

Система нормативных документов в строительстве

СВОДЫ ПРАВИЛ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---

## **МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ**

**СНиП 2.05.06-2010**

(Первая редакция)

Актуализированная редакция  
СНиП 2.05.06-85\*

Москва  
2010

## **Предисловие**

1. Разработан (актуализирован) Открытым Акционерным Обществом «Инжиниринговая нефтегазовая компания – Всероссийский научно-исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов, объектов ТЭК (ОАО ВНИИСТ)
2. Внесен
3. Утвержден и введен в действие
4. Взамен СНиП 2.05.06-85\*

## Содержание

Введение .....	
1 Область применения .....	
2 Нормативные ссылки .....	
3 Термины и определения .....	
4 Обозначения и сокращения .....	
5 Общие положения .....	
6 Классификация и категории магистральных трубопроводов .....	
7 Основные требования к трассе трубопроводов .....	
8 Конструктивные требования к трубопроводам .....	
9 Подземная прокладка трубопроводов .....	
10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия ..	
11 Надземная прокладка трубопроводов .....	
12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость .....	
13 Охрана окружающей среды .....	
14 Защита трубопровода от коррозии .....	
15 Линии технологической связи трубопроводов .....	
16 Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов .....	
17 Материалы и изделия .....	
Приложение А (рекомендуемое) Определение коэффициента несущей способности тройников .....	
Приложение Б (рекомендуемое) Технические требования к материалам .....	
Приложение В (рекомендуемое) Рекомендуемые материалы .....	
Библиография .....	

## **Введение**

Настоящий Свод Правил, разработанный на основе актуализации (переработки) СНиП 2.05.06-85\*, содержит, согласно Закона РФ от 30.12.09 г. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» и Распоряжения Правительства Российской Федерации от 21.06.10 г. №1047-р, обязательные и принимаемые на добровольной основе требования по проектированию магистральных трубопроводов.

Свод Правил устанавливает такие технические решения прокладки магистральных трубопроводов, чтобы в процессе строительства и эксплуатации не возникло угрозы причинения вреда жизни и здоровью людей, имуществу физических и юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни и здоровью животных и растений.

Разделы и пункты свода Правил, номера которых набраны прямым шрифтом являются обязательными, набранные курсивом – добровольными.

## 1 Область применения

Настоящий Свод Правил распространяется на проектирование и строительство новых, расширяемых и реконструируемых стальных магистральных трубопроводов и ответвлений от них номинальным диаметром до  $DN\ 1400$  включительно с избыточным давлением среды свыше 1,2 МПа до 10 МПа включительно при одиночной их прокладке и прокладке в технических коридорах для транспортирования:

а) нефти, нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и стабильного бензина), природного, нефтяного и искусственного углеводородных газов из районов их добычи (от промыслов), производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива, газораспределительных станций, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и портов);

б) сжиженных углеводородных газов (фракций  $C_3$  и  $C_4$  и их смесей), нестабильного бензина и конденсата нефтяного газа и других сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 40 °С не свыше 1,6 МПа из районов их добычи (промыслов) или производства (от головных перекачивающих насосных станций) до места потребления;

в) товарной продукции в пределах КС, НПС, СПХГ, ДКС, ГРС, ГИС и СОГ;

г) импульсного, топливного и пускового газа для КС, ГРС, ГИС и ПРГ.

В состав магистральных трубопроводов входят:

трубопровод (от места выхода с промысла подготовленной к дальнему транспорту товарной продукции) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения КС, НПС, ГИС, ПРГ, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола;

установки ЭХЗ, линии и сооружения технологической связи, средства телемеханики трубопроводов;

линии электропередачи, предназначенные для обслуживания трубопроводов и устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками ЭХЗ;

противопожарные средства, противэрозионные и защитные сооружения трубопроводов;

емкости для хранения и разгазирования конденсата, земляные амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов, конденсата и сжиженных углеводородов;

здания и сооружения линейной службы эксплуатации трубопроводов;

постоянные дороги и вертолетные площадки, расположенные вдоль трассы трубопровода, и подъезды к ним, опознавательные и сигнальные знаки местонахождения трубопроводов;

головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки, КС и ГРС;

СПХГ;

пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;

указатели и предупредительные знаки.

Настоящие нормы не распространяются на проектирование трубопроводов, прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов, в морских акваториях и на промыслах, а также трубопроводов, предназначенных для транспортирования газа, нефти, нефтепродуктов и сжиженных углеводородных газов, оказывающих коррозионные воздействия на металл труб или охлажденных до температуры ниже минус 40 °С.

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

К стабильному конденсату и бензину следует относить углеводороды и их смеси, имеющие при температуре плюс 20 °С упругость насыщенных паров менее 0,2 МПа (абс).

Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 20 °С свыше 0,2 МПа - сжиженных углеводородных газов, нестабильного бензина и нестабильного конденсата и других сжиженных углеводородов - следует осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 16.

Проектирование зданий и сооружений, в том числе инженерных коммуникаций, расположенных на площадках компрессорных, нефтеперекачивающих и газораспределительных станций, станций подземного хранения газа и дожимных компрессорных станций, следует выполнять в соответствии с требованиями нормативных документов по проектированию соответствующих зданий и сооружений, утвержденных в установленном порядке, с учетом требований настоящих норм.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем Своде Правил использованы ссылки на следующие нормативы:

ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.401-91 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Общие требования и методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию климатических факторов

ГОСТ 9.407-80 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Метод оценки внешнего вида.

ГОСТ 9.409-88 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Методы ускоренных испытаний на стойкость к воздействию нефтепродуктов

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

ГОСТ 3845-75 Трубы металлические. Метод испытания гидравлическим давлением

ГОСТ 4765-73 Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности при ударе.

ГОСТ 6996-66\* Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования

ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент

ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования

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

ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент

ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах

ГОСТ 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов

ГОСТ 9567-75 Трубы стальные прецезионные. Сортамент

ГОСТ 12821-80 Фланцы стальные приварные встык на  $P_y$  от 0,1 до 20 МПа (от 1 до 200 кгс/см кв.) Конструкция и размеры

ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения, транспортировки в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 16350-80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей

ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия

ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация

ГОСТ 27037-86 Материалы лакокрасочные. Метод определения устойчивости к воздействию переменных температур

ГОСТ 30244-94 Материалы строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 30732-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия

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

ГОСТ Р 51694-2000 Материалы лакокрасочные. Определение толщины покрытия

ГОСТ Р 52079-2003 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия

ГОСТ Р 52568-2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия

СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах

СНиП 2.01.51-90 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны

СНиП 2.02.01-83\* Основания зданий и сооружений

СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты

СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах

СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии

СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения

СНиП 32-01-95 Железные дороги колеи 1520 мм

СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

СНиП II-7-81\* Строительство в сейсмических районах

СНиП II-23-81\* Стальные конструкции

СНиП II-89-80\* Генеральные планы промышленных предприятий

СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы

СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов

ПУЭ Правила устройства электроустановок Издание 7, 1999 г.

ВСН 53-96 Инструкция по применению термоусаживающихся муфт и лент для изоляции стыков труб

ISO 2409 -1992 Лаки и краски. Определение адгезии методом решетчатых надрезов

ISO 3248 -98 Лаки и краски. Определение стойкости покрытия к повышенной температуре.

ISO 4624 – 2002 Краски и лаки. Определение адгезии методом отрыва.

ISO 6270-1 Краски и лаки. Определение влагостойкости. Часть 1. Постоянная конденсация.

ISO 11507- 2007 Краски и лаки. Воздействие искусственных атмосферных условий на покрытия. Воздействие люминесцентных ламп ультрафиолетового излучения и воды

ISO 12944-6:1998 Краски и лаки. Коррозионная защита стальных конструкций при помощи систем защитных красок. Часть 6: Лабораторные методы испытания эксплуатационных качеств

ASTM G 6– 1998 Абразивостойкость покрытий трубопроводов  
ASTM D 3359- 95 Определение адгезии липкой лентой.

**Примечание** - При пользовании настоящими нормами и правилами целесообразно проверить действие ссылочных нормативов на территории Республики Казахстан. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими нормами и правилами следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящем своде правил применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 анодное глубинное заземление:** Вертикальное анодное заземление, устанавливаемое в скважине, глубиной более 5 м.

**3.2 анодное заземление:** Устройство, обеспечивающее отвод защитного тока в землю.

**3.3 анодное протяженное заземление:** Малорастворимый токоотдающий электрод, конструктивно аналогичный кабелю.

**3.4 балластировка трубопровода:** Установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы.

**3.5 блуждающие токи:** Токи в земле, возникающие вследствие работы посторонних (по отношению к токам электрохимически защищаемого объекта) источников тока постоянного или переменного напряжения (электрифицированный транспорт, сварочные агрегаты, устройства электрохимической защиты посторонних сооружений и пр.).

**3.6 бровка траншеи:** Линия пересечения стенки траншеи с поверхностью земли.

**3.7 буримость горной породы:** Сопротивление горной породы проникновению в нее вращательного породоразрушающего инструмента.

**3.8 вывод катодный:** Устройство, обеспечивающее электрический контакт металлической стенки нефтепровода и средства измерения, расположенного на поверхности земли.

**3.9 заглубление трубопровода:** Расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта, - расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

**3.10 запорная арматура:** Равнопроходные краны и задвижки, устанавливаемые на трубопроводах, отдельных его участках и ответвлениях.

**3.11 зона защитная:** Участок трубопровода, защищаемый установкой ЭХЗ, на котором обеспечены защитные потенциалы.

**3.12 защитное покрытие:** Конструкция, изолирующая наружную или внутреннюю поверхность трубопровода от внешней или внутренней среды.

**3.13 защитный потенциал:** Катодный потенциал, обеспечивающий торможение коррозионного процесса.

**3.14 земляной амбар:** Котлован с изоляционным покрытием стен и дна для обеспечения сохранности сливаемой в него нефти.

**3.15 изолирующее соединение:** Вставка между двумя участками трубопровода, обеспечивающая требуемое электрическое сопротивление между ними.

**3.16 испытание на прочность:** Испытание статическим внутренним давлением с целью подтверждения конструкционной целостности трубопровода.

**3.17 испытательное давление:** Максимальное давление, которому подвергается данная точка трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течении требуемого времени выдержки.



**3.18 категория трубопровода (участка):** Характеристика трубопровода (участка), определяющая требования к его прочности и величине испытательного давления.

**3.19 катодная защита:** Торможение скорости коррозионного процесса посредством сдвига потенциала оголенных участков трубопровода в сторону более отрицательных значений, чем потенциал свободной коррозии этих участков.

**3.20 катодная станция (катодный преобразователь):** Источник постоянного тока или устройство, преобразующее переменный ток в постоянный ток.

**3.21 компенсатор:** Специальная конструкция или участок трубопровода заданной кривизны, предназначенный для устранения влияния продольных напряжений, возникающих в трубах под действием внешних нагрузок, внутреннего давления и изменения, как внешней температуры, так и температуры перекачиваемого продукта.

**3.22 лупинг:** Трубопровод, проложенный параллельно основному трубопроводу и соединённый с ним для увеличения пропускной способности магистрального трубопровода.

**3.23 минимальная толщина стенки:** Значение номинальной толщины стенки уменьшенное на величину отрицательного допуска.

**3.24 микротоннель:** Тоннель, предназначенный для прокладки трубопровода, исключая доступ людей и техники для обслуживания.

**3.25 номинальная толщина стенки трубы:** Толщина стенки детали, полученная из расчета на прочность под внутренним давлением и округленная до ближайшего большего значения толщины листа или трубы, из которых изготавливаются детали.

**3.26 номинальный диаметр:** Приблизительно равен внутреннему диаметру трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующий ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке (не имеет единицы измерения) ГОСТ Р 52720.

**3.27 окружающая среда:** Совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов.

**3.28 охранный зона магистрального трубопровода:** Территория вдоль трассы трубопроводов и вокруг их технологических объектов, необходимая для обеспечения безопасности эксплуатации указанных трубопроводов и объектов, на которой устанавливаются особые условия землепользования в порядке, определяемом Правительством РФ.

**3.29 переход трубопровода подземный:** Участок подземного трубопровода при переходе через искусственную или естественную преграду.

**3.30 переход трубопровода подводный:** Участок трубопровода, проложенного через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды 25 м и более или более 10 м и глубиной свыше 1,5 м.

**3.31 переход трубопровода воздушный (балочный, вантовый):** Участок надземного трубопровода, проложенного через искусственные или естественные преграды.

**3.32 поляризационный потенциал:** Потенциал без омической составляющей (падения напряжения в грунте и изоляции).

**3.33 препятствия:** Естественные - реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки; искусственные - железные и автомобильные дороги, линии электропередач, различные пересекаемые трубопроводы, коммуникации.

**3.34 протектор:** Электрод, выполненный из материала или сплава, имеющего более отрицательный потенциал, чем защищаемый трубопровод (в практике противокоррозионной защиты стальных трубопроводов применяются сплавы на основе магния, реже на основе алюминия или цинка).

**3.35 протекторная защита:** Защита трубопровода от коррозии с помощью протекторов.

**3.36 рабочее давление:** Наибольшее избыточное давление в данной точке трубопровода на всех предусмотренных проектом стационарных режимах работы трубопровода.

**3.37 расчетная толщина стенки трубопровода:** Толщина стенки, определяемая из расчета по заданным значениям расчетного давления, наружного диаметра трубы и расчетного сопротивления материала.

**3.38 резервная нитка:** Трубопровод, проложенный параллельно магистральному трубопроводу, подключается на случай повреждения магистрального трубопровода.

**3.39 рекультивация земель:** Комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

**3.40 соединительные детали:** Элементы нефтепровода, предназначенные для изменения направления его оси, ответвления от него, изменения его диаметра, толщины стенки и герметизации (отвод, тройник, переход, переходное кольцо, днище (заглушка)).

**3.41 сопротивление заземления:** Сопротивление заземленного электрода (электродов), включающее в себя сопротивление растеканию токов в земле и контактное сопротивление на границе раздела электрод - грунт.

**3.42 технический коридор:** Система параллельно проложенных магистральных трубопроводов.

**3.43 тоннель:** Протяженное подземное сооружение, предназначенное для прокладки трубопроводов и сопутствующих коммуникаций, обеспечивающее доступ людей и техники для обслуживания.

**3.44 точка дренажа:** Место отвода тока из трубопровода при электрохимической защите.

**3.45 траншея:** Временное земляное сооружение в виде выемки, для подземной прокладки трубопроводов.

**3.46 трасса трубопровода:** Положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

**3.47 упругий изгиб:** Изменение направления оси трубопровода (в вертикальной или горизонтальной плоскостях) без использования отводов.

**3.48 установка дренажной защиты:** Комплекс устройств, состоящий из дренажа и дренажной линии, обеспечивающий отвод (дренаж) токов из трубопровода в землю или к источнику блуждающих токов.

**3.49 установка протекторной защиты:** Установка, состоящая из нескольких протекторов.

## 4 Обозначения и сокращения

В настоящем своде правил применены следующие обозначения и сокращения:

АГРС	- автоматизированная газораспределительная станция
ВЛ	- высоковольтная линия
ГВВ	- горизонт высоких вод
ГИС	- газоизмерительная станция
ГРС	- газораспределительная станция
ДКС	- дожимная компрессорная станция
КДП	- контрольно-диагностический пульт
КИП	- контрольно-измерительный пункт
КС	- компрессорная станция
ЛКМ	- лакокрасочный материал
ЛКП	- лакокрасочное покрытие

МТ	- магистральный трубопровод
ННБ	- наклонно-направленное бурение
НПЗ	- нефтеперерабатывающий завод
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ППУ	- пенополиуретан
ПРГ	- пункт редуцирования газа
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РРЛ	- радиорелейная линия связи
СОУ	- система обнаружения утечек
СПХГ	- станция подземного хранения газа
СУГ	- сжиженные углеводородные газы
УКПГ	- установка комплексной подготовки газа
УПЗ	- установка протекторной защиты
УППГ	- установка предварительной подготовки газа
УКЗ	- установка катодной защиты
ЭХЗ	- электрохимическая защита
$a_c$	- сейсмическое ускорение, $\text{см/с}^2$
$c_p$	- скорость распространения продольной сейсмической волны, $\text{см/с}$
$D_{вн}$	- внутренний диаметр трубы, $\text{см}$
$D_n$	- наружный диаметр трубы, $\text{см}$
$D_{н.и}$	- наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, $\text{м}$
$D_c$	- диаметр ствола скважины перехода, прокладываемого способом ННБ
$D_N$	- диаметр номинальный
$E_0$	- модуль упругости стали, МПа
$g$	- ускорение свободного падения, $\text{м/с}^2$
$k_1, k_2$	- коэффициенты надежности по материалу
$k_{ж}$	- коэффициента уменьшения жесткости отвода
$k_n$	- коэффициент надежности по ответственности трубопровода
$k_{н.в}$	- коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия
$k_o$	- коэффициент, учитывающий назначение трубопровода
$k_n$	- коэффициент применимости карт сейсмического районирования
$t$	- коэффициент условий работы трубопровода
$t_0$	- коэффициент заземления трубопровода в грунте
$t_k$	- коэффициента увеличения продольных напряжений в отводе
$N_{кр}$	- продольное критическое усилие, Н
$n$	- коэффициент надежности по нагрузке
$p$	- рабочее давление, МПа
$p_c^H$	- нормативная снеговая нагрузка, $\text{Н/м}^2$
$q_B$	- выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода, $\text{Н/м}$
$q_{вет}$	- нормативная ветровая нагрузка на 1 м трубопровода, $\text{Н/м}$
$q_{газ}$	- нормативный вес газа в 1 м трубопровода
$q_{лед}$	- нормативная нагрузка от обледенения 1 м трубы, $\text{Н/м}$
$q_{прод}$	- вес транспортируемой нефти в 1 м нефтепровода, $\text{Н/м}$ ,
$R_1$	- расчетные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб по временному сопротивлению, МПа
$R_1^H$	- нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб по временному сопротивлению, МПа
$R_2$	- расчетные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб по пределу текучести, МПа

$R_2^H$	- нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб по пределу текучести, МПа
$R_{изг}$	- радиус упругого изгиба трубопровода
$r_c$	- средний радиус отвода
$S$	- эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, Н
$T_0$	- преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, с
$\alpha$	- коэффициент линейного расширения стали, 1/град
$\gamma_B$	- плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м <sup>3</sup>
$\delta$	- расчетная толщина стенки трубопровода, см
$\delta_n$	- номинальная толщина стенки трубопровода, см
$\rho_k$	- радиус изгиба оси отвода, см
$\rho_{ст}$	- плотность стали, кг/м <sup>3</sup>
$\rho_n$	- плотность транспортируемой нефти, кг/м <sup>3</sup>
$\sigma_{комп}$	- расчетное продольное напряжение в компенсаторе, МПа
$\sigma_{кц}$	- кольцевое напряжение от расчетного внутреннего давления, МПа
$\sigma_{кц}^H$	- кольцевое напряжение от рабочего давления, МПа
$\sigma_{пр.N}$	- продольное осевое напряжение (положительное при растяжении), МПа
$\sigma_{пр}^H$	- максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение от нормативных нагрузок и воздействий, МПа
$\sigma_{пр}$	- максимальное (фибровое) суммарное продольное напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа
$\sigma_{пр.M}$	- абсолютная величина максимальных изгибных (без учета осевых) напряжений от расчетных нагрузок и воздействий, МПа
$\psi_1, \psi_2, \psi_3$	- коэффициенты, учитывающие двухосное напряженное состояние труб

## 5 Общие положения

5.1 Магистральные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы)<sup>1)</sup> следует прокладывать подземно (подземная прокладка).

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

5.2 Прокладка трубопроводов может осуществляться одиночно или параллельно другим действующим или проектируемым магистральным трубопроводам - в техническом коридоре.

В отдельных случаях при технико-экономическом обосновании и условии обеспечения надежности работы трубопроводов допускается совместная прокладка в одном техническом коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

5.3 Предельно допустимые (суммарные) объемы транспортирования продуктов в пределах одного технического коридора и расстояния между этими коридорами определяются согласно СНиП 2.01.51-90.

5.4 Не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, аэродромов, железнодорожных станций, морских и речных портов, пристаней и других аналогичных объектов.

<sup>1)</sup> Далее по тексту документа вместо слов: "магистральный (е) трубопровод(ы)" будет употребляться слово "трубопровод(ы)", за исключением особых случаев

5.5 Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения магистральных трубопроводов и их объектов вокруг них устанавливаются охранные зоны, размеры которых и порядок производства в этих зонах сельскохозяйственных и других работ регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов.

5.6 Температура транспортируемых продуктов, поступающих в трубопровод, должна устанавливаться исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода.

Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решается при проектировании.

## 6 Классификация и категории магистральных трубопроводов

6.1 Газопроводы в зависимости от рабочего давления в трубопроводе подразделяются на два класса:

I - при рабочем давлении свыше 2,5 до 10,0 МПа включительно;

II - при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

6.2 Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра трубопровода подразделяются на четыре класса:

I - при номинальном диаметре свыше DN 1000 до DN 1200 включительно;

II - то же, свыше DN 500 до DN 1000 включительно;

III - то же, свыше DN 300 до DN 500 включительно;

IV - DN 300 и менее.

6.3 Трубопроводы и их участки подразделяются на три категории. Все трубопроводы за исключением участков, приведенных в таблице 1, следует относить к III категории.

Таблица 1

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке					
	газопроводов			нефтепроводов и нефтепродуктопроводов		
	подземной	наземной	надземной	подземной	наземной	надземной
1. Переходы через водные преграды:						
а) судоходные - в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при номинальном диаметре трубопровода						
1000 и более	II	-	II	I	-	I
менее 1000	II	-	II	II	-	II
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более - в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при номинальном диаметре трубопровода						
1000 и более	II	-	II	I	-	II
менее 1000	II	-	II	II	-	II
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м - в русловой части, оросительные и деривационные каналы, горные потоки (реки), поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспеченности	II	-	II	II	-	II

г) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 %-ной обеспеченности	-	-	-	II	-	II
2. Переходы через болота типа:						
а) I	-	-	-	II <sup>1</sup>	II <sup>1</sup>	II <sup>1</sup>
б) II	II	-	-	II	II	-
в) III	II	II	II	I	I	II
<sup>1</sup> только для DN 700 и более.						
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перегонах):						
а) железные дороги общего пользования колеи 1520 мм, включая участки длиной 50 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	II	-	II	II	-	II
б) подъездные железные дороги промышленных предприятий колеи 1520 мм, включая участки длиной 50 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей; автомобильные дороги I, II, III, III-п и IV категории, включая участки длиной 50 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	-	II	-	-	II
в) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в таблице 2, примыкающие к переходам через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий:	II	II	II	-	II	II
4. Трубопроводы в горной местности при укладке:						
а) на полках	-	-	-	II	II	-
б) в тоннелях	-	II	II	-	II	II
5. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям хлопковых и рисовых плантаций:	II			II		
6. Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения многолетнемерзлых грунтов, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1	II	II	II	II	II	II
7. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаковые грунты	II	-	II	II	-	II
8. Узлы установки линейной арматуры (за исключением участков категории I)	II	II	II	-	-	-
9. Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категории I)	II	II	II	-	-	-
10. Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в поз. 5 таблице 2	II	-	II	II	-	II
11. Межпромысловые коллекторы	II	II	II	-	-	-

12. Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	II	II	II	II	II	II
13. Трубопроводы в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов	I	I	I	-	-	-
14. Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа	I	I	I	II	II	II
15. Узлы подключения в газопровод, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также газопроводы собственных нужд от узла подключения до ограждения территорий указанных сооружений	II	II	II	-	-	-
16. Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в поз. 8 таблицы 2, а также участки за охранными кранами длиной 250 м, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, примыкающие к ППС и АПН, нефтебазе длиной 250 м	II	II	II	II	-	-
17. Трубопроводы, примыкающие к секущему крану УЗРГ и ПРГ, длиной 250 м в обе стороны	II	II	II	-	-	-
18. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 50 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-	II	-	-
19. Пересечения с коммуникациями, приведенными в поз. 18, и между собой многониточных магистральных газопроводов номинальным диаметром свыше <i>DN</i> 1000 и давлением 7,5 МПа и более и нефтепроводов номинальным диаметром свыше <i>DN</i> 700 в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-	II	-	-
20. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в поз. 12 таблицы 2, с воздушными линиями электропередачи напряжением 330 кВ	II	II	II	II	II	-
21. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II	II	II	II

22. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при номинальном диаметре труб DN 700 и менее; до 500 м при номинальном диаметре труб до DN 1000 включ.; до 1000 м при номинальном диаметре труб свыше DN 1000	-	-	-	II	II	II
23. Газопроводы, нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 8, 10, 12 – 15 и 17 данной таблицы, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м в обе стороны от них	II	II	II	(если они не относятся к более высокой категории по виду прокладки и другим параметрам)		
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1. Категории отдельных участков трубопроводов, при соответствующем обосновании допускается повышать на одну категорию.</p> <p>2. Типы болот следует принимать в соответствии с требованиями СНиП III-42-80*.</p> <p>3. При пересечении трубопроводом массива болот различных типов при соответствующем обосновании допускается принимать категорию всего участка как для наиболее высокой категории на данном массиве болот.</p> <p>4. Испытания участков трубопроводов, прокладываемых через водные преграды с зеркалом воды в межень менее 10 м, предусматривать в составе смонтированного трубопровода в один этап.</p> <p>5. Участки действующих трубопроводов, находящиеся в удовлетворительном техническом состоянии (по заключению эксплуатирующей организации и соответствующего органа государственного надзора), при пересечении их проектируемыми трубопроводами, линиями электропередачи, а также подземными коммуникациями, указанными в поз. 18 и 19, и при параллельной прокладке в соответствии с поз. 23, не подлежат замене трубопроводами более высокой категории.</p> <p>6. Участки действующих трубопроводов, пересекаемые строящимися железными и автомобильными дорогами, подлежат реконструкции в соответствии с поз. 3.</p> <p>7. Категорию участков трубопроводов, прокладываемых в поймах рек, подлежащих затоплению под водохранилище, следует принимать как для переходов через судоходные водные преграды.</p> <p>8. Переходы по поз. 1, монтируемые способом наклонно-направленного бурения следует принимать I категории.</p> <p>9. Категорийность участков трубопроводов на переходах через водохранилища, пруды, озера следует принимать: для судоходных - по поз. 1а; для несудоходных - по поз. 1б и 1в.</p> <p>10. Знак "-" в таблице означает, что категория не регламентируется.</p>						

## 7 Основные требования к трассе трубопроводов

7.1 Выбор трассы трубопроводов должен производиться на основе вариантной оценки экономической целесообразности и экологической допустимости из нескольких возможных вариантов.

7.2 Земельные участки для строительства трубопроводов следует выбирать в соответствии с требованиями, предусмотренными действующим законодательством РФ.

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

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

7.4 При выборе трассы трубопровода необходимо учитывать перспективное развитие городов и других населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных



предприятий, железных и автомобильных дорог и других объектов и проектируемого трубопровода на ближайшие 25 лет, а также условия строительства и обслуживания трубопровода 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.

7.5 Не допускается прокладка трубопроводов в тоннелях железных и автомобильных дорог, а также в тоннелях совместно с электрическими кабелями и кабелями связи и трубопроводами иного назначения, принадлежащими другим министерствам и ведомствам.

7.6 Не допускается прокладка трубопроводов по мостам железных и автомобильных дорог всех категорий и в одной траншее с электрическими кабелями, кабелями связи и другими трубопроводами, за исключением случаев прокладки:

кабеля технологической связи данного трубопровода на подводных переходах (в одной траншее) и на переходах через железные и автомобильные дороги (в одном футляре);

газопроводов номинальным диаметром до  $DN\ 1000$  на давление до 2,5 МПа и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром  $DN\ 500$  и менее по несгораемым мостам автомобильных дорог III, III-п, IV-п, IV и V категорий. При этом участки трубопроводов, укладываемых по мосту и на подходах к нему на расстояниях, указанных в таблице 2, следует относить к II категории.

Прокладку трубопроводов по мостам, по которым проложены кабели междугородной связи, допускается производить только по согласованию с владельцем.

7.7 Прокладку трубопровода на оползневых участках следует предусматривать ниже зеркала скольжения или надземно на опорах, заглубленных ниже зеркала скольжения на глубину, исключающую возможность смещения опор.

7.8 Трасса для подземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах должна проходить по возможности вне участков с подземными льдами, наледями и буграми пучения, проявлениями термокарста, косогоров с льдонасыщенными, глинистыми и переувлажненными пылеватými грунтами. Бугры пучения следует обходить с низовой стороны.

7.9 Основным принципом использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания для трубопроводов и их сооружений является I принцип, согласно СНиП 2.02.04-88, при котором многолетнемерзлые грунты основания следует использовать в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации трубопровода.

7.10 При прокладке трубопроводов на участках с малольдистыми многолетнемерзлыми грунтами допускается их оттаивание в процессе строительства или эксплуатации. На участках с таликами рекомендуется грунты основания трубопроводов использовать в талом состоянии. Допускается промораживание талых непучинистых грунтов при прокладке газопроводов, транспортирующих газ с отрицательной температурой.

7.11 При прокладке газопроводов, транспортирующих газ с температурой ниже 0 °С, на участках, сложенных талыми пучинистыми грунтами, необходимо предусматривать специальные мероприятия в соответствии со СНиП 2.02.04-88, осуществление которых исключает возможность проявления недопустимых деформаций оснований под трубопроводами.

7.12 Расстояния от оси подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов до населенных пунктов, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и номинального диаметра трубопроводов, степени ответственности объектов и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 2.

Таблица 2

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м, от оси											
	газопроводов						нефтепроводов и нефтепродуктопроводов					
	класса											
	I			II			IV		III		I	
	номинальным диаметром											
	300 и менее	св. 300 до 600	св. 600 до 800	св. 800 до 1000	св. 1000 до 1200	св. 1200 до 1400	300 и менее	св. 300	300 и менее	св. 300 до 500	св. 500 до 1000	св. 1000 до 1200
1. 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.); жилые здания 3-этажные и выше; железнодорожные станции; аэропорты; морские и речные порты и пристани; гидроэлектростанции; гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I-IV классов; очистные сооружения и насосные станции водопроводные, не относящиеся к магистральному трубопроводу, мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения свыше 1000 <sup>3</sup> м; автозаправочные станции; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов, мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи; телевизионные башни	100	150	200	250	300	350	75	125	75	100	150	200
2. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; 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	75	125	150	200	225	250	75	100	50	50	75	100
3. 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 IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод	30	50	100	150	175	200	30	50	30	30	30	50

4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III, IV, III-п, IV-п категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	75	125	150	200	225	250	75	125	75	100	150	200
5. Территории НПС, КС, установок комплексной подготовки нефти и газа, СПХГ, групповых и сборных пунктов промыслов, промысловых газораспределительных станций (ПГРС), установок очистки и осушки газа	75	125	150	200	225	250	75	125	30	30	50	50
6. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов	50	50	100	150	175	200	50	50	50	50	50	50
7. При прокладке подводных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов выше по течению: от мостов железных и автомобильных дорог, промышленных предприятий и гидротехнических сооружений от пристаней и речных вокзалов от водозаборов	-	-	-	-	-	-	-	-	300	300	300	500
	-	-	-	-	-	-	-	-	1000	1000	1000	1500
	-	-	-	-	-	-	-	-	3000	3000	3000	3000
8. Территории ГРС, автоматизированных газораспределительных станций (АГРС), регуляторных станций, в том числе шкафного типа, предназначенных для обеспечения газом: а) городов; населенных пунктов; предприятий; отдельных зданий и сооружений; других потребителей б) объектов газопровода (пунктов замера расхода газа, термоэлектрогенераторов и т.д.)	50	75	100	125	150	175	50	75	-	-	-	-
	25	25	25	25	25	25	25	25	-	-	-	-
9. Автоматизированные электростанции с термоэлектрогенераторами; аппаратура связи, телемеханики и автоматики	Не менее 15 от крайней нитки											
10. Магистральные оросительные каналы и коллекторы, реки и водоемы, вдоль которых прокладывается трубопровод; водозаборные сооружения и станции оросительных систем	25	25	25	25	25	25	25	25	75	100	150	200
11. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых, добыча на которых производится с применением взрывных работ, склады сжиженных горючих газов	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора											
12. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод; воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод в стесненных условиях трассы; опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом; открытые и закрытые трансформаторные подстанции и закрытые распределительные устройства напряжением 35 кВ и более	В соответствии с требованиями ПУЭ											
13. Земляной амбар для аварийного выпуска нефти и конденсата из трубопровода	50	75	75	75	100	100	50	50	30	30	50	50
14. Кабели междугородной связи и силовые электрокабели	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
15. Мачты (башни) и сооружения необслуживаемой малоканальной радиорелейной связи трубопроводов, термоэлектрогенераторы	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
16. Необслуживаемые усилительные пункты кабельной связи в подземных термокамерах	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

17. Притрассовые постоянные дороги, предназначенные только для обслуживания трубопроводов	Не менее 10
<p><b>Примечания</b></p> <p>1. Расстояния, указанные в таблице, следует принимать: для городов и других населенных пунктов - от проектной городской черты на расчетный срок 20-25 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 трубопровода, 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.</p> <p>2. Под отдельно стоящим зданием или строением следует понимать здание или строение, расположенное вне населенного пункта на расстоянии не менее 50 м от ближайших к нему зданий или сооружений.</p> <p>3. Минимальные расстояния от мостов железных и автомобильных дорог с пролетом 20 м и менее следует принимать такие же, как от соответствующих дорог.</p> <p>4. При соответствующем обосновании допускается сокращать указанные в гр. 3-9 таблицы (за исключением поз. 5, 8, 10, 13-16) и в гр. 2 только для поз. 1-6 расстояния от газопроводов не более, чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов ко II категории со 100 %-ным контролем монтажных сварных соединений рентгеновскими или гамма-лучами и не более, чем на 50 % при отнесении их к категории I, при этом указанные в поз. 3 расстояния допускается сокращать не более, чем на 30 % при условии отнесения участков трубопроводов к категории I.</p> <p>Указанные в поз. 1, 4 и 10 расстояния для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается сокращать не более, чем на 30 % при условии увеличения номинальной (расчетной) толщины стенки труб на такую величину в процентах, на которую сокращается расстояние.</p> <p>5. Минимальные расстояния от оси газопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке, предусмотренные в поз. 1, следует принимать увеличенными в 2 раза, а поз. 2-6, 8-10 и 13 - в 1,5 раза. Данное требование относится к участкам надземной прокладки протяженностью свыше 150 м.</p> <p>6. Расстояния до объектов, отсутствующих в данной таблице, следует принимать по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора и заинтересованными организациями.</p> <p>7. При расположении зданий и сооружений на отметках выше отметок нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшение указанных в поз. 1, 2, 4 и 10 расстояний до 25 % при условии, что принятые расстояния должны быть не менее 50 м.</p> <p>8. При надземной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускаемые минимальные расстояния от населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений до оси трубопроводов следует принимать по табл. 2 как для подземных нефтепроводов, но не менее 50 м.</p> <p>9. Для газопроводов, прокладываемых в лесных районах, минимальные расстояния от железных и автомобильных дорог допускается сокращать на 30 %.</p> <p>10. Указанные в поз. 7 минимальные расстояния от подводных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов допускается уменьшать до 50 % при условии укладки этих трубопроводов в стальных футлярах.</p> <p>11. Газопроводы и другие объекты, из которых возможен выброс или утечка газа в атмосферу, должны располагаться за пределами полос воздушных подходов к аэродромам и вертодромам.</p> <p>12. Знак "-" в таблице означает, что расстояние не регламентируется.</p>	

7.13 Расстояния от КС, ГРС, НПС газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов или конденсатопроводов до населенных пунктов, промышленных предприятий, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от класса и диаметра газопровода и категории нефтеперекачивающих насосных станций и необходимости обеспечения их безопасности, но не менее значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3

Объекты, здания и сооружения	Минимальные расстояния, м										
	от КС и ГРС								от НПС		
	Класс газопровода								Категория НПС		
	I				II				III	II	I
	Номинальный диаметр газопровода										
300 и менее	св. до 300 до 600	св. до 600 до 800	св. до 800 до 1000	св. до 1000 до 1200	св. до 1200 до 1400	300 и менее	св. до 300				
1. 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; установки комплексной подготовки нефти и 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 I-IV классов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии технологической связи трубопроводов; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной связи других ведомств; телевизионные башни	<u>500</u> 150	<u>500</u> 175	<u>700</u> 200	<u>700</u> 250	<u>700</u> 300	<u>700</u> 350	<u>500</u> 100	<u>500</u> 125	100	150	200
2. Мосты железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с пролетом свыше 20 м (при прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению); склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов; объемом хранения свыше 1000 м <sup>3</sup> ; автозаправочные станции; водопроводные сооружения, не относящиеся к магистральному трубопроводу	<u>250</u> 150	<u>300</u> 175	<u>350</u> 200	<u>400</u> 225	<u>450</u> 250	<u>500</u> 300	<u>250</u> 100	<u>300</u> 120	100	150	200
3. Железные дороги общей сети (на перегонах) и автодороги I-III категорий; отдельно стоящие: жилые здания 1-2 - этажные; дома линейных обходчиков; кладбища; сельскохозяйственные фермы и огороженные участки для организованного выпаса скота; полевые станы	<u>100</u> 75	<u>150</u> 125	<u>200</u> 150	<u>250</u> 200	<u>300</u> 225	<u>350</u> 250	<u>75</u> 75	<u>150</u> 100	50	75	100
4. Мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог III - V, III-п и IV-п категорий с пролетом свыше 20 м	<u>125</u> 100	<u>150</u> 125	<u>200</u> 150	<u>250</u> 200	<u>300</u> 225	<u>350</u> 250	<u>100</u> 75	<u>150</u> 125	100	150	200
5. Железные дороги промышленных предприятий	<u>75</u> 50	<u>100</u> 75	<u>150</u> 100	<u>175</u> 150	<u>200</u> 175	<u>250</u> 200	<u>50</u> 50	<u>100</u> 75	50	75	100

6. Автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий	<u>75</u> 50	<u>100</u> 75	<u>150</u> 100	<u>175</u> 150	<u>200</u> 175	<u>250</u> 200	<u>50</u> 50	<u>100</u> 75	20	20	50 (но не менее 100 м от ближайшего наземного резервуара, резервуарного парка)
7. 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; очистные сооружения и насосные станции канализации	<u>50</u> 50	<u>75</u> 75	<u>150</u> 100	<u>200</u> 150	<u>225</u> 175	<u>250</u> 200	<u>50</u> 30	<u>75</u> 50	30	50	75
8. Открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов и других потребителей	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
9. Открытые распределительные устройства 35, 100, 230 кВ электроподстанций, питающих КС и НПС магистральных трубопроводов	На территории КС и НПС с соблюдением взрыво- и пожаробезопасных разрывов от зданий и сооружений										
10. Лесные массивы:	50	50	50	75	75	75	50	50	50	50	50
11. Вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов: тяжелых типа МИ-6, МИ-10 средних типа МИ-4, МИ-8 легких типа МИ-2, КА-26 (высота зданий и сооружений трубопроводов, находящихся в полосе воздушных подходов вертолетов, не должна превышать размера плоскости ограничения высоты препятствий согласно требованиям нормативных документов МГА, утвержденных в установленном порядке)	100 75 60	100 75 75	150 150 150	200 200 200	225 225 225	250 250 250	100 75 60	100 75 60	100 75 60	100 75 60	100 75 75
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	По согласованию с заинтересованными организациями и соответствующими органами Государственного надзора										
13. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения	В соответствии с требованиями ПУЭ										
14. Факел для сжигания газа	100	100	100	100	100	100	100	100	-	-	-

**П р и м е ч а н и я**

1. Расстояния, указанные над чертой, относятся к КС, под чертой - к ГРС.
2. Примечания 1 - 3 к таблице 2 распространяются и на данную таблицу.
3. Категории НПС надлежит принимать:  
I категория - при емкости резервуарного парка свыше 100 000 м<sup>3</sup>;  
II категория - при емкости резервуарного парка свыше 20 000 до 100 000 м<sup>3</sup> включ.;  
III категория - при емкости резервуарного парка до 20 000 м<sup>3</sup> и НПС без резервуарных парков.
4. Расстояния следует принимать: для зданий и сооружений по поз. 1 - от мания компрессорного цеха; для НПС, ГРС и зданий и сооружений по поз. 1-14 и для КС по поз. 2-14 - от ограды станций.
5. Мачты (башни) радиорелейной линии связи трубопроводов допускается располагать на территории КС и НПС, при этом расстояние от места установки мачт до технологического оборудования должно быть не менее высоты мачты.
6. Мачты (башни) малоканальной необслуживаемой радиорелейной связи допускается располагать на территории ГРС, при этом расстояние от места установки мачты до технологического оборудования газораспределительных станций должно быть не менее высоты мачты.
7. НПС должна располагаться, как правило, ниже отметок населенных пунктов и других объектов. При разработке соответствующих мероприятий, предотвращающих разлив нефти или нефтепродуктов при аварии, допускается располагать указанные станции на одинаковых отметках или выше населенных пунктов и промышленных предприятий.
8. Знак "-" в таблице означает, что расстояние не регламентируется.
9. При размещении на ГРС и КС одоризационных установок расстояние от них до населенных пунктов следует принимать с учетом предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосфере воздуха населенных пунктов, установленных Минздравом РФ.

7.14 Минимальные расстояния между одновременно прокладываемыми в одном техническом коридоре параллельными нитками трубопроводов, кроме указанных в п.7.17, следует принимать:

при подземной прокладке газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов - в соответствии с требованиями по таблице 4;

при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов в районах, указанных в п.11.1 (за исключением горной местности), - по таблице 5;

при надземной, наземной и комбинированной прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов - в зависимости от условий прокладки.

7.15 Расстояния между параллельно строящимися и действующими трубопроводами в одном техническом коридоре кроме районов, указанных в п.7.17 следует принимать из условий обеспечения безопасности при производстве работ и надежности их в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных: в таблице 5 - при надземной, наземной или комбинированной прокладке газопроводов, в таблице 6 - при подземной прокладке трубопроводов.

Таблица 4

Номинальный диаметр трубопровода	Расстояние между осями смежных трубопроводов, м	
	газопроводов	нефтепроводов и нефтепродуктопровода
До 400 включительно	8	5
Более 400 до 700 включительно	9	5
Более 700 до 1000 включительно	11	6
Более 1000 до 1200 включительно	13	6
Более 1200 до 1400 включительно	15	-

**П р и м е ч а н и я**

- 1 Расстояние между осями смежных трубопроводов разных диаметров следует принимать равным расстоянию, установленному для трубопровода большего диаметра.
- 2 Расстояние между двумя нефтепроводами или нефтепроводом и нефтепродуктопроводом, прокладываемыми одновременно в одной траншее, допускается принимать менее указанного в таблице 4, но не менее 1 м между стенками трубопроводов.

Таблица 5

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету, м, между параллельными нитками газопроводов					
		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 условном диаметре газопровода, мм					
первой	второй	до 700	св.700 до 1000	св. 1000 до 1400	до 700	св.700 до 1000	св. 1000 до 1400
Наземный	Наземный	20	30	45	15	20	30
"	Подземный	20	30	45	15	20	30
Надземный	"	20	30	45	15	20	30
"	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 овраги и т.д.) допускается уменьшать минимальное расстояние между параллельными нитками на этих участках до 25 м, а при отнесении этих участков ко II категории указанные расстояния следует принимать как для подземной прокладки (с учетом требований п.11.10).

Таблица 6

Номинальный диаметр проектируемого трубопровода	Минимальное расстояние между осями проектируемого и действующего подземных трубопроводов, м, на землях	
	несельскохозяйственного назначения или непригодных для сельского хозяйства; Государственного лесного фонда	сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя)
До 400 в ключ.	11	20
Более 400 до 700 включ.	14	23
Более 700 до 1000 включ.	15	28
Более 1000 до 1200 включ.	16	30
	(для газопроводов)	
	32	32
	(для нефтепроводов и нефтепродуктопровода) диаметром 1200 мм)	
Более 1200 до 1400 включ.	18	32
	(для газопроводов)	

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

Таблица 7

Способ прокладки параллельных ниток газопроводов		Минимальное расстояние в свету между нитками, м, при номинальном диаметре газопроводов, мм		
первой	второй	до 700	более 700 до 1000	более 1000 до 1400
Подземный	Подземный	60	75	100
Наземный	Наземный	50	60	80
Подземный	"	50	60	80
"	Надземный	50	60	80
Надземный	"	40	50	75
Наземный	"	40	50	75

7.16 Расстояние между параллельными нитками газопроводов и нефтепроводов и нефтепродуктопроводов необходимо предусматривать как для газопроводов.

При параллельной прокладке трубопроводов разных диаметров расстояние между ними следует принимать как для трубопровода большего диаметра.

7.17 Расстояние между параллельными нитками трубопроводов (при одновременном строительстве параллельно действующему трубопроводу), прокладываемых в одном техническом коридоре в районах Западной Сибири и Крайнего Севера в грунтах, теряющих при оттаивании несущую способность (в многолетнемерзлых грунтах), следует принимать из



условия обеспечения безопасности при производстве работ и надежности трубопроводов в процессе эксплуатации, но не менее:

- между газопроводами – значений, приведенных в таблице 7;
- между нефтепроводами и нефтепродуктопроводами – согласно п.п.7.14 и 7.15;
- между нефтепроводами и газопроводами – 1000 м.

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

7.19 При прокладке нефтепроводов и нефтепродуктопроводов близи населенных пунктов, промышленных предприятий и др. объектов, указанных в поз. 1 – 10 таблицы 3, расположенных на отметках ниже этих трубопроводов на расстоянии от них менее 500 м при номинальном диаметре труб  $DN\ 700$  и менее и 1000 м - при номинальном диаметре труб свыше  $DN\ 700$ , с низовой стороны от трубопровода должна предусматриваться канава, обеспечивающая отвод разлившегося продукта при аварии. Выпуск из низовой канавы должен быть предусмотрен в безопасные для населенных пунктов места.

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

7.20 В местах пересечений магистральных трубопроводов с линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше должна предусматриваться только подземная прокладка трубопроводов под углом не менее  $60^\circ$ . При этом трубопроводы, прокладываемые в районах Западной Сибири и Крайнего Севера на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения, должны приниматься II категории.

7.21 Минимальное расстояние от ближайшего магистрального газопровода первого класса номинальным диаметром  $DN1000$  и более и от границ технических коридоров трубопроводов до границ проектной застройки городов и других населенных пунктов в районах Западной Сибири и Крайнего Севера следует принимать не менее 700 м.

В стесненных условиях, когда это расстояние выдержать невозможно, его допускается сокращать до 350 м при условии повышения категоричности таких участков до II категории и принятия дополнительных мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию трубопровода, или до значений, приведенных в таблице 3, при отсутствии в районе прокладки трубопроводов многолетнемерзлых грунтов.

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

## **8 Конструктивные требования к трубопроводам**

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

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

8.3 Допустимые радиусы изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности, местной устойчивости стенок труб и устойчивости положения. Минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных и диагностических устройств должен составлять не менее пяти его диаметров.

8.4 Длина патрубков (прямых вставок), свариваемых в трубопровод, должна быть не менее 250 мм. В обвязочных трубопроводах КС, ГРС и НПС допускаются прямые вставки длиной не менее 100 мм при диаметре их не более 530 мм.

8.5 На трубопроводе должны быть предусмотрены узлы пуска и приема очистных, разделительных и диагностических устройств, конструкция которых определяется проектом.

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

8.6 При проектировании узлов равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, диаметр которых превышает 0,3 диаметра основного трубопровода, должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность попадания очистного устройства в ответвление.

8.7 На участках переходов трубопровода через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода, допускается предусматривать самостоятельные узлы пуска и приема очистных устройств.

8.8 Трубопровод и узлы пуска и приема очистных устройств должны быть оборудованы сигнальными приборами, регистрирующими прохождение очистных, разделительных, диагностических устройств и внутритрубных инспекционных снарядов.

8.9 В местах примыкания магистральных трубопроводов к обвязочным трубопроводам компрессорных и насосных станций, узлам пуска и приема очистных устройств, переходам через водные преграды в две нитки и более, перемышкам и узлам подключения трубопроводов необходимо определять величину продольных перемещений примыкающих участков трубопроводов от воздействия внутреннего давления и изменения температуры труб. Продольные перемещения должны учитываться при расчете указанных конструктивных элементов, присоединяемых к трубопроводу. С целью уменьшения продольных перемещений трубопровода следует предусматривать специальные мероприятия, в том числе установку открытых компенсаторов П-образной (незащемленных грунтом), Z-образной или другой формы или подземных компенсаторов - упоров той же конфигурации.

При прокладке подземных трубопроводов номинальным диаметром  $DN$  1000 и более в грунтах с низкой заземляющей способностью в проекте должны быть предусмотрены специальные решения по обеспечению устойчивости трубопровода.

8.10 На трассе трубопровода должна предусматриваться установка сигнальных железобетонных знаков высотой от 1,5 до 2 м от поверхности земли, которые должны быть оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 1 км, а также дополнительно на углах поворота и, как правило, совмещаются с катодными выводами.

### **Размещение запорной и другой арматуры на трубопроводах**

8.11 На трубопроводах надлежит предусматривать установку запорной арматуры на расстоянии, определяемом расчетом, но не более 30 км. Запорная арматура должна иметь класс герметичности «А» по ГОСТ 9544.

Кроме того, установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

на обоих берегах водных преград при их пересечении трубопроводом в две нитки и более согласно требованиям п.10.13 и на однониточных переходах категории I;

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

на ответвлениях к ГРС при протяженности ответвлений свыше 1000 м на расстоянии 300-500 м от ГРС;

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

для газопровода номинальным диаметром <i>DN</i> 1400	1000 м,
для газопровода номинальным диаметром менее <i>DN</i> 1400 до <i>DN</i> 1000 включительно	750 м
для газопровода номинальным диаметром менее <i>DN</i> 1000	500 м

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

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

на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах при пересечении водных преград в одну нитку - место размещения запорной арматуры в этом случае принимается в зависимости от рельефа земной поверхности, примыкающей к переходу, и необходимости предотвращения поступления транспортируемого продукта в водоем;

на обоих берегах болот III типа протяженностью свыше 500 м.

На однониточных подводных переходах газопроводов через водные преграды установка запорной арматуры предусматривается при необходимости.

#### Примечания

1. Место установки запорной арматуры для нефтепродуктопроводов, как правило, должно совмещаться с местами соединения участков трубопроводов с различной толщиной стенок.

2. Место установки охранных кранов от головных сооружений принимается от границ их территорий, КС - от границ узла подключения КС к магистрали (от осей врезок крайних внешних всасывающего и нагнетательного газопроводов). При удалении КС от магистрального газопровода на расстоянии свыше 700 м при наличии естественных препятствий (оврагов, сложного рельефа и т.п.) следует предусматривать 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 250 м от ограды КС.

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

При параллельном подключении одного трубопровода-ответвления к двум или нескольким основным ниткам трубопровода или подключении нескольких ниток ответвления к одному газопроводу узлы линейной запорной арматуры необходимо смещать друг от друга на расстояние не менее 50 м для нефтепроводов и 100 м для газопроводов.

Примечание - Требование данного пункта на линейную запорную арматуру узлов подключения не распространяется.

8.13 Запорная арматура номинальным диаметром *DN* 400 и более должна устанавливаться на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание.

8.14 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.

8.15 На обоих концах участков газопроводов между запорной арматурой, на узлах подключения УКПГ, КС, СПХГ, ДКС, головных сооружений и узлах приема и пуска очистных устройств следует предусматривать установку продувочных свечей на расстоянии не менее 15 м от запорной арматуры при номинальном диаметре газопровода до *DN* 1000 и не менее 50 м – при номинальном диаметре газопровода *DN* 1000 и более.

Диаметр продувочной свечи следует определять из условия опорожнения участка газопровода между запорной арматурой в течение не более чем за 2 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, линиям электропередачи 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, линий электропередачи 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 линий электропередачи - согласно требованиям ПУЭ.

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

8.16 Для контроля наличия конденсата и выпуска его на газопроводах следует предусматривать установку конденсатосборников. Места установок конденсатосборников определяются проектом.

8.17 Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах и трубопроводах сжиженного газа в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление.

8.18 Линейная запорная арматура газопроводов I класса номинальным диаметром  $DN$  1000 и более, а также нефтепроводов и нефтепродуктопроводов на переходах через водные преграды должна быть оснащена автоматикой аварийного закрытия.

8.19 На участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и трубопроводов сжиженных углеводородных газов, примыкающих к подводным переходам, необходимо предусматривать устройства, исключающие скопление газа или воздуха в трубопроводах в местах их перехода через водные преграды.

## 9 Подземная прокладка трубопроводов

9.1 Заглубление трубопроводов до верха трубы, а при наличии балластирующих устройств – до верха устройства, надлежит принимать, м, не менее:

при номинальном диаметре менее $DN$ 1000	0,8
при номинальном диаметре $DN$ 1000 и более (до $DN$ 1400 мм)	1,0
на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению	1,1
в песчаных барханах, считая от нижних отметок межбарханных оснований	1,0
в скальных грунтах, болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин	0,6
на пахотных и орошаемых землях	1,0
при пересечении оросительных и осушительных (мелиоративных) каналов - от дна канала	1,1

Заглубление нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в дополнение к указанным требованиям должно определяться также с учетом оптимального режима перекачки и свойств перекачиваемых продуктов в соответствии с указаниями, изложенными в нормах технологического проектирования.

9.2 Заглубление трубопроводов, транспортирующих горячие продукты должно быть дополнительно проверено расчетом на продольную устойчивость трубопроводов под воздействием сжимающих температурных напряжений.

9.3 Ширину траншеи по низу следует назначать не менее, мм:

$D_N + 300$  - для трубопроводов диаметром до  $DN$  700;

$1,5 \times D_N$  - для трубопроводов диаметром  $DN$  700 и более. При номинальных диаметрах трубопроводов  $DN$  1200 и  $DN$  1400 и при траншеях с откосом свыше 1 : 0,5 ширину траншеи по низу допускается уменьшать до величины  $D_N + 500$ .

При балластировке трубопроводов грузами ширину траншеи следует назначать из условия обеспечения расстояния между грузом и стенкой траншеи не менее 200 мм.

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

9.5 При взаимном пересечении трубопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а угол пересечения не менее  $60^\circ$ .

Пересечения между трубопроводами и другими инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и др.) должны проектироваться в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

9.6 Для трубопроводов номинальным диаметром  $DN$  1000 и более в зависимости от рельефа местности должна предусматриваться предварительная планировка трассы. При планировке строительной полосы в районе подвижных барханов последние следует срезать до уровня межрядовых (межбарханных) оснований, не затрагивая естественно уплотненный грунт.

9.7 При прокладке трубопроводов 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 трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см или применением специальных устройств, обеспечивающих защиту изоляционных покрытий от повреждений при засыпке.

9.8 Проектирование подземных трубопроводов для районов распространения грунтов II типа просадочности необходимо осуществлять с учетом требований СНиП 2.02.01-83.

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

**Примечание** - Тип просадочности и величину возможной просадки грунтов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.02.01-83.

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

9.10 При проектировании трубопроводов, укладываемых на косогорах, необходимо предусматривать устройство нагорных канав для отвода поверхностных вод от трубопровода.

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

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

### **Прокладка трубопроводов в горных условиях**

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

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

Оползневые участки большой протяженности следует обходить выше оползневого склона.

9.15 При подземной прокладке через селевой поток или конус выноса по кривой, огибающей внешнюю поверхность конуса прокладку трубопровода следует предусматривать на 0,5 м (считая от верха трубы) ниже возможного размыва русла при 5 %-ной обеспеченности.

Для защиты трубопроводов при прокладке их в указанных районах могут предусматриваться уположивание склонов, водозащитные устройства, дренирование подземных вод, сооружение подпорных стен, контрфорсов.

9.16 При проектировании трубопроводов, прокладка которых должна производиться на косогорах с поперечным уклоном от  $8^\circ$  до  $11^\circ$ , 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.

9.17 При поперечном уклоне косогора от  $12^\circ$  до  $18^\circ$  необходимо предусматривать с учетом свойств грунта уступы для предотвращения сползания грунта по косогору.

На косогорах с поперечным уклоном свыше  $18^\circ$  полки предусматриваются только за счет срезки грунта.

Во всех случаях насыпной грунт должен быть использован для устройства проезда на период производства строительно-монтажных работ и последующей эксплуатации трубопровода.

Для трубопроводов, укладываемых по косогорам с поперечным уклоном свыше  $35^\circ$ , следует предусматривать устройство подпорных стен.

9.18 При прокладке в горной местности двух параллельных ниток трубопроводов и более следует предусматривать отдельные полки или прокладку ниток на одной полке. Расстояние между осями газопроводов, прокладываемых по полкам, определяется проектом по согласованию с соответствующими органами Государственного надзора.

При прокладке на одной полке двух и более нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) расстояние между нитками может быть уменьшено при соответствующем обосновании до 3 м.

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

9.19 При проектировании трубопроводов 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 трубопроводов кабельной линии связи ширину срезки грунта допускается увеличивать до 15 м.

9.20 В особо стесненных районах горной местности допускается предусматривать прокладку трубопроводов 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.

### **Прокладка трубопроводов на подрабатываемых территориях**

9.21 Проектирование трубопроводов, предназначенных для строительства на территориях, где проводится или планируется проведение горных выработок, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.01.09-91 и настоящих норм.

Воздействие деформации земной поверхности на трубопроводы должно учитываться

при расчете трубопроводов на прочность.

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

9.22 Пересечение шахтных полей трубопроводами следует предусматривать:

на пологопадающих пластах - вкрест простирания;

на крутопадающих пластах - по простиранию пласта.

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

9.24 Подземные трубопроводы, пересекающие растянутую зону мульды сдвижения, должны проектироваться как участки II категории.

9.25 Надземную прокладку трубопроводов следует предусматривать, если по данным расчета напряжения в подземных трубопроводах не удовлетворяют требованиям прочности.

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

9.26 На участках пересечения трубопроводами мест 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.

9.27 Крепление к трубопроводу элементов электрохимической защиты должно быть податливым, обеспечивающим их сохранность в процессе деформации земной поверхности.

### **Прокладка трубопроводов в сейсмических районах**

9.28 Проектирование линейной части трубопроводов и ответвлений от них, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных трубопроводов, необходимо производить с учетом сейсмических воздействий.

9.29 Сейсмостойкость трубопроводов 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 трубопроводов.

9.30 При выборе трассы трубопроводов 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.

Прокладка трубопроводов в перечисленных условиях может быть осуществлена в случае особой необходимости при соответствующем технико-экономическом обосновании.

9.31 Не допускается жесткое соединение трубопроводов к стенам зданий и сооружений и оборудованию.

В случае необходимости таких соединений следует предусматривать устройство криволинейных вставок или компенсирующие устройства, размеры и компенсационная

способность которых должны устанавливаться расчетом.

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

9.32 При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

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

9.33 На участках пересечения трассой трубопровода активных тектонических разломов следует предусматривать надземную прокладку, если по данным расчета напряжения в подземном трубопроводе не удовлетворяют требованиям прочности.

9.34 При подземной прокладке трубопровода грунтовое основание трубопровода должно быть уплотнено.

9.35 Конструкции опор надземных трубопроводов должны обеспечивать возможность перемещений трубопроводов, возникающих во время землетрясения.

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

### **Прокладка трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов**

9.37 Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах многолетнемерзлых грунтов, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88, и дополнительными указаниями настоящих норм.

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

9.39 Выбор трассы для трубопровода 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;

карт относительной осадки грунтов при оттаивании;

9.40 На участках трассы, где возможно развитие криогенных процессов, должны проводиться предварительные инженерные изыскания для прогноза этих процессов в соответствии с требованиями СНиП II-02-96.

9.41 Принцип использования многолетнемерзлых грунтов в качестве основания трубопровода должен приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.02.04-88 в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

9.42 При выборе трассы трубопровода на многолетнемерзлых грунтах следует учитывать требования п.7.8.

9.43 Регулирование теплового взаимодействия газопровода с многолетнемерзлыми и тальми грунтами должно производиться за счет охлаждения газа в пределах, определяемых теплотехническим расчетом.

9.44 На отдельных участках трассы трубопровода допускается:

оттаивание в процессе эксплуатации малольдистых многолетнемерзлых грунтов, если оно не сопровождается карстовыми процессами и потерей несущей способности трубопровода;

промерзание талых непучинистых грунтов при транспортировании газа с отрицательной температурой.



9.45 На участках просадочных грунтов небольшой протяженности должны предусматриваться мероприятия, снижающие тепловое воздействие трубопровода на грунты и обеспечивающие восстановление мерзлоты в зимний период.

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

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

Участки надземных трубопроводов, 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.

9.48 При прокладке трубопроводов в насыпях и надземных на опорах должно быть предусмотрено устройство водопропускных сооружений и переходов для животных.

## **10 Переходы трубопроводов через естественные и искусственные препятствия**

### **Подводные переходы трубопроводов через водные преграды**

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

#### **Примечания**

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

2. Место перехода следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию, использованию и охране вод, охраны рыбных запасов и другими заинтересованными организациями и ведомствами.

10.2 Границами подводного перехода трубопровода, определяющими длину перехода, являются:

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

для однопниточных переходов – участок, ограниченный ГВВ 10 %-ной обеспеченности.

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

10.4 Прокладка подводных переходов должна предусматриваться с заглублением в дно пересекаемых водных преград.

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

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

Допускается прокладка трубопровода по дну водной преграды. При этом должны предусматриваться дополнительные мероприятия, обеспечивающие его надежность при эксплуатации.

10.5 Переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы следует предусматривать ниже по течению от мостов, промышленных предприятий, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений, водозаборов и других аналогичных объектов, а также нерестилиц и мест массового обитания рыб.

Допускается располагать переходы нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через реки и каналы выше по течению от указанных объектов на расстояниях, приведенных в таблице 2, при этом должны разрабатываться дополнительные мероприятия, обеспечивающие их надежность и безопасность указанных объектов.

10.6 Минимальные расстояния от оси подводных переходов газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов до указанных в п.10.5 объектов должны приниматься по таблице 2, как для подземной прокладки.

10.7 Минимальные расстояния между осями параллельных подводных газопроводов, заглубленных в дно водоема с зеркалом воды в межень свыше 25 м, должны быть не менее 30 м для газопроводов номинальным диаметром до  $DN$  1000 (включительно) и 50 м для газопроводов номинальным диаметром свыше  $DN$  1000.

На многониточном переходе нефтепровода и нефтепродуктопровода, на котором предусмотрена одновременная прокладка нескольких основных трубопроводов (основных ниток) и одного резервного (резервной нитки), допускается прокладка трех основных ниток трубопроводов в одной траншее. Расстояние между параллельными нитками, прокладываемыми в общей траншее, и ширина траншеи назначаются в проекте, исходя из условий производства работ по устройству подводной траншеи и возможности укладки в нее трубопроводов и производства ремонтно-восстановительных работ.

10.8 Минимальное расстояние между параллельными трубопроводами, прокладываемыми на пойменных участках подводного перехода, следует принимать, как для линейной части магистрального трубопровода.

10.9 Подводные трубопроводы на переходах в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности должны рассчитываться против всплытия в соответствии с указаниями, изложенными в разделе 12.

Необходимость балластировки в границах ГВВ не ниже 1 % обеспеченности определяется проектом.

Конструкция балластировки на русловом и пойменном участках определяется проектом.

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

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

Крутизну откосов подводных траншей следует назначать в соответствии с требованиями СНиП III-42-80.

10.12 Кривые искусственного гнущья в русловой части подводных переходов допускается предусматривать только в особо сложных топографических и геологических условиях. Применение сварных отводов в русловой части не допускается.

Примечание - Кривые искусственного гнущего на переходах должны располагаться за пределами прогнозируемого размыва этих участков или находиться под защитой специального крепления берегов.

10.13 Запорную арматуру, устанавливаемую на подводных переходах трубопроводов, согласно п.8.11 следует размещать на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода.

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

10.14 В местах прокладки подводного перехода не ниже границы ГВВ 5 % обеспеченности должны предусматриваться решения по укреплению берегов и предотвращению стока воды вдоль трубопровода (устройство нагорных канав, глиняных перемычек, струенаправляющих дамб и т.д.).

10.15 При пересечении трубопроводами водных преград шириной при меженном горизонте 75 м и более 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 %-ной обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами свыше 20 дней, а также при пересечении горных рек и соответствующем обосновании в проекте, 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.

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

10.16 При проектировании подводных переходов, прокладываемых на глубине свыше 20 м из труб номинальным диаметром  $DN$  1000 и более, следует производить проверку устойчивости поперечного сечения трубы на воздействие гидростатического давления воды с учетом изгиба трубопровода.

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

10.18 На обоих берегах судоходных и лесосплавных рек и каналов при пересечении их трубопроводами должна предусматриваться установка сигнальных знаков согласно требованиям действующих "Правил плавания по внутренним судоходным путям" и "Правил охраны магистральных трубопроводов".

10.19 На болотах и заболоченных участках должна предусматриваться подземная прокладка трубопроводов.

При соответствующем обосновании допускается прокладка трубопроводов по поверхности болота в теле насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка). При этом должна быть обеспечена прочность трубопровода, общая устойчивость его в продольном направлении, а также защита от теплового воздействия в случае разрыва одной из ниток. Размеры насыпи и конструкции опор определяются проектом в зависимости от местных условий.

10.20 При соответствующем обосновании при подземной прокладке трубопроводов через болота II и III типов протяженностью свыше 500 м допускается прокладка резервной нитки.

10.21 Прокладку трубопроводов на болотах следует предусматривать, как правило, прямолинейно с минимальным числом поворотов.

В местах поворота следует применять упругий изгиб трубопроводов. Надземную прокладку на болотах следует предусматривать в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 11.

10.22 На участках трубопроводов, прокладываемых в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также на обводненных территориях, должна быть обеспечена устойчивость проектного положения против всплытия. Конструкции балластирующих устройств определяются проектом.

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

10.24 Допускается прокладка трубопроводов через болота в насыпях с равномерной передачей нагрузки на поверхность торфа путем устройства выстилки из мелкозернистого материала. Выстилка должна покрываться слоем местного или привозного грунта толщиной не менее 25 см, по которому укладывается трубопровод.

10.25 Размеры насыпи при прокладке в ней трубопровода номинальным диаметром свыше  $DN\ 700$  при положительном перепаде температур на данном участке следует определять расчетом, учитывающим воздействие внутреннего давления и продольных сжимающих усилий.

10.26 Наименьшие размеры насыпи должны приниматься:

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

ширина насыпи поверху  $1,5 \times DN$ , но не менее 1,5 м;

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

10.27 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.

10.28 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.

### **Подводные переходы, выполняемые способом наклонно-направленного бурения (ННБ)**

10.29 Возможность и целесообразность применения ННБ устанавливается на основе результатов инженерных изысканий и технико-экономической оценки строительства подводного перехода.

К неблагоприятным для применения способа ННБ относятся:

участки пересечения глубоковрезанных русел, сложенных прочными скальными (более 6 категории по буримости) или закарстованными породами;

участки рек, сложенные переслаивающимися толщами с прослоями твердых пород (более 6 категории по буримости);

переходы через реки с отложениями, содержащими крупные включения гальки, гравия, дресвы, щебня более 30% и валунов; участки, сложенные плавунными и набухающими грунтами.

переходы через горные реки, имеющие русло каньонообразной формы, исключающие размещение на берегу стройплощадок и прокладку трубопроводов по радиусу естественного изгиба;

Выбор участка подводного перехода, сооружаемого способом ННБ должен сопровождаться определением мест временного захоронения бурового шлама.

10.30 При проведении геологических изысканий в дополнение к требованиям СНиП 11-02-96 следует буровые скважины бурить в границах участка подводного перехода параллельно проектному створу, как правило, на расстоянии 10 м от него. В случаях сложных геологических условий допускается расстояние уменьшать, но не менее 5 м. Глубина скважин должна назначаться не менее чем на 7 м ниже предварительного продольного профиля, определяемого проектной организацией до начала полевых изысканий.

По оси трассы должно быть не менее трех буровых скважин (в русле и на берегах).

Для переходов протяженностью до 300 м расстояние между скважинами следует принимать равными 50 м, а для переходов протяженностью свыше 300 м равными 100 м.

10.31 В границах подводного перехода, сооружаемого способом ННБ, принимается I категория участка.

10.32 Трубы для участков ННБ (марку стали, прочностные характеристики, толщину стенки) следует принимать с учетом повышенной сложности строительства и ремонта трубопровода в процессе эксплуатации.

10.33 Для строительства участков трубопроводов, прокладываемых методом ННБ, должны применяться трубы с заводским изоляционным полимерным покрытием усиленного типа толщиной 3,0 мм и более).

Для изоляции стыков следует применять термоусадочные манжеты усиленного типа с характеристиками соответствующими основному покрытию трубопровода.

10.34 Переходы трубопроводов способом ННБ как правило сооружаются в однониточном исполнении.

Необходимость прокладки резервных ниток трубопроводов на переходах, сооружаемых способом ННБ, должна быть обоснована проектом.

10.35 Расстояние в плане между параллельными трубопроводами, прокладываемыми способом ННБ должно быть не менее 15 м. Допускается уменьшение этого расстояния до 10 м при соответствующем обосновании в проекте.

10.36 Напряженно-деформированное состояние трубопровода на переходе, выполненном способом ННБ должно соответствовать требованиям раздела 12.

10.37 Заглубление трубопровода следует принимать не менее 6 м от самой низкой отметки дна на участке перехода и не менее 3 м от линии возможного размыва или прогнозируемого дноуглубления русла.

Слой грунта над трубопроводом должен быть достаточным, чтобы исключить возможность прорыва бурового раствора и попадания его в водную среду.

10.38 Угол забуривания скважины определяется топографическими и геологическими условиями и, как правило, находится в интервале от 8° до 15°. При перепаде отметок входа и выхода скважины от 30 до 45 м и номинальном диаметре трубопровода до DN 500 угол входа может быть увеличен до 20°.

Угол выхода скважины, как правило, находится в пределах от 5° до 8°. При наличии естественного уклона местности в точке выхода, угол выхода может иметь большие значения с учетом величины уклона. Для трубопроводов большего диаметра следует назначать меньшие значения углов выхода.

10.39 Длина буровой скважины вдоль оси на переходе определяется расстоянием между местом входа (забуривания) и местом её выхода на противоположном берегу с учетом радиуса упругого изгиба трубопровода в вертикальной плоскости.

Радиус упругого изгиба трубопровода принимается не менее  $R_{изг} \geq 1200 D_n$ .

10.40 Диаметр ствола скважины ( $D_c$ ) принимается в зависимости от геологических условий в пределах  $D_c = (1,2 \div 1,5) \times D_n$ .

Большие значения следует принимать для рыхлых грунтов, содержащих крупные фракции и обломки породы, а также в слоистых толщах.

### **Подземные переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги**

10.41 Переходы трубопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях при соответствующем обосновании в выемках дорог.

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

10.42 Участки трубопроводов, прокладываемых на переходах через железные дороги и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре из стальных труб или в тоннеле. Передача нагрузки на рабочий трубопровод от веса вышележащего грунта и подвижного состава не допускается.

Диаметр защитного футляра определяется условиями производства работ и конструкцией переходов и должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее чем на 200 мм. Толщина стенки защитного футляра должна определяться расчетом.

Концы футляра должны выводиться на расстояние:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги - не менее 50 м от подошвы откоса насыпи или от бровки откоса выемки, а при наличии водоотводных сооружений - от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна;

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

Концы футляров, устанавливаемых на участках переходов нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги III, III-п, IV IV-п и V категорий, должны выводиться на 5 м от бровки земляного полотна.

10.43 Прокладка кабеля связи трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги должна производиться в защитном футляре или отдельно в трубах.

10.44 На подземных переходах трубопроводов через железные и автомобильные дороги защитные футляры (тоннели) и межтрубное пространство переходов должны быть водонепроницаемыми. Концы защитных футляров должны иметь герметизирующие устройства (уплотнения) из диэлектрического материала, защищенные от воздействия грунта засыпки специальными укрытиями.

10.45 На подземных переходах газопроводов на одном из концов футляра или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали, определяемом проектом, не менее:

от оси крайнего пути железных дорог	40 м
на автомобильных и промышленных дорогах - от подошвы земляного полотна	25 м

При наличии на переходе уклона свечу располагают на более высокой стороне футляра. Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 3 м. Диаметр свечи определяется проектом.

10.46 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра (тоннеля), а при устройстве перехода методом прокола или горизонтального бурения - 3м; в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна водоотводных сооружений (кювета, лотка или дренажа) или подошвы насыпи.

10.47 Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до

верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа.

При прокладке трубопровода без защитных футляров вышеуказанные глубины следует принимать до верхней образующей трубопровода.

10.48 Заглубление трубопроводов, пересекающих железнодорожное земляное полотно, сложенное пучинистыми грунтами, следует определять исходя из условий, исключения влияния тепловыделений на устойчивость земляного полотна (СНиП 32-01-95).

10.49 Заглубление участков трубопровода под автомобильными дорогами на территории КС и НПС принимается в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

10.50 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 линейной части магистральных трубопроводов.

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

10.52 Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься, м:

до стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог	1
	0
до стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах	2
	0
до труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах	3
	0
до опор контактной сети	3

10.53 При пересечении лесных и полевых дорог трубопровод может прокладываться без защитного футляра с укладкой над трубопроводом дорожных плит по песчаному основанию.

10.54 Проектом перехода должна быть предусмотрена ЭХЗ защитного футляра по 14.37 и 14.38.

## **11 Надземная прокладка трубопроводов**

11.1 Надземная прокладка трубопроводов или их отдельных участков допускается в пустынных и горных районах, болотистых местностях, на подрабатываемых территориях, районах оползней и районах распространения многолетнемерзлых грунтов, на неустойчивых грунтах, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия с учетом требований п.5.1.

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

11.2 При надземной прокладке трубопроводов или их отдельных участков следует предусматривать проектные решения по компенсации продольных перемещений. При любых способах компенсации продольных перемещений трубопроводов следует применять отводы, допускающие проход поршня для очистки полости трубопровода и разделительной головки (для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов). Прямолинейные балочные переходы допускается проектировать без компенсации продольных перемещений трубопроводов с учетом требований раздела 12.

11.3 При прокладке трубопроводов и их переходов через естественные и искусственные препятствия следует использовать несущую способность самого трубопровода. В отдельных случаях при соответствующем обосновании в проекте допускается предусматривать для прокладки трубопроводов специальные мосты.

Величины пролетов трубопровода следует назначать в зависимости от принятой схемы и конструкции перехода в соответствии с требованиями раздела 12.

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

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

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

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

11.6 Опоры балочных систем трубопроводов следует проектировать из негорючих материалов. При проектировании надземных трубопроводов следует предусматривать электроизоляцию трубопровода от опор.

11.7 Высоту от уровня земли или верха покрытия дорог до низа трубы следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80, но не менее 0,5 м.

Высота прокладки трубопроводов над землей на участках, где предусматривается использование многолетнемерзлых грунтов в качестве основания, должна назначаться из условия обеспечения многолетнемерзлого состояния грунтов под опорами и трубопроводом.

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

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

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

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

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

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

11.9 При прокладке трубопроводов 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 трубопровода должно быть, м, не



менее:

до подошвы откоса насыпи	5
до бровки откоса выемки	3
до крайнего рельса железной дороги	10

11.10 В местах надземных переходов трубопроводов 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.

## 12 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

### Расчетные характеристики материалов

12.1 Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений  $R_1''$  и  $R_2''$  следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по национальным стандартам и техническим условиям на трубы.

12.2 Расчетные сопротивления растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1'' m}{k_1 k_n} \quad (1)$$

$$R_2 = \frac{R_2'' m}{k_2 k_n} \quad (2)$$

где  $m$ ,  $k_1$ ,  $k_2$ ,  $k_n$ , - принимаются по таблицам 8, 9, 10 и 11.

Таблица 8

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода $m$
I	0,70
II	0,85
III	1,00

Таблица 9

Характеристика труб, деталей	Коэффициент надежности по материалу $k_1$
1. Сварные из стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5 % и подвергнутые 100% автоматическому контролю на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами. Штампованные и штампосварные детали, переходные кольца (термически упрочненные); отводы гнутые и переходные кольца из труб с $k_1 = 1,34$ (термическая обработка не обязательна)	1,34
2. Сварные, изготовленные двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом и подвергнутые 100 % автоматическому контролю сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные трубы из катаной или ковальной заготовки, подвергнутые 100 % автоматическому контролю на сплошность металла неразрушающими методами. Бесшовные из непрерывнолитой заготовки или из слитка, подвергнутые 100 % автоматическому контролю неразрушающими методами Штампованные и штампосварные детали, переходные кольца (нормализованные); отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,40$ (термическая обработка не обязательна); сварные тройники,	1,40

сварные переходы из вальцованных обечаек (термически упрочненные)	
3. Сварные, изготовленные электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и подвергнуты 100% контролю неразрушающими методами. Штампованные и штампосварные детали (с высоким отпуском); отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,47$ (термическая обработка не обязательна); сварные тройники, сварные переходы из вальцованных обечаек (нормализованные)	1,47
4. Прочие бесшовные или электросварные. Отводы гнутые из труб с $k_1 = 1,55$ (термическая обработка не обязательна); сварные тройники, сварные переходы из вальцованных обечаек (с высоким отпуском)	1,55

Таблица 10

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу $k_2$
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	1,10
Сварные из стали с отношением $R_2^H / R_1^H \leq 0,8$	1,15
Сварные из стали с отношением $R_2^H / R_1^H > 0,8$	1,20

Таблица 11

Номинальный диаметр трубопровода	Значение коэффициента надежности по ответственности трубопровода $k_n$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления $p$			для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов
	$p \leq 5,4$ МПа	$5,4 < p \leq 7,4$ МПа	$7,4 < p \leq 9,8$ МПа	
DN 500 и менее	1,15	1,15	1,15	1,15
DN 600 - DN 1000	1,15	1,15	1,20	1,15
DN 1200	1,20	1,20	1,25	1,20
DN 1400	1,20	1,25	1,30	-

12.3 Значения характеристик грунтов следует принимать по данным инженерных изысканий с учетом прогнозирования их свойств в процессе эксплуатации.

### Нагрузки и воздействия

12.4 Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85.

При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по таблице 12.

Таблица 12

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке
		подземный, наземный (в насыпи)	надземный	
Постоянные	Собственный вес трубопровода, арматуры и устройств	+	+	1,10 (0,95)
	Предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб, предварительное растяжение компенсаторов и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Вес и давление грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00

Временные длительные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПО без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	+	+	1,10
	Вес транспортируемого продукта или воды	+	+	1,00 (0,95)
	Температурный перепад	+	+	1,00
	Неравномерные деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая	-	+	1,40
	Ветровая	-	+	1,20
	Гололедная	-	+	1,30
	Морозное растрескивание грунта	+	-	1,20
	Пропуск очистных устройств	+	+	1,20
	Испытание трубопроводов	+	+	1,00
Особые	Сейсмическая	+	+	1,00
	Деформации грунта, сопровождающихся изменением его структуры (селевые потоки и оползни; деформации земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах; деформации просадочных грунтов при замачивании или многолетнемерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак "-" - не учитываются.</p> <p>2 Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.</p> <p>3 Плотность воды следует принимать с учетом засоленности и наличия в ней взвешенных частиц.</p> <p>4 Когда по условиям испытания, ремонта или эксплуатации возможно в газопроводах полное или частичное заполнение внутренней полости водой или конденсатом, а в нефтепроводах и нефтепродуктопроводах попадание воздуха или опорожнение трубопровода, необходимо учитывать изменения нагрузки от веса продукта.</p> <p>5 Для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов номинальным диаметром DN 700 и более на всех промежуточных нефтеперекачивающих насосных станциях, работающих без подключения емкостей, следует устанавливать устройства по защите линейной части трубопроводов от воздействия переходных процессов.</p>				

12.5 Рабочее (нормативное) давление – определяется расчетом в соответствии с нормами технологического проектирования.

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

12.6 Нормативный вес транспортируемого продукта в 1 м трубопровода следует определять по формулам:

для природного газа

$$q_{газ} = 10^{-2} p D_{вн}^2 \quad (3)$$

для нефти (нефтепродукта)

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \rho_n g \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} \quad (4)$$

12.7 Нормативную нагрузку от обледенения 1 м трубы  $q_{\text{лед}}$ , Н/м, следует определять по формуле

$$q_{\text{лед}} = 0,17bD_n, \quad (5)$$

где  $b$  - толщина слоя гололеда, мм, принимаемая согласно СНиП 2.01.07-85.

12.8 Нормативную снеговую нагрузку  $p_c^n$  Н/м<sup>2</sup>, на горизонтальную проекцию конструкции надземного трубопровода и примыкающего эксплуатационного мостика следует определять согласно СНиП 2.01.07-85.

При этом для одиночно прокладываемого трубопровода коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности трубопровода принимается равным 0,4.

12.9 Нормативный температурный перепад в металле стенок труб следует принимать равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы, производится засыпка трубопровода и т.п., т.е. когда фиксируется статически неопределимая система). При этом допустимый температурный перепад для расчета балластировки и температуры замыкания должен определяться отдельно для участков I, II и III категорий.

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

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

12.11 При расчете газопровода, нефтепровода и нефтепродуктопровода на прочность, устойчивость и выборе типа изоляции следует учитывать температуру газа, нефти и нефтепродуктов, поступающих в трубопровод, и ее изменение по длине трубопровода в процессе транспортировки продукта.

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

$$q_в = \frac{\pi}{4} D_{н.и}^2 \gamma_в g \quad (6)$$

**Примечание** - При проектировании трубопроводов на участках переходов, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-пластическое состояние, при определении выталкивающей силы следует вместо плотности воды принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным изысканий.

12.13 Нормативную ветровую нагрузку на 1 м  $q_{\text{вет}}$ , Н/м трубопровода одиночной трубы перпендикулярно ее осевой вертикальной плоскости следует определять по формуле

$$q_{\text{вет}} = (q_n^c + q_n^d) D_{н.и}, \quad (7)$$

где  $q_n^c$  - нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки, Н/м<sup>2</sup>, определяемое согласно СНиП 2.01.07-85;

$q_n^d$  - нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки, Н/м<sup>2</sup>, определяемое согласно СНиП 2.01.07-85 как для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной жесткостью.

12.14 Нагрузки и воздействия, связанные с осадками и пучениями грунта, оползнями, перемещением опор и т.д., должны определяться на основании анализа

грунтовых условий и их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации трубопровода.

12.15 Обязочные трубопроводы КС и НПС следует дополнительно рассчитывать на динамические нагрузки от пульсации давления, а для надземных трубопроводов, подвергающихся очистке полости, следует дополнительно производить расчет на динамические воздействия от поршней и других очистных устройств.

12.16 Нормативная интенсивность сейсмических воздействий в баллах (сейсмичность) районов строительства участков трубопроводов определяется согласно СНиП II-7-81 с учетом данных сейсмомикрорайонирования. Расчетная сейсмичность подземных магистральных трубопроводов и параметры сейсмических колебаний грунта назначаются без учета заглубления трубопровода как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

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

### **Определение толщины стенки трубопровода**

12.18 Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , см, следует определять по формуле

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)} \quad (8)$$

Толщину стенки труб, определенную по формуле (8) следует принимать не менее  $1/140 \times D_n$ , но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром  $DN$  200 и менее, и не менее 4 мм - для труб номинальным диаметром свыше  $DN$  200.

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию п.17.16, чтобы величина испытательного давления была бы не менее величины рабочего (нормативного) давления.

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

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

12.19 Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

12.20 Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_1 R_1, \quad (9)$$

где  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{np.N} \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np.N} < 0$ ) определяемый по формуле

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}; \quad (10)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n} \quad (11)$$

12.21 Продольные осевые напряжения  $\sigma_{np.N}$  МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

12.22 Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_2 \frac{m}{0,9k_n} R_2^H \quad (12)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_n} R_2^H, \quad (13)$$

где  $\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{np}^H \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{np}^H < 0$ ) - определяемый по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_n} R_2^H} \quad (14)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{6H}}{2\delta_n} \quad (15)$$

12.23 Максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения  $\sigma_{np}^H$ , МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

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

$$S \leq mN_{кр} \quad (16)$$

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

Продольное критическое усилие,  $N_{кр}$ , Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, следует определять согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления трубопровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта, наличия балласта, закрепляющих устройств с учетом их податливости. На обводненных участках следует учитывать гидростатическое воздействие воды.

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

12.26 Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, следует проверять для отдельных (в зависимости от условий строительства) участков по условию

$$Q_{акт} \leq \frac{1}{k_{н.в.}} Q_{нас}, \quad (17)$$

где  $Q_{акт}$  - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{нас}$  - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая массу - собственный вес), Н;

Коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия,  $k_{н.в}$  принимается равным для участков перехода:

- через болота, пойма, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности - 1,05
- руслowych через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ - 1,10
- через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки - 1,15
- нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, для которых возможно их опорожнение и замещение продукта воздухом - 1,03

12.27 Вес засыпки трубопроводов на русловых участках переходов через реки и водохранилища не учитывается. При расчете на устойчивость положения нефтепровода и нефтепродуктопроводов, прокладываемых на обводненных участках, удерживающая способность грунта учитывается. При проверке продольной устойчивости трубопровода как сжатого стержня допускается учитывать вес грунта засыпки толщиной 1,0 м при обязательном соблюдении требований п.10.4 в части заглубления трубопровода в дно не менее 1 м.

12.28 Расчетная несущая способность анкерного устройства, Банк, Н, определяется по формуле

$$B_{анк} = z m_{анк} P_{анк}, \quad (18)$$

где  $z$  - количество анкеров в одном анкерном устройстве;

$m_{анк}$  - коэффициент условий работы анкерного устройства, принимаемый равным 1,0 при  $z = 1$  или при  $z \geq 2$  и  $D_n / D_{анк} \geq 3$ ; а при  $z \geq 2$  и  $1 \leq D_n / D_{анк} \leq 3$

$$m_{анк} = 0,25 \left( 1 + \frac{D_n}{D_{анк}} \right); \quad (19)$$

$P_{анк}$  - расчетная несущая способность анкера, Н, из условия несущей способности грунта основания, определяемая из условия

$$P_{анк} = \frac{\Phi_{анк}}{k_a}, \quad (20)$$

$D_{анк}$  - максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, см;

$\Phi_{анк}$  - несущая способность анкера, Н, определяемая расчетом или по результатам полевых испытаний согласно СНиП 2.02.03-85;

$k_a$  - коэффициент надежности анкера, принимаемый равным 1,4 (если несущая способность анкера определена расчетом) или 1,25 (если несущая способность анкера определена по результатам полевых испытаний статической нагрузкой).

### Проверка прочности и устойчивости надземных трубопроводов

12.29 Надземные (открытые) трубопроводы следует проверять на прочность, продольную устойчивость и выносливость (колебания в ветровом потоке).

12.30 Проверку на прочность надземных трубопроводов, за исключением случаев, регламентированных п.12.31, следует производить из условия

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_3 R_2, \quad (21)$$

где  $\psi_3$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр} \geq 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{пр} < 0$ ) - определяемый по формуле (с учетом примечания к п.12.31)

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}}{R_2} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_2} \quad (22)$$

При расчете на выносливость (динамическое воздействие ветра) величина  $R_2$  понижается умножением на коэффициент определяемый согласно СНиП II-23-81.

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

от расчетных нагрузок и воздействий

$$|\sigma_{np.N}| \leq \psi_3 R_2 \quad (23)$$

$$|\sigma_{np.M}| \leq 0,635 R_2 (1 + \psi_3) \times \sin \frac{(\sigma_{np.N} + \psi_3 R_2) \pi}{(1 + \psi_3) R_2} \quad (24)$$

от нормативных нагрузок и воздействий

$$\sigma_{np}^n \leq \psi_2 \frac{m}{0,9k_n} R_2^n \quad (25)$$

Примечания

1. Если расчетное сопротивление  $R_2 > R_1$ , то в формулах (21) - (24) вместо  $R_2$  следует принимать  $R_1$ .

2. Для надземных бескомпенсаторных переходов при числе пролетов не более четырех допускается при расчете по формулам (21), (23) и (24) вместо  $\psi_3$  принимать  $\psi_2$ , определяемое по формуле (14).

12.32 Максимальные фибровые суммарные продольные напряжения от расчетных нагрузок и воздействий в балочных, шпренгельных, висячих и арочных надземных трубопроводах следует определять в соответствии с общими правилами строительной механики. При этом трубопровод рассматривается как стержневая система.

При наличии изгибающих моментов в вертикальной и горизонтальной плоскостях расчет следует производить по их равнодействующей. В расчетах необходимо учитывать геометрическую нелинейность системы.

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

12.34 Балочные системы надземных трубопроводов 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.

12.35 Трубопроводы балочных, шпренгельных, арочных и висячих систем с воспринимаемым трубопроводом распором должны быть рассчитаны на продольную устойчивость в плоскости наименьшей жесткости системы.

12.36 При скоростях ветра, вызывающих колебание трубопровода с частотой, равной частоте собственных колебаний, необходимо производить поверочный расчет трубопроводов на резонанс.

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

12.37 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 трубопровода.

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

При расчете опор следует учитывать глубину промерзания или оттаивания грунта, деформации грунта (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.

12.39 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.

На уклонах местности и на участках со слабонесущими грунтами следует применять системы прокладок надземных трубопроводов с неподвижными опорами, испытывающими минимальные нагрузки, например, прокладку змейкой с неподвижными опорами, расположенными в вершинах звеньев по одну сторону от воздушной оси трассы.

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

12.41 Продольно-подвижные и свободноподвижные опоры балочных надземных систем трубопроводов следует рассчитывать на совместное действие вертикальной нагрузки и горизонтальных сил или расчетных перемещений (при неподвижном закреплении трубопроводов к опоре, когда его перемещение происходит за счет изгиба стойки). При определении горизонтальных усилий на подвижные опоры необходимо принимать максимальное значение коэффициента трения.

В прямолинейных балочных системах без компенсации продольных деформаций необходимо учитывать возможное отклонение трубопровода от прямой. Возникающее в результате этого расчетное горизонтальное усилие от воздействия температуры и внутреннего давления, действующее на промежуточную опору перпендикулярно оси трубопровода, следует принимать равным 0,01 величины максимального эквивалентного продольного усилия в трубопроводе.

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

### **Компенсаторы**

12.43 Расчет компенсаторов на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и других нагрузок и воздействий, следует производить по условию

$$\sigma_{комп} + |\sigma_{м}| \leq R_2 - 0,5\sigma_{кп}, \quad (26)$$

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

$\sigma_m$  - дополнительные продольные напряжения в компенсаторе от изгиба под действием поперечных и продольных нагрузок (усилий) в расчетном сечении компенсатора, МПа, определяемые по правилам строительной механики

**П р и м е ч а н и е** - При расчете компенсаторов на участках трубопроводов, работающих при мало изменяющемся температурном режиме (на линейной части газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов), допускается в формуле (26) вместо расчетного сопротивления  $R_2$  принимать нормативное сопротивление  $R_2^H$ .

12.44 Величина расчетных продольных напряжений в компенсаторе  $\sigma_{комп}$  определяется по правилам строительной механики с учетом коэффициента уменьшения жесткости отвода  $k_{жс}$  и коэффициента увеличения продольных напряжений  $m_k$ .

12.45 Коэффициенты уменьшения жесткости  $k_{жс}$  и увеличения напряжений  $m_k$  для гнутых и сварных отводов компенсаторов при  $\lambda_k < 0,3$  определяются по формулам:

$$k_{жс} = \frac{\lambda_k}{1,65}; \quad (27)$$

$$m_k = \frac{0,9}{\lambda_k^{2/3}}; \quad (28)$$

$$\lambda_k = \frac{\delta_n \rho_k}{r_c^2} \quad (29)$$

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

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

### **Особенности расчета трубопроводов, прокладываемых в сейсмических районах**

12.48 Трубопроводы, прокладываемые в сейсмических районах, независимо от вида прокладки (подземной, наземной или надземной), рассчитываются на основные и особые сочетания нагрузок с учетом сейсмических воздействий согласно СНиП II-7-81.

12.49 Трубопроводы и их элементы, предназначенные для прокладки в сейсмических районах, согласно п.9.28 следует рассчитывать:

на условные статические нагрузки, определяемые с учетом сейсмического воздействия. При этом предельные состояния следует принимать как для трубопроводов, прокладываемых вне сейсмических районов;

на сейсмические воздействия, получаемые на основании анализа записей сейсмометрических станций (в виде акселерограмм, велосиграм, сейсмограмм), 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 13.

При расчетах на наиболее опасные сейсмические воздействия допускается в конструкциях, поддерживающих трубопровод, неупругое деформирование и возникновение остаточных деформаций, локальные повреждения и т. д.

Таблица 13

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение, см/с <sup>2</sup>	100	200	400	800

12.50 Расчет надземных трубопроводов 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 трубопровода на нагрузки, возникающие при взаимном смещении опор.

Сейсмические нагрузки на надземные трубопроводы следует определять согласно СНиП II-7-81.

12.51 Дополнительные напряжения в подземных трубопроводах и трубопроводах, прокладываемых в насыпи, следует определять как результат воздействия сейсмической волны, направленной вдоль продольной оси трубопровода, вызванной напряженным состоянием грунта.

Расчет подземных трубопроводов и трубопроводов в насыпи на действие сейсмических нагрузок, направленных по нормали к продольной оси трубопровода, не производится.

12.52 Напряжения в прямолинейных подземных или наземных (в насыпи) трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода, следует определять по формуле

$$\sigma_{np.N} = \frac{\pm 0,04 m_0 k_0 k_n a_c E_0 T_0}{c_p}, \quad (30)$$

где  $m_0$  - коэффициент заземления трубопровода в грунте, определяемый согласно п.12.53;

$k_0$  - коэффициент, учитывающий назначение трубопровода, определяемый согласно п.12.54;

$k_n$  - коэффициент применимости карт сейсмического районирования, определяемый согласно п.12.55;

$a_c$  - сейсмическое ускорение, см/с<sup>2</sup>, определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования с учетом требований п.12.49;

$T_0$  - преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях, с;

$c_p$  - скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, см/с, в грунтовом массиве, определяемая при изысканиях; на стадии разработки проекта допускается принимать согласно таблице 14.

12.53 Коэффициент заземления трубопровода в грунте  $m_0$  следует определять на основании материалов изысканий. Для предварительных расчетов допускается принимать по таблице 14.

При выборе значения коэффициента  $m_0$  необходимо учитывать изменения состояния окружающего трубопровод грунта в процессе эксплуатации.

Таблица 14

Грунты	Скорость распространения продольной сейсмической волны $c_p$ , км/с	Коэффициент заземления трубопровода в грунте $m_0$
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,12	0,50
Песчаные маловлажные	0,15	0,50
Песчаные средней влажности	0,25	0,45
Песчаные водонасыщенные	0,35	0,45
Супеси и суглинки	0,30	0,60
Глинистые влажные, пластичные	0,50	0,35
Глинистые, полутвердые и твердые	2,00	0,70
Лёсс и лёссовидные	0,40	0,50
Торф	0,10	0,20
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	2,20	1,00
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,50	1,00
Гравий, щебень и галечник	1,10	См. примеч. 2
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные, выветренные и сильно выветренные)	1,50	То же
Скальные породы (моноклитные)	2,20	"
<b>Примечания</b> 1. В таблице приведены наименьшие значения $c_p$ , которые следует уточнять при изысканиях. 2. Значения коэффициентов заземления трубопровода следует принимать по грунту засыпки.		

12.54 Коэффициент  $k_0$ , учитывающий назначение трубопровода, зависит от характеристики трубопровода и определяется по таблице 15.

Таблица 15

Характеристика трубопровода	Значение коэффициента $k_0$
1. Газопроводы при рабочем давлении от 2,5 до 10,0 МПа включительно; нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при номинальном диаметре от $DN$ 1000 до $DN$ 1200. Газопроводы независимо от величины рабочего давления, а также нефтепроводы и нефтепродуктопроводы любого диаметра, обеспечивающие функционирование особо ответственных объектов. Переходы трубопроводов через водные преграды с шириной по зеркалу в межень 25 м и более	1,5
2. Газопроводы при рабочем давлении от 1,2 до 2,5 МПа; нефтепроводы и нефтепродуктопроводы при номинальном диаметре от $DN$ 500 до $DN$ 800	1,2
3. Нефтепроводы при номинальном диаметре менее $DN$ 500.	1,0
<b>Примечание</b> - При сейсмичности площадки 9 баллов и выше коэффициент $k_0$ для трубопроводов, указанных в поз. 1, умножается дополнительно на коэффициент 1,5.	

12.55 Коэффициент применимости карт сейсмического районирования следует принимать по картам сейсмического районирования территории согласно СНиП II-7-81. Значения коэффициента следует принимать по таблице 16.

Таблица 16

Повторяемость землетрясений по картам	А	В	С
Коэффициент применимости карт сейсмического районирования $k_{\Pi}$	1,15	1,0	0,9

12.56 Расчет надземных трубопроводов на сейсмические воздействия следует производить согласно требованиям СНиП II-7-81.

### Соединительные детали трубопроводов

12.57 Расчетную толщину стенки деталей (тройников, отводов, переходников и днищ)  $\delta_0$ , см, трубопроводов при действии внутреннего давления следует определять по формуле

$$\delta_0 = \frac{npD_0}{2(R_{1(0)} + np)} \eta_e \quad (31)$$

Толщина стенки основной трубы тройника  $\delta_m$ , см, определяется по формуле (31), а толщина стенки ответвления  $\delta_0$ , см, - по формуле

$$\delta_0 = \delta_m \frac{R_{1(m)}}{R_{1(0)}} \cdot \frac{D_0}{D_m} \quad (32)$$

Толщина стенки после расточки концов соединительных деталей под сварку с трубопроводом  $\delta_{к.0}$ , см (толщина свариваемой кромки), определяется из условия

$$\delta_{к.0} \geq \frac{npD_0}{2(R_{1(0)} + np)}, \quad (33)$$

где  $D_0$  - наружный диаметр соединительной детали, см;

$\eta_e$  - коэффициент несущей способности деталей следует принимать: для штампованных отводов по таблице 17;

для тройников - по графику рекомендуемого приложения А; для конических переходников с углом наклона образующей  $\gamma < 12^\circ$  и выпуклых днищ -  $\eta_e = 1$ ;

$R_{1(0)}$  - расчетное сопротивление материала детали (для тройников  $R_{1(0)} = R_{1(m)}$ ), МПа;

$R_{1(0)}$ ,  $R_{1(m)}$  - расчетные сопротивления материала ответвления и магистрали тройника, МПа;

$D_0$  - наружный диаметр ответвления тройника, см;

$D_m$  - наружный диаметр основной трубы тройника, см.

Примечание - Толщину стенки переходников следует рассчитывать по большему диаметру.

Таблица 17

Отношение среднего радиуса изгиба отвода к его наружному диаметру	1,0	1,5	2,0
Коэффициент несущей способности детали $\eta_e$	1,30	1,15	1,00

12.58 В том случае, когда кроме внутреннего давления тройниковые соединения могут подвергаться одновременному воздействию изгиба и продольных сил, для предотвращения недопустимых деформаций должно выполняться условие

$$\left( \sigma_1^2 - \sigma_1 \sigma_2 + \sigma_2^2 + 3\sigma_{кр}^2 \right)^{1/2} \leq R_2^H, \quad (34)$$

где  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_{кр}$  - напряжения соответственно кольцевое, продольное и касательное в наиболее напряженной точке тройникового соединения, определяемые от нормативных нагрузок и воздействий.

## 13 Охрана окружающей среды

13.1 Все проектные и эксплуатационные решения, должны соответствовать требованиям государственного законодательства и международных соглашений по охране окружающей среды при сооружении трубопроводов и последующей их эксплуатации.

13.2 Проектные решения по сооружению магистральных трубопроводов должны предусматривать оснащение их эффективными средствами контроля и обнаружения утечек.

Порог чувствительности проектируемых СОУ не должен превышать 0,04 % производительности трубопровода, с точностью определения места утечки до 100 м, временем обнаружения – не более 5 минут. Отклонение от данных требований при наличии особо сложных для эксплуатации СОУ участков, общей протяженностью не более 5% от проектируемого трубопровода, должны быть обоснованы. Остановка перекачки подукта по данным СОУ должна производиться в автоматическом режиме.

Требования по охране окружающей среды следует включать в проект отдельным разделом, а в сметах предусматривать необходимые затраты

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

13.3 При прокладке трубопроводов 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.

13.4 Крепление незатопляемых берегов в местах пересечения подземными трубопроводами следует предусматривать до отметки, возвышающейся не менее, чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом повторяемостью один раз в 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 1 - 5 м.

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

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений по охране окружающей среды, а также за соблюдение государственного законодательства и международных соглашений по охране окружающей среды

Ширина полосы отвода земли на время строительства магистральных трубопроводов определяется проектом в соответствии с нормами отвода земель для магистральных трубопроводов.

Производство строительно-монтажных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом производства работ, запрещается.

13.5 Проектные решения по прокладке в оползневых районах должны приниматься из условия исключения возможного нарушения природных условий (для особо охраняемых территорий, водных объектов и т.п. должны предусматриваться устройства, контролируемые безопасные изменения), и содержать информацию о допустимых изменениях параметров, характеризующих безопасность трубопроводов при сооружении и последующей эксплуатации.

13.6 При пересечении трубопроводом участков с подземными льдами и наледями, а также при прокладке трубопроводов по солифлюкционным и опасным в термоэрозионном

отношении склонам и вблизи термоабразионных берегов водоемов проектом должны предусматриваться:

- специальные инженерные решения по предотвращению техногенных нарушений;
- мероприятия по максимальному сохранению растительного покрова;
- подсыпка грунта и замена пучинистых грунтов на непучинистые;
- дренаж и отвод сточных вод;
- выравнивание и уплотнение грунтового валика над трубопроводом

13.7 При прокладке трубопроводов на вечномёрзлых грунтах 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.

13.8 На участках трассы трубопроводов, 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 трубопроводов, должны быть укреплены.

13.9 При прокладке трубопроводов необходимо предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы.

13.10 Требования к гидравлическим испытаниям и рекультивации должны регламентироваться в проекте в виде самостоятельных подразделов.

13.11 Для трубопроводов, прокладываемых в районах Крайнего Севера и морских районах, прилегающих к северному побережью РФ, в проекте должны предусматриваться дополнительные мероприятия по охране окружающей среды в этих районах согласно Федерального закона №120-ФЗ РФ от 18.07.2008 г. [1], постановления Правительства РФ от 2.10.2009 №783 [2] и другому действующему законодательству РФ об охране окружающей среды.

## **14 Защита трубопровода от коррозии**

### **Общие положения**

14.1 При проектировании средств защиты стальных магистральных трубопроводов (подземных, наземных, надземных и подводных с заглублением в дно) от подземной и атмосферной коррозии следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 51164, ГОСТ Р 52568, отраслевыми нормативными требованиями и настоящим документом.

14.2 Противокоррозионная защита независимо от способа прокладки магистральных трубопроводов должна обеспечить их безаварийную (по причине коррозии) работу в течение эксплуатационного срока.

14.3 Защита магистральных трубопроводов (за исключением надземных) от подземной коррозии, независимо от коррозионной агрессивности грунта и района их прокладки, должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

### **Защита трубопроводов от подземной коррозии защитными покрытиями**

14.4 В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов следует применять два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный (ГОСТ Р 51164).

Усиленный тип защитных покрытий следует применять на магистральных трубопроводах, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодых, такырах, сорах и др.);

в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, а также на участках перспективного обводнения или орошения;

на подводных переходах и в поймах рек, а также на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных кожухах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним, в пределах расстояний, устанавливаемых при проектировании;

на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского или базового нанесения;

на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;

на участках блуждающих токов;

на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 30 С; на территориях головных насосных станций, нефтеперекачивающих и совмещенных станций, магистральных насосных станций и резервуарного парка;

на участках газо- и нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на выбранных в соответствии с требованиями настоящего документа расстояниях от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий;

на трубопроводах *DN* 800 и более независимо от условий прокладки.

Во всех остальных случаях следует применять защитные покрытия нормального типа.

14.5 Для строительства магистральных трубопроводов подземной и подводной прокладки следует применять трубы с защитным полимерным покрытием, нанесенным в заводских условиях.

При этом для строительства линейной части трубопроводов, прокладываемых методами траншейной прокладки, следует применять трубы с заводским покрытием усиленного типа нормального исполнения (ГОСТ Р 52568).

Для строительства подводных переходов и участков трубопроводов, прокладываемых методами закрытой прокладки (проколы, кожухи, микротоннелирование, протаскивание труб через скважины наклонно-направленного бурения), следует применять трубы с заводским покрытием усиленного типа специального исполнения (ГОСТ Р 52568).

14.6 В зависимости от температуры строительства и эксплуатации трубопроводов (температуры транспортируемого продукта) следует применять заводские покрытия, обеспечивающие противокоррозионную защиту при требуемых температурах (согласно нормам ГОСТ Р 52568).

14.7 Изоляцию фасонных соединительных деталей, задвижек, мест врезок трубопроводов следует осуществлять в заводских и трассовых условиях защитными покрытиями по своим характеристикам соответствующим заводской изоляции труб. При этом противокоррозионные покрытия должны отвечать требованиям ГОСТ Р 51164. Изоляцию защитных кожухов под дорогами следует осуществлять заводскими защитными покрытиями специального исполнения, устойчивыми к сдиру и абразивному износу.

14.8 Противокоррозионную защиту зоны сварных стыков магистральных трубопроводов следует осуществлять покрытиями на основе термоусаживающихся полимерных материалов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164.

14.9 Изоляцию мест подключения катодных, дренажных протекторных установок, перемычек и контрольно-измерительных пунктов для всех видов прокладок трубопроводов следует проводить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164.

14.10 При реконструкции помимо труб с заводскими покрытиями для противокоррозионной защиты трубопроводов в трассовых условиях допускается использовать защитные покрытия усиленного и нормального типов по ГОСТ Р 51164.



## **Защита надземных трубопроводов атмосферной коррозии**

14.11 Защита от атмосферной коррозии заключается в нанесении антикоррозионных материалов на поверхность объектов надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования магистральных трубопроводов, эксплуатирующихся в различных климатических зонах и различных категориях размещения.

14.12 Условия эксплуатации надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов определяются следующими факторами:

- категорией коррозионной активности атмосферы (ISO 12944-6:1998),
- категорией размещения изделий (ГОСТ 15150),
- климатическими факторами (ГОСТ 16350).

14.13 Лакокрасочные покрытия, применяемые для антикоррозионной защиты от атмосферной коррозии надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования объектов магистральных трубопроводов, должны:

- быть устойчивыми к нагрузкам, возникающим в результате суточных перепадов температур и перепадов температур в процессе эксплуатации;
- иметь прочное сцепление с металлической поверхностью;
- быть сплошными;
- соответствовать техническим требованиям, приведенным в таблицах Б.1 и Б.2 приложения Б. Данные технические требования распространяются на покрытия, предназначенные для эксплуатации во всех макроклиматических зонах и для всех условий эксплуатации.

14.14 Сроки службы систем покрытий для различных категорий активности атмосферы подразделяются на средний (С) – 10- 15 лет, большой (Б) – 15- 20 лет.

14.15 Антикоррозионная защита лакокрасочными покрытиями осуществляется в условиях производства конструкций, на специально оборудованных площадках до монтажа или объекте после монтажа.

14.16 Допускается поставка оборудования только загрунтованным одним из материалов с последующим нанесением основного покрытия на месте эксплуатации оборудования.

14.17 Участки трубопроводов подземной прокладки, выходящие из земли, должны иметь наружное покрытие по п. 14.4 с выходом наружной изоляции над поверхностью земли на расстояние 200 мм. При окраске надземной части трубопровода покрывной ЛКМ необходимо нанести на наружную изоляцию с нахлестом до уровня земли.

14.18 В качестве антикоррозионных атмосферостойких покрытий могут использоваться системы покрытий, приведенные в таблице В.2 приложения В.

## **Электрохимическая защита трубопроводов от подземной коррозии**

14.19 В процессе предпроектных изысканий необходимо получить исчерпывающие данные, необходимые для проведения расчетов параметров ЭХЗ и подбора оборудования для условий, в которых будет эксплуатироваться трубопровод.

Для проектирования новых трубопроводов необходимо определить:

- удельное электрическое сопротивление грунтов на глубине прокладки трубопроводов и на площадках НПС (КС);
- литологический состав грунта и количество растворимых солей в водной вытяжке грунта по трассе МТ и на площадках НПС (КС);
- уровень грунтовых вод по трассе трубопровода;
- координаты пересечений с водными преградами, автомобильными и железными дорогами;

– координаты расположения дроссель-трансформаторов и тяговых подстанций в зоне параллельного следования эж□д и МТ на расстоянии от трубопровода не менее 5 км и средняя и максимальная величина тяговых нагрузок эж□д;

– определить опасность биологической коррозии и коррозии блуждающими токами;

– координаты участков параллельного следования (на расстоянии от МТ до 3 км) и пересечений строящегося МТ с ВЛ 110 кВ и выше. Параметры ВЛ (напряжение, максимальные токовые нагрузки, типы опор, транспозицию фаз, расстояние между опорами), а также значение продольной ЭДС на участках параллельного следования (сближения) ВЛ и трубопровода;

- определить удельное электрическое сопротивление грунта на глубине установки анодных заземлителей и гальванических анодов;

- определить максимальную и минимальную температуры воздуха, глубину сезонного промерзания грунта;

- месторасположение и параметры средств ЭХЗ посторонних сооружений (трубопроводов, бронированных кабелей) в местах параллельного следования на расстоянии от МТ до 1 км и в местах пересечения с проектируемым трубопроводом в зоне до 2 км по обе стороны от пересечения.

При разработке проектной документации на реконструкцию или техническое перевооружение действующих систем ЭХЗ рекомендуется определить следующие данные:

– тип, конструкция изоляционного покрытия подземных трубопроводов. Интегральное сопротивление изоляции и скорость изменения его за весь период эксплуатации;

– данные ВТД и шурфовки с оценкой скорости коррозии;

– координаты и рабочие параметры существующих средств ЭХЗ, их запас по мощности и силе току, остаточный ресурс анодных заземлений и протекторов, причины перерывов в работе УКЗ;

– координаты участков параллельного следования и пересечений с МТ воздушных и кабельных линий электропередачи 110 кВ и выше. Уровень индуцированных напряжений на МТ и оценка коррозионной опасности блуждающих токов источников постоянного и переменного тока (ГОСТ 9.602);

– протяженность защитных зон средств ЭХЗ, координаты участков трубопроводов с неудовлетворительным уровнем защитного потенциала;

– наличие вредного влияния средств ЭХЗ на смежные сооружения;

– состояние противокоррозионной защиты переходов в кожухах через автомобильные и железные дороги, а также переходов через водные преграды.

14.20 Проектирование следует осуществлять в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 и отраслевых нормативных документов. При этом защитные потенциалы, которые необходимо обеспечить на всей поверхности МТ и в течение всего срока эксплуатации, следует выбирать исходя из условий коррозионной агрессивности среды, технологической температуры трубопровода, марки стали в соответствии с ГОСТ Р 51164. Значения защитных поляризационных потенциалов на МТ должны быть (по абсолютной величине) не меньше минимального и не больше максимального значений.

**П р и м е ч а н и е** - При проектировании следует определить сроки ввода в эксплуатацию средств ЭХЗ, при этом следует учитывать, что ЭХЗ должна быть введена в эксплуатацию не позднее 3 мес. после укладки и засыпки участка трубопровода, а на участках МТ, подверженных воздействию блуждающих токов, не позднее 1 мес. Если это не выполнимо, то должна быть предусмотрена временная ЭХЗ.

14.21 Выбор рациональной схемы размещения средств ЭХЗ производится на основании плана трассы проектируемого трубопровода с линейными сооружениями (площадками крановых узлов, вертолетными площадками, кабелями, линиями электропередачи, подводными переходами, переходами под автомобильными и железными дорогами и др.). По возможности, УКЗ следует размещать на площадках крановых узлов, территории НПС (КС) и ГРС.

14.22 В проекте для выбранной схемы размещения средств ЭХЗ нового трубопровода расчетом должно быть определено распределение защитного потенциала на всем протяжении МТ, с учетом влияния всех заземленных элементов и конструкций имеющих металлический контакт с трубопроводом. При этом определяются необходимые для обеспечения защитного потенциала токи УКЗ, дренажных и протекторных установок, а также сопротивление анодных заземлений, напряжение на выходе УКЗ и ее мощность.

14.23 В проекте реконструкции действующей системы защиты трубопровода от коррозии на основании технико-экономического анализа данных предпроектных изысканий (п. 14.19), определяется необходимость замены изоляционного покрытия и/или добавление новых средств ЭХЗ или капремонт существующей системы ЭХЗ, параметры которой определяются расчетом.

14.24 Если проектируемый трубопровод находится в зоне возможного влияния других подземных сооружений, то в проекте должна быть определена степень влияния и параметры элементов совместной защиты (или обоснована раздельная защита сооружений).

14.25 Электрохимическую защиту трубопровода от коррозии следует проектировать с определением параметров УКЗ, протекторных и дренажных установок на их начальный и конечный периоды эксплуатации. При этом учитывается снижения сопротивления изоляционного покрытия во времени. Сопротивление изоляции трубопровода на срок эксплуатации  $t$ , год, рассчитывается по следующей зависимости:

$$R_{из}(t) = R_{из} e^{-\gamma t} \quad (35)$$

где  $R_{из}(t)$  – сопротивление изоляции в момент времени эксплуатации  $t$ , год, Ом·м<sup>2</sup>;

$R_{из}$  – начальное сопротивление изоляции трубопровода, Ом·м<sup>2</sup>

$\gamma$  – коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год,

Значения  $R_{из}$  и  $\gamma$  приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Сопротивление и коэффициент изменения сопротивления изоляции во времени ( $\gamma$ ) на законченных строительством или реконструкцией участках трубопровода

Тип покрытия	Сопротивление изоляции Ом·м <sup>2</sup> , не менее	Коэффициент изменения сопротивления изоляции, $\gamma$ , 1/год
Трех-, двухслойное полимерное покрытие на основе термореактивных смол и полиолефина; покрытие на основе термоусаживающихся материалов	$3 \cdot 10^5$	0,055
Все остальные покрытия усиленного типа кроме мастичных и полимерно-битумных	$1 \cdot 10^5$	0,08
Мастичные, полимерно-битумные покрытия усиленного типа и все покрытия нормального типа	$5 \cdot 10^4$	0,11

14.26 Выбор схемы ЭХЗ и ее элементов необходимо осуществляется с таким расчетом, чтобы их параметры позволяли осуществлять защиту трубопровода на период гарантированного срока службы основных элементов (катодных преобразователей, анодных заземлений, протекторов), только за счет регулировки.

14.27 Если проектируемый трубопровод находится в зоне влияния ВЛ 110 кВ и выше, на основании данных предпроектных изысканий необходимо расчетом, определить возможные наведенные значения напряжения труба-земля  $U_{мз}$  и сравнить их с критическим значением  $U_{кр}$ , которое определяется по формуле:

$$U_{кр} = 0,1\rho, В \quad (36)$$

где  $\rho$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом м.

Если  $U_{мз} < U_{кр}$ , то дополнительных мероприятий по защите трубопровода от коррозии наведенным переменным током не требуется. В противном случае следует предусмотреть устройство заземлений трубопровода по переменному току (исключающих или ограничивающих стекание через них токов катодной защиты) или создание электромагнитных экранов. Параметры заземлений и экранов, а также места их установки и подключения к трубопроводу определяются расчетом.

Примечание. - Если  $U_{кр}$  окажется выше допустимого по ПУЭ напряжения прикосновения, то следует предусмотреть мероприятия по защите персонала от поражения переменным током.

14.28 В условиях повышенной коррозионной опасности: в солончаках с сопротивлением грунтов до 20 Ом·м, на участках, где не менее 6 мес. в году уровень грунтовых вод находится выше нижней образующей трубопровода и на участках с температурой эксплуатации трубопроводов 40°C и выше, на участках с микробиологической коррозией и коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) а также в случае использования автоматических УКЗ для защиты от блуждающих токов следует предусматривать резервирование средств электрохимической защиты.

14.29 При пересечении проектируемым трубопроводом других протяженных подземных металлических сооружений необходимо предусмотреть меры, исключающие вредное коррозионное влияние.

14.30 Применение изолирующих соединений (ИС) целесообразно при различных требованиях к электрохимической защите (разные минимальные защитные потенциалы). При установке ИС следует принять меры по исключению вредного влияния ЭХЗ одного сооружения на другое в случае отказа ЭХЗ этих сооружений.

14.31 На переходах через водные преграды при ширине водоохраной зоны более 500 м на одном из берегов на расстоянии не более 1 км от уреза воды должна быть предусмотрена установка катодной защиты на совмещенных площадках с береговыми задвижками (кранами). На переходах через водные преграды, выполненных по системе труба в трубе, футляр должен быть электрохимически защищен. Для переходов шириной 500 м и менее дополнительные средства ЭХЗ не предусматриваются.

14.32 В качестве токоотводов заземляющих устройств защитных заземлений, подключаемых к катодно-защищаемому трубопроводу, следует использовать оцинкованный прокат черных металлов, в соответствии с ПУЭ.

14.33 В качестве анодных заземлений следует применять подпочвенные, глубинные или протяженные заземления, параметры которых следует определять технико-экономическим расчетом.

При прокладке трубопроводов в скальных грунтах на участках следует применять протяженные анодные заземления со 100 %-ым резервированием.

ЭХЗ подземных трубопроводов на КС и НПС должна осуществляться с применением преимущественно протяженных или глубинных анодных заземлений.

14.34 Установку анодных заземлений и протекторов следует предусматривать ниже глубины промерзания грунта в местах с минимальным удельным сопротивлением.

14.35 В местах подключения дренажного кабеля к анодному заземлению должна быть предусмотрена установка опознавательного знака.

14.36 Дренажный кабель или соединительный провод к анодному заземлению следует рассчитывать на максимальную силу тока катодной станции и проверять этот расчет по допустимому падению напряжения.

14.37 При использовании анодных заземлений заводского изготовления присоединение электродов следует предусматривать кабелем сечением не менее 6 мм<sup>2</sup> (по меди).

14.38 В глинистых и суглинистых грунтах анодные заземления следует устанавливать в коксовую засыпку с грануляцией коксовой мелочи (по ГОСТ 11255) на фракции размером не более 10 мм или использовать аноды в заводской упаковке коксовой мелочью.

14.39 Все контактные соединения в системах ЭХЗ, а также места подключения кабеля к трубопроводу и анодному заземлению должны иметь изоляцию с надежностью и долговечностью не ниже принятых заводом для изоляции соединительных кабелей.

14.40 На участках подземной прокладки соединительного кабеля в цепи «анодное заземление - установка катодной защиты – трубопровод» следует предусматривать применение кабеля только с двухслойной полимерной изоляцией.

14.41 Электроснабжение установок катодной защиты трубопроводов должно осуществляться по II категории от существующих ЛЭП напряжением 0,4; 6,0; 10,0 кВ или проектируемых вдольтрассовых ЛЭП или автономных источников.

14.42 Показатели качества электроэнергии установок катодной защиты должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109.

14.43 ЭХЗ кабелей технологической связи трубопроводов следует проектировать согласно ГОСТ 9.602.

14.44 На пересечении трубопровода с автомобильными и железными дорогами проектом должна быть предусмотрена ЭХЗ защитных футляров с использованием установок протекторной защиты (УПЗ). При этом не допускается непосредственный (металлический) контакт между трубопроводом и защитным футляром. Для защитных футляров, размещенные в грунтах с удельным электрическим сопротивлением выше 500 Ом·м ЭХЗ не требуется.

14.45 Минимальный защитный потенциал для защитных футляров определяется как для трубопровода по ГОСТ Р 51164, а для грунтов с удельным электрическим сопротивлением более 100 Ом·м допустимо минимальное защитное смещение поляризационного потенциала относительно естественного не менее 100 мВ.

14.46 Электрохимическую защиту многониточных систем трубопроводов допустимо проектировать с использованием одной КС, оборудованной устройством регулирования токораспределения по отдельным трубопроводам.

14.47 Для контроля за состоянием защиты от коррозии в проекте должны быть предусмотрены контрольно-измерительные (КИП) и контрольно-диагностические пункты (КДП). Места их установки определяются в соответствии с ГОСТ Р 51164.

14.48 КИПы, устанавливаемые на трубопроводе, должны быть оборудованы средствами для измерения поляризационного потенциала.

14.49 КДП должны быть оснащены средствами контроля поляризационного потенциала, скорости коррозии и датчиками наводораживания в соответствии с ГОСТ Р 51164.

14.50 На участках трубопровода, проложенного в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью (ГОСТ 9.602) средства ЭХЗ должны быть оборудованы дистанционным контролем параметров средств защиты, а также защитного потенциала трубопровода.

14.51 Для подземных и наземных трубопроводов, прокладываемых в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, должна предусматриваться ЭХЗ независимо от коррозионной активности грунтов.

14.52 Электрохимическую защиту трубопроводов следует осуществлять, как правило, с использованием протяженных анодов или протяженных протекторов.

14.53 Катодную защиту следует применять для трубопроводов, вокруг которых грунт промерзает в зимний период. При отсутствии источников электроэнергии допускается применять протяженные протекторы.

14.54 Протекторную защиту (в том числе и протяженными протекторами) допускается применять на любых участках трубопровода, где грунт вокруг него находится в талом состоянии.

14.55 В установках катодной защиты следует применять протяженные, свайные и глубинные анодные заземления.

Глубинные анодные заземления в установках катодной защиты допустимы с технико-экономическим обоснованием на участках распространения несливающейся мерзлоты с общей мощностью мерзлого слоя грунта не более 30 метров.

14.56 Расчетный срок службы анодных заземлений должен быть не менее 30 лет.

14.57 Минимальный защитный потенциал  $U_{\min t}$  при температуре грунта (в диапазоне положительных температур не ниже 1°C), в котором расположен трубопровод, следует определять по формуле:

$$U_{\min t} = U_{\min 18} (1 + \beta_u \Delta t) \quad (37)$$

где  $U_{\min 18}$  - минимальный защитный потенциал при температуре грунта 18°C (при отсутствии опасности бактериальной коррозии  $U_{\min 18} = -0,85$  В по медно-сульфатному электроду сравнения);

$\beta_u$  - температурный коэффициент потенциала, °C<sup>-1</sup> (для температуры грунта в пределах от 0 до 18 °C  $\beta_u = 0,003$ ; для температуры грунта в пределах от 18 до 30 °C  $\beta_u = 0,01$ )

$$\Delta t = t_r - 18 \quad (38)$$

$t_r$  — температура грунта непосредственно около стенок трубопровода, °C.

В интервале температур транспортируемого продукта от минус 5 до минус 1°C  $U_{\min} = U_{\min 1°C}$ , а в интервале температур  $\pm 1°C$   $U_{\min t} = -0,85$  В.

14.58 Трубопроводы, температура стенок и грунта вокруг которых в процессе эксплуатации не превышает минус 5 °C, электрохимической защите не подлежат.

### Тепловая изоляция

14.59 При проектировании тепловой изоляции стальных трубопроводов следует руководствоваться требованиями СНиП 41-03-2003, СП 41-103-2000, требованиями настоящего раздела (документа) и другими нормативными документами, утвержденными в установленном порядке.

14.60 Тепловую изоляцию трубопроводов следует проектировать с применением готовых к монтажу теплоизолированных труб, соединительных деталей, секций и узлов, изготовленных в заводских условиях или промышленных изоляционных баз.

14.61 В составе теплоизоляционных конструкций должны быть предусмотрены:

- антикоррозионное покрытие,
- теплоизоляционное покрытие,
- защитно-покровное (гидроизоляционное) покрытие,
- пароизоляционное покрытие (при температуре теплоносителя ниже 20 °C),
- армирующие и крепежные детали и приспособления (для сборных конструкций),
- конструктивные элементы для нанесения тепловой изоляции на зоны сварного стыка и специальные элементы для участков на опорах для надземной прокладки.

14.62 Теплоизолированные трубы и фасонные изделия изготавливают в виде конструкции «труба в трубе», в которой в качестве антикоррозионного покрытия применяют покрытия нормального или усиленного типа, а также на основе терморепрессивных смол по ГОСТ Р 51164, ГОСТ Р 52568, в качестве теплоизоляции используют монолитный жесткий пенопласт – пенополиуретан (ППУ), а в качестве гидрозащитного покрытия - полимерную оболочку для подземной прокладки, и стальной кожух для надземной прокладки.

14.63 Толщина слоя тепловой изоляции зависит от диаметра трубопровода, температуры транспортируемого продукта, вида прокладки, температуры окружающей среды

и др. факторов и определяется путем проведения обязательных теплогидравлических и технико-экономических расчетов.

14.64 Проектируемая конструкция теплоизоляционного покрытия должна обладать жесткостью и прочностью, исключающей деформацию и повреждение теплоизоляционного слоя в условиях транспортировки, монтажа и эксплуатации.

Теплоизоляционные конструкции магистральных трубопроводов должны обладать прочностью на сжатие не менее 0,4 МПа. Физико-механические и теплофизические свойства пенополиуретана должны отвечать требованиям таблицы Б.3 приложения Б.

14.65 Тепловая защита стыков, арматуры, переходных и фланцевых соединений, компенсаторов и др., а также трубопровода в местах расположения опор и участков для измерений и контроля поверхности трубопровода может выполняться как с применением сборных и съёмно-разъёмных теплоизоляционных конструкций, изготовленных в заводских или базовых условиях, так и методом нанесения монолитного теплоизоляционного (залитка ППУ в обечайку и т.п.) покрытия в трассовых условиях. В последнем случае конструкция тепловой изоляции сварного стыка должна быть аналогична конструкции теплоизолированной трубы.

## **15 Линии технологической связи магистральных трубопроводов**

15.1 Магистральные трубопроводы должны быть оборудованы линиями технологической связи.

15.2 Проектирование линий технологической связи необходимо осуществлять в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по проектированию линий связи, утвержденных в установленном порядке, и настоящего раздела.

15.3 Технологическая связь магистральных трубопроводов должна обеспечивать:

- централизованное управление объектами магистрального трубопровода;
- функционирование автоматической системы управления технологическим процессом;
- оперативную связь персонала диспетчерской службы;
- служебную связь эксплуатационного и ремонтного персонала в каждой точке линейной части магистрального трубопровода;
- возможность выхода на каналы других операторов связи для вызова оперативных служб и взаимодействия в случае ликвидации возможных аварий;
- производственную связь на территории объектов магистрального трубопроводного транспорта;
- функционирование информационных сетей и передачу информации в соответствии со стандартами предприятий.
- управление технологическим процессом при возникновении любых возможных аварий и инцидентов.

15.4 Магистральные линии технологической связи трубопроводов следует предусматривать в виде кабельных линий или систем радиосвязи, имеющие зону доступа на всем протяжении трубопровода, включая все его объекты.

Выбор типа связи должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

15.5 Узлы связи трубопроводов следует размещать, как правило, на территории объектов магистрального трубопровода в соответствии с типовыми проектами. Оборудование радиосвязи следует размещать в непосредственной близости к узлам запорной арматуры и на площадках НПС, КС, ПС, пунктов налива и узлов приема-сдачи.

Аппаратура радиосвязи должна быть, как правило, автоматизированная, контейнерного типа, исключающая строительство специальных зданий.

15.6 На объектах магистрального трубопровода, которые строят в несколько очередей, технологическая связь должна быть обеспечена с пуском первой очереди.

15.7 Линейные объекты технологической связи должны быть максимально приближены к узлам запорной арматуры.

15.8 Кабельные линии технологической связи следует предусматривать, как правило, с левой стороны магистрального трубопровода по ходу продукта, на расстояние не менее 8 м от оси трубопровода номинальным диаметром до *DN* 500 и не менее 9 м - диаметром свыше *DN* 500.

Расстояния от магистрального трубопровода при прокладке в сложных условиях и в случае вынужденных отступлений обосновываются в проекте.

15.9 В случае необходимости защиты кабельной линии технологической связи от электрохимической коррозии следует предусматривать совместно с защитой трубопровода.

Необходимость устройства специальной грозозащиты кабеля обосновывается проектом.

15.10 Типы кабелей определяются проектом в зависимости от принятых технических решений и условий прокладки.

15.11 Глубина прокладки кабеля связи в грунтах определяется проектом с учетом условий прокладки и должна быть не менее 0,9 м.

При прокладке в грунтах класса природных скальных грунтов разновидности «прочный» и «очень прочный» при выходе скалы на поверхность, а также в грунтах разновидности «плотный» и «очень плотный» по ГОСТ 25100, разрабатываемых взрывным или ударным способом, допускается принимать глубину залегания кабеля 0,4 м при глубине траншеи 0,5 м с устройством постели из песка толщиной 0,1 м и присыпки сверху кабеля толщиной 0,1 м.

При прокладке в грунтах класса природных скальных грунтов разновидности «прочный» и «очень прочный» при наличии над скальной породой поверхностного растительного слоя различной мощности, а также в грунтах разновидности «плотный» и «очень плотный», разрабатываемых взрывным или ударным способом, допускается принимать глубину залегания кабеля 0,6 м при глубине траншеи 0,7 м с устройством постели из песка толщиной 0,1 м и присыпки сверху кабеля толщиной 0,1 м. При этом заглубление в скальную породу траншеи должно быть не менее 0,5 м.

Глубина прокладки кабеля связи на землях сельскохозяйственного назначения должна устанавливаться с учетом обеспечения сохранности кабеля при проведении сельскохозяйственных работ и возможной эрозии почвы.

15.12 Кабель в траншее следует укладывать «змейкой» для обеспечения запаса длины, необходимого для компенсации возможных деформаций грунта.

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

у всех подземных муфт кабеля;

в местах отводов кабеля и на углах поворота трассы кабеля;

при пересечении кабелем железных и автомобильных дорог, водных преград, трубопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи, связи и других коммуникаций с обеих сторон от этих препятствий.

15.14 Границы подводного перехода кабеля должны совпадать с границами подводного перехода магистрального трубопровода

На подводных переходах трубопроводов в одну нитку прокладку кабеля связи следует предусматривать на расстоянии от оси трубопровода в зависимости от инженерно-геологических и гидрологических условий, диаметра трубопровода, а также принятой технологии производства работ, но не менее 10 м.

Необходимость прокладки резервной нитки кабеля обосновывается проектом.

15.15 На пересечении кабелем связи автомобильных дорог прокладку кабеля связи следует предусматривать в асбестоцементных или полимерных трубах диаметром 100 мм,



размещенных на расстоянии не менее 8 м от оси трубопровода, с выводом концов труб по обе стороны от подошвы насыпи или полевой бровки кювета на длину не менее 1 м.

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

15.17 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 это расстояние допускается уменьшать до 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 асбестоцементных или полимерных трубах на расстоянии между ними по вертикали в свету не менее:

- с трубопроводами, транспортирующими горючие или легковоспламеняющиеся вещества, водопроводными и канализационными трубопроводами, трубопроводами теплосетей, силовыми кабелями - 0,15 м;
- с кабелями связи и управления - 0,1 м.

## **16 Проектирование трубопроводов сжиженных углеводородных газов**

16.1 Проектирование трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных углеводородных газов фракций С<sub>3</sub> и С<sub>4</sub> и их смесей, нестабильного бензина и нестабильного конденсата (в дальнейшем СУГ), следует выполнять в соответствии с требованиями, предъявляемыми к магистральным газопроводам, а также настоящего раздела, за исключением требований, приведенных в п.п.6.1, 7.12, 7.13, 8.14 – 8.16.

При проектировании указанных трубопроводов следует также руководствоваться ведомственными нормами технологического проектирования трубопроводов СУГ и другими ведомственными документами, утвержденными в установленном порядке.

16.2 Трубопроводы для транспортирования СУГ (в дальнейшем - "трубопроводы") должны быть II категории независимо от их диаметра и вида прокладки, за исключением участков, которые должны предусматриваться категорией I:

переходы через железные дороги общей сети, автомобильные дороги общего пользования I и II категорий и водные судоходные преграды с примыкающими к этим переходам по обеим сторонам участками длиной не менее значений, приведенных в таблице 19;

трубопроводы в пределах территории НПС, в том числе внутри зданий;

трубопроводы на участках, оговоренных в п.6.16;

трубопроводы на участках, где в соответствии с нормами допускается сокращать нормативные расстояния.

16.3 Расстояния от оси подземных трубопроводов до городов и других населенных пунктов, зданий и сооружений должны приниматься в зависимости от диаметра трубопровода, степени ответственности объекта и его протяженности, рельефа местности, вида и свойств перекачиваемых СУГ, в том числе температуры кипения, с целью обеспечения безопасности этих объектов, но не менее значений, указанных в таблице 19.

16.4 Глубину заложения трубопровода до верха трубы следует принимать не менее 1,5 м.

16.5 В случае одновременного строительства нескольких трубопроводов номинальным диаметром до DN 150 включительно допускается их укладка в одной траншее

на расстоянии не менее 0,5 м друг от друга. При этом расстояние между объектом и ближайшим к нему трубопроводом устанавливается как для трубопровода номинальным диаметром  $DN$  150.

16.6 Участки трубопроводов, прокладываемые на местности, расположенной на одинаковых отметках или выше населенных пунктов, зданий и сооружений, указанных в п.п. 1 - 4 таблицы 19, относятся к категории I в пределах проекции объекта на трубопровод и примыкающих к проекции с обеих сторон участков длиной, равной соответствующим минимальным расстояниям, указанным в таблице 19.

Вдоль этих участков должны предусматриваться канавы для отвода СУГ в безопасное место в случае разлива, если отсутствуют естественные преграды.

Таблица 19

Объекты, здания и сооружения	Минимальное расстояние, м, до оси трубопроводов номинальным диаметром		
	до 150 включ	св. 150 до 300 включ.	св. 300 до 500 включ.
1. Города и поселения городского типа	2000	3000	5000
2. Сельские поселения, коллективные сады с садовыми домиками, дачные поселки, отдельные промышленные и сельскохозяйственные предприятия, тепличные комбинаты и хозяйства, птицефабрики, молокозаводы, карьеры разработки полезных ископаемых, индивидуальные гаражи и открытые стоянки (более 20 автомобилей); отдельно стоящие здания с массовым скоплением людей (школы, больницы, клубы, вокзалы и т.д.), жилые 2-этажные здания и выше; железнодорожные станции, аэропорты, морские и речные порты и пристани, гидроэлектростанции, гидротехнические сооружения морского и речного транспорта I - IV классов; железные дороги общей сети и автомобильные дороги общего пользования I категории; мосты железных дорог общей сети, автомобильных дорог общего пользования I и II категорий; склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и газов с объемом хранения более 1000 м <sup>3</sup> ; автозаправочные станции, наливные станции и железнодорожные эстакады; мачты (башни) и сооружения многоканальной радиорелейной линии связи Министерства связи РФ и других ведомств; телевизионные башни, территории НС, КС и НПС магистральных трубопроводов; открытые распределительные устройства напряжением 35, 110, 220 кВ электростанций других потребителей	1000	2000	3000
3. Отдельно стоящие жилые дома до двух этажей, кладбища (действующие), сельскохозяйственные фермы, полевые станы; реки с шириной зеркала в межень 25 м и более, судоходные реки, каналы, озера и другие водоемы, имеющие питьевое и рыбохозяйственное значение; очистные сооружения, водопроводные и канализационные насосные станции с постоянным присутствием обслуживающего персонала; автомобильные дороги общего пользования II, III категорий; мосты железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог общего пользования III категории и автомобильных дорог IV, V категорий с пролетом свыше 20 м	300	500	800
4. Железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий; территории промежуточных НС данного трубопровода; отдельно стоящие нежилые и подсобные строения, пункты обогрева ремонтных бригад, вертодромы и посадочные площадки без базирования на них вертолетов, мачты (башни) и сооружения технологической связи трубопроводов (кроме мачт, указанных в п. 8 настоящей таблицы), гаражи открытые стоянки (не менее 20 автомобилей)	150	200	300
5. Устья нефтяных, газовых и артезианских скважин, находящихся в процессе бурения и эксплуатации	75	100	150

6. Специальные предприятия, сооружения, площадки, охраняемые зоны, склады взрывчатых и взрывоопасных веществ, карьеры полезных ископаемых с применением при добыче взрывных работ, склады сжиженных газов	По согласованию с органами Государственного надзора и заинтересованными организациями		
7. Воздушные линии электропередачи высокого напряжения, параллельно которым прокладывается трубопровод, в том числе в стесненных условиях трассы, опоры воздушных линий электропередачи высокого напряжения при пересечении их трубопроводом	В соответствии с требованиями ПУЭ и раздела 9 настоящих норм		
8. Мачты малоканальной необслуживаемой радиосвязи трубопроводов	15	15	15
9. Вдоль трассовый проезд	15	15	15
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается сокращение указанных в поз. 1, 2 расстояний при условии выполнения следующих технических решений:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>прокладки трубопровода по типу «труба к трубе» - не более чем на 50 %;</li> <li>уменьшения нормативного расстояния между запорной арматурой в два раза (до 5 км) - не более чем на 20 %, в 4 раза - не более чем на 30 %;</li> <li>содержания в перекачиваемых СУГ менее 10 % пропановых и других низкотемпературных фракций - не более чем на 50 %.</li> </ul> <p>Во всех перечисленных случаях должны быть предусмотрены средства автоматизированного отключения этих участков трубопроводов при появлении утечек, а также не реже одного раза в два года их диагностирование неразрушающими методами контроля.</p> <p>Коэффициент надежности по ответственности этих участков трубопроводов допускается принимать равным 1,25, а коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления - 1,15.</p> <p>2. На болотах III типа допускается сокращение расстояний до 5 м по п. 9 с учетом совместной прокладки в одной насыпи труб и кабеля связи.</p> <p>3. Минимальные расстояния от оси трубопроводов до зданий и сооружений при надземной прокладке должны приниматься с коэффициентами: 1 - для поз. 1, 2 и 5; 1,5 - для поз. 4.</p> <p>При надземной прокладке сокращение минимальных расстояний допускается принимать таким же как и для подземной (п. 1).</p> <p>4. Трубопроводы СУГ должны располагаться за пределами границ поверхностей взлета и заходов на посадку к аэродромам.</p> <p>5. Примечания 1 - 3 таблицы 2 распространяются на данную таблицу.</p> <p>6. При расположении участков трубопроводов на местности, рельеф которой за счет уклона к трубопроводу, наличия естественных препятствий исключает возможность распространения СУГ и взрывной волны в сторону указанных в таблице объектов, расстояние от оси трубопровода до них может быть сокращено не более чем до 50 %.</p> <p>7. При соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении эксплуатационной надежности и экологической безопасности допускается увеличение диаметра трубопроводов более 400 мм при условии прокладки в малонаселенной местности или при протяженности их до 100 км. При этом расстояния до объектов и сооружений должны быть обоснованы расчетом и не менее приведенных в таблице 19.</p> <p>8. При проектировании пересечений новых или реконструируемых автомобильных дорог общего пользования с действующими трубопроводами необходимо предусматривать обустройство пересекаемых трубопроводов в соответствии с требованиями п. 16.2.</p>			

16.7 Запорную арматуру, предусматриваемую к установке на трубопроводах согласно п.16.7, следует размещать непосредственно у границ участка II категории.

16.8 В качестве линейной запорной арматуры необходимо предусматривать арматуру бессальниковой конструкции, предназначенную для бесколодезной установки.

16.9 Запорная арматура должна быть стальной и предназначаться для соединения с трубопроводами при помощи сварки.

Применение фланцевой арматуры допускается только для подключения трубопроводов к оборудованию, а также к устройствам, используемым при производстве ремонтных работ.

Затворы запорной арматуры должны отвечать первому классу герметичности по ГОСТ 9544.

16.10 Расстояние между линейной запорной арматурой, устанавливаемой на трубопроводе, должно быть не более 10 км.

16.11 Линейная запорная арматура, а также запорная арматура, устанавливаемая у границ участков категории I, должна иметь дистанционное управление согласно нормам технологического проектирования.

При этом для участков, оговоренных в п.16.6 должно приниматься автоматизированное отключение запорной арматуры в случае утечки СУГ.

Методы обнаружения утечек регламентируются нормами технологического проектирования.

16.12 При параллельной прокладке трубопроводов узлы линейной запорной арматуры должны располагаться со смещением относительно друг друга не менее чем на 50 м.

16.13 Каждый узел линейной запорной арматуры должен иметь обвязку трубопроводами номинальным диаметром от  $DN$  100 до  $DN$  150, обеспечивающую возможность перепуска и перекачки СУГ из одного участка в другой и подключения инвентарного устройства утилизации.

16.14 Не допускается для трубопроводов сжиженных углеводородных газов устройство колодцев для сбора продукта из футляров, предусматриваемых на переходах через железные и автомобильные дороги.

16.15 Трубопроводы номинальным диаметром  $DN$  150 и более должны оснащаться узлами приема и пуска очистных устройств. Места расположения этих узлов устанавливаются проектом в зависимости от конкретного профиля трассы трубопровода, но не более 100 км друг от друга.

При параллельной прокладке трубопроводов, узлы приема и пуска средств очистки и диагностики на соседних трубопроводах должны быть смещены относительно друг друга на 150 м. Освобождение от СУГ камер пуска и приема средств очистки и диагностики производится в соответствии с нормами технологического проектирования.

16.16 Все элементы трубопроводов, оснащенных узлами приема и пуска очистных устройств, должны быть равнопроходными.

16.17 Пункты дистанционного управления запорными органами узлов приема и пуска очистных устройств должны размещаться за пределами границы, определяемой радиусом, равным расстояниям, указанным в поз. 3 таблицы 19 (для узла пуска - в направлении движения очистного устройства, для узла приема - в направлении, противоположном движению очистного устройства).

16.18 Насосные станции, размещенные на расстоянии менее 2000 м от зданий и сооружений, должны располагаться на более низких отметках по отношению к этим объектам.

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

16.20 Промежуточные насосные станции должны располагаться на специально отведенных территориях с учетом требований норм технологического проектирования. Размещать насосные станции перед переходами через реки с шириной в межень свыше 200 м не допускается.

16.21 Минимальное расстояние от насосной станции до населенных пунктов, отдельных зданий и сооружений следует принимать по таблице 19 как для трубопровода, к которому относится насосная станция.

16.22 Запорная арматура на отводах от насосов к всасывающим и нагнетательным коллекторам должна предусматриваться с дистанционным управлением и размещаться: для оперативной работы - внутри здания насосной станции, для аварийных отключений - снаружи, на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания насосной.

16.23 Факел для сжигания газов при продувке резервуаров, насосов и трубопроводов насосной станции должен иметь высоту не менее 10 м и располагаться от ближайшего здания, сооружения, машины или аппарата насосной станции на расстоянии, устанавливаемом исходя из допустимого воздействия теплового потока на эти объекты, но не менее 60 м.

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

16.25 Узлы подключения трубопровода к промежуточным насосным станциям должны оборудоваться дистанционно управляемой арматурой для отключения насосных от трубопровода без прекращения его работы.

16.26 Минимальное давление в любой точке трубопровода (с целью предотвращения образования двухфазного потока) должно быть выше упругости паров продукта на 0,5 МПа.

16.27 Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах трубопроводов через железные дороги общей сети решается по согласованию с Министерством транспорта РФ.

16.28 Система автоматики, безопасности и управления процессом транспортирования СУГ должна предусматриваться в соответствии с нормами технологического проектирования.

16.29 Трубопроводы сжиженных газов должны сооружаться из труб, изготовленных по специальным техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

16.30 На переходах трубопроводов через проселочные и лесные дороги должны предусматриваться решения по защите трубопроводов от повреждения (прокладка в защитных металлических футлярах, покрытие железобетонными плитами и др.).

16.31 Подводные переходы трубопроводов через судоходные и сплавные водные преграды должны быть, как правило, конструкции «труба в трубе».

## **17 Материалы и изделия**

### **Общие положения**

17.1 Материалы и изделия, применяемые для строительства магистральных трубопроводов, должны отвечать требованиям государственных стандартов, технических условий и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, а также требованиям настоящего раздела.

### **Трубы и соединительные детали**

17.2 Для строительства магистральных трубопроводов должны применяться трубы стальные бесшовные, электросварные прямошовные, спирально-шовные и других специальных конструкций, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных сталей номинальным диаметром до *DN* 500 включительно, из спокойных и полуспокойных низколегированных сталей номинальным диаметром до *DN* 1000 и из низколегированных сталей в термически или термомеханически упрочненном состоянии для труб номинальным диаметром до *DN* 1400.

Трубы бесшовные следует применять по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 и ГОСТ 8733, ГОСТ 8734 - группы В и при соответствующем технико-экономическом обосновании по ГОСТ 9567.

Трубы стальные электросварные следует применять по ГОСТ 20295 для труб номинальным диаметром до *DN* 800 включительно, по ГОСТ Р 52079 для труб номинальным диаметром до *DN* 1400, а также в соответствии с техническими условиями, утвержденными в установленном порядке с выполнением при заказе и приемке труб требований, изложенных в п.п. 17.3 – 17.16.

Допускается применение импортных труб, соответствующих требованиям настоящего раздела.

17.3 Трубы должны иметь сварное соединение, равнопрочное основному металлу трубы. Сварные швы труб должны быть плотными, непровары и трещины любой протяженности и глубины не допускаются.

17.4 Отклонения от номинальных размеров наружных диаметров торцов труб на длине не менее 200 мм не должны превышать для труб номинальным диаметром до *DN* 800 включительно величин, приведенных в соответствующих государственных стандартах, по которым допускается применение труб для магистральных трубопроводов, а для труб номинальным диаметром свыше *DN* 800 -  $\pm 2$  мм.

Овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим наружными диаметрами в одном сечении к номинальному наружному диаметру) не должна превышать 1 %. Овальность труб толщиной стенки 20 мм и более не должна превышать 0,8 %.

17.5 Кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна - не более 0,2 % длины трубы.

17.6 Длина поставляемых заводом труб должна быть в пределах 10,5-11,6 м.

17.7 Трубы должны быть изготовлены из стали с отношением предела текучести к временному сопротивлению не более: 0,75 - для углеродистой стали; 0,80 - для низколегированной нормализованной стали; 0,85 - для дисперсионно-твердеющей нормализованной и термически упрочненной стали; 0,90 - для стали контролируемой прокатки, включая бейнитную.

Трубы номинальным диаметром *DN* 1000 и более должны изготавливаться из листовой и рулонной стали, прошедшей 100 %-ый контроль физическими неразрушающими методами.

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

17.9 Относительное удлинение металла труб на пятикратных образцах должно быть не менее: 20 % - для труб с временным сопротивлением до 588 МПа; 18 % - для труб с временным сопротивлением до 637 МПа; 16 % - для труб с временным сопротивлением 687 МПа и выше.

17.10 Ударная вязкость на образцах Шарпи и процент волокна в изломе основного металла труб со стенками толщиной 6 мм и более должны удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 20.

Ударную вязкость на образцах Шарпи следует определять по ГОСТ 9454 в зависимости от толщины стенки трубы на образцах типов 11-13. Процент волокна в изломе следует определять для металла газопроводов на полнотолщинных образцах высотой: 75 мм - для номинальной толщины стенки труб 10 мм и более; 50 мм - для номинальной толщины стенки труб менее 10 мм.

Ударную вязкость на образцах Менаже следует определять при температуре минус 40 °С и принимать в зависимости от толщины стенки труб по таблице 21.

Определение ударной вязкости на образцах Менаже для основного металла труб из термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки не является обязательным.

Образцы из основного металла для определения ударной вязкости на образцах Менаже изготавливаются в соответствии с ГОСТ 9454 типов 1-3.

Образцы из сварного соединения должны изготавливаться в соответствии с ГОСТ 6996.

Таблица 20

Номинальный диаметр труб DN	Рабочее давление, МПа	Ударная вязкость на образцах типов 11-13 по ГОСТ 9454 при температуре, равной минимальной температуре стенки трубопровода при эксплуатации, Дж/см <sup>2</sup> , не менее	Процент волокна в изломе образца DWTT при температуре, равной минимальной температуре стенки газопровода при эксплуатации, %, не менее
до 500	10,0 и менее	24,5	-
500 - 600	10,0 и менее	29,4	-
700 - 800	10,0 и менее	29,4	50
1000	5,5 и менее	29,4	50
1000	7,5	39,2	60
1000	10,0	58,8	60
1200	5,5 и менее	39,2	60
1200	7,5	58,8	70
1200	10,0	78,4	80
1400	7,5	78,4	80
1400	10,0	107,8	85

Примечание - Для трубопроводов, транспортирующих жидкие продукты, требования по волокну в изломе не предъявляются

Таблица 21

Номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, мм	Ударная вязкость на образцах типов 1-3 по ГОСТ 9454 при температуре, равной минус 40 °С, Дж/см <sup>2</sup>		
	для основного металла		для сварного соединения труб и деталей
	труб	соединительных деталей	
От 6 до 10 включ.	29,4	29,4	24,5
Св.10 до 15 включ.	39,2	29,4	29,4
Св.15 до 25 включ.	49,0	29,4	39,2- для сварных соединений труб 29,4 - для сварных соединений деталей
Св.25 до 30 включ.	58,8	39,2	39,2
Св.30 до 45 включ.	-	49,0	39,2

17.11 В металле труб не допускается наличие трещин, плен, рванин, закатов, а также расслоений длиной более 80 мм в любом направлении. Расслоения любого размера на торцах труб и в зоне шириной 25 мм от торца труб не допускаются.

Зачистка внешних дефектов труб (кроме трещин) допускается при условии, что толщина стенки труб после зачистки не выходит за пределы допусков на толщину стенки.

17.12 Сварные соединения труб должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без острых углов, подрезов, непроваров, утяжин, осевой рыхлости и других дефектов формирования шва. Усиление наружного шва должно находиться в пределах 0,5- 2,5 мм для труб со стенкой толщиной до 10 мм включительно и 0,5-3,0 мм для труб со стенкой толщиной более 10 мм. Высота усиления внутреннего шва должна быть не менее 0,5 мм. На концах труб на длине не менее 150 мм усиление внутреннего шва должно быть снято до высоты 0-0,5 мм.

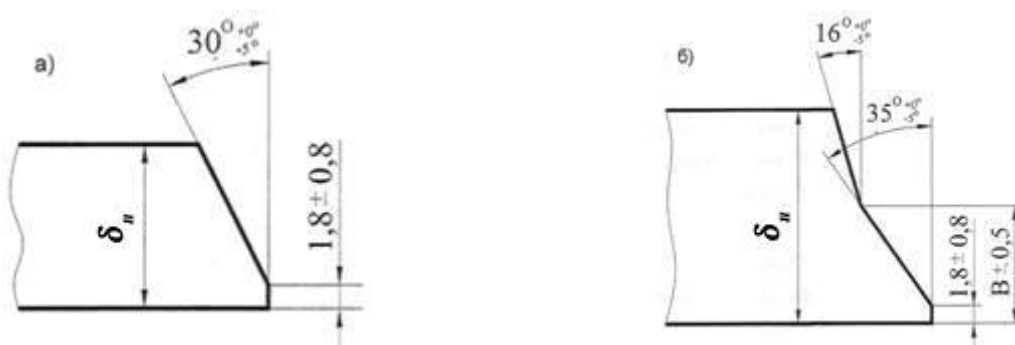
Смещение наружного и внутреннего слоев заводского сварного шва не должно превышать 20 % толщины стенки при номинальной толщине до 16 мм включительно и 15 % - при номинальной толщине более 16 мм.

Отклонение участка трубы длиной 200 мм со сварным соединением от окружности не должно превышать 0,15 % номинального наружного диаметра трубы. Смещение свариваемых кромок не должно превышать 10 % номинальной толщины стенки.

17.13 Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и иметь разделку кромок под сварку в зависимости от толщины стенки в соответствии с рисунком 1.

Форма специальной разделки кромок (по требованию заказчика) определяется техническими условиями на поставку, утвержденными в установленном порядке.

Косина реза торцов труб должна быть не более 2 мм.



а) форма заводской разделки кромок труб с нормативной толщиной стенки  $\delta_n \leq 15$  мм

б) форма заводской разделки кромок труб с нормативной толщиной стенки  $\delta_n > 15$  мм  
Геометрические параметры:

$B = 9$  для толщины стенки  $15 < \delta_n \leq 19$  мм.

$B = 10$  для толщины стенки  $19 < \delta_n \leq 21,5$  мм.

$B = 12$  для толщины стенки  $21,5 < \delta_n \leq 32$  мм.

Рисунок 1. Форма и размеры разделки кромок на торцах труб

17.14 После изготовления труб остаточная магнитная индукция на торцах труб не должна превышать 3 мТл.

17.15 Величина эквивалента углерода  $C_{\text{экв}}$  не должна превышать 0,43 %, а для углеродистых сталей не более 0,46 %.

Фактическую величину эквивалента углерода следует включать в сертификат и обозначать на каждой трубе.

Эквивалент углерода  $C_{\text{экв}}$  металла труб из низкоуглеродистых низколегированных сталей, независимо от состояния их поставки - горячекатаные, нормализованные и термически упрочненные - определяется (при содержании углерода более 0,12 %) по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \text{Mn} / 6 + (\text{Cr} + \text{Mo} + \text{V}) / 5 + (\text{Cu} + \text{Ni}) / 15, \quad (36)$$

где: C, Mn, Cr, Mo, V, Cu, Ni - содержание (%) по массе в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, меди, никеля.

Величина эквивалента углерода углеродистых сталей и низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{экв}} = C + \text{Mn} / 6 \quad (37)$$



Cu, Ni, Cr, содержащиеся в трубных сталях как примеси, при подсчете не учитываются.

Трубные стали с содержанием углерода 0,12 % и менее должны иметь показатель стойкости к растрескиванию  $P_{cm}$ , не превышающий 0,23 %, величина которого определяется по формуле:

$$P_{cm}=C+(Mn+Cr+Cu)/20+Si/30+Ni/60+Mo/15+V/10+5B, \quad (38)$$

где: Si и B – содержание (%) кремния и бора.

Медь, никель, хром, содержащиеся в сталях как примеси, при расчете  $C_{экв}$  и  $P_{cm}$ , не учитываются, если их суммарное содержание не превышает 0,20 %.

Бор при расчете  $P_{cm}$  не учитывается, если его содержание менее 0,001 %.

**17.16** Каждая труба должна проходить на заводах-изготовителях испытания гидростатическим давлением  $P_u$  (МПа) в течение не менее 20 с, величина которого должна быть не ниже давления, вызывающего в стенках труб напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

При величине испытательного давления на заводе-изготовителе менее требуемой должна быть гарантирована возможность доведения давления гидравлического испытания при строительстве до величины, вызывающей напряжение, равное 95 % нормативного предела текучести.

Величина  $P_u$  на заводе для всех типов труб должна определяться согласно ГОСТ3845 в зависимости от способа герметизации полости трубы во время гидравлического испытания.

**17.17** Все сварные соединения труб должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием).

Сварные соединения на концах труб на длине 200 мм должны проходить дополнительный рентгеновский контроль.

**17.18** Соединительные детали трубопроводов: тройники, переходники, отводы и днища (заглушки), должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке, из труб или листовой стали. Сталь в готовых соединительных деталях должна удовлетворять требованиям п.п.17.7, 17.9 – 17.11, 17.15.

Ударная вязкость основного металла и сварных швов должна соответствовать требованиям таблицы 21. Требования к ударной вязкости для соединительных деталей наружным диаметром от 57 до 219 мм не регламентируются.

**17.19** Для магистральных трубопроводов и коллекторов, обвязочных трубопроводов КС и НПС должны применяться следующие конструкции соединительных деталей:

тройники горячей штамповки;

тройники штампосварные с цельноштампованными ответвлениями горячей штамповки;

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

переходники конические, концентрические штампованные или штампосварные;

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

заглушки эллиптические.

**17.20** Соединительные детали должны удовлетворять следующим требованиям:

длина сварных тройников должна быть равна не менее чем двум диаметрам ответвления;

длина ответвления неусиленных сварных тройников должна быть не менее половины диаметра ответвления, но не менее 100 мм;

ширина накладки усиленного тройника на магистрали и на ответвлении должна быть не менее 0,4 диаметра ответвления, а толщина накладок приниматься равной толщине стенки усиливаемого элемента.

Для усиленных накладками тройников с отношением диаметра ответвления к диаметру магистрали менее 0,2 накладки не предусматриваются, а с отношением менее 0,5 они не предусматриваются на ответвлении.

Расстояние от наклейки до торца тройника должно быть не менее 100 мм.

Общая длина цельноштампованных тройников должна быть не менее  $D_0 + 200$  мм, а высота ответвления - не менее 0,2  $D_0$ , но не менее 100 мм. Радиус закругления в области примыкания ответвления должен быть не менее 0,1  $D_0$ .

Длина переходников должна удовлетворять условию:

$$l = \frac{D-d}{2} \frac{1}{\operatorname{tg}\gamma} + 2a \quad (40)$$

где:  $D$  и  $d$  - наружные диаметры концов переходника, мм;  $\gamma$  - угол наклона образующей переходника, принимаемый менее  $12^\circ$ ;  $a$  - длина цилиндрической части на концах переходника, принимаемая равной от 50 мм до 100 мм включительно.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец (с учетом требований п.11.13).

Эллиптические днища должны иметь следующие размеры:

высоту  $H \geq 0,40 D$ ;

высоту цилиндрической части - 0,10  $D$ ;

радиус сферической части -  $\rho \geq D$ ;

радиус перехода цилиндрической части к сферической -  $r \leq D$  (где  $D$  - наружный диаметр трубы).

17.21 Толщина стенок деталей определяется расчетом и должна быть не менее 4 мм.

17.22 Конденсаторы должны быть из труб и деталей заводского изготовления. Диаметр и толщина стенок конденсаторов определяются расчетом. Конденсаторы должны быть покрыты антикоррозионной изоляцией, соответствующей изоляции трубопровода на данном участке, и подвергнуты предварительному гидравлическому испытанию на давление, равное полуторному рабочему давлению в газопроводе.

17.23 При изготовлении сварных деталей должна применяться многослойная сварка с обязательной подваркой корня шва деталей номинальным диаметром  $DN \geq 300$  и более.

После изготовления сварные детали должны быть подвергнуты контролю ультразвуком или рентгеном. Термообработке (высокотемпературному отпуску для снижения уровня остаточных напряжений) подлежат все:

соединительные детали независимо от номенклатуры, марок стали, рабочего давления и т.д. со стенками толщиной 16 мм и более;

соединительные детали независимо от номенклатуры, толщины стенок и т.д. из низколегированных сталей марок 10ХСНД, 15ХСНД, 14ХГС, 09Г2С или аналогичным им, а также из сталей с нормативным временным сопротивлением разрыву 540 МПа и выше;

тройники независимо от марки стали, толщины стенок, рабочего давления и т.д. с отношением  $D_0 / D_m$  более 0,3.

Соединительные детали должны испытываться гидравлическим давлением, равным 1,3 рабочего давления для деталей, монтируемых на линейной части трубопроводов, и 1,5 - для деталей трубопроводов категории I.

17.24 Для изолирующих фланцевых соединений следует использовать фланцы по ГОСТ 12821. Сопротивление изолирующих фланцев (в сборе) во влажном состоянии должно быть не менее  $10^3$  Ом.

17.25 Диаметр отверстий во фланцах под крепежные детали и размеры впадины, выступа, а также длина этих крепежных деталей должны выбираться с учетом толщины изолирующих (диэлектрических) втулок и прокладок. К каждому из фланцев изолирующего соединения должен быть приварен изолированный контактный вывод из стальной полосы размером 30x6 мм.

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

17.27 Запорная арматура номинальным диаметром более  $DN\ 400$  должна иметь опорные лапы для установки на фундамент. Материалы, применяемые для изготовления арматуры, должны обеспечивать надежную и безопасную ее эксплуатацию.

### **Сварочные материалы**

17.28 Для сварки кольцевых стыков трубопроводов могут применяться следующие сварочные материалы:

- электроды с основным и целлюлозным видами покрытия для ручной дуговой сварки;
- флюсы плавные и агломерированные для автоматической сварки поворотных стыков;
- сварочные проволоки сплошного сечения;
- самозащитные порошковые проволоки;
- порошковые проволоки для сварки в среде активных газов и смесях;
- защитные газы – аргон газообразный, двуокись углерода газообразная и их смеси.

17.29 В качестве защитного газа для сварки используются: аргон высшего сорта; углекислота техническая высшего сорта; готовая смесь  $Ar + CO_2$ , используемые в смеси защитные газы должны соответствовать требованиям для сорта «Высший» (углекислый газ) и для сорта «Высший» (аргон).

17.30 Типы сварочных материалов выбираются в зависимости от класса прочности стали свариваемых труб (деталей), применяемой технологии сварки и определяются в соответствии с технологическими инструкциями, утверждаемыми в установленном порядке.

При применении труб, деталей трубопровода с различными классами прочности подбор сварочных материалов производится:

- при одинаковой толщине стенки деталей - по металлу детали меньшей прочности;
- при различной толщине детали - по металлу детали, имеющей меньшую толщину;
- при выполнении угловых швов - по металлу привариваемой к основной трубе детали.

### **Изделия для закрепления трубопроводов против всплытия**

17.31 Для закрепления (балластировки) трубопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны предусматриваться утяжеляющие навесные и кольцевые одиночные грузы, скорлупообразные грузы, сплошные утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта и анкерные устройства. В особо сложных условиях при соответствующем обосновании для балластировки подводных переходов трубопроводов номинальным диаметром  $DN\ 1000$  и более в русловой части допускается применять чугунные кольцевые грузы.

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

17.33 Навесные утяжеляющие одиночные грузы должны изготавливаться в виде изделий из бетона, особо тяжелых бетона и железобетона и других материалов с плотностью не менее  $2200\text{ кг/м}^3$  (для особо тяжелых бетонов не менее  $2900\text{ кг/м}^3$ ).

Каждый груз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и объема груза, а грузы, предназначенные для укладки в агрессивную среду, маркируются дополнительным индексом.

**Примечание** - Агрессивность среды и требования к защите бетонных грузов и сплошного обетонирования трубы определяются в соответствии с требованиями СНиП 2.03.11-85.

17.34 Номинальная масса утяжеляющего бетонного груза устанавливается проектом.

17.35 Кольцевые одиночные утяжеляющие грузы должны изготавливаться из чугуна (с учетом требований п.17.31), из железобетона или других материалов в виде двух половин с плотностью согласно п.17.33.

17.36 Каждый полугруз подлежит маркировке масляной краской с указанием массы и наружного диаметра трубопровода, для которого предназначен этот груз

17.37 Скорлупообразные грузы следует предусматривать из железобетона в виде продольных частей цилиндрической оболочки, при этом требования к бетону должны соответствовать требованиям п.17.33.

17.38 Грунтозаполняемые балластирующие устройства могут быть изготовлены из нетканых или тканых синтетических материалов в виде полотнищ (заполняемых грунтом обратной засыпки трубопровода) или сшитых контейнеров, мешков (заполняемых привозным минеральным грунтом).

17.39 Анкерные устройства изготавливаются из чугуна или стали, обеспечивающих механическую прочность и возможность соединения их между собой.

### **Материалы для противокоррозионной защиты**

17.40 Для противокоррозионной защиты наружной поверхности магистрального трубопровода следует применять изоляционные материалы и наружные покрытия труб, обеспечивающие выполнение требований ГОСТ Р 52568, ГОСТ Р 51164 (Таблица В.1 приложения В).

17.41 При капитальном ремонте с заменой изоляции без остановки перекачки нефти или нефтепродуктов допускается использовать комбинированные покрытия на основе битумно-полимерных мастик, полимерных лент, или защитных покрытий на основе рулонных полимерно-битумных лент и защитных оберток.

17.42 Для противокоррозионной защиты сварных соединений трубопроводов и антикоррозионной защиты трубопроводов в трассовых условиях следует применять материалы, приведенные в таблице В.1 приложения В

17.43 В качестве антикоррозионных атмосферостойких покрытий могут использоваться системы покрытий приведенные в таблицах В.2 приложения В.

17.44 Для строительства теплоизолированного трубопровода из труб с заводским теплоизоляционным покрытием и теплоизоляции трубопроводов в трассовых условиях необходимо применять материалы, отвечающие требованиям ГОСТ, приведенным в таблице В.3 приложения В.

17.45 Для изготовления теплоизолированных труб, фасонных изделий и др. теплоизолированных сооружений с монолитной тепловой изоляцией следует использовать в качестве теплоизоляционного материала бесфреоновый жесткий пенополиуретан заливочных марок, не вызывающий коррозию стальной трубы.

17.46 При проектировании трубопроводов надземной прокладки при применении теплоизоляционных конструкций из горючих материалов групп Г3 и Г4 следует предусматривать вставки длиной 3 м из негорючих материалов не более чем через 100 м длины трубопровода.

17.47 Для изготовления полносборных и комплектных конструкций могут быть использованы теплоизоляционные цилиндры, полуцилиндры или сегменты из различных видов минерально-волокнистых материалов, вспененного каучука и пенопластов, отвечающих современным требованиям эффективности и надежности.

**Приложение А**  
(рекомендуемое)  
**Определение коэффициента несущей способности тройников**

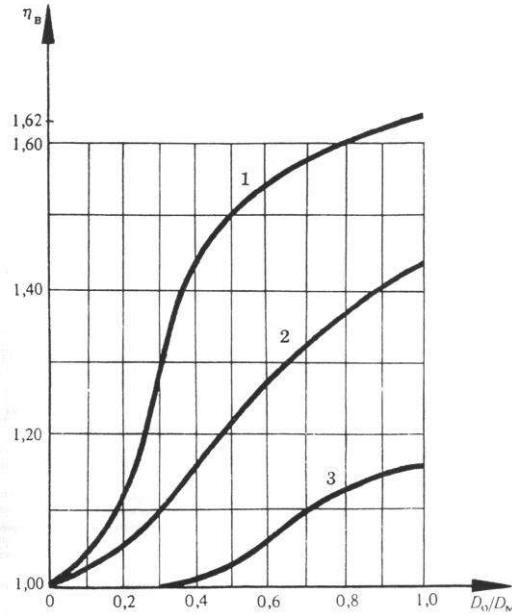


Рисунок А1 – График для определения коэффициента несущей способности тройников  $\eta_v$   
1 - для сварных без усиливающих накладок; 2 - для штампованных и штампованных; 3 - для тройников с усиливающими накладками

## Приложение Б (рекомендуемое)

### Технические требования к материалам

Т а б л и ц а Б.1 - Технические требования к атмосферостойкому покрытию

Наименование показателей	Показатель	Метод испытания
1. Внешний вид покрытия: - исходный - после испытаний по методам А1, А2, А3 (см. таблицу Б.2)	Однородная поверхность без пропусков видимых дефектов. Незначительные изменение цвета и потеря блеска, отсутствие разрушений: отслаивания, трещин, пузырей, сыпи и коррозии металла	ГОСТ 9.032 ГОСТ 9.407
2. Толщина покрытия, мкм	Согласно рекомендациям производителя ЛКМ	ГОСТ Р 51694
3. Диэлектрическая сплошность покрытия, В/мкм, не менее	6	ASTM G 6
4. Адгезионная прочность методом Х-образного надреза, балл  - исходная  - после испытаний по методам А1, А2, А3, не менее	5А-4А  3А	ASTM D 3359
5. Адгезионная прочность методом решетчатых надрезов (для покрытий общей толщиной до 250 мкм), балл, не более  - исходная  - после испытаний по методам А1, А2, А3, не более	0-1  2	ISO 2409
6. Адгезионная прочность методом отрыва 6.1 Показатель адгезионной прочности, МПа - исходный, не менее - снижение адгезионной прочности после испытаний по методам А1, А2, А3, не более, при исходных показателях от 2,5 до 3,5 МПа от 3,5 до 5 МПа более 5 МПа	2,5  10 % 30 % 50 %	ISO 4624

Наименование показателей	Показатель	Метод испытания
<p>6.2 Характер отрыва «грибка» при показателе адгезионной прочности, полученной до и после испытаний по методам А1, А2, А3</p> <p>от 2,5 до 3,5 МПа</p> <p>от 3,5 до 5 МПа</p> <p>более 5 МПа</p>	<p>отсутствие адгезионного или межслойного отрыва</p> <p>не более 50 % адгезионного или межслойного отрыва</p> <p>характер отрыва любой</p>	
<p>7. Прочность при ударе (диаметр бойка 20 мм, груз массой 2 кг), Дж, не менее</p> <p>- при 20 °С</p> <p>- при минус 40 °С</p> <p>- после испытаний по методу А3</p>	<p>4</p> <p>3</p> <p>3</p>	ГОСТ 4765
<p>8. Распространение коррозии от линии надреза при испытании по методу А5, мм, не более</p>	2	ГОСТ 9.401 (Метод Б)
<p>9. Коэффициент соотношения емкостей при 2 кГц и 20 кГц, не менее</p> <p>- исходный</p> <p>- после испытаний по методам А1, А2</p>	<p>0,8</p> <p>0,7</p>	ГОСТ 9.409
<p>10. Тангенс угла диэлектрических потерь, tg δ, не более</p> <p>- исходный</p> <p>- после испытаний по методам А1, А2</p>	<p>0,2</p> <p>0,2</p>	ГОСТ 9.409

Таблица Б.2 - Виды и продолжительность испытаний в зависимости от категории размещения, категории коррозионной активности атмосферы и ожидаемого срока службы

Метод	Наименование	Помещение		Атмосфера					
		С2		С3		С4		С5-М	
		до 15 лет	до 20 лет	до 15 лет	до 20 лет	до 15 лет	до 20 лет	до 15 лет	до 20 лет
A1	Стойкость к периодической конденсации влаги и воздействию ультрафиолетового излучения при 40 °С ISO 11507	-	-	120 ч	240 ч	240 ч	480 ч	480 ч	720 ч
A2	Стойкость к постоянной конденсации влаги при 40 °С ISO 6270-1	48 ч	120 ч	120 ч	240 ч	240 ч	480 ч	480 ч	720 ч
A3	Стойкость к термостарению при 60 °С ISO 6270	720 ч	1080 ч	720 ч	1080 ч	720 ч	1080 ч	720 ч	1080 ч
A4	Стойкость к воздействию соляного тумана при 35 °С ГОСТ 9.401 (метод Б)	-	-	240 ч	480 ч	480 ч	720 ч	720 ч	1440 ч
A5	Стойкость к перепаду температур от минус 60 °С до плюс 40 °С ГОСТ 27037	-	-	10 циклов	15 циклов	10 циклов	15 циклов	10 циклов	15 циклов



Таблица Б.3 Основные технические требования к пенополиуретану

№ п/п	Наименование показателя	Значения показателя
1	Внешний вид	Жесткая ячеистая пластмасса от светло-желтого до светло-коричневого цвета равномерной мелкоячеистой структуры
2	Кажущаяся плотность, кг/м <sup>3</sup> , не менее	60
3	Прочность при сжатии при 10% деформации в радиальном направлении, МПа, не менее	0,3
4	Водопоглощение при кипячении в течение 90 мин., % по объёму, не более	10
5	Теплопроводность в готовом изделии, Вт/м·°С, не более, при температуре: 20 °С 0 °С	0,028 0,025

## Приложение В (рекомендуемое)

### Рекомендуемые материалы

Таблица В.1 - Рекомендуемые изоляционные материалы и конструкции наружных защитных покрытий труб и элементов трубопроводов

Вид покрытия	Конструкция (структура) защитного покрытия	Нормативная документация
<i>Защитные покрытия усиленного типа</i>		
Трехслойное полимерное покрытие труб заводского нанесения	<ul style="list-style-type: none"> <li>– адгезионный подслои на основе эпоксидных порошковых или жидких красок;</li> <li>– клеящий подслои на основе термоплавкой полимерной композиции;</li> <li>– защитный слой на основе экструдированного полиэтилена или полипропилена</li> </ul>	ГОСТ Р 52568
Двухслойное полимерное покрытие труб заводского нанесения	<ul style="list-style-type: none"> <li>– адгезионный подслои на основе термоплавкой полимерной композиции;</li> <li>– защитный слой на основе экструдированного полиэтилена или полипропилена</li> </ul>	ГОСТ Р 52568
Защитное покрытие сварных стыков труб на основе термоусаживающихся полимерных лент	<ul style="list-style-type: none"> <li>- эпоксидный праймер на основе модифицированной эпоксидной смолы и отвердителя;</li> <li>- адгезионный подслои на основе</li> <li>- термоплавкой или мастичной</li> <li>- полимерной композиции;</li> <li>- наружный слой на основе электронно- или химически сшитого термостойкого стабилизированного полимера</li> </ul>	ГОСТ Р 51164 ГОСТ Р 52568
<i>Защитные покрытия нормально типа</i>		
Одно- и двухслойные системы покрытий на основе реактопластов заводского и трассового нанесения, предназначенные для защиты труб, фасонных соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов	<p>Термореактивные покрытия на основе жидких двухкомпонентных материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– полиуретановое;</li> <li>– модифицированное полиуретановое;</li> <li>– эпоксидно-полиуретановое;</li> <li>– на основе полимочевины;</li> <li>– эпоксидное</li> </ul>	ГОСТ Р 52568, ГОСТ Р 51164

Таблица В.2 - Системы атмосферостойких покрытий для категории коррозионной активности С1 по ISO 12944

Грунтовочные слои			Верхние слои			Система красок		Срок службы
Связующее	К-во слоев	Толщина, мкм	Связующее	К-во слоев	Толщина, мкм	К-во слоев	Суммарная толщина, мкм	
Категория коррозионной активности С1 по ISO 12944								
Эпоксид	1	80	Эпоксид	1	40	2	120	С
	1	80	Полиуретан	1	80	2	160	С,Б
Цинксо- держа- щий эпоксид или полиуретан	1	80	-	-	-	1	80	С,Б
Категория коррозионной активности С2 по ISO 12944								
Эпоксид	1-2	80	Эпоксид	1	40	2-3	120	С
	1-2	80	Полиуретан	1-2	80	2-4	160	С,Б
Цинксо- держа- щий эпоксид или полиуретан	1-2	80	-	-	-	1-2	80	С,Б
Категория коррозионной активности С3 по ISO 12944								
Эпоксид	1	160	Акриловое	1	40	2	200	С
	1-2	80		1	40	2-3	120	С,Б
	1-2	80	Эпоксид, Полиуретан	1-2	80	2-4	160	С,Б
Цинксо- держа- щий эпоксид или полиуретан	1-2	80	-	-	-	1-2	80	С
	1	40	Эпоксид, Полиуретан	1-2	120	2-3	160	С,Б
Категория коррозионной активности С4 по ISO 12944								
Эпоксид, полиуретан	1-2	80	Эпоксид, Полиуретан	2-3	160	3-5	240	С
	1-2	80		2-3	200	3-5	280	С,Б
Цинксо- держа- щий эпоксид или полиуретан	1	40	Эпоксид, Полиуретан	2-3	160	3-4	200	С
	1	40		2-3	200	3-4	240	С,Б
Категория коррозионной активности С5-М по ISO 12944								
Эпоксид, полиуретан	1	400	-	-	-	1	400	С
	1	150	Эпоксид, Полиуретан	1	150	2	300	С
	1	80		3	200	4	280	С,Б
	1-2	80		3-4	240	4-6	320	С,Б
	1	250		1	250	2	500	С,Б
Цинксо- держа- щий эпоксид или полиуретан	1	40		Эпоксид, Полиуретан	3	200	4	240
1	40	3-4	280	4-5	320	С,Б		

Таблица В.3 Материалы, применяемые для тепловой изоляции трубопроводов

Вид покрытия	Материал покрытия	ГОСТ
Антикоррозионное трехслойное заводского нанесения для магистральных трубопроводов	Полиэтилен или полипропилен (композиция) Сэвилен (клей) Эпоксидный адгезив (праймер)	ГОСТ Р 51164 ГОСТ Р 52568
Антикоррозионное двухслойное заводского нанесения для трубопроводов, в том числе для технологических	Полиэтилен (композиция) Сэвилен	ГОСТ Р 51164 ГОСТ Р 52568
Антикоррозионное покрытие фасонных соединительных деталей, гнутых отводов, задвижек и т.п. заводского и трассового нанесения	Полиуретановые материалы Эпокси-полиуретановые материалы	ГОСТ Р 51164
Антикоррозионное покрытие трассового нанесения для изоляции стыков трубопровода «траншейной прокладки»	Термоусаживающиеся манжеты, ленты Слой эпоксидного праймера	ГОСТ 51164
Антикоррозионное покрытие трассового нанесения для изоляции стыков трубопровода «закрытой прокладки»	Армированные термоусаживающиеся манжеты Слой эпоксидного праймера	
Теплоизоляционное покрытие труб и фасонных соединительных деталей заводского нанесения	Заливочный жесткий пенополиуретан	ГОСТ 30732
Теплоизоляционное покрытие сварных стыков, гнутых отводов, задвижек и т.п. трассового нанесения	Заливочный жесткий пенополиуретан Экструзионный пенополистирол (Пеноплэкс)  Вспененный каучук (K-Flex)  Маты минераловатные прошивные  Плиты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем	ГОСТ 30732      ГОСТ 21880  ГОСТ 9573

	<p>Полуцилиндры и цилиндры минераловатные на синтетическом связующем</p> <p>Маты и вата из супертонкого стеклянного и базальтового волокна с различными связующими и без них</p>	ГОСТ 23208
<p>Защитное (гидроизоляционное) покрытие труб и фасонных соединительных деталей заводского нанесения для надземной прокладки трубопровода</p>	<p>Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий</p> <p>Сталь тонколистовая кровельная</p> <p>Сталь листовая углеродистая общего назначения с покрытием краской Б7-177</p>	<p>ГОСТ 14918</p> <p>ГОСТ 16523</p>
<p>Защитное (гидроизоляционное) покрытие труб и фасонных соединительных деталей заводского нанесения для подземной прокладки трубопровода</p>	<p>Полимерная оболочка из полиэтилена</p> <p>Трубы напорные из полиэтилена</p>	<p>ГОСТ 16337</p> <p>ГОСТ 18599</p>
<p>Защитное (гидроизоляционное) покрытие фасонных соединительных деталей, гнутых отводов и др. трассового нанесения для подземной прокладки трубопровода</p>	Термоусаживающиеся материалы	ВСН 53-96

## **Библиография**

[1] Федеральный закон от 18.07.2008 N 120-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "О континентальном шельфе Российской Федерации" и отдельные законодательные акты Российской Федерации"

[2] Постановление Правительства РФ от 02.10.2009 N 783 "О некоторых мерах по реализации федеральных законов "О континентальном шельфе Российской Федерации" и "Об исключительной экономической зоне Российской Федерации")"