшовные;
- трубы электросварные прямошовные, сваренные токами высокой частоты;
- трубы электросварные прямошовные с одним продольным швом или спиральношовные, сваренные двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву.

П р и м е ч а н и е – Допускается для МГ условным диаметром от 1000 до 1400 мм включительно применение электросварных прямошовных двухшовных труб, сваренных двусторонней дуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву.

19.1.3 Толщину стенки труб определяют в соответствии с требованиями подраздела 17.2.

19.1.4 Трубы бесшовные изготавливают из непрерывнолитой, ковanej или катаной заготовки углеродистых и низколегированных спокойных сталей и подвергают 100% контролю неразрушающими методами.

19.1.5 Трубы электросварные изготавливают из листового или рулонного проката углеродистых и низколегированных спокойных сталей.

19.1.6 Трубы электросварные прямошовные, сваренные токами высокой частоты, подвергают объемной термической обработке или локальной термической обработке сварного соединения.

19.1.7 ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ДОЛЖНЫ ПРОХОДИТЬ 100% КОНТРОЛЬ НЕРАЗРУШАЮЩИМИ МЕТОДАМИ НА СПЛОШНОСТЬ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ. ДОПУСКАЕТСЯ НЕ ПРОВОДИТЬ НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА ЗА ИСКЛЮЧЕНИЕМ УЧАСТКОВ 40 ММ ОТ ТОРЦА ТРУБ, ЕСЛИ 100% КОНТРОЛЮ БЫЛ ПОДВЕРГНУТ ЛИСТОВОЙ (РУЛОННЫЙ) ПРОКАТ, ИЗ КОТОРОГО ИЗГОТАВЛИВАЮТ ТРУБЫ.

19.1.8 ОТКЛОНЕНИЕ ОТ НОМИНАЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ НАРУЖНЫХ ДИАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОСВАРНЫХ ТРУБ УСЛОВНЫМ ДИАМЕТРОМ 500 ММ И БОЛЕЕ НЕ ДОЛЖНО ПРЕВЫШАТЬ ПО Телу ТРУБЫ – 3,0 ММ, НА ТОРЦАХ НА ДЛИНЕ НЕ МЕНЕЕ 200 ММ - 1,6 ММ. РАЗНИЦА НАРУЖНЫХ ДИАМЕТРОВ ТОРЦОВ ТРУБЫ НЕ ДОЛЖНА ПРЕВЫШАТЬ 2,4 ММ.

19.1.9 ОВАЛЬНОСТЬ КОНЦОВ ТРУБ (ОТНОШЕНИЕ РАЗНОСТИ МЕЖДУ НАИБОЛЬШИМ И НАИМЕНЬШИМ ДИАМЕТРОМ В ОДНОМ СЕЧЕНИИ К НОМИНАЛЬНОМУ ДИАМЕТРУ) НЕ ДОЛЖНА ПРЕВЫШАТЬ 1 % ДЛЯ ТРУБ С ТОЛЩИНОЙ СТЕНКИ ДО 20 ММ И 0,8 % ДЛЯ ТРУБ С ТОЛЩИНОЙ СТЕНКИ 20 ММ И БОЛЕЕ.

19.1.10 Кривизна труб не должна превышать 1.5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более 0.2 % длины трубы.

19.1.11 Минусовой допуск на толщину стенки (определяемый от номинальной толщины стенки) составляет для труб:

- электросварных, изготовленных из листового или рулонного проката - не более 5%,
- бесшовных труб - не более 12,5 %.

19.1.12 Длина труб должна быть в пределах от 10,5 до 12,4 м или от 16,5 до 18,3 м. Максимальная длина труб обязательно указывается в заказе. Допускается поставка двухтрубных секций.

19.1.13 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку. Форма разделки кромок определяется техническими условиями, утвержденными в установленном порядке.

Косина реза торцов труб не должна превышать 1,6 мм.

19.1.14 Отношение предела текучести к временному сопротивлению основного металла электросварных труб и металла бесшовных труб должно быть не более 0,85 для труб класса прочности до К48 включительно (с минимальным пределом текучести до 290 МПа включительно), не более 0,90 для труб класса прочности свыше К48 до К60 включительно (с минимальным пределом текучести свыше 290 МПа до 485 МПа включительно).

Относительное удлинение на пятикратных образцах по ГОСТ 1497 основного металла электросварных труб и металла бесшовных труб должно быть не менее 20 % для труб класса прочности до К60 включительно (с минимальным пределом текучести до 485 МПа включительно).

ГОСТ
Проект

Требования к механическим свойствам основного металла труб класса прочности свыше К60 (с минимальным пределом текучести свыше 485 МПа) определяют в национальных и международных стандартах, технических условиях, применение которых согласовано в установленном порядке.

19.1.15 Временное сопротивление сварных соединений труб электросварных и СДТ должно быть не ниже норм, установленных для основного металла.

19.1.16 Требование к эквиваленту углерода определяется характеристиками и по формулам

(19.1)

(19.2)

где С, Мп, Сг, Мо, V, Ni, Cu, Si, В - массовые доли (в %) углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, никеля, меди, кремния, бора в основном металле труб и СДТ. Эквивалент углерода $SE_{P_{cm}}$ определяется при содержании углерода в основном металле не более 0,12 %.

Если содержание бора меньше 0,0005%, то в расчете по формуле (19.2) бор не учитывается.

Нормативные (максимальные) значения эквивалента углерода указывают в национальных и международных стандартах, в технических условиях, применение которых согласовано в установленном порядке. При этом для основного металла труб класса прочности до К60 включительно (с минимальным пределом текучести до 485 МПа включительно) значение $SE(IIW)$ не должно превышать 0,43, значение $SE(P_{cm})$ не должны превышать 0,23.

Требования к максимальным значениям эквивалента углерода основного металла труб класса прочности свыше К60 (с минимальным пределом текучести свыше 485 МПа) определяют в национальных и международных стандартах, технических условиях, применение которых согласовано в установленном порядке.

19.1.17 Требования по ударной вязкости KCV и доле вязкой составляющей в изломе образца ИПГ основного металла устанавливают в технических требованиях и технических условиях на трубы с учетом условий эксплуатации газопровода. Минимальные требования по ударной вязкости KCV и количеству вязкой составляющей в изломе образца ИПГ для труб класса прочности до К60 включительно на рабочее давление до 9,81 МПа включительно при подземной прокладке газопровода приведены в таблице 20. Ударная вязкость KCV основного металла и сварного соединения СДТ должна быть не менее 35 Дж/см² при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации.

Т а б л и ц а 20 – Требования к ударной вязкости KCV и доле вязкой составляющей в изломе образцов ИПГ основного металла труб при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации

Условный диаметр труб, мм (класс прочности)	Ударная вязкость основного металла труб KCV, не менее, Дж/см ²	Ударная вязкость сварного соединения труб KCV, не менее, Дж/см ²	Количество вязкой составляющей в изломе образцов ИПГ основного металла труб, не менее, %
1400	130	50	85
1200	100	50	85
1000	80	35	85
700	70	35	85
500	50	35	85

Примечание - Для труб с промежуточными значениями условного диаметра принимаются требования для труб с ближайшим большим значением условного диаметра из приведенных в таблице 20.

19.1.18 Для труб подземных газопроводов класса прочности К60 при рабочем давлении свыше 9.81 МПа, для труб подземных трубопроводов класса прочности свыше К60, а также для МГ надземной прокладки требования по ударной вязкости KCV, количеству вязкой составляющей в изломе образца ИПГ, температуре испытаний должны определяться в технических требованиях, технических условиях на трубы в установленном порядке.

19.1.19 Пластическая деформация металла при экспандировании электросварных труб не должна превышать 1,2 % (для труб класса прочности до К60 включительно). Данное требование, в том числе для труб класса прочности свыше К60, может уточняться в технических требованиях и технических условиях на трубы.

19.1.20 Каждая труба должна проходить на заводе-изготовителе испытание гидравлическим давлением. Испытательное давление, МПа, без учета осевого подпора вычисляют по формуле

$$(19.3)$$

где t - номинальная толщина стенки трубы, мм;

- допускаемое напряжение в стенке трубы при испытании, МПа;
- диаметр трубы наружный, мм.

В случае если в нормативных документах на применение и изготовление труб отсутствуют другие указания по величине допускаемого напряжения при испытании труб, величина должна быть принята равной не менее 90 % нормативного предела текучести металла трубы.

19.1.21 Для газопроводов должны применяться следующие соединительные детали:

- тройники штампованные;
- тройники штампосварные;
- тройники сварные (без усиливающих элементов);
- отводы крутоизогнутые штампованные, штампосварные или изготовленные путем протяжки в горячем состоянии;
- отводы горячегнутые, изготовленные гибкой труб с использованием индукционного нагрева;
- отводы холодногогнутые и вставки кривые;

- переходы, концентрические и эксцентрические штампованные из труб или штампосварные из листового проката;
- днища (заглушки) штампованные эллиптические;
- кольца переходные.

19.1.22 Толщину стенки СДТ определяют в соответствии с требованиями подраздела 17.2 и приложений А и Б.

19.1.23 Строительные размеры и допуски на СДТ указывают в технических условиях заводов – изготовителей.

19.1.24 Толщины стенок переходов концентрических с углом наклона до 12° определяются в соответствии с требованиями подраздела 17.2. Толщины стенок переходов концентрических с углом наклона 12° и более, переходов эксцентрических должны соответствовать требованиям технической документации, разработанной в установленном порядке.

19.1.25 Для обеспечения требуемых механических и вязкопластических свойств СДТ (кроме отводов гнутых, изготовленных способом индукционного нагрева, отводов холодногнутых и колец переходных) должны подвергаться термообработке.

19.1.26 СДТ и присоединяемые трубы соединяются между собой кольцевыми стыковыми сварными соединениями.

19.1.27 Свариваемые кромки соединительной детали должны быть механически обработаны на заводе – изготовителе и соответствовать толщине стенки присоединяемой трубы. Формы свариваемых кромок соединительных деталей должны указывать в соответствующих технических требованиях и технических условиях.

19.1.28 Толщина свариваемой кромки соединительной детали должна удовлетворять условиям (17.1) - (17.5), в которых используют присоединяемый диаметр и нормативные свойства материала детали.

19.1.29 В тех случаях, когда основной металл соединяемых трубы и соединительной детали имеет разные значения временного сопротивления, для обеспечения равнопрочности монтажных соединений необходимо соблюдать условие:

$$(19.4)$$

где δ_1 - толщина кромки стенки соединительной детали и толщина стенки присоединяемой трубы, соответственно, мм;

$\sigma_{10.1}$ - нормативный предел прочности (временное сопротивление) соединительной детали и присоединяемой трубы, соответственно, МПа.

19.1.30 При толщинах стенок присоединяемых концов детали и трубы, отличающихся более чем в 1,5 раза, необходимо предусматривать переходные кольца. Переходные кольца должны приваривать на заводе-изготовителе или в трассовых условиях.

19.1.31 Соединительные детали (кроме гнутых отводов радиусом 5 Ду и выше) должны испытываться на заводе гидравлическим давлением, не ниже 1,3 рабочего давления для деталей, монтируемых участках категорий Н и С, и не ниже 1,5 рабочего давления – для деталей участков категории В.

19.2 Сварные соединения и сварочные материалы при строительстве

19.2.1 Сварка при строительстве магистральных газопроводов должна выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ, СП и др.).

19.2.2 Сварку труб протяженных участков газопровода рекомендуется выполнять преимущественно автоматическими, механизированными способами. Ручную дуговую сварку рекомендуется применять в случаях технической невозможности применения автоматических и механизированных способов сварки, при выполнении специальных сварных соединений и ремонте.

19.2.3 Применение автоматических, механизированных, ручных способов сварки и их комбинаций должно устанавливаться нормативными документами, регламентирующими технологии сварки газопроводов.

19.2.4 Требования к механическим испытаниям и свойствам сварных соединений газопроводов должны устанавливаться нормативными документами, регламентирующими технологии сварки и контроль качества сварных соединений газопроводов.

19.2.5 Механические свойства* кольцевых стыковых сварных соединений газопроводов, при отсутствии специальных требований, должны соответствовать следующим требованиям:

** Требования к механическим свойствам сварных соединений труб с классом прочности выше К65 устанавливаются в специальных технических условиях.

- при испытаниях на статическое растяжение плоских образцов по ГОСТ 6996 временное сопротивление разрыву должно быть не ниже нормативного значения временного сопротивления разрыву основного металла в продольном направлении;

- при испытаниях на статический изгиб образцов сварных соединений с классом прочности основного металла до К60 включ. по ГОСТ 6996 среднее арифметическое значение угла изгиба должно быть не менее 120°, при этом минимальное значение угла изгиба должно быть не менее 100°, с классом прочности основного металла К65 – угол изгиба должен быть 180°;

- при испытаниях на ударный изгиб образцов Шарпи по ГОСТ 6996 среднее арифметическое значение ударной вязкости металла шва и ЗТВ определяется при температуре не выше минус 20 °С и не ниже минус 40 °С, и должно быть не менее:

- 50 Дж/см² для электросварных труб на рабочее давление среды от 8,3 до 11,8 МПа с классом прочности основного металла до К65 включ. наружным диаметром от 1020 до 1420 мм, при этом минимальное значение для одного образца 37,5 Дж/см²;

- 34,4 Дж/см² для электросварных труб на рабочее давление среды от 1,2 до 8,3 МПа, изготовленных с применением дуговых способов сварки, с классом прочности основного металла до К60 включ. наружным диаметром до 1420 мм включ., при этом минимальное значение для одного образца 29,4 Дж/см²;

- не менее значений, установленных требованиями ГОСТ, ТУ к основному металлу для бесшовных и электросварных труб, сваренных токами высокой частоты, но не менее 24,5 Дж/см² (минимальное значение для одного образца 19,6 ж/см²), при этом если требования к ударной вязкости основного металла труб выше 50 Дж/см², то среднее арифметическое значение ударной вязкости металла шва и ЗТВ должно быть не менее 34,4 Дж/см² (минимальное значение для одного образца 29,4 Дж/см²);

- при измерении твердости образцов по ГОСТ 2999 твердость металла шва и ЗТВ (HV₁₀) не должна превышать значений, приведенных в таблице 21.

Т а б л и ц а 21 – Максимально допустимые значения твердости (HV₁₀) металла шва и ЗТВ сварных соединений

Место определения	Твердость (HV ₁₀)		
	до К55 включ.	св. К55 до К60 включ.	св. К60 до К65 включ.

ГОСТ
Проект

Металл шва	≤280	≤280	≤300 (≤325*)
ЗТВ	≤300	≤325	≤325 (≤350**)

* Для сварных соединений, выполненных ручной дуговой сваркой, включая специальные сварные соединения и участки сварных соединений, отремонтированных ручной дуговой сваркой.

** Для облицовочного слоя шва и участков корневого слоя шва, выполненных с подваркой.

19.2.6 Механические свойства угловых и нахлесточных сварных соединений газопроводов при отсутствии специальных требований, должны соответствовать следующим требованиям:

а) отсутствие недопустимых внутренних дефектов при испытаниях на ударный излом;

б) твердость металла шва и ЗТВ должна соответствовать требованиям, предъявляемым для стыковых сварных соединений.

19.2.7 Все сварные соединения магистральных газопроводов должны быть проконтролированы визуальным, измерительным и неразрушающими физическими методами.

19.2.8 Объемы, методы, нормы оценки и уровни качества сварных соединений должны устанавливаться нормативными документами, регламентирующими контроль качества сварных соединений газопроводов, в зависимости от категорий участков магистрального газопровода: Н - «Нормальная», С - «Средняя», В - «Высокая».

19.2.9 Для сварки магистральных газопроводов могут применяться:

– проволоки сплошного сечения, порошковые проволоки, самозащитные порошковые проволоки для автоматической и механизированной сварки;

– флюсы для автоматической сварки;

– защитные газы и их смеси для автоматической, механизированной и ручной сварки;

– покрытые электроды для ручной сварки.

19.2.10 Сварочные материалы (проволоки, флюсы, защитные газы и их смеси) должны изготавливаться в соответствии с требованиями ГОСТ, ТУ и иметь разрешительные документы на их применение.

19.2.11 Классификация сварочных материалов приведена в Приложении Д.

19.3 Изделия для балластирования и закрепления газопроводов на проектных отметках

19.3.1 Для закрепления (балластировки) газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны предусматриваться сплошные утяжеляющие покрытия, утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, балластирующие устройства с использованием грунта.

19.3.2 Масса грузов, заполненных грунтом устройств должна обеспечивать балластирующую способность на единицу длины газопровода не менее чем в два раза превышающую расчетную погонную выталкивающую силу воды при погружении газопровода до верхней образующей.

19.3.3 Анкерные устройства для закрепления магистральных газопроводов на проектных отметках следует использовать в проектах с надлежащей осторожностью, поскольку удерживающая способность анкерных устройств определяется физико - механическими свойствами грунтов, в которые погружены анкерные устройства. Применение вмораживаемых анкерных устройств допускается на ограниченное время до обеспечения требуемых параметров охлаждения транспортируемого газа.

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

19.3.5 Навесные утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, особо тяжелых бетона и железобетона и других материалов с плотностью не менее 2300 кг/м^3 (для особо тяжелых бетонов не менее 2900 кг/м^3).

Каждый груз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и объема груза, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

19.3.6 Шаг утяжеляющих бетонных грузов и грунтонаполняемых балластирующих устройств (полимерноконтейнерных с каркасом и без него) устанавливается проектом.

19.3.7 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы должны изготавливаться из чугуна (с учетом требований 19.3.1), из железобетона или других материалов в виде двух половин с плотностью согласно 19.3.5.

Каждый полугруз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и наружного диаметра газопровода, для которого предназначен этот груз.

19.3.8 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

19.3.9 Допускается балластировка газопроводов комбинированными методами, включающими закрепление газопроводов грунтом в сочетании с утяжеляющими одиночными грузами, сплошным обетонированием, а также с геотекстильными материалами.

19.4 Теплоизоляционные покрытия

19.4.1 Материал и толщина теплоизоляционного покрытия должны назначаться на основе теплотехнических расчетов из условий обеспечения необходимой температуры транспортирования газа.

19.4.2 Теплоизоляционное покрытие газопровода, транспортирующего газ при отрицательных температурах, и укладываемого в траншею в пучинистых грунтах, должно быть рассчитано исходя из условия недопущения промерзания окружающего талого грунта вблизи газопровода.

19.4.3 В качестве теплоизоляционного покрытия рекомендуется применять материалы, обладающие при низкой плотности и малой теплопроводности высокой прочностью на сжатие, что позволяет устанавливать покрытие под кольцевые утяжелители без дополнительного усиления. Диапазон рабочих температур указанных материалов составляет от минус 50 °С до 75 °С.

19.4.4 Материалы на основе экструдированного пенополистирола имеют низкое водопоглощение, устойчивы к многократным циклам промерзания/оттаивания. Материалы могут выпускаться в виде плит, а также кольцевых сегментов заданной толщины.

19.5 Внутренние гладкостные покрытия труб

19.5.1 ВГП предназначено для снижения гидравлического сопротивления газопроводов, а также для защиты внутренней поверхности труб от атмосферной коррозии на время их транспортировки, хранения и выполнения СМР.

19.5.2 ВГП труб должно отвечать требованиям, представленным в Таблице 23.

Т а б л и ц а 23 - Показатели свойств ВГП труб

Наименование показателя	Единица измерения	Норма
1 Адгезия покрытия методом решетчатого надреза, не более	балл	1

ГОСТ

Проект

2 Адезия покрытия после 240 часов выдержки в воде при температуре (20±5) °С, методом решетчатого надреза, не более	балл	2
3 Диаметр изгиба покрытия, не более	мм	10
4 Водопоглощение свободной пленки покрытия после выдержки в воде при температуре (80±5) °С в течение 48 часов, не более	%	5
5 Наличие пор в покрытии, не более	шт/см ²	0
а) в неотвержденном		1
б) в отвержденном		
6 Наличие пор в покрытии, испытание низким напряжением (9 В), не более	пробоев/м ²	20
7 Твердость по Бухгольцу, не менее	усл. ед.	94
8 Стойкость покрытия к изменению газового давления	–	После 10 циклов отсутствие вздутий, разрушений
9 Стойкость покрытия к изменению гидравлического давления	–	После 1 цикла отсутствие вздутий, разрушений
10 Стойкость к воздействию солевого тумана при температуре (25±3) °С в течение 240 часов	–	Отсутствие отслоений, вздутий
11 Стойкость покрытия к воздействию воды при температуре (20±5) °С в течение 240 часов	–	Отсутствие отслоений, вздутий
12 Стойкость к воздействию растворителя при температуре (20±5) °С в течение 2 часов	–	Отсутствие отслоений, вздутий
13 Шероховатость покрытия (R _z), не более	мкм	15

* Шероховатость покрытия (R_z) может быть изменена по требованию Заказчика

19.6 Геотекстильные материалы

Геотекстильные материалы рекомендуются к применению в конструкциях балластировки подземных газопроводов, противоэрозионных конструкциях и конструкциях придорожных дорог и технологических проездов и насыпей.

Нетканые синтетические материалы применяются на участках слабых грунтов для снижения неравномерности осадок насыпей, возводимых на сжимаемых основаниях.

Для армирования грунтов следует применять материалы из полимеров и стекловолокна (геосетки и геокомпозиты).

Материалы с относительным удлинением более 15 % возможно использовать только в качестве разделительной или дренирующей прослойки.

Требования к физико-механическим показателям геосинтетических материалов приведены в таблице 24.

Т а б л и ц а 24 - Физико-механические показатели геосинтетических материалов

Область применения	Прочность, кН/м	Удлинение при разрыве, %	Допустимая потеря прочности на растяжение после 25 циклов промораживания-оттаивания, не более, %
Армирование	не менее 30	до 15 %.	10
Разделение	не менее 15	-	10
Противоэрозионная защита	не менее 0.5	-	10

Скальный лист предназначен для защиты изоляционного слоя трубы при укладке газопроводов в скальных и в ММГ.

Допускается использование геотекстильных материалов, прошедших соответствующие испытания в установленном порядке и рекомендованных к применению.

19.7 Термостабилизаторы

Двухфазные термосифоны - термостабилизаторы необходимо применять при прокладке магистральных газопроводов в условиях криолитозоны для обеспечения несущей способности грунтовых и свайных оснований фундаментов зданий КС, крановых узлов, узлов пуска и приема ВТУ, вдольтрассовых ЛЭП, опор мостов, а также при сооружении и эксплуатации притрассовых дорог, для создания «мерзлотных стенок» и противодиффузионных завес, дамб, ледовых островов, дорог и переправ.

20 Защита газопроводов от коррозии

20.1 Защитные покрытия подземных газопроводов

20.1.1 Защита газопроводов от подземной коррозии, независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

20.1.2 В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации газопроводов следует применять тот тип защитных покрытий, который указан в разрешительной нормативной документации.

20.1.3 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие газопроводных труб может быть выполнено по одному из пяти классов, характеристики которых приведены в таблице 25.

Т а б л и ц а 25 - Классификация полиэтиленовых покрытий

Условия применения	Класс покрытия				
	1	2	3	4	5
		Нормального исполнения		Специального исполнения	Термостойкого исполнения

	ГОСТ Проект				
Допустимый температурный диапазон эксплуатации, °С	от - 20 до +50	от - 20 до +60	от - 20 до +60	от - 20 до +60	от - 20 до +80
Допустимая температура окружающей среды, °С:					
- при транспортировании, проведении погрузочно-разгрузочных и СМР	от - 40 до + 50	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60	от - 45 до + 60
- при хранении	от - 40 до + 50	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60	от - 60 до + 60
Тип прокладки трубопровода	Подземный в траншее	Подземный в траншее	Подземный в траншее	Морской, наклонное бурение	Подземный в траншее, морской, наклонное бурение
Конструкция покрытия	2-слойное; 3-слойное	3-слойное	3-слойное	3-слойное	3-слойное
Максимальный диаметр труб, мм	до 530 включ.	до 530 включ.	до 1420 включ.	до 1420 включ.	до 1420 включ.

20.1.4 Наружное антикоррозионное полиэтиленовое покрытие труб должно отвечать требованиям, представленным в Таблице 26.

Т а б л и ц а 26 – Показатели свойств полиэтиленового покрытия труб.

Наименование показателя	Значение для покрытия класса				
	1	2	3	4	5
1 Общая толщина покрытия, мм, не менее *, для труб диаметром:					
- до 273 мм включ.;	2,0	2,0	-	2,5	2,0 **
- св 273 до 530 мм включ.;	2,2	2,2	-	2,7	2,2 **
- св. 530 до 820 мм включ.;	-	-	2,5	3,0	2,5 **
- св. 820 до 1420 мм включ.	-	-	3,0	3,5	3,0 **
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ, не менее	20	20	20	20	20
3 Относительное удлинение при разрыве полиэтиленового слоя покрытия при температуре минус 45 °С, %, не менее	100	100	100	100	100
4 Прочность покрытия при ударе, Дж/мм, не менее:					
- при температуре минус 45 °С;	-	5	7	8	7 **
- при температуре минус 40 °С;	5	-	-	-	-
- при температуре 50 °С;	3	-	-	-	-
- при температуре 60 °С	-	3	4	5	4 **
5 Адгезия покрытия, Н/см, не менее:					
- при температуре 23 °С ;	70	120	200	250	250
- при температуре 50 °С;	30	-	-	-	-
- при температуре 60 °С;	-	50	80	100	-
- при температуре 80 °С	-	-	-	-	100
6 Адгезия покрытия при 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, Н/см, не менее:					
- при температуре 60 °С;	50	-	-	-	-
- при температуре 80 °С;	-	70	100	100	-
- при температуре 95 °С	-	-	-	-	100

ГОСТ Проект	10 ¹⁰				
7 Исходное переходное сопротивление покрытия в 3 % водном растворе NaCl при температуре 23 °С, Ом · м², не менее					
8 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут, см², не более:					
- при температуре 60 °С;	15	10	10	10	-
- при температуре 80 °С	-	-	-	-	20
9 Стойкость полиэтиленового слоя покрытия к термостарению. Относительное удлинение при разрыве после выдержки на воздухе в течение 100 сут, %, не менее					
- при температуре 110 °С;	300	300	400	400	-
- при температуре 120 °С	-	-	-	-	400
10 Устойчивость покрытия к термоциклированию, циклов, не менее:					
- при температурах от минус 50 °С до плюс 20 °С;	10	-	-	-	-
- при температурах от минус 60 °С до плюс 20 °С	-	10	10	10	10
11 Степень отверждения грунтовки ΔTg, °С в пределах,					
			- 3 ≤ ΔTg ≤ +2		
12 Усадка полиэтиленового слоя покрытия при температуре 140 °С, %, не более:	45	45	45	45	45

* Допускается уменьшение толщины покрытия до 10 % над усилением сварного шва, а также локальное уменьшение толщины покрытия по поверхности трубы в случае, если площадь единичного дефекта - не более 10 см², а суммарная площадь участков с уменьшенной толщиной покрытия - не более 100 см² для труб диаметром до 530 мм включительно и не более 200 см² для труб диаметром свыше 530 мм. Для труб толщиной стенки более 18 мм общая минимальная толщина покрытия должна быть увеличена на 0,5 мм.

** Для труб с покрытием, предназначенным для морской прокладки и прокладки методом наклонного бурения показатель должен соответствовать значениям, установленным для покрытий класса 4.

20.1.5 Наружное антикоррозионное полипропиленовое покрытие газопроводных труб может быть выполнено по одному из двух классов – до плюс 80 °С (класс 1) и до плюс 110 °С (класс 2).

20.1.6 Наружное антикоррозионное полипропиленовое покрытие труб должно отвечать требованиям, представленным в Таблице 27.

Т а б л и ц а 27 – Показатели свойств полипропиленового покрытия труб.

Наименование показателя	Значение для покрытия класса	
	1	2
1 Общая толщина покрытия, мм, не менее *, для труб диаметром:		
- до 273 мм включ.;	2,0	2,0
- св. 273 до 530 мм включ.;	2,2	2,2
- св. 530 до 820 мм включ.;	2,5	2,5
- св. 820 до 1420 мм включ.	3,0	3,0
2 Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя	25	25

при электрическом напряжении, кВ, не менее

3 Относительное удлинение при разрыве полипропиленового слоя покрытия при температуре минус 20 °С, %, не менее	80	80
4 Прочность покрытия при ударе, Дж/мм, не менее		
- при температуре минус 20 °С;	10	10
- при температуре 60 °С	8	8
5 Адгезия покрытия, Н/см, не менее		
- при температуре 23 °С ;	250	250
- при температуре 80 °С;	100	-
- при температуре 110 °С	-	50
6 Адгезия покрытия при 23 °С после выдержки в воде в течение 1000 ч, Н/см, не менее		
- при температуре 80 °С;	150	-
- при температуре 95 °С	-	100
7 Исходное переходное сопротивление покрытия в 3 % водном растворе NaCl при температуре 23 °С, Ом * м², не менее	10 ¹⁰	10 ¹⁰
8 Площадь отслаивания покрытия при катодной поляризации после выдержки в течение 30 сут, см², не более		
- при температуре 80 °С;	20	-
- при температуре 95 °С	-	20
9 Стойкость полипропиленового слоя покрытия к термостарению. Относительное удлинение при разрыве после выдержки на воздухе в течение 100 сут, %, не менее		
- при температуре 120 °С;	300	-
- при температуре 130 °С	-	300
10 Устойчивость покрытия к термоциклированию при температурах от минус 20 °С до плюс 20 °С, циклов, не менее	10	10
11 Степень отверждения грунтовки ΔTg, °С, в пределах		- 3 ≤ ΔTg ≤ +2
12 Усадка полипропиленового слоя покрытия при температуре 170 °С, %, не более	35	35

* Допускается уменьшение толщины покрытия до 10 % над усилением сварного шва, а также локальное уменьшение толщины покрытия по поверхности трубы в случае, если площадь единичного дефекта не более 10 см², а суммарная площадь участков с уменьшенной толщиной покрытия не более 100 см² для труб диаметром до 530 мм включительно, и не более 200 см² для труб диаметром свыше 530 мм. Для труб толщиной стенки более 18 мм, а также для труб с покрытием, предназначенным для морской прокладки и прокладки методом наклонного бурения, общая минимальная толщина покрытия должна быть увеличена на 0,5 мм.

20.1.7 Трубы с покрытиями могут использоваться для строительства газопроводов надземной прокладки при условии дополнительной защиты покрытия от воздействия солнечной радиации.

20.1.8 Противокоррозионная защита зоны сварных монтажных стыков изолированных труб, монтажных и крановых узлов выполняется материалами, уровень показателей свойств которых максимально приближены к свойствам основного покрытия и допущенных к применению в установленном порядке.

20.1.9 Для защиты от коррозии при строительстве и реконструкции узлов газопроводов сложной конфигурации и подключающих шлейфов КС (ДКС) должны применяться материалы заводского или трассового нанесения, отвечающие техническим требованиям к терморезистивным материалам.

20.1.10 Терморезистивные материалы для получения покрытий в заводских или трассовых условиях нанесения должны обеспечивать выполнение показателей свойств покрытия приведенных в Таблице 28.

Т а б л и ц а 28 - Технические требования к терморезистивным покрытиям.

Наименование показателя	Значение	Метод испытания
1. Внешний вид покрытия	Однородная поверхность без пузырей, трещин, отслоений, пропусков и других дефектов, ухудшающих качество покрытия	Визуальный осмотр
2. Диэлектрическая сплошность покрытия. Отсутствие пробоя при электрическом напряжении, кВ/мм	5	Искровой дефектоскоп
3. Прочность при ударе, Дж/мм, не менее, при температурах: - минус (30±3) °С; - (20±5) °С; - (40±3) °С.	5 (3)*	ГОСТ Р 51164 Приложение А
4. Адгезия к стали методом отрыва, МПа, для всех типов покрытий, не менее, при температуре (20±5) °С	7	ИСО 4624:2002 [9], ГОСТ 14760
5. Снижение адгезии к стали после выдержки в воде в течение 1000 ч, в % от исходной величины, не более, при температурах: (40±3) °С (для Пк-40) (60±3) °С (для Пк-60) (80±3) °С (для Пк-80) (95±3) °С (для Пк-100)	30 40 50 50	ИСО 4624:2002, [9] ГОСТ 14760
6. Площадь отслаивания покрытия при поляризации, см², не более: (20±5)°С 30 суток (Пк-40, Пк-60, Пк-80, Пк-100) (60±3)°С 7 суток (для Пк-40) (80±3)°С 7 суток (для Пк-60) (95±3)°С 7 суток (для Пк-80)	8 10 10 10	ГОСТ Р 51164 Приложение В (Схема В.4.2)

(95±3)°С 15 суток (для Пк-100)

7. Переходное сопротивление покрытия, Ом·м², не менее

- Исходное (для всех типов) 10⁸
 - После 100 суток выдержки в 3%-ном растворе NaCl при температуре (60±3) °С (для Пк-40, Пк-60) 10⁷

- После 100 суток выдержки в 3%-ном растворе NaCl при температуре (80±3) °С (для Пк-80) 10⁷

- После 100 суток выдержки в 3%-ном растворе NaCl при температуре (95±3) °С (для Пк-100) 10⁶

- После 100 суток термостарения при (80±3) °С и последующей выдержки в 3%-ном растворе NaCl в течении 10 суток при температуре (60±3) °С (для Пк-80) 10⁶

- После 100 суток термостарения при (100±3)°С и последующей выдержки в 3%-ном растворе NaCl в течении 10 суток при температуре (60±3) °С (для Пк-100)

8. Сопротивление пенетрации (вдавливанию):

- при температуре 20 °С, мм, не более (Все типы) 0,3 мм

в % от исходной толщины:

- при температуре (40±3) °С (для Пк-40) 20

- при температуре (60±3) °С (для Пк-60) 25

- при температуре (80±3) °С (для Пк-80) 30

- при температуре (100±3) °С (для Пк-100)

9. Влагопоглощение

(водопоглощение) через 1000 часов, %, не более 5

- при температуре (40±3) °С (для Пк-40) 5

- при температуре (60±3) °С (для Пк-60) 8

- при температуре (80±3) °С (для Пк-80) 8

- при температуре (90±3) °С (для Пк-100)

ГОСТ Р 51164
Приложение Г

ГОСТ Р 51164
Приложение Е

ГОСТ 4650

ГОСТ

Проект

10. Прочность при разрыве, МПа, не менее, при температуре (20±5) °С	8 (12)*	ГОСТ 11262
11. Относительное удлинение при разрыве, %, не менее, при температуре (20±5) °С	20 (5)*	ГОСТ 11262
12. Стойкость покрытия к отслаиванию при термоциклировании для всех типов, количество циклов без отслаивания и растрескивания покрытия, не менее, в интервале температур от минус (60±5) °С до плюс (20±5) °С	10**	Методика ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
13. Поры на срезе покрытия, проведенном под углом (35±5)° при 3-5 кратном увеличении	Отсутствие пор на границе между металлом и покрытием	ГОСТ Р 51164

* Без скобок приведено значение показателя для покрытий на полиуретановой основе, в скобках - для покрытий на эпоксидной основе;

** Только для условий заводского (базового) и трассового нанесения в районах Крайнего Севера.

20.1.11 В зависимости от температурных условий эксплуатации газопровода наружные терморезистивные покрытия делятся на четыре типа:

- Тип Пк-40 предназначен для строительства, реконструкции и капитального ремонта ЛЧ МГ и других объектов газовой промышленности с максимальной температурой эксплуатации 40 °С;
- Тип Пк-60 предназначен для строительства, реконструкции и капитального ремонта КС и ДКС, магистральных газопроводов и других объектов газовой промышленности с максимальной температурой эксплуатации 60 °С;
- Тип Пк-80 предназначен для строительства, реконструкции и капитального ремонта КС, ДКС, ПХГ и других объектов газовой промышленности с максимальной температурой эксплуатации 80 °С;
- Тип Пк-100 предназначен для строительства, реконструкции и капитального ремонта КС, ДКС, ПХГ и других объектов газовой промышленности с максимальной температурой эксплуатации 100 °С.

20.1.12 Основные положения по применению противокоррозионных покрытий определяются условиями строительства и эксплуатации объекта газопровода, которые включают:

- диаметр газопровода;
- проектную эксплуатационную температуру газопровода;
- условия прохождения газопровода;
- сезонный график проведения СМР;
- условия транспортировки и хранения монтажных изделий для строительства газопровода;
- нормативный срок службы газопровода.

20.1.13 Трубная продукция с противокоррозионным покрытием, противокоррозионные материалы и технологические процессы их применения должны пройти соответствующую сертификацию на соответствие существующим техническим требованиям и иметь соответствующие разрешительные документы.

20.2 Электрохимическая защита подземных газопроводов

20.2.1 Общие требования

ГОСТ

Проект

20.2.1.1. Подземные и подводные стальные сооружения ОАО «Газпром» подлежат электрохимической защите (ЭХЗ) от коррозии независимо от коррозионной агрессивности окружающей среды. Сооружения, температура металла которых в весь период эксплуатации менее, чем 268 К (минус 5 °С), не подлежат электрохимической защите, при отсутствии негативного влияния блуждающих и индуцированных токов, вызванными сторонними источниками.

20.2.1.2 Система ЭХЗ может включать в себя:

- УКЗ (в т.ч. преобразователи катодной защиты, анодные заземления, кабельные и ВЛ к точкам дренажа и анодным заземлениям);
- установки протекторной защиты (УПЗ);
- УДЗ;
- КИП и пункты коррозионного мониторинга;
- ВЭИ;
- устройства регулирования защитного тока;
- автономные источники электроэнергии (АИП);
- средства телеконтроля и телеуправления УКЗ и средства коррозионного мониторинга.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации МГ система ЭХЗ может включать все или некоторые из этих элементов.

20.2.1.3 Средства ЭХЗ должны обеспечить катодную поляризацию,

соответствующую коррозионной ситуации на проектируемом участке на всем его протяжении в интервале поляризационных потенциалов, указанных в таблице 29.

Для определения коррозионной агрессивности грунта на проектируемом участке необходимо руководствоваться положениями ГОСТ 9.602.

Т а б л и ц а 29 - Интервалы поляризационных потенциалов

Условия эксплуатации трубопровода		Минимальный защитный поляризационный потенциал относительно МСЭ, В
По температуре продукта	$T \leq 313 \text{ K (40 } ^\circ\text{C)}$	- 0,85
	$T > 313 \text{ K (40 } ^\circ\text{C)}$	- 0,95
По характеристике коррозионной среды	грунты с удельным электрическим сопротивлением менее 10 Ом·м	- 0,95

П р и м е ч а н и я

1 Величина максимального допустимого поляризационного потенциала не должна быть более отрицательной, чем минус 1,2 В относительно МСЭ.

2 Для трубопроводов, температура транспортируемого продукта которых не выше 278 К (5 °С), минимальный защитный потенциал устанавливается положительнее приведенных значений на 0,05 В.

3 Величина максимального допустимого поляризационного потенциала на трубопроводах, изготовленных из упрочненных сталей выше класса К60, не должна быть более отрицательной, чем минус 1,1 В относительно МСЭ.

20.2.1.4 Проектирование средств ЭХЗ газопровода, расположенного в зоне действия блуждающих токов, должно осуществляться с учетом их ввода в действие не позднее одного месяца после его засыпки грунтом, а на прочих участках – не позднее трех месяцев. Если проектом предусматриваются более поздние сроки окончания строительства ЭХЗ газопровода и ввода ее в эксплуатацию, необходимо предусмотреть временную электрохимическую защиту со сроками введения в эксплуатацию, указанными в настоящем пункте.

Временная ЭХЗ газопровода осуществляется протекторными установками или подключением средств ЭХЗ, находящихся поблизости подземных сооружений.

20.2.1.5 При проектировании системы ЭХЗ газопровода, располагающегося рядом с другими подземными коммуникациями, следует предусматривать мероприятия по исключению негативного влияния на соседние коммуникации. В этих случаях может применяться отдельная или совместная защита. Подключение элементов совместной защиты к коммуникациям других собственников должно выполняться после согласования с владельцем сооружения.

20.2.1.6 Систему ЭХЗ необходимо проектировать с учетом действующих систем ЭХЗ эксплуатируемых соседних газопроводов и перспективного строительства подземных металлических сооружений вдоль трассы проектируемого газопровода.

20.2.1.7 При наличии опасного влияния индуцированных токов высоковольтных линий электропередач на защищаемый газопровод в состав проекта должны быть включены мероприятия по ограничению этого воздействия.

20.2.1.8 Защитные заземления оборудования и сооружений, не имеющих гальванической развязки с защищаемыми сооружениями, а также заземлители систем молниезащиты, для снижения негативного влияния на систему ЭХЗ следует проектировать из оцинкованной стали.

20.2.1.9 Проектом должен быть предусмотрен контроль сплошности изоляционного покрытия смонтированного трубопровода перед укладкой его в траншею искровым дефектоскопом. Контроль качества изоляционного покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода должен выполняться методом катодной поляризации.

20.2.2 Установки катодной защиты

20.2.2.1 Места монтажа УКЗ следует предусматривать преимущественно рядом с линейными кранами газопровода. УКЗ должны быть блочнокомплектного исполнения и предусматривать минимум СМР и пусконаладочных работ.

20.2.2.2 Проектируемые УКЗ должны обеспечивать режим автоматического поддержания защитного потенциала и подключение к системе дистанционного контроля и регулирования режимов.

20.2.2.3 Преобразователи катодной защиты должны монтироваться в индивидуальных блок-боксах, защищающих преобразователи от воздействия низких температур, обледенения, заноса снегом для районов с арктическим климатом. Блок – боксы с преобразователями и другими элементами ЭХЗ по возможности следует устанавливать в одном ограждении с крановой площадкой. В остальных случаях преобразователи можно монтировать в блочных устройствах. Допускается проектировать монтаж преобразователей на специальных фундаментах, анкерных опорах анодных линий и линий электроснабжения. Конструкции для размещения преобразователей в районах с густой и умеренной заселенностью должны быть вандалозащищенными.

20.2.2.4 Электроснабжение УКЗ может осуществляться от вдольтрассовых линий электропередач или автономных источников. На участках газопровода повышенной и высокой коррозионной опасности электроснабжение следует проектировать по II категории надежности.

20.2.2.5 В системе ЭХЗ трубопровода должен быть предусмотрен дистанционный контроль всех проектируемых УКЗ. В качестве системы телеконтроля ЭХЗ возможно использование средств линейной телемеханики и/или специальной системы телеконтроля и дистанционного управления ЭХЗ. Параметры, входящие в систему дистанционного контроля, должны поступать на рабочий стол оператора производственного управления.

20.2.2.6 Расчет параметров ЭХЗ необходимо выполнять с учетом старения изоляции на 30-й год эксплуатации. Проектная документация должна содержать сведения о режимах УКЗ (напряжение и ток) на начальный момент и 30-й год эксплуатации. Выбор преобразователя катодной защиты должен осуществляться с учетом 50% запаса по выходному напряжению и току на начальный момент эксплуатации газопровода.

20.2.3 Анодные заземления

20.2.3.1 В установках катодной защиты проектируются глубинные и поверхностные АЗ. В качестве поверхностных заземлений могут применяться сосредоточенные, распределенные и протяженные. Тип анодных заземлений определяется в зависимости от мощности и расположения слоев грунта, удельного электрического сопротивления грунта на участке расположения АЗ и расположения защищаемых коммуникаций.

20.2.3.2 Глубину скважины для заземлителей следует определять с учетом анализа геологического разреза; электроды анодных заземлений должны монтироваться в пластах с минимальным удельным электрическим сопротивлением. Расстояние между скважинами глубинного АЗ определяется с учетом минимизации экранирующего эффекта скважин.

20.2.3.3 Расчетный срок службы анодных заземлений следует принимать не менее 30 лет, меньший срок службы должен быть подтвержден технико-экономическим обоснованием.

20.2.3.4 Анодные заземления не должны оказывать вредного влияния на окружающую среду. АЗ расположенные в горизонтах питьевой воды, должны быть выполнены из малорастворимых материалов: углеродосодержащих, магнетита или высококремнистого чугуна.

20.2.3.5 Критериями выбора мест размещения анодных заземлений являются:

- первоочередное обеспечение нормативных параметров катодной защиты наиболее ответственных коммуникаций;

- участки с грунтами наименьшего удельного электрического сопротивления;

- ограничение негативного (вредного) влияния на сторонние подземные коммуникации с отдельной защитой (в том числе, участки с локальной защитой).

20.2.3.6 Анодные линии дренажные следует проектировать, как правило, кабелем с медной токоведущей жилой, сечением не менее 16 кв. мм, и двойной изоляцией, допускается применение ВЛ из сталеалюминиевого изолированного провода. При проектировании анодных ВЛ учитывать ветровые нагрузки.

20.2.3.7 Подключение нескольких УКЗ с разными точками дренажа на одно АЗ не допускается.

20.2.4 Установки протекторной защиты

ГОСТ
Проект

20.2.4.1 В проекте ЭХЗ газопровода протекторы следует предусматривать:

- для основной защиты кожухов (патронов) на переходах под автомобильными и железными дорогами;
- для временной защиты от коррозии строящихся участков газопровода.

20.2.4.2 При проектировании УПЗ следует использовать протекторы на основе магниевых сплавов.

20.2.4.3 Размещение протекторов следует предусматривать в местах с минимальным сопротивлением грунта и ниже глубины его промерзания.

20.2.5 Дренажная защита

20.2.5.1 Необходимость дренажной защиты следует определять по результатам изысканий.

20.2.5.2 Установки дренажной защиты следует проектировать в местах пересечения с сооружением и/или сближения с источником блуждающих токов, а так же в анодных и знакопеременных зонах на газопроводе. При удалении газопровода от источника блуждающих токов на расстояние более 1000 м, а также при невозможности подключения к ним УДЗ следует применять УКЗ с автоматическим поддержанием защитного потенциала

20.2.6 Контрольно-измерительные пункты

20.2.6.1 КИП на защищаемых сооружениях располагаются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164.

20.2.6.2 Все выводы в КИП должны быть выполнены медными двужильными кабелями в двойной полимерной изоляции, с приваркой каждой жилы отдельно к сооружению.

20.2.6.3 Точка подключения дренажного кабеля к трубопроводу должна располагаться на расстоянии не менее 3 диаметров трубопровода от точки подключения контрольного вывода от трубопровода.

20.2.6.4 На всех проектируемых линейных КИП должна быть предусмотрена возможность контроля поляризационного потенциала сооружения.

20.2.6.5 Клеммная колодка КИП для подключения протекторов, анодных заземлений и электрических перемычек должна иметь не менее двух клемм, к которым подключают объекты измерения и шунт необходимого номинала для измерения силы тока.

20.2.6.6 КИП для измерения тока в газопроводе должны быть установлены в точках дренажа УКЗ на каждом плече защитной зоны и на участках подводных переходов на обоих берегах на границе водоохраной зоны шириной более 500 м. Для измерения тока должны быть предусмотрены четыре вывода от газопровода, расстояние по трубе между измерительными (внутренними) выводами должно составлять 100 м.

16.2.6.7 Дренажный КИП должен оснащаться контрольными кабельными выводами для их подключения к УКЗ, эксплуатирующейся в режиме автоматического поддержания поляризационного потенциала, или включения в состав системы дистанционного коррозионного мониторинга.

20.2.7 ЭХЗ технологических трубопроводов КС

20.2.7.1 Подземные технологические коммуникации промплощадок КС должны иметь отдельную от ЛЧ газопровода систему ЭХЗ. Разделение осуществляется применением ВЭИ.

20.2.7.2 ЭХЗ коммуникаций КС осуществляется УКЗ преимущественно с комбинированной системой анодных заземлений (глубинные АЗ в сочетании с подповерхностными). Протяженные анодные заземления используются для защиты наиболее экранированных для защитного тока коммуникаций.

20.2.7.3 Протяженные анодные заземления должны быть подключены к УКЗ через диодно-резисторные блоки, для обеспечения регулирования защитного тока по каждому аноду.

20.2.7.4 Проектирование глубинных анодных заземлений на КС следует производить на основании данных вертикального электрического зондирования грунтов и с учетом расположения подземных коммуникаций промышленной площадки.

20.2.7.5 Катодные и анодные линии проектируются в кабельном исполнении, допускается их монтаж на эстакадах.

20.2.7.6 Место строительства анодных заземлений следует выбирать с учетом перспективного строительства КС на следующих очередях (нитках) газопроводов.

20.2.7.7 Для контроля защитного потенциала на подземных коммуникациях КС допускается не устанавливать КИП, в случае если обеспечена возможность электрического контакта с защищаемым сооружением.

ГОСТ

Проект

20.2.7.8 При расположении над подземными коммуникациями КС сплошного асфальтного или бетонного покрытия, проектом должны быть предусмотрены места, укрытые ковром, для возможности установки переносного МСЭ в грунт над трубопроводом

20.2.8 Коррозионный мониторинг

20.2.8.1 Проектирование ЭХЗ подземных коммуникаций осуществляется с учетом ее включения в систему коррозионного мониторинга.

20.2.8.2 В проекте ЭХЗ газопровода должен быть предусмотрен дистанционный контроль УКЗ и УДЗ. При проектировании дистанционного контроля следует предусматривать вывод контролируемых параметров на автоматизированное рабочее место (АРМ) ЭХЗ, в соответствии с заданием на проектирование, и возможностью регулирования режимов работы УКЗ.

20.2.8.3 На подземных коммуникациях следует предусматривать ТКМ на следующих участках:

- в точках дренажа УКЗ и УДЗ;
- в середине зон защиты соседних УКЗ;
- на участках опасного действия блуждающих и индуцированных токов;
- на участках высокой коррозионной опасности;
- русловой части подводных переходов протяженностью более 4 км при отсутствии стационарных КИП, за исключением переходов выполненных методом ГНБ;
- на пересечениях с категорийными автомобильными и железными дорогами.

20.2.8.4 В состав ТКМ могут быть включены следующие устройства:

- стационарные электроды сравнения;
- устройства для измерения поляризационного потенциала;
- вспомогательные электроды – имитаторы дефекта изоляции;
- образцы-свидетели;
- датчики (индикаторы) коррозии для определения скорости коррозии;
- другие датчики, контролирующие коррозионные процессы на газопроводе.

20.3 Защита надземных газопроводов от атмосферной коррозии

20.3.1 Газопроводы при надземной прокладке должны защищаться от атмосферной коррозии лакокрасочными, стеклоэмалевыми, металлическими покрытиями или покрытиями из консистентных смазок.

20.3.2 Лакокрасочные покрытия должны иметь общую толщину не менее 0,2 мм и сплошность - не менее 1 кВ на толщину покрытия.

20.3.3 Толщина стеклоэмалевых покрытий должна быть не менее 0,5 мм, сплошность - не менее 2 кВ на толщину.

20.3.4 Консистентные смазки следует применять в районах с температурой воздуха не ниже минус 60°С на участках с температурой эксплуатации газопроводов не выше плюс 40°С.

Покрытие из консистентной смазки должно содержать 20 % (весовых) алюминиевой пудры ПАК-3 или ПАК-4 и иметь толщину в пределах 0,2 – 0,5 мм.

21 Технологическая связь газопроводов

21.1 Магистральные газопроводы должны быть оборудованы линиями и сооружениями технологической связи, обеспечивающими все требования систем управления технологическими процессами трубопроводного комплекса.

21.2 Технологическая связь газопроводов должна обеспечивать:

- магистральную связь центральной диспетчерской службы с диспетчерскими пунктами объединений (управлений) по добыче и транспортированию газа и газового конденсата;
- магистральную диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов объединений (управлений) по добыче и транспортированию газа и газового конденсата с диспетчерскими пунктами линейных производственных управлений магистральных газопроводов, КС, ГРС и ПХГ;
- диспетчерскую телефонную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений магистральных газопроводов с подчиненными им КС, ГРС, ремонтно-восстановительными и эксплуатационными службами газопровода, пунктами замера транспортируемого продукта, линейными ремонтными (обходчиками), а также с ПХГ и головными сооружениями промыслов;
- линейную связь диспетчерских пунктов линейно-производственных управлений магистральных газопроводов со специальными транспортными средствами и ремонтными бригадами, работающими на трассе газопровода;
- оперативно-производственную телефонную связь с управлениями магистральных газопроводов и объединениями (управлениями) по добыче и транспортированию газа и газового конденсата; объединений (управлений) с подчиненными им службами, а также смежных объединений (управлений) между собой;
- местную связь промышленных площадок и жилых поселков с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и других министерств и ведомств, для организации обслуживания вызовов экстренных оперативных служб;
- каналы связи для центральной и линейной телемеханики;
- каналы связи для автоматизированной системы управления.

П р и м е ч а н и е – Связь ГРС с потребителем газа осуществляется средствами местной телефонной связи, строительство которой выполняет потребитель газа. В состав строительства технологической связи газопровода средства местной телефонной связи не входят.

21.3 Проектирование линий технологической связи газопроводов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию линий связи, утвержденных в установленном порядке.

21.4 Магистральные линии технологической связи газопроводов следует предусматривать в виде кабельных и РРЛ, проходящих вдоль газопровода на всем его протяжении, с отводами к местам расположения трубопроводной арматуры и оборудования.

Соединительные линии связи следует предусматривать в виде кабельных и РРЛ.

Сеть местной связи промышленных площадок и жилых поселков надлежит предусматривать в виде кабельных или ВЛ.

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

ВЛ связи допускается предусматривать только в исключительных случаях.

21.5 Сооружения технологической связи газопроводов подразделяются на линейные и станционные.

К линейным сооружениям следует относить магистральные и соединительные линии связи, ВЛ связи и линии местных сетей промышленных площадок и жилых поселков, а также НУП.

К станционным сооружениям следует относить обслуживаемые узлы связи, РРС, базовые станции подвижной радиосвязи с антенно-фидерными системами и энергосооружениями.

21.6 Узлы связи газопроводов следует размещать, как правило, на территории служб газопровода в помещениях административно-технических зданий, в отдельных зданиях или блок-боксах. Антенно-мачтовые сооружения РРС и базовых станций подвижной радиосвязи допускается располагать на территории КС.

21.7 На газопроводах и КС, которые строят в несколько очередей, проектом магистральной линии технологической связи должны предусматриваться строительство и ввод станционных сооружений технологической связи также в несколько очередей по мере готовности помещений для узлов связи и энергоснабжения.

21.8 НУП кабельной пинии и промежуточные станции РРЛ технологической связи следует размещать вдоль газопровода в местах, обеспечивающих нормальную работу аппаратуры связи, удобство строительства и эксплуатации линии связи и по возможности приблизив их к линейным сооружениям (к запорной арматуре) газопровода в пределах допустимого отклонения длины усилительного участка от номинальной длины, обусловленной техническими параметрами применяемой аппаратуры.

21.9 Кабельные линии технологической связи следует предусматривать, как правило, с левой стороны газопровода по ходу продукта на расстоянии не менее 8 м от оси газопровода диаметром до 500 мм и не менее 9 м - диаметром свыше 500 мм.

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

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

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

При переоборудовании однокабельной технологической магистрали в двухкабельную второй кабель, как правило, прокладывается на расстоянии 3 м от существующего кабеля, при этом допускается приближать кабель на расстояние до 6 м от оси газопровода.

21.10 При удалении кабельной линии технологической связи от газопровода на расстояние свыше 10 м надлежит предусматривать устройство специальной грозозащиты кабеля.

21.11 При одновременном строительстве кабели линейной телемеханики следует прокладывать, как правило, в одной траншее с кабельной линией технологической связи и на расстоянии до 3 м от кабеля связи существующей кабельной линии. При этом допускается приближать кабель на расстояние до 6 м от оси газопровода.

21.12 Защиту кабельной линии технологической связи от электрохимической коррозии следует предусматривать совместно с защитой газопровода.

При удалении кабельной линии от газопровода на расстояние свыше 40 м необходимо применять самостоятельную защиту.

21.13 Типы кабелей следует применять в зависимости от типа грунта и условий прокладки.

21.14 Глубина прокладки кабеля связи в грунтах должна быть не менее:

I-IV группы - 0,9 м для медных кабелей, 1,2 м – для волоконно-оптических кабелей;

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

V группы и выше при наличии над скальной породой поверхностного растительного слоя различной мощности, а также в грунтах IV группы, разрабатываемых взрывным способом или отбойными молотками, при тех же условиях - 0,6 м при глубине траншеи 0,7 м с устройством постели из песчаных грунтов толщиной не менее 10 см и присыпки сверху кабеля толщиной 10 см. При этом заглубление в скальную породу не должно превышать 0,4 м при глубине траншеи 0,5 м.

П р и м е ч а н и е - Глубина прокладки кабеля связи на поливных и пахотных землях, виноградниках и подвижных песках должна устанавливаться с учетом обеспечения сохранности кабеля при проведении сельскохозяйственных работ и эрозии почвы.

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

- у всех подземных муфт кабеля;
- в местах отхода кабеля от газопровода к усилительным пунктам и на

ГОСТ
Проект
углах поворота трассы кабеля;

- при пересечении кабелем железных и автомобильных дорог, водных преград, продуктопроводов и водопроводов, ВЛ и кабельных ЛЭП и связи с обеих сторон от этих препятствий.

Указательные столбики не устанавливают в местах размещения КИП.

21.16 КИП, по возможности, следует предусматривать совмещенными для кабеля связи и газопровода.

НУП кабельной технологической линии связи следует предусматривать на расстоянии не менее 10 м от оси газопровода.

Дверь в наземную часть НУП надлежит предусматривать со стороны, противоположной газопроводу.

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

Угол пересечения кабеля с железными и автомобильными дорогами должен быть, как правило, 90° , но не менее 60° .

Кабель связи при пересечении с инженерными коммуникациями следует прокладывать в полиэтиленовых или асбестоцементных трубах на расстоянии между ними по вертикали в свету не менее:

- с газопроводами, нефтепроводами и нефтепродуктопроводами - 0,15 м;
- выше водопроводных и канализационных труб - 0,15 м;
- ниже тепловодных сетей - 0,15 м;
- с силовыми кабелями - 0,15 м;
- с другими кабелями связи - 0,1 м.

21.18 Границы подводного перехода кабеля определяются в соответствии с требованиями 14.2.1.3.

На подводных переходах газопроводов в одну нитку укладку кабеля связи следует предусматривать на расстоянии от оси газопровода в зависимости от инженерно-геологических и гидрологических условий, диаметра газопровода, а также принятой технологии производства работ по устройству подводной траншеи и укладке кабеля связи с учетом безопасности ведения работ, но не менее 10 м.

На подводных переходах в две нитки и более, а также на особо сложных однониточных переходах, где газопроводы укладываются в предварительно разработанные подводные траншеи, основной кабель связи следует прокладывать в траншее основной нитки газопровода, а резервный кабель - в траншее резервной нитки газопровода на расстоянии не менее 0,5 м от газопровода ниже по течению реки.

21.19 На пересечении автомобильных и железных дорог, где проектом предусмотрено устройство защитного кожуха газопровода, укладку кабеля следует предусматривать в стальных трубах (кожухах), размещенных внутри или приваренных снаружи защитного кожуха газопровода.

Для существующих газопроводов допускается прокладка кабеля связи в асбестоцементных трубах или полиэтиленовых трубах диаметром от 63 мм и более, размещенных на расстоянии от 8 до 9 м от защитного кожуха газопровода, с выводом концов труб по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

21.20 На пересечении кабелем связи автомобильных дорог, где проектом предусмотрен переход газопровода без защитного кожуха, прокладку кабеля связи следует предусматривать в асбестоцементных или полиэтиленовых трубах диаметром от 63 мм и более, размещенных на расстоянии от 8 до 9 м от оси газопровода, с выводом концов труб по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

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

21.22 РРЛ связи следует предусматривать для районов, где строительство кабельной линии связи затруднено и экономически нецелесообразно. Аппаратура РРЛ должна быть, как правило, автоматизированная, контейнерного типа, исключая строительство специальных зданий.

21.23 Система РРЛ газопроводов должна быть организована в комплексе с ультракоротковолновой радиосвязью, обеспечивающей устойчивую двустороннюю связь с линейными объектами газопровода и обслуживающим персоналом, находящимся на линии.

21.24 При проектировании РРЛ необходимо предусматривать полное использование источников питания, создаваемых для нужд газопровода, и существующих ЛЭП.

21.25 ВЛ технологической связи следует размещать, как правило, с левой стороны газопровода по ходу газа на расстоянии не менее 4.5 м от оси газопровода любого диаметра.

21.26 Электроснабжение оборудования технологической связи, обслуживающей газопровод, должно соответствовать действующим нормативным документам.

21.27 Помещения для оборудования технологической связи должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и пожаротушения в соответствии с НПБ 110-03 [10] (Российская Федерация).

21.28 Площадки размещения необслуживаемых пунктов РРЛ связи должны быть оборудованы периметральной охранной сигнализацией.

21.29 Переходы кабелей связи через реки, автомобильные и железные дороги и коммуникации могут осуществляться с применением технологии горизонтально - направленного бурения. При этом кабели прокладываются в кожухах из полиэтиленовых труб.

При пересечении магистральных газопроводов кабелями связи, прокладываемыми с применением ГНБ, необходимо выполнять следующие требования:

- зазор «в свету» по вертикали между нижней образующей газопровода и верхней образующей скважины перехода кабеля должен составлять не менее 3 м. Допускается уменьшение указанного расстояния при соответствующем обосновании проектными решениями;
- расстояния в плане от края кожуха до оси газопровода (в обе стороны) должно быть не менее 25 м;
- запрещается применение способа ГНБ на участках пересечения кабелей с газопроводами в зонах активных тектонических разломов, оползней, пучения грунта и селевых потоков.

21.30 Проектирование помещений для размещения оборудования технологической связи и соответствующих зданий, а также средств и систем местной связи на промплощадках осуществлять в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

22 Охрана окружающей среды

22.1 В проектах на строительство газопроводов необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды при сооружении газопроводов и последующей их эксплуатации.

22.2 Требования по охране окружающей среды следует включать в проект отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты.

22.3 Проектирование газопроводной системы должно выполняться в соответствии с требованиями российских стандартов, правил, нормативных актов в области охраны окружающей среды.

22.4 При подземной прокладке газопроводов необходимо предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы.

Для Российской Федерации рекультивация нарушенных земель производится на основании: земельного кодекса [1] и требований основных положений, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 23 февраля 1994г. №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы» [11].

22.5 Требования к гидравлическим испытаниям и рекультивации должны регламентироваться в проекте в виде самостоятельных подразделов.

22.6 С целью уменьшения негативного воздействия на земельные ресурсы все СМР проводятся исключительно в пределах полосы отвода при наличии всех необходимых и утвержденных разрешительных документов.

22.7 Требования к проектированию производственного экологического мониторинга (ПЭМ), а также организация и проведение ПЭМ при эксплуатации крановых узлов, узла приема-запуска очистного устройства, подводного перехода магистрального перехода должны соответствовать действующим нормативным документам.

ПЭМ при строительстве линейных объектов заключается в экологическом контроле выполнения природоохранных мероприятий на всех стадиях:

- контроль соблюдения технологии выполнения ремонтно-строительных работ;

ГОСТ
Проект

- контроль соответствия использования применяемыми строителями технических средств условиям обеспечения экологической безопасности окружающей среды;
- контроль соблюдения сроков СМР;
- контроль соответствия сертификатов поставки применяемых материалов.

23 Безопасные для здоровья человека условия пребывания и пользования зданиями и сооружениями магистрального газопровода

23.1 Сооружения и здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы при пребывании и проживании человека в зданиях или рабочих зонах сооружений магистрального газопровода не возникало вредного воздействия на человека в результате физических, биологических, химических, радиационных и иных воздействий.

23.2 Сооружения и здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы в процессе эксплуатации сооружений или зданий обеспечивались безопасные условия для пребывания и проживания человека в сооружениях и зданиях по следующим показателям:

- качество воздуха в производственных, жилых и иных помещениях зданий и сооружений и в рабочих зонах производственных зданий и сооружений;
- качество воды, используемой в качестве питьевой и для хозяйственно-бытовых нужд;
- инсоляция и солнцезащита помещений жилых, общественных и производственных зданий;
- естественное и искусственное освещение помещений;
- защита от шума в помещениях жилых и общественных зданий и в рабочих зонах производственных зданий и сооружений;
- микроклимат помещений;
- регулирование влажности на поверхности и внутри строительных конструкций;
- уровень вибрации в помещениях жилых и общественных зданий и уровень технологической вибрации в рабочих зонах производственных зданий и сооружений;
- уровень напряженности электромагнитного поля в помещениях жилых и общественных зданий и в рабочих зонах производственных зданий и сооружений, а также на прилегающих территориях;
- уровень ионизирующего излучения в помещениях жилых и общественных зданий и в рабочих зонах производственных зданий и сооружений, а также на прилегающих территориях.

23.3 Сооружения или здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены, а территория, необходимая для использования сооружений или зданий, должна быть благоустроена таким образом, чтобы в процессе эксплуатации сооружений или зданий отсутствовал недопустимый риск несчастных случаев и нанесения травм людям - пользователям зданиями и сооружениями в результате скольжения, падения, столкновения, ожога, поражения электрическим током и пр.

23.4 Жилые здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы обеспечивалась их доступность для инвалидов и других групп населения с ограниченными возможностями передвижения.

23.5 Для обеспечения выполнения санитарно-эпидемиологических требований в проектной документации сооружений и зданий магистрального газопровода с помещениями с постоянным пребыванием людей должно быть предусмотрено устройство систем водоснабжения, канализации, отопления, вентиляции, энергоснабжения.

23.6 В проектной документации сооружений и зданий магистрального газопровода должно быть предусмотрено оборудование зданий и сооружений системой вентиляции. В проектной документации сооружений и зданий магистрального газопровода может быть предусмотрено оборудование помещений системой кондиционирования воздуха. Системы вентиляции и кондиционирования воздуха должны обеспечивать подачу в помещения воздуха с содержанием вредных веществ, не превышающим предельно допустимых концентраций для таких помещений или для рабочей зоны производственных помещений.

23.7 В проектной документации сооружений и зданий магистрального газопровода с помещениями с пребыванием людей должны быть предусмотрены меры по:

- ограничению проникновения в помещения пыли, влаги, вредных и неприятно пахнущих веществ из атмосферного воздуха;
- обеспечению воздухообмена, достаточного для своевременного удаления вредных веществ из воздуха и поддержания химического состава воздуха в пропорциях, благоприятных для жизнедеятельности человека;

– предотвращению проникновения в помещения с постоянным пребыванием людей вредных и неприятно пахнущих веществ из газопроводов систем и устройств канализации, отопления, вентиляции, кондиционирования, из воздухопроводов и технологических газопроводов, а также выхлопных газов из встроенных автомобильных стоянок;

– предотвращению проникновения почвенных газов (радона, метана) в помещения, если в процессе инженерных изысканий обнаружено их наличие на территории, на которой будут осуществляться строительство и эксплуатация сооружений и зданий магистрального газопровода.

23.8 В проектной документации наружных и внутренних сетей снабжения сооружений и зданий магистрального газопровода водой, используемой в качестве питьевой и (или) для хозяйственно-бытовых нужд, должны быть предусмотрены меры по обеспечению подачи требуемого количества воды и предотвращению ее загрязнения.

23.9 Здания магистрального газопровода, предназначенные для проживания, должны быть спроектированы таким образом, чтобы в жилых помещениях была обеспечена достаточная продолжительность инсоляции или солнцезащита в целях создания безопасных условий проживания независимо от его срока.

24 Безопасность при строительстве, реконструкции и ликвидации зданий и сооружений магистрального газопровода

24.1 Строительно-монтажные работы следует проводить в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

24.2 При прокладке силовых кабелей и кабелей связи, пересекающих действующие газопроводы, на производство строительно-монтажных работ в охранной зоне необходимо разрешение организации, эксплуатирующей газопровод, и присутствие ее представителей при проведении работ. Прокладку кабелей следует производить, в основном, с использованием технологии горизонтально-направленного бурения.

24.3 На объектах МГ строительными работами повышенной опасности являются: газоопасные, огневые, земляные, работы на высоте, верхолазные, испытания газопроводов и оборудования, ремонт и обслуживание АВО и т.д.

24.4 К работам повышенной опасности допускают лиц, не имеющих медицинских противопоказаний к данному виду работ, прошедших специальное обучение приемам и методам работы, целевой инструктаж. Запрещено участвовать в выполнении работ повышенной опасности стажерам, ученикам, практикантам.

24.5 На проведение работ повышенной опасности оформляют разрешительные документы (наряд-допуск, разрешение), которые регистрируют в специальных журналах.

24.6 В разрешительных документах определяют место выполнения и содержание работ, условия их безопасного проведения, время начала и окончания работ, состав исполнителей и лиц, ответственных за безопасное выполнение работ. При необходимости к нему прилагают схемы расстановки постов и установки предупредительных и запрещающих знаков и т.д.

24.7 Запрещено одновременное проведение огневых и газоопасных работ в единой взрывоопасной зоне, за исключением случаев, когда газоопасная работа является подготовительной к проведению огневых работ.

24.8 Строительно-монтажные работы с оборудованием и системами во взрывоопасных помещениях проводят при постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляции.

24.9 Работы прекращают до устранения возникших в процессе производства работ опасных или вредных производственных факторов, не предусмотренных нарядом-допуском, или предусмотренных, но превысивших допустимый уровень (загазованность и т.п.).

24.10 Земляные работы на территории промышленных площадок КС, ГРС, ПХГ, в охранных зонах ЛЧ МГ относят к газоопасным.

24.11 Перед вскрытием подземных газопроводов и других коммуникаций их фактическое положение устанавливают ручным зондированием (шурфовкой) или инструментальными методами.

24.12 Запрещено устранять обнаруженную неисправность на оборудовании под давлением, на движущихся частях и горячих элементах оборудования.

24.13 Запрещено при работе оборудования и газопроводов находиться вне площадок обслуживания и мест, не предназначенных для прохода, без оформленного разрешения.

24.14 Подготовительные работы и сооружение переходов через естественные и искусственные препятствия следует выполнять специализированными строительно-монтажными подразделениями.

24.15 Ширина полосы отвода земель на время строительства магистральных газопроводов определяется проектом в соответствии с Нормами отвода земель для магистральных газопроводов.

24.16 При пересечении строящегося магистрального газопровода с подземными коммуникациями производство строительно-монтажных работ допускается при наличии разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителей.

24.17 При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций и сооружений, не значащихся в проектной документации, строительной организацией должны быть по согласованию с организацией, эксплуатирующей указанные коммуникации и сооружения, приняты меры к предохранению их от повреждений.

24.18 Для вывода газопровода из эксплуатации необходимо разработать документы по выводу трубопровода из эксплуатации и его ликвидации.

24.19 Трубопроводные системы, которые планируется вывести из эксплуатации, должны быть остановлены и отсоединены от других частей трубопроводной системы, остающихся в эксплуатации.

24.20 Предварительно должны быть выполнены следующие операции:

- отключение (перекрытие) газопровода;
- опорожнение газопровода;
- продувка.

24.21 Выведенные из эксплуатации газопроводы, за исключением подлежащих ликвидации, должны обслуживаться и на них должна поддерживаться катодная защита.

24.22 Выведенные из эксплуатации участки газопровода должны быть оставлены в безопасном состоянии до полной утилизации или использования по другому назначению.

25 Безопасность при эксплуатации магистрального газопровода

25.1 Безопасность здания или сооружения в процессе эксплуатации должна обеспечиваться посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения, а также посредством текущих ремонтов здания или сооружения.

25.2 Параметры и другие характеристики строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения в процессе эксплуатации здания или сооружения должны соответствовать требованиям проектной документации. Указанное соответствие должно поддерживаться посредством технического обслуживания и подтверждаться в ходе периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния основания, строительных конструкций и систем инженерно-технического обеспечения, проводимых в соответствии с действующим законодательством.

25.3 Эксплуатация зданий и сооружений должна быть организована таким образом, чтобы обеспечивалось соответствие зданий и сооружений требованиям энергетической эффективности зданий и сооружений и требованиям оснащённости зданий и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов в течение всего срока эксплуатации зданий и сооружений.

25.4 Для поддержания нормального эксплуатационного состояния зданий и сооружений:

- обеспечивают своевременное техническое обслуживание, включая диагностирование, и ремонт;
- поддерживают в исправном состоянии основное и аварийное освещение, системы вентиляции и отопления;
- следят за исправным состоянием теплозащитного покрытия газопроводов;
- поддерживают в работоспособном состоянии инженерные коммуникации.

25.5 Для обслуживания газопровода в проекте следует предусматривать сооружения для обеспечения проезда вдоль трассы. Необходимость устройства площадок для посадки вертолетов у линейных кранов обосновывается проектом. В труднодоступных районах, определяемых гидрогеологическими условиями, при прокладке в одном техническом коридоре двух и более магистральных газопроводов в проекте следует предусматривать вдольтрассовую дорогу круглогодичного действия или вертолетно-самолетное обслуживание (со строительством аэродромов).

25.6 В проектах КС должны предусматриваться технические решения и диагностические средства с учетом их наличия в составе оборудования, а также централизованных систем диагностического обслуживания.

25.7 Требования к проектированию производственного экологического мониторинга (ПЭМ), а также организация и проведение ПЭМ при эксплуатации крановых узлов, узла приема-запуска очистного устройства, подводного перехода магистрального перехода должны соответствовать действующим нормативным документам.

25.8 Эксплуатацию систем теплоснабжения, водоснабжения, канализации, вентиляции и газоснабжения зданий и сооружений МГ производят в соответствии с требованиями действующих стандартов в области промышленной безопасности.

25.9 Вывод из работы и передачу объектов МГ специализированным организациям для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ, а также организации контроля соблюдения условий, обеспечивающих безопасность выполнения этих работ, осуществляют эксплуатирующие организации.

25.10 Специализированные организации несут ответственность за выполнение требований безопасности на объектах МГ, выведенных из работы и переданных им для проведения ремонтно-профилактических, диагностических и других работ.

26 Энергетическая эффективность зданий и сооружений магистрального газопровода

26.1 Сооружения и здания магистрального газопровода должны быть спроектированы и построены таким образом, чтобы в процессе их эксплуатации обеспечивалось эффективное использование энергетических ресурсов и исключался нерациональный расход таких ресурсов.

26.2 В случае, если это предусмотрено в задании на проектирование, в проектной документации должны быть предусмотрены решения по отдельным элементам, строительным конструкциям зданий и сооружений магистрального газопровода, свойствам таких элементов и строительных конструкций, а также по используемым в зданиях и сооружениях устройствам, технологиям и материалам, позволяющие исключить нерациональный расход энергетических ресурсов в процессе эксплуатации зданий и сооружений магистрального газопровода.

26.3 В случае, если это предусмотрено в задании на проектирование, в проектной документации должно быть предусмотрено оснащение зданий и сооружений магистрального газопровода приборами учета используемых энергетических ресурсов.

27 Предупреждение действий, вводящих в заблуждение приобретателей зданий и сооружений магистрального газопровода

В целях предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей, в проектной документации здания или сооружения магистрального газопровода должна содержаться следующая информация:

- 1) идентификационные признаки здания или сооружения;
- 2) срок эксплуатации здания или сооружения и их частей;
- 3) показатели энергетической эффективности здания или сооружения;
- 4) степень огнестойкости здания или сооружения.

28 Оценка соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода

28.10 Оценка соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода осуществляется в форме:

- обязательной оценки соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода, а также связанных со зданиями и с сооружениями магистрального газопровода процессов проектирования (включая изыскания), строительства, монтажа, наладки и утилизации (сноса);
- обязательной оценки соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода, а также связанных со зданиями и с сооружениями магистрального газопровода процессов эксплуатации;
- добровольной оценки соответствия зданий и сооружений магистрального газопровода, а также связанных со зданиями и с сооружениями магистрального газопровода процессов проектирования (включая изыскания), строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и утилизации (сноса).

Приложение А (Рекомендуемое)

Методика определения толщин стенок штампованных и штампованных тройников

А.1 Условные обозначения

Все приведенные здесь условные обозначения (см. рис. А.1) относятся только к данному Приложению А.

- наружный диаметр основной (магистральной) трубы тройника;
- внутренний диаметр ответвления тройника, измеряемый в продольной плоскости симметрии на уровне образующей наружной поверхности основной трубы;
- наружный диаметр ответвления тройника;
- высота расчетной зоны усиления тройника;
- расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к магистрали тройника и материал тройника; определяется в соответствии с требованиями пунктов 17.2.1, 17.2.2;
- расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр присоединяемой трубы к ответвлению тройника и материал тройника; определяется в соответствии с требованиями пунктов 17.2.1, 17.2.2;
- расчетная толщина стенки основной трубы тройника;
- то же, ответвления;
- толщина стенки ответвления, измеряемая в продольной плоскости симметрии на расстоянии r от образующей наружной поверхности основной трубы;
- радиус закругления наружной поверхности сечения тройника в продольной плоскости симметрии;
- полудлина расчетной зоны усиления тройника.

А.2 Исходное условие прочности тройника

Условие прочности тройника, которое соответствует принципу замещения площадей, представляется в виде:

(А.1)

Входящие в неравенство (А.1) составляющие расчетной площади усиления тройника определяются на основании геометрических размеров рис. А.1 по формулам

;

(А.2)

а)

б)

Рисунок А.1 - Сечение тройника продольной плоскостью симметрии (фрагмент):
а) при б) при

;

(А.3)

;

(А.4)

,

(А.5)

в которых коэффициент и геометрические размеры и находятся из выражений:

при 0.15;

$$\text{при } 0.15 \leq \eta \leq 0.60; \quad (\text{A.6})$$

$$\text{при } \eta \leq 0.60; \quad (\text{A.7})$$

$$; \quad (\text{A.8})$$

$$, \quad (\text{A.9})$$

$$, \quad (\text{A.10})$$

$$, \quad (\text{A.11})$$

$$. \quad (\text{A.12})$$

где

- коэффициент несущей способности тройника;

, - коэффициенты, значения которых следует принимать в зависимости от конкретной технологии изготовления тройников.

Для предварительных расчетов допускается принимать значения коэффициентов , равными $\eta = 0.8$, $\eta = 0.7$.

Значения радиуса закругления могут находиться в следующих пределах:

$$r = \min \{ 0.05 d; 38 \text{ мм} \}; \quad (\text{A.13})$$

$$r = 0.10 d + 13 \text{ мм}. \quad (\text{A.14})$$

Для предварительных расчетов величина r может быть принята равной:

$$r = 0.075 d + 7 \text{ мм}. \quad (\text{A.15})$$

A.3 Определение коэффициента несущей способности тройника

Коэффициент несущей способности тройника определяется из приближенного равенства, полученного на основании выражений (A.1) - (A.15) и допущения о том, что расчетные толщины стенок и пропорциональны соответствующим диаметрам

$$\eta = \frac{t}{d}; \quad (\text{A.16})$$

. (A.17)

Равенство (A.17) является нелинейным относительно искомого неизвестного η . Решение следует выполнять методом последовательных приближений, задаваясь каким-либо значением $\eta > 1$ и проверяя выполнение условия (A.17). В качестве конечного значения η следует принять минимальное значение (при заданной точности вычислений), при котором удовлетворяется условие (A.17).

A.4 Расчетные и номинальные толщины магистрали и ответвления тройника

Расчетная толщина магистрали тройника находится по формуле (A.10), а расчетная толщина ответвления - по формуле (A.12).

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с пунктом 17.2.10.

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается выполнять расчет по уравнению (A.17) при конкретных значениях радиуса закругления , полудлины и высоты , указанных в Технических условиях предприятия - изготовителя. При этом принятые в расчете значения и не должны превышать значений, получаемых из выражений (A.7) и (A.8) соответственно.

2 Допускается конструкция тройника без удлинительного кольца при условии, что высота удовлетворяет требованиям прочности тройника.

3 При решении уравнения (A.17) в качестве расчетных диаметров тройника принимать диаметры присоединяемых труб к магистрали и ответвлению тройника соответственно.

4 Высота выдавленной части ответвления тройника должна быть не менее величины ;

5 Фактическая длина тройника не должна быть менее величины .

Приложение Б
(рекомендуемое)

**Определение толщин стенок сварных тройников
без усиливающих элементов**

Б.1 Условные обозначения

Все приведенные здесь условные обозначения (см. рис. Б.1) относятся только к данному Приложению Б.

- D - наружный диаметр основной трубы (магистральной) тройника;
- d - наружный диаметр ответвления тройника;
- d_i - внутренний диаметр ответвления тройника;
- L - высота расчетной зоны усиления тройника в направлении ответвления;
- t - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал магистральной трубы;
- t - расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр и материал ответвления тройника;
- T - расчетная толщина стенки магистральной трубы;
- T - то же, ответвления;
- нормативный предел текучести материала магистральной трубы;
- то же, ответвления тройника.

Б.2 Исходное условие прочности тройника

(Б.1)

Расчетная площадь усиления тройника и входящие в неравенство (Б.1) составляющие и показаны на рисунке Б.1 и определяются по формулам

(Б.2)

(Б.3)

(Б.4)

(Б.5)

(Б.6)

где , - предварительные значения расчетных толщин стенок, соответственно, магистральной и ответвления тройника.

Б.3 Основные допущения при решении неравенства (Б.1):

(Б.7)

(Б.8)

где - коэффициент несущей способности тройника.

Рисунок Б.1 – Схема для расчета сварного тройника
(сечение продольной плоскостью симметрии – фрагмент)

Б.4 Определение коэффициента несущей способности тройника

Коэффициент несущей способности тройника находится из решения квадратного уравнения относительно β , получаемого при подстановке в равенство (Б.1) выражений для составляющих (Б.2) - (Б.4) при учете зависимостей (Б.5) – (Б.8):

$$\beta^2 + \beta \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) + \left(\frac{\sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) = 0 \quad (\text{Б.9})$$

$$\beta = \frac{-\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \pm \sqrt{\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)}}{2} \quad (\text{Б.10})$$

$$\beta = \frac{-\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)}}{2} \quad (\text{Б.11})$$

$$\beta = \frac{-\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)}}{2} \quad (\text{Б.12})$$

Расчетная толщина магистрали тройника определяется для условной прямой трубы, имеющей диаметр D и материал магистрали тройника, в соответствии с требованиями 17.2.1 17.2.4.

Расчетная толщина ответвления тройника определяется для условной прямой трубы, имеющей диаметр d и материал ответвления тройника, в соответствии с требованиями 17.2.1 17.2.4.

П р и м е ч а н и е – Расчетная толщина стенки ответвления тройника должна составлять не менее 6 мм.

В результате получается решение для коэффициента несущей способности тройника в виде:

$$\beta = \frac{-\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) + \sqrt{\left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)^2 - 4 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right) \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}}}{\sigma_{\text{д}} \cdot S_{\text{д}}} \right)}}{2} \quad (\text{Б.13})$$

Б.5 Расчетные и номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника

Расчетные толщины стенок магистрали и ответвления тройника получаются из выражений:

$$t_{\text{д}} = \frac{D \cdot \sigma_{\text{д}}}{2 \cdot \sigma_{\text{н}}} \cdot \beta \quad (\text{Б.14})$$

$$t_{\text{н}} = \frac{d \cdot \sigma_{\text{н}}}{2 \cdot \sigma_{\text{д}}} \cdot \beta \quad (\text{Б.15})$$

Номинальные толщины стенок магистрали и ответвления тройника устанавливаются в соответствии с 17.2.10.

Приложение В
(рекомендуемое)

**Определение расчетного радиуса кривизны участка подземного
газопровода**

В.1 Данная методика определения расчетного радиуса кривизны подземного газопровода предназначена для применения при оценке общей устойчивости участка магистрального газопровода с выпуклыми углами поворота трассы в вертикальной плоскости.

В.2 Расчетный радиус кривизны является характеристикой начального изгиба заглубленного в грунт газопровода. Под расчетным радиусом понимается минимальный радиус кривизны оси трубы, если изгиб имеет место на всей длине волны выпучивания, что обычно наблюдается при свободном (упругом) изгибе газопровода. Таким образом, если длина хорды кривой больше или равна критической длине волны выпучивания, то в качестве расчетного радиуса принимается фактический радиус кривизны оси трубы, т. е.

$$\text{при } \dots, \quad (\text{В.1})$$

где l_c - критическая длина волны выпучивания, м;

r_{\min} - минимальный радиус кривизны оси газопровода, м;

α - угол поворота оси трассы газопровода, градусы.

В.3 Поворот газопроводов может выполняться с применением отводов (колен) машинного гнутья или заводских отводов с радиусом кривизны оси не менее $5D$ (см. рис. В1). В этом случае, обычно, условие (В.1) не соблюдается, т. е. перемещение газопровода происходит на длине, включающей и примыкающие к отводам первоначально прямолинейные участки. Зная длину волны выпучивания, расчетный радиус определяют как радиус кривой, проходящей через начало и конец волны выпучивания и вершину угла поворота.

В.4 Так как длина волны выпучивания зависит от расчетного радиуса кривизны оси, то решение выполняется методом последовательных приближений. Вначале задаются возможной длиной волны выпучивания, примерно (40 - 70) .

В.5 В зависимости от схемы угла поворота трассы (см. рис. В1) в первом приближении определяется расчетный радиус .

Рисунок В1 – Расчетная схема вертикальных выпуклых углов поворота

В.5.1 Схема а) рисунка В1

Считается, что угол поворота трассы $\alpha \leq 9^\circ$, длина хорды кривой l_c менее длины волны выпучивания и длина каждого из прямолинейных примыкающих участков l_1 такова, что выполняется неравенство

$$\dots \quad (\text{В.2})$$

Расчетный радиус кривизны вычисляют по формуле

$$\dots \quad (\text{В.3})$$

где l_c - расчетная (критическая) длина волны выпучивания, м;

- угол поворота газопровода в вертикальной плоскости, градусы;
- радиус кривизны оси (кривой), м.

В.5.2 Схема б) рисунка В1

Расчетный участок состоит из двух кривых вставок с углами поворота α и β и прямолинейного участка между ними, причем каждый из углов менее 9° . Также выполняется неравенство

$$R \geq \frac{D}{2} \quad (B.4)$$

Расчетный радиус кривизны определяется по формуле

$$R = \frac{D}{2 \sin \alpha} \quad (B.5)$$

В.5.3 Схема в) рисунка В1

Расчетный участок состоит из одного угла поворота, выполненного с помощью колен радиусом не менее $5D$. Расчетный радиус кривизны определяется по формуле

$$R = 5D \quad (B.6)$$

В.5.4 Схема г) рисунка В1

Расчетный участок состоит из двух углов поворота, выполненных с помощью колен (α, β) . Расчетный радиус кривизны определяется по формуле

$$R = \frac{D}{2 \sin \alpha} \quad (B.7)$$

В.5.5 Схема д) рисунка В1

Расчетный участок представляет собой кривую угла поворота, замененную ломаной линией с одинаковыми углами, образованными коленами с радиусом кривизны R и углами $\alpha = (3 - 6)^\circ$, и с равными расстояниями между ними. Расчетный радиус кривизны определяется по формуле

$$R = \frac{D}{2 \sin \alpha} \quad (B.8)$$

В.6 Определив расчетный радиус кривизны для выбранной рассматриваемой схемы поворота оси газопровода по одной из приведенных формул (B.3), (B.5) – (B.8), далее определяется расчетная длина волны выпучивания по формуле

$$L = \frac{EI}{W} \quad (B.9)$$

- где
- изгибная жесткость сечения газопровода, $MH \cdot m^2$;
 - предельное погонное сопротивление перемещениям газопровода вверх, MH/m ;
 - расчетный радиус кривизны оси газопровода, м.

В.7 Во втором приближении длина волны выпучивания принимается как среднее значение между предшествующим и вычисленным значениями.

Таким образом, в результате нескольких приближений определяется расчетный радиус кривизны R .

Приложение Г (рекомендуемое)

Критерии сейсмостойкого проектирования газопроводов

Г.1 Периоды повторяемости проектного и максимального расчетного землетрясений следует принять следующими:

- для ПЗ: 200 лет;
- для МРЗ: 1000 лет.

Г.2 Для оценки сейсмостойкости газопровода должны быть проведены расчеты, аналогичные расчетам при НУЭ с учетом сейсмических воздействий, а также выполнены проверки в соответствии критериальными требованиями, соответствующими различным видам отказов газопровода при землетрясениях.

Г.3 Рассматриваются следующие виды предельных состояний газопровода:

- разрыв газопровода;
- местная потеря устойчивости стенки газопровода;
- гофрообразование по телу трубы;
- образование трещин в кольцевых и продольных сварных швах, зонах термического влияния, по телу трубы;
- общая потеря устойчивости газопровода.

Г.4 Разрыв газопровода связан, как правило, с действием внутреннего давления, когда происходит раскрытие стенки трубопровода под действием кольцевых напряжений.

Г.5 Для исключения разрывов необходимо ограничивать уровень кольцевых напряжений по отношению как к пределу текучести, так и пределу прочности материала труб (указанные ограничения выполняются требованиями подраздела 17.3). Увеличивать толщину стенки трубы следует лишь в случае, если невозможны другие пути снижения напряжений до уровня допустимых.

Г.6 Местная потеря устойчивости стенки газопровода (местное смятие) происходит при общем изгибе газопровода в зоне действия сжимающих продольных напряжений.

Г.7 Для предотвращения местного смятия необходимо ограничивать уровень изгибных деформаций в сечении газопровода. Должны выполняться следующие условия ограничения как относительных, так и абсолютных значений изгибных деформаций:

- на стадии ПЗ:
 $0,90;$ (Г.1)
- на стадии МРЗ:
 $0,04 (4%),$ (Г.2)

где - общая изгибная деформация;

- деформация, соответствующая максимуму на диаграмме «изгибающий момент – изгибная деформация».

ГОСТ
Проект

Г.8 Гофрообразование происходит при высоких уровнях осевых деформаций сжатия.

Г.9 Для предотвращения гофрообразования необходимо нормировать уровни осевых деформаций сжатия в газопроводе:

(Г.3)

где ϵ - осевая деформация сжатия;

$\epsilon_{\text{гофро}}$ - осевая деформация сжатия, при которой начинается гофрообразование;

$\epsilon_{\text{доп}}$ - относительная допустимая осевая деформация сжатия, которая принимается равной:

- 0,80 - для стадии ПЗ;

- - для стадии МРЗ.

Г.10 Осевая деформация сжатия ϵ , при которой начинается гофрообразование, представляет собой деформацию, соответствующую точке начала потери устойчивости (точке максимума диаграммы «продольная сжимающая сила – осевая деформация»). Эту диаграмму необходимо рассчитывать с учетом нелинейного поведения материала трубы и при учете всех нагрузок (осевых, изгибных, внутреннего давления), действующих на газопровод в рассматриваемом варианте расчета.

Г.11 Образование трещин в кольцевых сварных швах происходит при высоких уровнях осевых деформаций растяжения.

Г.12 Для исключения данного вида отказа требуется обеспечение достаточно высокого относительного (в сравнении с основным материалом труб) уровня предела текучести материала сварного шва (условие является одинаковым как для стадии ПЗ, так и для стадии МРЗ), а также ограничение абсолютных продольных деформаций растяжения в газопроводе:

$$\epsilon \geq 1,10, \quad (\text{Г.4})$$

$$\epsilon \leq \epsilon_{\text{доп}}, \quad (\text{Г.5})$$

где $\sigma_{\text{т}}$ - минимальный нормативный предел текучести основного металла трубы;

$\sigma_{\text{ш}}$ - минимальный предел текучести материала сварного шва/ ЗТВ;

$\epsilon_{\text{доп}}$ - деформация растяжения в сечении газопровода;

$\epsilon_{\text{доп}}$ – то же, допустимая, которая принимается равной:

- 0,02 (2%) – для стадии ПЗ;

- 0,04 (4%) – для стадии МРЗ.

Г.14 Общая потеря устойчивости газопровода в вертикальной плоскости происходит при действии значительных сжимающих осевых усилий и недостаточной балластировке.

Г.15 Для обеспечения общей устойчивости газопровода при сейсмических воздействиях необходимо нормировать величину заглубления газопровода с достаточным запасом по отношению к глубине, рассчитанной при НУЭ. Данное условие должно соблюдаться только для стадии ПЗ:

$$h \geq 1,10, \quad (\text{Г.6})$$

где h – требуемая величина заглубления (засыпки) газопровода (от поверхности земли до верха газопровода);

$h_{\text{расч}}$ – расчетная величина заглубления, обеспечивающая общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ.

Г.16 Расчетную величину заглубления , обеспечивающую общую устойчивость газопровода на стадии НУЭ, необходимо рассчитывать с учетом диаграмм взаимодействия трубопровода с грунтом, физической нелинейности материала труб и возможной выпуклости участков газопровода в вертикальной плоскости.

Г.17 Методы определения общей изгибной деформации, осевой деформации сжатия, деформаций растяжения в сечении газопровода должны базироваться на применении моделей МКЭ, учитывающих упруго – пластические деформации материала труб (физическую нелинейность), а также геометрическую нелинейность в поведении системы «трубопровод - грунт» при сейсмических воздействиях.

Приложение Д

(рекомендуемое)

Классификация сварочных материалов различного назначения в зависимости от класса прочности металла труб

Т а б л и ц а Д.1 – Покрытые электроды для ручной дуговой сварки

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация электродов по:	
		ГОСТ 9467	AWS A.5.1 [12] AWS A.5.5 [13]
Для сварки корневого шва кольцевых стыковых соединений труб	До К60 включ.	Э46А-Ц; Э50А-Ц	Е 6010; Е 7010
Для сварки «горячего прохода» кольцевых стыковых соединений труб	Св. К60 до К65 включ. До К54 включ.	Э50А-Ц Э46А-Ц; 50А-Ц	Е 7010 Е 6010; Е 7010
	Св. К54 до К60 Св. К60 до К65 включ. До К60 включ.	Э50А-Ц Э55-Ц Э50А-Б	Е 7010 Е 8010 Е 7016
Для сварки корневого, подварочного слоев шва кольцевых стыковых соединений труб	Св. К60 до К65 включ. До К54 включ.	Э55-Б; Э60 Э50А-Б; Э55-Б	Е 8018; Е 9016 Е 7016, Е 7018; Е 8018
Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва кольцевых и продольных стыковых, угловых, нахлесточных соединений труб	Св. К54 до К60 включ.	Э60-Б	Е 8018; Е 9018
	Св. К60 до К65 включ.	Э70-Б	Е 9018; Е 10018

Т а б л и ц а Д.2 – Сварочные проволоки и флюсы для автоматической сварки под флюсом

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация проволок по:	
		ГОСТ 2246	AWS A.5.23 [14]

Для сварки
поворотных
кольцевых и
продольных
стыковых
соединений труб

До К54 включ.

Легированная

F 8 A 0 E 12; F 7 A 4 EM 12K

Св. К54 до К60 включ.

Легированная

F 8 A 0 E A1; F 8 A6 E Ni5;
F 8 A5 – EG; F 9 A 2 E A2

Св. К60 до К65 включ.

Легированная

F 10 A 4 EA 3; F 10 A 4 EM 2

ГОСТ

Проект

Т а б л и ц а Д.3 - Сварочные проволоки сплошного сечения для сварки в защитных газах

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация проволок по:	
		ГОСТ 2246	AWS A.5.18 [15] AWS A.5.28 [16]
Для автоматической сварки технологического продольного шва труб; механизированной сварки корневого слоя шва и автоматической сварки «горячего прохода» неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в углекислом газе	До К65 включ.	Легированная	ER 70 S-6; ER 70 S-X
	До К54 включ.	Легированная	ER 70 S-6; ER 70 S-G
	Св. К54 до К60 включ.	Легированная	ER 70 S-6; ER 70 S-G; ER 80 S-G
Для автоматической сварки всех слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в смесях защитных газов	Св. К60 до К65 включ.	Легированная	ER 70 S-G; ER 90 S-G; ER100 S-G

Т а б л и ц а Д.4 – Порошковые проволоки для сварки в защитных газах

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация проволок по:	
		ГОСТ 26271	AWS A5.20 [17] AWS A5.29 [18]
Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов в смесях защитных газов	До К54 включ.	ПГ 44-A2B	E 71TX-XM
	Св. К54 до К60 включ.	ПГ 49-A4У ПГ 49-A2B; ПГ 54-A5B	E 71TX-XM; E 81TX-XM
	Св. К60 до К65 включ.	ПГ 59-A5B	E 91TX-XM; E 101TX-XM

Т а б л и ц а Д.5 – Самозащитные порошковые проволоки

Назначение	Класс прочности металла труб	Типы (классификация) проволок по:	
		ГОСТ 26271	AWS A5.29 [18]
Для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов	До K54 включ.	ПС 44-2В	E 71T
	Св. K54 до K60 включ.	ПС 49-2В; ПС 54-A5B	E 71T ; E 81T
	Св. K60 до K65 включ.	ПС 59-5В	E 91T; E 101T

ГОСТ

Проект

Т а б л и ц а Д.6 – Сварочные проволоки для аргонодуговой сварки

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация проволок по:
		ГОСТ 2246
Для сварки неповоротных кольцевых стыковых соединений газопроводов	До К54 включ.	Легированная

Для сварки угловых соединений газопроводов

До К54 включ. с трубами до К65 включ.

Т а б л и ц а Д.7 – Сварочные проволоки для газовой сварки

Назначение	Класс прочности металла труб	Классификация проволок по:
		ГОСТ 2246
Для сварки неповоротных кольцевых стыковых и угловых соединений газопроводов	До К54 включ.	Низкоуглеродистая, легированная

автоматическими установками
пожаротушения и автоматической
пожарной сигнализацией

[11] Постановление Правительства РФ от 23 февраля 1994г. №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»

[12] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.1/A5.1M:2004

Спецификация для покрытых электродов из углеродистой стали для ручной дуговой сварки
(Specification for carbon steel electrodes for shielded metal arc welding)

[13] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.5/A5.5M:2006

Спецификация для покрытых электродов из низколегированной стали для ручной дуговой сварки
(Specification for low-alloy steel electrodes for shielded metal arc welding)

[14] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.23/A5.23M:2007

Спецификация для электродной проволоки из низколегированной стали и флюсов для дуговой сварки под флюсом
(Specification for low-alloy steel electrodes and fluxes for submerged arc welding)

[15] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.18/A5.18M:2005

Спецификация для электродной проволоки и прутков из углеродистой стали для дуговой сварки в защитных газах
(Specification for carbon steel electrodes and rods for gas-shielded arc welding)

[16] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.28/A5.28M:2005

Спецификация для электродной проволоки и прутков из низколегированной стали для дуговой сварки в защитных газах
(Specification for low-alloy steel electrodes

and rods for gas-shielded arc welding)

- [17] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.20/A5.20M:2005
Электроды из углеродистой стали для дуговой сварки порошковой проволокой
(Carbon steel electrodes for flux cored arc welding)
- [18] Стандарт американского общества по сварке
AWS A5.29/A5.29M:2010
Спецификация для электродов из низколегированной стали для дуговой сварки порошковой проволокой
(Specification for low-alloy steel electrodes from low-alloyed steel for flux cored arc welding)
- [19] Строительные нормы и правила Российской Федерации
СНиП 2.05.02-85
Автомобильные дороги
- [20] Строительные нормы и правила Российской Федерации
СНиП 2.01.07-85
Нагрузки и воздействия

Ключевые слова: магистральный газопровод, нагрузка, воздействие, давление, прочность, труба, толщина стенки, соединительные детали