

**Свод правил по проектированию и строительству
СП 42-103-2003
"Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов"
(одобрен постановлением Госстроя РФ от 26 ноября 2003 г. N 195)**

Design and construction of polyethylene gas pipelines and renovation of underground gas pipelines

Дата введения 27 ноября 2003 г.
Взамен СП 42-101-96, СП 42-103-97, СП 42-105-99

Введение

СП 42-103-2003 "Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб и реконструкция изношенных газопроводов" разработан в развитие основополагающего СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" взамен СП 42-101-96 "Проектирование и строительство газопроводов из полиэтиленовых труб диаметром до 300 мм", СП 42-103-97 "Восстановление стальных подземных газопроводов с использованием синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея", СП 42-105-99 "Контроль качества сварных соединений полиэтиленовых газопроводов".

СП 42-103-2003 содержит подтвержденные научными исследованиями, опробованные на практике и рекомендуемые в качестве официально признанных технические решения, средства и способы реализации обязательных требований, установленных СНиП 42-01, по проектированию и строительству полиэтиленовых газопроводов, а также реконструкции изношенных газопроводов с применением полиэтиленовых (в том числе профилированных) труб, синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея.

В разработке настоящего свода правил приняли участие:

Габелая Р.Д., Гвоздев И.В., Гиллер Г.А., Голик В.Г., Дерюгин М.Н., Зайцев К.И., Кайгородов Г.К., Карвецкий А.Г., Каргин В.Ю., Нечаев А.С., Рождественский В.В., Сафронова И.П., Синев В.М., Токер А.П., Удовенко В.Е., Чирчинская Г.Л., Шинкарев А.М., Шишов Н.А., Шурайц А.Л.

1 Область применения

1.1 Настоящий Свод правил распространяется на проектирование и строительство новых газопроводов из полиэтиленовых труб, а также на реконструкцию стальных изношенных газопроводов.

1.2 При проектировании, строительстве и реконструкции газопроводов следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, СП 42-101 и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

2 Нормативные ссылки

В настоящем своде правил использованы ссылки на следующие документы:

СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений;

СНиП 2.02.04-88 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах;

СНиП 3.01.01-85* Организация строительного производства;
СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции;
СНиП 11-01-2003 Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений;
СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования;
СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;
СНиП 11-7-81* Строительство в сейсмических районах;
СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы;
СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;
СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб;
ГОСТ 9.402-80 ЕСЗКС. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием;
ГОСТ 9.602-89 ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;
ГОСТ 166-89 Штангенциркули. Технические условия;
ГОСТ 868-82 Нутромеры индикаторные с ценой деления 0,01 мм. Технические условия;
ГОСТ 2226-88 Мешки бумажные. Технические условия;
ГОСТ 2930-62 Приборы измерительные. Шрифты и знаки.
ГОСТ 2991-85 Ящики дощатые неразборные для грузов массой до 500 кг. Общие технические условия;
ГОСТ 4045-75 Тиски слесарные с ручным приводом. Технические условия;
ГОСТ 5686-94 Грунты. Методы полевых испытаний сваями;
ГОСТ 6507-90 Микрометры. Технические условия;
ГОСТ 7502-98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия;
ГОСТ 8433-81 Вещества вспомогательные ОП-7 и ОП-10. Технические условия;
ГОСТ 9142-90 Ящики из гофрированного картона. Общие технические условия;
ГОСТ 9396-88 Ящики деревянные многооборотные. Общие технические условия;
ГОСТ 10354-82 Пленка полиэтиленовая. Технические условия;
ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия;
ГОСТ 11262-80 Пластмассы. Метод испытания на растяжение;
ГОСТ 12423-66 Пластмассы. Условия кондиционирования и испытаний образцов (проб);
ГОСТ 12820-80 Фланцы стальные плоские приварные на Р_у от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры;
ГОСТ 12822-80 Фланцы стальные свободные на приварном кольце на Р_у от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры;
ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов;
ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые;
ГОСТ 15846-79 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и труднодоступные районы. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение;
ГОСТ 17375-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R ~ 1,5DN). Конструкция;
ГОСТ 17376-2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция;
ГОСТ 17811-78 Мешки полиэтиленовые для химической продукции. Технические условия;
ГОСТ 18573-86 Ящики деревянные для продукции химической промышленности. Технические условия;
ГОСТ 18599-2001 Трубы напорные из полиэтилена, Технические условия;
ГОСТ 18698-79 Рукава резиновые напорные с текстильным каркасом. Технические условия;

ГОСТ 19667-74 Контейнер специализированный групповой массой 5,0 т для штучных грузов;
ГОСТ 21650-76 Средства скрепления тарно-штучных грузов в транспортных пакетах. Общие требования;
ГОСТ 22852-77 Ящики из гофрированного картона для продукции приборостроительной промышленности. Технические условия;
ГОСТ 24157-80 Трубы из пластмасс. Метод определения стойкости при постоянном внутреннем давлении;
ГОСТ Р 12.3.048-2002 ССБТ. Строительство. Производство земляных работ способом гидромеханизации. Требования безопасности;
ГОСТ Р 50838-95 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия;
ТУ 6-19-231-87 Трубы напорные из непластифицированного поливинилхлорида;
ТУ 6-19-359-97 Детали соединительные из полиэтилена для газопроводов;
ТУ 2248-017-40270293-2002 Трубы из полиэтилена ПЭ 100 для газопроводов давлением свыше 0,6 МПа;
ТУ 2248-018-40270293-2002 Трубы из полиэтилена для газопроводов больших диаметров;
ТУ 2248-025-00203536-96 Неразъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными;
ТУ 2248-031-00203536-96 Седелки крановые полиэтиленовые с закладными электронагревателями;
ТУ 2248-001-18425183-01 Детали соединительные из полиэтилена с удлиненными хвостовиками;
ТУ 2291-032-00203536-96** Муфты полиэтиленовые с закладными электронагревателями для газопроводов;
ТУ 2245-028-00203536-96. Лента полиэтиленовая сигнальная для подземных газопроводов;
ТУ 2248-054-00203536-99 Вводы цокольные газовые армированные стеклопластиком;
ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления;
РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства;
РД 03-614-03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов;
РД 03-615-03 Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов.

3 Общие положения

3.1 При выборе труб и соединительных деталей, запорной арматуры, кроме положений настоящего СП, учитывают положения и требования СП 42-101.

3.2 Организацию и порядок проведения производственного контроля качества строительно-монтажных работ предусматривают в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01 и положениями СП 42-101, а также настоящего СП.

4 Трубы, соединительные детали и другие материалы

4.1 Для проектирования и строительства новых газопроводов из полиэтиленовых труб, а также реконструкции стальных газопроводов применяются полиэтиленовые (в том числе профилированные) трубы или синтетические тканевые шланги и специальный двухкомпонентный клей, отвечающие требованиям СНиП 42-01, а также государственных стандартов и технических условий, утвержденных в установленном порядке.

4.2 Толщина стенки полиэтиленовой (в том числе профилированной) трубы характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое следует определять в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности по формуле (1)

$$SDR = \frac{MRS}{MOP \times C} - 1, \quad (1)$$

где MRS – показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, МПа (для ПЭ 80 и ПЭ 100 этот показатель равен 8,0 и 10,0 МПа соответственно);

MOP – рабочее давление газа, МПа, соответствующее максимальному значению давления для данной категории газопровода, МПа;

C – коэффициент запаса прочности, выбираемый в зависимости от условий работы газопровода по СНиП 42-01.

4.3 Трубы и соединительные детали (в том числе полиэтиленовые краны) выбираются в соответствии с нормативной документацией, утвержденной в установленном порядке. При проектировании и строительстве газопроводов, как правило, должны использоваться трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение показателей SDR и MRS.

Не рекомендуется применять в качестве соединительных деталей при строительстве газопроводов сварные отводы, тройники и крестовины.

4.4 Внутренний диаметр трубы определяется гидравлическим расчетом в соответствии с СП 42-101.

4.5 Для строительства и реконструкции газопроводов применяются полиэтиленовые трубы, изготовленные в соответствии с нормативными документами. Сортамент полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 50838 и основные производители труб и деталей приведены в приложении А.

Полиэтиленовые трубы с защитной (полипропиленовой) оболочкой допускается применять без устройства песчаного основания при прокладке в мелкокаменистых грунтах, при бестраншейных способах строительства и реконструкции.

4.6 Полиэтиленовые профилированные трубы (разрешенные к применению при реконструкции в установленном порядке) изготавливаются из ПЭ 80 или ПЭ 100 с SDR26, SDR-17/17,6, SDR-11, формируются специальным термомеханическим методом и восстанавливают свою первоначальную круглую форму под действием давления и температуры пара.

Наружный диаметр полиэтиленовой профилированной трубы принимается равным внутреннему диаметру изношенного стального газопровода. Допускается уменьшение наружного диаметра полиэтиленовой профилированной трубы на 5%.

Рекомендуемая маркировка труб приведена в приложении Б.

4.7 Для соединения полиэтиленовых профилированных труб со стандартными полиэтиленовыми трубами или элементами используются соединительные детали с закладными электронагревателями с SDR не более 17,6.

4.8 Седельные ответвления используются для присоединения ответвлений газопроводов к полиэтиленовой трубе.

Для присоединения ответвлений газопровода к полиэтиленовой профилированной трубе используются седельные ответвления с гибким основанием, обеспечивающим плотное прижатие к наружной поверхности трубы. Допускается использование седловидных ответвлений с жестким основанием при условии совпадения диаметров трубы и основания.

4.9 Для присоединения полиэтиленовой трубы к стальной рекомендуется использовать разъемные и неразъемные соединения "полиэтилен-сталь", пригодность которых для применения в строительстве подтверждена в установленном порядке.

4.10 Соединения полиэтиленовых труб со стальными осуществляют, как правило, с помощью неразъемных соединений "полиэтилен-сталь", которые изготавливают в заводских условиях по технической документации, утвержденной в установленном порядке, имеющих паспорт или сертификат, свидетельствующий об их качестве. Для неразъемных соединений "полиэтилен-сталь", используемых в особых грунтовых или климатических условиях, рекомендуется при изготовлении проведение испытаний на стойкость к осевой нагрузке.

4.11 Армированные стеклопластиком вводы применяются при переходе подземного газопровода в надземное состояние, при этом установка футляра не требуется. Армированные вводы изготавливаются по ТУ 2248-054-00203536.

4.12 Диаметр синтетического тканевого шланга должен соответствовать внутреннему диаметру изношенного стального газопровода. Синтетический тканевый шланг имеет паспорт качества с указанием серийного номера, номинального и внутреннего диаметров.

4.13 Компоненты специального клея для приклеивания синтетического тканевого шланга к поверхности изношенного стального газопровода поставляются в отдельных емкостях, имеющих маркировку "для газа".

4.14 Полиэтиленовые краны предназначены для установки в колодцах и безколодезно. При безколодезной установке полиэтиленовые краны оснащаются удлиненным штоком узла управления, размещенным в телескопическом или обычном футляре с выходом под ковер.

5 Особенности проектирования наружных газопроводов из полиэтиленовых труб

Общие положения

5.1 При выборе трассы полиэтиленового газопровода необходимо учитывать расположение и насыщенность в районе прокладки: тепловых сетей, водопроводов и других подземных коммуникаций, проведение ремонтных работ на которых может привести к повреждению полиэтиленовых труб.

5.2 Минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных коммуникаций до полиэтиленовых газопроводов принимают в соответствии с требованиями СНиП 42-01.

В местах пересечения или параллельной прокладки полиэтиленового газопровода с бесканальной теплотрассой расстояние между ними уточняется расчетом исходя из условий исключения возможности нагрева полиэтиленовых труб выше температуры 40°C за весь период эксплуатации.

5.3 Глубина прокладки полиэтиленового газопровода принимается в соответствии с требованиями СНиП 42-01 и положениями СП 42-101.

5.4 Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполняются полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

5.5 Полиэтиленовые трубы при толщине стенки труб не менее 5 мм соединяют между собой сваркой встык или деталями с закладными нагревателями, при толщине стенки менее 5 мм - только деталями с закладными нагревателями.

5.6 Обозначение трассы газопровода предусматривают: путем установки опознавательных знаков (в соответствии с положениями СП 42-101) и укладки сигнальной ленты по всей длине трассы, а для межпоселковых газопроводов возможна (при отсутствии постоянных мест привязки) прокладка вдоль присыпанного (на расстоянии 0,2-0,3 м) газопровода изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4 мм² с выходом концов его на поверхность под ковер или футляр вблизи от опознавательного знака. Допускается применение сигнальной ленты с смонтированным в нее электропроводом-спутником или полосой металлической фольги, позволяющей определить местонахождение газопровода приборным методом.

5.7 Вывод провода-спутника над поверхностью земли под защитное устройство (например, ковер) предусматривается в специальных контрольных точках, располагаемых на расстояниях не более 4,0 км друг от друга.

Пластмассовая сигнальная лента желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью "Осторожно! Газ" (ТУ 2245-028-00203536) укладывается на расстоянии 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода.

На участках пересечений газопроводов (в том числе межпоселковых) с подземными инженерными коммуникациями лента должна быть уложена вдоль газопровода дважды на расстояние не менее 0,2 м между собой и на 2 м в обе стороны от пересекаемого сооружения в соответствии с проектом.

При прокладке газопровода в футляре (каркасе) или способом наклонно-направленного бурения укладка сигнальной ленты не требуется. На границах прокладки газопровода способом наклонно-направленного бурения устанавливаются опознавательные знаки.

5.8 В зависимости от условий трассы прокладку газопроводов из полиэтиленовых труб допускается проектировать бестраншейно (наклонно-направленным бурением, проколом, продавливанием) или в траншеях. Предпочтение отдается прокладке из длинномерных труб или труб, сваренных в длинномерные плети.

Ширина траншей по постели при траншейной прокладке должна быть не менее: $d_e + 200$ мм для труб диаметром до 110 мм включительно, $d_e + 300$ мм для труб диаметром более 110 мм.

Допускается уменьшение ширины траншеи (устройство узких траншей) или канала (при бестраншейной прокладке) вплоть до диаметра укладываемой трубы при условии, что температура поверхности трубы при укладке не выше плюс 20°C, а также исключения возможности повреждения ее поверхности.

5.9 Рекомендации по применению отдельных видов пригрузов для предотвращения всплытия газопровода, их размещению на газопроводе приведены в подразделе "Балластировка и закрепление газопроводов" настоящего СП.

Расстояние в свету от края пригруза до сварного соединения газопровода должно быть не менее 0,5 м.

5.10 В случаях прокладки газопроводов без защитных футляров глубину заложения газопроводов в местах пересечений газопроводами улиц, проездов и т.д. рекомендуется принимать не менее 1,0 м, а длину углубленного участка траншеи - не менее 5 м в обе стороны от края указанных дорог.

В случаях прокладки газопроводов без защитных футляров под дорогами V категории глубину заложения газопроводов определяют расчетом (но не менее 1 м).

5.11 При пересечении полиэтиленовыми газопроводами бесканальных инженерных коммуникаций необходимость устройства футляров и установки контрольной трубки на них решается проектной организацией.

Возможность использования полиэтиленовых футляров при пересечении газопроводом железных дорог общей сети рекомендуется обосновывать расчетом на прочность, а также способом прокладки, например наклонно-направленным бурением.

5.12 Диаметр футляра на газопроводе следует принимать исходя из грунтовых условий и способа производства работ. Рекомендуемые минимальные наружные диаметры футляров из стальных труб с учетом возможности размещения разъемных и неразъемных соединений "полиэтилен-сталь" приведены в таблице 1, футляров из неметаллических труб - в таблице 2.

Таблица 1

Диаметр газопровода, мм	Минимальный диаметр стального футляра, мм, для			Толщина стенки футляра при способе прокладки, мм	
	плети газопровода	размещения фланцевых соединений	размещения неразъемных соединений	открытом	продавливанием или проколом
20	40	-	50	3,0	4,0
25	57	-	57	3,0	4,0
32	57	-	57	3,0	4,0
40	76	-	76	4,0	5,0
50	89	-	108	4,0	5,0
63	108	219	159	4,0	5,0

75	114	219	159	5,0	5,0
90	127	273	219	5,0	6,0
110	159	273	219	5,0	6,0
125	159	273	219	5,0	7,0
140	219	325	273	6,0	7,0
160	219	325	273	7,0	8,0
180	219	325	273	7,0	8,0
200	273	377	325	8,0	9,0
225	273	377	325	8,0	9,0
250	325	426	377	8,0	9,0
280	325	530	377	8,0	9,0
315	377	530	426	8,0	9,0

Таблица 2

Диаметр газопровода, мм	Минимальный диаметр футляра, мм, из		
	полиэтиленовых труб SDR11 (ГОСТ Р 50838 или ГОСТ 18599)	асбестоцементных труб	поливинилхлоридных труб типа "ОТ" исполнения К или РК ТУ 6-19-231
20	40	100	40
25	50	100	50
32	63	100	63

40	75	100	90
50	90	100	75
63	110	100	90
75	110	200	110
90	140	200	140
110	160	200	160
125	180	200	180
140	200	250	225
160	225	250	225
180	250	300	250
200	280	300	280
225	315	300	315
250	315	300	315
280	355	-	-
315	400	-	-

5.13 С целью обеспечения сохранности поверхности полиэтиленовой трубы при протаскивании ее через металлический или асбестоцементный футляр допускается предусматривать защиту ее поверхности с помощью специальных колец (закрепленных на трубе липкой синтетической лентой) или другими способами. Если состояние внутренней поверхности футляра исключает возможность повреждения полиэтиленовой трубы, то дополнительных мер по ее защите можно не предусматривать. Способы защиты, в частности количество опор и расстояния между ними, определяются конструктивно или расчетом и указываются в рабочих чертежах.

Размещение арматуры на газопроводах

5.14 Необходимость и местоположение отключающих устройств на полиэтиленовых газопроводах следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 42-01 и положениями СП 42-101.

В качестве отключающих устройств могут использоваться как металлическая запорная арматура, так и полиэтиленовые краны.

Установку полиэтиленовых кранов следует предусматривать подземно. В случае безколодезной установки шток регулирования крана следует заключать в футляр или другую защитную конструкцию с выводом под ковер или люк.

5.15 Присоединение полиэтиленовых газопроводов к металлической запорной арматуре может быть выполнено как непосредственно при помощи разъемных соединений, так и через стальные вставки с неразъемными соединениями "полиэтилен-сталь".

5.16 При установке арматуры в колодцах с использованием соединений "полиэтилен-сталь" рекомендуется предусматривать опоры для исключения недопустимых напряжений в монтажном узле.

Вводы полиэтиленовых газопроводов

5.17 В местах перехода наружного подземного газопровода в надземное положение (далее - выход) и в местах расположения этих выходов непосредственно у здания (далее - цокольный ввод) присоединение полиэтиленового газопровода к стальному может выполняться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода.

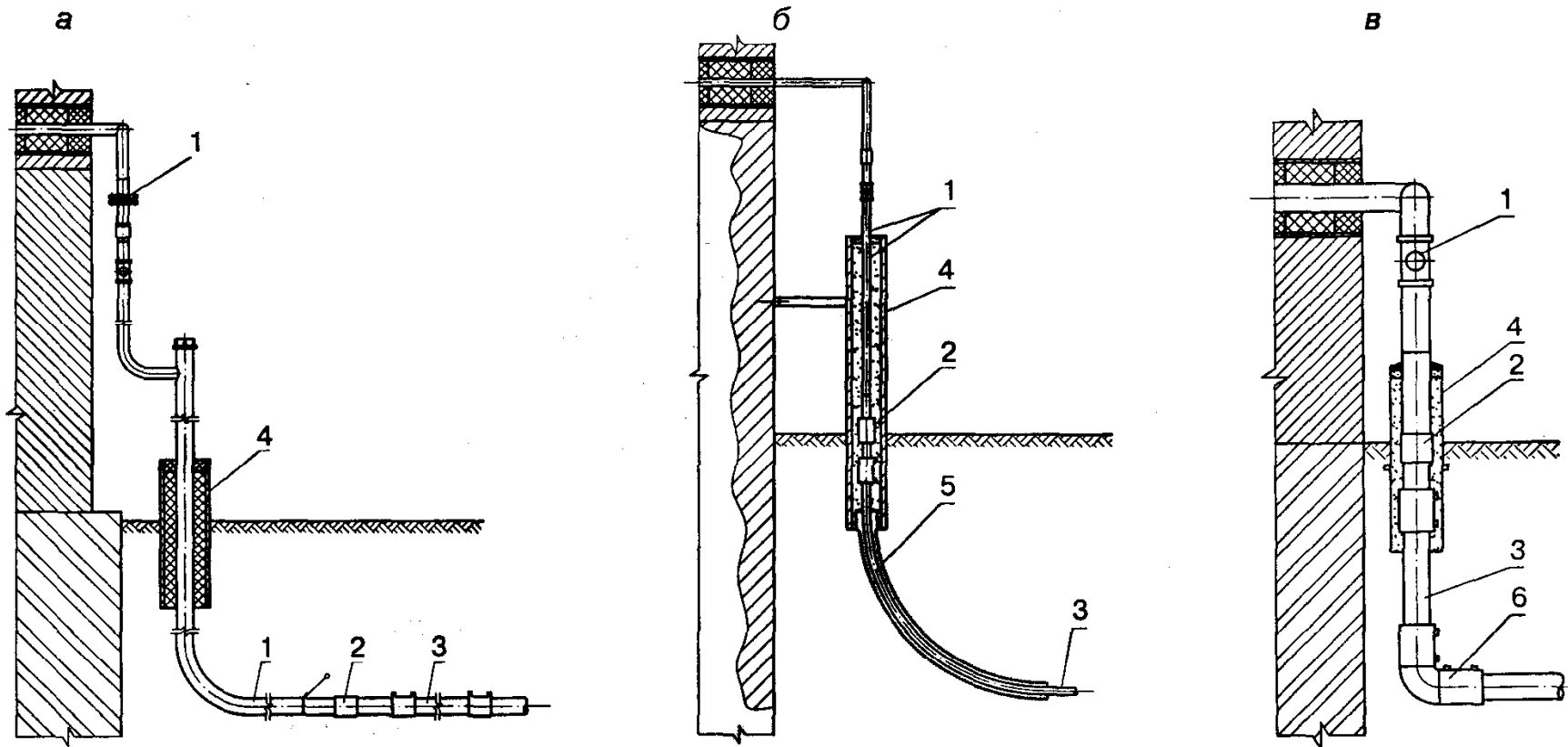
5.18 При переходе с полиэтилена на сталь на горизонтальном участке газопровода-ввода соединение "полиэтилен-сталь" располагается на расстоянии от фундамента газифицируемого здания (в свету) не менее 1 м для газопроводов низкого давления и 2 м для газопроводов высокого и среднего давления, а в футляр заключается вертикальный участок надземного выхода (рисунок 1, а).

5.19 При переходе с полиэтилена на сталь на вертикальном участке газопровода-ввода (далее - ввод), расположенном непосредственно у фундамента газифицируемого здания, расстояние в свету от футляра на вводе до стены здания должно устанавливаться, как правило, с учетом ширины и заглубления фундаментов, но не менее 50 мм.

Ввод, выполненный изгибом полиэтиленовой трубы (с радиусом не менее 25 диаметров) и с соединением "полиэтилен-сталь" на вертикальном участке, рекомендуется заключать в защитный футляр от вертикального до горизонтального участка ввода. Расстояние от фундамента здания до конца горизонтального участка футляра должно быть не менее 1 м (рисунок 1, б).

Ввод, выполненный с использованием отвода с закладными нагревателями (ЗН) и соединением "полиэтилен - сталь" на вертикальном участке рекомендуется заключать в футляр только на вертикальном участке (рисунок 1, в).

Не рекомендуется на вертикальном участке ввода располагать соединение "полиэтилен - сталь" выше уровня земли.



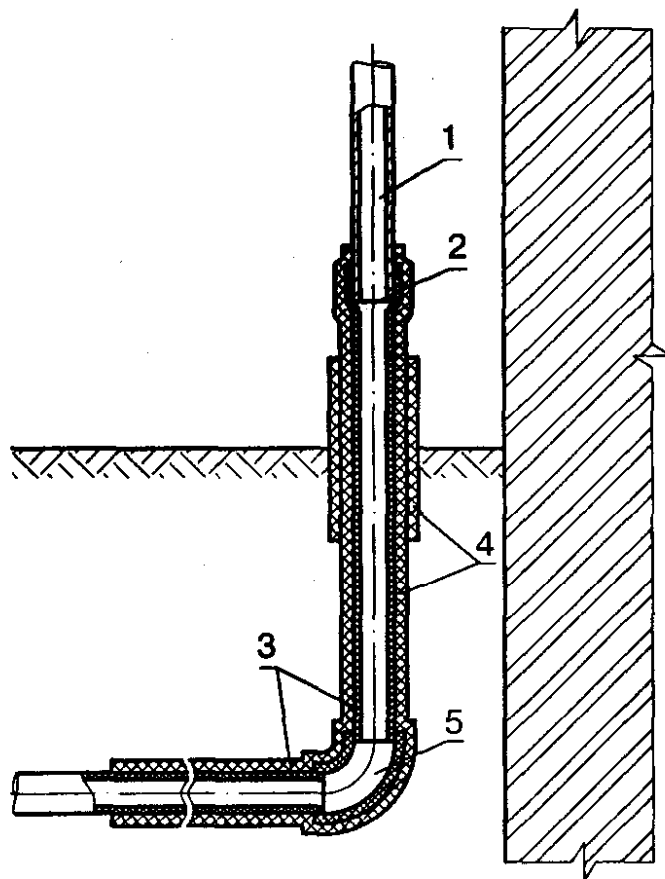
а — стальной цокольный ввод; **б** — полиэтиленовый ввод, выполненный свободным изгибом трубы; **в** — полиэтиленовый ввод, выполненный при помощи отвода с 3Н

1 — стальной участок цокольного ввода; **2** — переход «сталь—полиэтилен»; **3** — полиэтиленовый газопровод; **4** — футляр;
5 — полиэтиленовый футляр изогнутый; **6** — отвод с 3Н; **7** — электроизолирующее устройство

Рисунок 1 — Цокольные вводы газопровода в здание

"Рисунок 1 - Цокольные вводы газопровода в здание"

5.20 При использовании на участках вводов и выходов из земли полиэтиленовых труб с защитным покрытием из стеклопластика (цельная конструкция ввода, выполненного в заводских условиях) устройство футляра не предусматривается, а переход "сталь-полиэтилен" располагается выше уровня земли (рисунок 2).



1 — стальной участок газопровода-ввода; 2 — переход «сталь—полиэтилен»; 3 — полиэтиленовый газопровод; 4 — стеклопластиковая оболочка; 5 — отвод с закладным нагревателем

Рисунок 2 — Цокольный ввод газопровода со стеклопластиковым покрытием

"Рисунок 2 - Цокольный ввод газопровода со стеклопластиковым покрытием"

5.21 В футлярах выходов и вводов могут размещаться как разъемные, так и неразъемные узлы соединений "полиэтилен-сталь". Диаметр футляров рекомендуется принимать по данным таблицы 1.

На полиэтиленовые вводы не должны передаваться нагрузки от веса стальных газопроводов, запорной арматуры и других устройств.

5.22 При разработке проектных решений выходов и вводов рекомендуется соблюдать следующие основные принципы:

- все конструкции должны иметь компенсатор;
- конструкция футляра должна обеспечивать тепловую изоляцию полиэтиленовых труб с целью предотвращения охлаждения трубы ниже температуры минус 15°C;
- переход "полиэтилен-сталь" должен располагаться таким образом, чтобы место соединения полиэтиленовой и стальной его частей располагалось не выше уровня земли;
- футляр газопровода должен быть герметично заделан с двух концов. Для отбора проб воздуха допускается предусматривать контрольную трубку (штуцер);
- подземный участок ввода газопровода, выполненный "свободным изгибом", должен заключаться в жесткий (пластмассовый) футляр, плотно соединяющийся с вертикальным стальным футляром;
- надземный участок футляра должен быть стальным и обеспечивать защиту от механических и температурных воздействий внешней среды.

5.23 Выходы и вводы полиэтиленовых газопроводов следует изготавливать по типовой документации, утвержденной в установленном порядке.

Стальные вставки на полиэтиленовых газопроводах

5.24 Для стальных вставок полиэтиленовых газопроводов следует применять трубы, отвечающие требованиям СНиП 42-01 и СП 42-102. Стальные вставки на полиэтиленовых газопроводах устанавливаются только в тех случаях, когда применение полиэтиленовых труб в соответствии с требованиями СНиП 42-01 не допускается.

5.25 Защита от коррозии стальных вставок полиэтиленовых газопроводов проектируется в соответствии с требованиями СНиП 42-01 и СП 42-102 исходя из условий прокладки газопровода, данных о коррозионной активности грунтов, наличия блуждающих токов, требуемого срока службы газопровода.

5.26 Неразъемные соединения "полиэтилен-сталь" должны укладываться на основание из песка (кроме пылеватого) длиной по 1 м в каждую сторону от соединения, высотой не менее 10 см и присыпаться слоем песка на высоту не менее 20 см.

Требования к сооружению газопроводов в особых природных и климатических условиях

Многолетнемерзлые грунты

5.27 Проектирование газопроводов, прокладываемых в районах с многолетнемерзлыми грунтами, выполняют в соответствии с требованиями СНиП 42-01 и СНиП 2.02.04.

5.28 Основным принципом при прокладке газопроводов в многолетнемерзлых грунтах является создание такого температурного режима их эксплуатации, при котором воздействие подземного газопровода на окружающий грунт было бы минимальным с точки зрения нарушений естественного теплового режима грунтового массива в зоне прохождения газопроводов.

5.29 Глубина заложения газопровода выбирается так, чтобы температура стенки трубы была выше минус 15°С в процессе эксплуатации при рабочем давлении.

5.30 При резко отличающихся между собой свойствах грунта вдоль трассы газопровода высота песчаного основания под газопроводом принимается не менее 20 см на длине в каждую сторону от места стыковки разнородных грунтов не менее 50 диаметров газопровода; присыпка в этом случае должна осуществляться на высоту не менее 30 см.

5.31 Конструкция ввода газопровода должна обеспечивать возможность взаимных перемещений газопровода и зданий из-за температурных перемещений газопровода и осадок зданий или грунта.

Подрабатываемые территории

5.32 При проектировании газопроводов, прокладываемых в районах, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, ГОСТ Р 12.3.048.

5.33 Трасса газопровода предусматривается преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

5.34 Прочность и устойчивость газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых территориях, обеспечивается за счет:

- увеличения подвижности газопровода в грунте;
- снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Для обеспечения подвижности газопровода в грунте и снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод предусматриваются: непрямолинейная укладка газопровода по дну траншеи; применение малозащемляющих материалов для засыпки траншей после укладки труб.

В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода применяют песок, песчаный грунт и другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвига, увеличенной на 150 диаметров газопровода в каждую сторону от ее границы.

5.35 Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках, а также в местах, где возможно образование провалов и трещин, рекомендуется предусматривать надземными из стальных труб.

5.36 На газопроводах в пределах подрабатываемых территорий рекомендуется предусматривать дополнительную установку контрольных трубок на крутоизогнутых углах поворота и в местах разветвления сети.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

Сейсмические районы

5.37 При проектировании газопроводов из полиэтиленовых труб для строительства в районах с сейсмичностью свыше 8 баллов руководствуются требованиями СНиП 42-01 и СНиП II-7.

5.38 На участках пересечения трассой газопровода активных тектонических разломов рекомендуется применять надземную прокладку из стальных труб.

5.39 Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках рекомендуется предусматриваться также надземными из стальных труб.

5.40 Контрольные трубки рекомендуется дополнительно предусматривать в местах врезки газопроводов, на крутоизогнутых углах поворота и в местах расположения соединений "полиэтилен-сталь".

Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами

5.41 При проектировании газопроводов для районов с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами руководствуются требованиями СНиП 42-01 и СНиП 2.02.01.

5.42 Глубина прокладки газопроводов при одинаковой степени пучинистости, набухаемости или просадочности по трассе принимается до верха трубы:

- в среднепучинистых, средненабухающих, сильнопучинистых и II типа просадочности - не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее 0,9 м;
- в чрезмернопучинистых и сильнонабухающих - не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м.

Прокладка газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности грунтах должна предусматриваться в соответствии с требованиями СНиП 42-01.

5.43 Прокладка газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости, набухаемости или просадочности по трассе (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.), а также в насыпных грунтах принимается до верха трубы - не менее 0,9 глубины промерзания, но не менее 1,0 м.

5.44 Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых, просадочных или набухающих грунтах, определяются расчетом.

Расчет газопроводов на прочность и устойчивость

5.45 Расчет газопроводов на прочность и устойчивость положения (против всплытия) включает:

- определение размеров труб по рабочему (нормативному) давлению;
- проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения, т. е. оценка допустимости назначенных радиусов упругого изгиба газопровода и температурного перепада;
- определение необходимой величины балластировки;
- обеспечение кольцевой формы поперечного сечения (предельно допустимой величины овализации).

Прочность и устойчивость газопроводов обеспечивается также на всех стадиях строительства и испытаний.

5.46 При расчетах на прочность и устойчивость газопроводов из полиэтиленовых труб срок службы принимается равным 50 годам.

Расчетные характеристики материала газопроводов

5.47 Расчетными характеристиками материала газопроводов являются: минимальная длительная прочность, определяемая по ГОСТ Р 50838, модуль ползучести материала трубы, коэффициент линейного теплового расширения, коэффициент Пуассона.

5.48 Минимальная длительная прочность согласно ГОСТ Р 50838 должна приниматься для труб из:

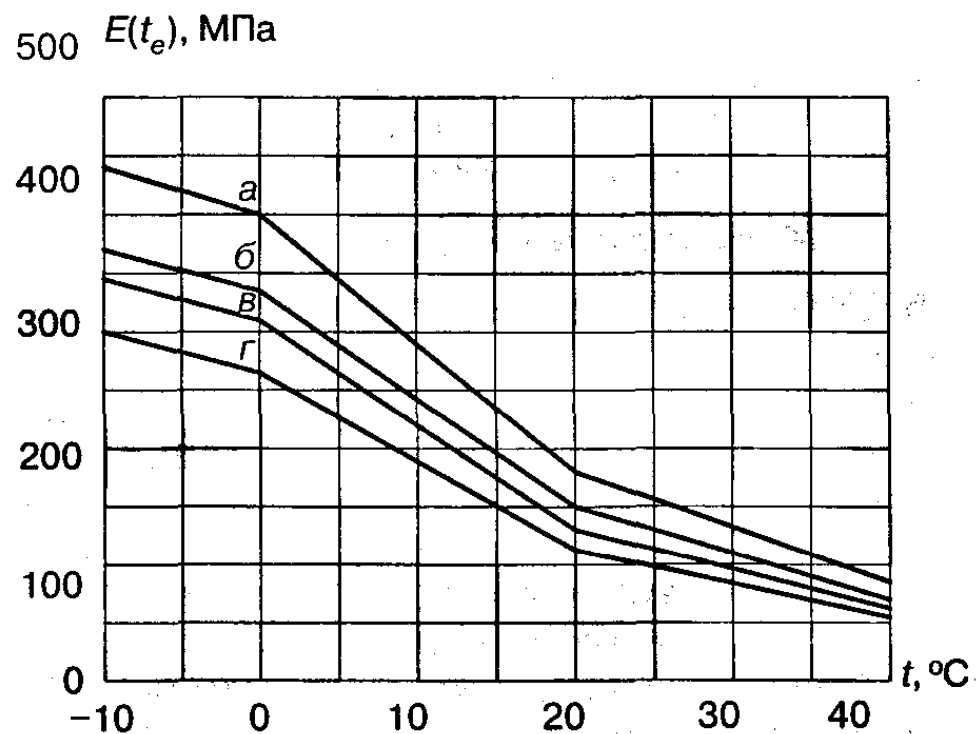
- ПЭ 80 - 8,0 МПа;
- ПЭ 100 - 10,0 МПа.

5.49 Модуль ползучести материала труб для срока службы газопровода 50 лет принимается в зависимости от температуры эксплуатации по графикам, приведенным на рисунке 3, где напряжения в стенке трубы определяются по формуле

$$p(SDR - 1)$$

$$\text{сигма} = \frac{\quad}{2} \text{ (МПа) .} \quad (2)$$

При напряжении в стенке трубы сигма меньше 1,5 МПа значение модуля ползучести следует принимать по кривой а рисунка 3.



$a - \sigma = 1,5$ МПа; $б - \sigma = 2,5$ МПа; $в - \sigma = 3$ МПа;
 $г - \sigma = 4$ МПа

Рисунок 3 — Значения модуля ползучести σ материала труб для проектируемого срока эксплуатации 50 лет в зависимости от температуры транспортируемого газа

"Рисунок 3 - Значения модуля ползучести сигма материала труб для проектируемого срока эксплуатации 50 лет в зависимости от температуры транспортируемого газа"

5.50 Коэффициент линейного теплового расширения материала труб принимается равным:

$$\alpha = 2,2 \times 10^{-4} \text{ (}^\circ\text{C}^{-1}\text{)}.$$

Коэффициент Пуассона материала труб должен приниматься равным $\mu = 0,43$.

Буквенные обозначения величин и единицы их измерения, принятые в расчетах на прочность и устойчивость, приведены в приложении В.

Нагрузки и воздействия

5.51 Нагрузки и воздействия, действующие на газопроводы, различаются на:

- силовые нагрузки - внутреннее давление газа, вес газопровода, сооружений на нем и вес транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила воды, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;
- деформационные нагрузки - температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т.д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, деформации земной поверхности в районах горных выработок и т.д.);
- сейсмические воздействия.

5.52 Рабочее (нормативное) давление транспортируемого газа устанавливается проектом.

5.53 Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле

$$q = m \cdot g \quad (\text{Н/м}), \quad (3)$$

где m - расчетная масса 1 м трубы, принимаемая по ГОСТ Р 50838.

5.54 Давление грунта на единицу длины газопровода определяется по формуле

$$q_m = \rho_o \cdot g \cdot d \cdot h_e \quad (\text{Н/м}). \quad (4)$$

5.55 Гидростатическое давление воды определяется по формуле

$$p_w = \rho_w \cdot g \cdot h \cdot 10^{-6} \quad (\text{МПа}). \quad (5)$$

5.56 Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода определяется по формуле

$$q = \frac{\rho_0}{4} \frac{gd}{w} \quad (\text{Н/м}). \quad (6)$$

5.57 Температурный перепад в материале труб принимается равным разности между температурой газа в процессе эксплуатации газопровода и температурой, при которой фиксируется расчетная схема газопровода.

5.58 Воздействие от предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб по заданному профилю) определяется по принятому конструктивному решению газопровода.

5.59 Воздействия от неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, влияние горных выработок и т.д.) определяются на основании анализа грунтовых условий и возможного их изменения в процессе эксплуатации газопровода.

Проверка прочности принятого конструктивного решения

5.60 Проверка прочности газопровода согласно требованиям СНиП 42-01 состоит в соблюдении следующих условий:

- при действии всех нагрузок силового нагружения

$$\sigma_{\text{прF}} \leq 0,4MRS \quad (\text{МПа}); \quad (a)$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений

$$\sigma_{\text{прNS}} \leq 0,5MRS \quad (\text{МПа}); \quad (b)$$

$$\sigma_{\text{прS}} \leq 0,9MRS \quad (\text{МПа});$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий

$$\sigma_{\text{прNS}} \leq 0,7MRS \quad (\text{МПа}); \quad (c)$$

$$\sigma_{\text{прS}} \leq MRS \quad (\text{МПа}).$$

При отсутствии 100%-го контроля сварных швов газопроводов, соединенных сваркой нагретым инструментом встык, правые части условий (a), (b) и (c) принимаются с понижающим коэффициентом 0,95.

5.61 Значения $\sigma_{\text{прF}}$, $\sigma_{\text{прNS}}$ и $\sigma_{\text{прS}}$ должны определяться по формулам (7) - (9):

$$\sigma_{\text{прF}} = \frac{2 \text{ мю } p}{-2} \quad (\text{МПа}); \quad (7)$$

$$\left[1 - \frac{2}{\text{SDR}}\right] - 1$$

$$\sigma_{\text{прNS}} = \left| \frac{2 \text{ мю } p}{-2} - \alpha E (t_e) \text{ дельта } t \right| + \sigma_c \text{ (МПа)}; \quad (8)$$

$$\left[1 - \frac{2}{\text{SDR}}\right] - 1$$

$$\sigma_{\text{прS}} = \left| \frac{2 \text{ мю } p}{-2} - \alpha E (t_e) \text{ дельта } t \right| + \sigma_{\text{оу}} + \quad (9)$$

$$\left[1 - \frac{2}{\text{SDR}}\right] - 1$$

$$+ \frac{E (t_e) d_e}{2 \rho_o} + \sigma_c \text{ (МПа)},$$

где $\sigma_{\text{оу}}$ - дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в особых условиях;
 σ_c - дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в сейсмических районах, при этом используются условия прочности (с).

5.62 Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых грунтах, должны приниматься в зависимости от глубины промерзания по таблице 3.

Таблица 3

Глубина промерзания, м	Значения дополнительных напряжений, МПа при пучинистости грунта		
	средней	сильной	чрезмерной

1,0	0,3	0,4	0,5
2,0	0,4	0,6	0,7
3,0	0,5	0,7	0,8
4,0	0,7	0,9	1,0

5.63 Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в средненабухающих грунтах и грунтах II типа просадочности, равны 0,6 МПа, в сильнонабухающих грунтах и на подрабатываемых территориях - 0,8 МПа.

Дополнительные напряжения учитываются в пределах рассматриваемого участка и на расстояниях $40 d_e$, в обе стороны от него.

Дополнительные напряжения при прокладке газопроводов в слабонабухающих и слабопучинистых грунтах, в грунтах I типа просадочности не учитываются.

5.64 Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в сейсмических районах, определяются по формуле

$$\sigma_c = 0,04 E(t) \frac{m_0 a_c}{v_c} \text{ (МПа)}. \quad (10)$$

5.65 Значения коэффициента заземления газопроводов в грунте m_0 , скоростей распространения продольных сейсмических волн и сейсмических ускорений a_c определяются по таблицам 4 и 5.

Таблица 4

Грунты	Коэффициент заземления газопровода в грунте m_0	Скорость распространения продольной сейсмической волны v_c , км/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	0,12
Песчаные маловлажные	0,50	0,15
Песчаные средней влажности	0,45	0,25

Песчаные водонасыщенные	0,45	0,35
Супеси и суглинки	0,60	0,30
Глинистые влажные, пластичные	0,35	0,50
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2,00
Лесс и лессовидные	0,50	0,40
Торф	0,20	0,10
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	2,20
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	1,50
Гравий, щебень и галечник	См. примеч.2	1,10
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные и сильновыветренные)	То же	1,50
Скальные породы (монолиты)	"	2,20
<p>Примечания: 1. В таблице приведены наименьшие значения v_c, которые уточняют при изысканиях. 2. Значения коэффициента заземления газопровода принимают по грунту засыпки.</p>		

Таблица 5

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

5.66 Для газопроводов, прокладываемых в обычных условиях, зависимости между максимально допустимым температурным перепадом и минимально допустимым радиусом упругого изгиба при температуре эксплуатации 0°С для различных значений SDR и MRS даны на рисунках 4-6.

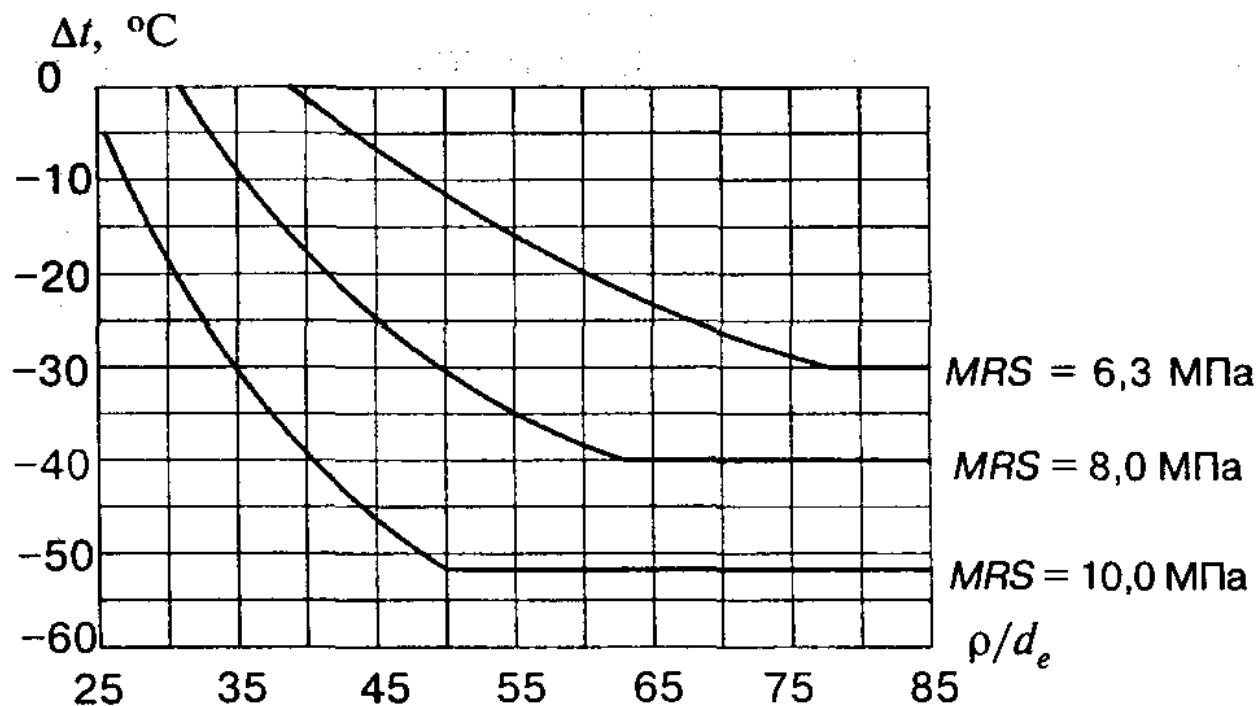


Рисунок 4 — Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0 °С и рабочем давлении 0,3 МПа для *SDR 11* и различных *MRS*

"Рисунок 4 - Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0°C и рабочем давлении 0,3 МПа для *SDR 11* и различных *MRS*"

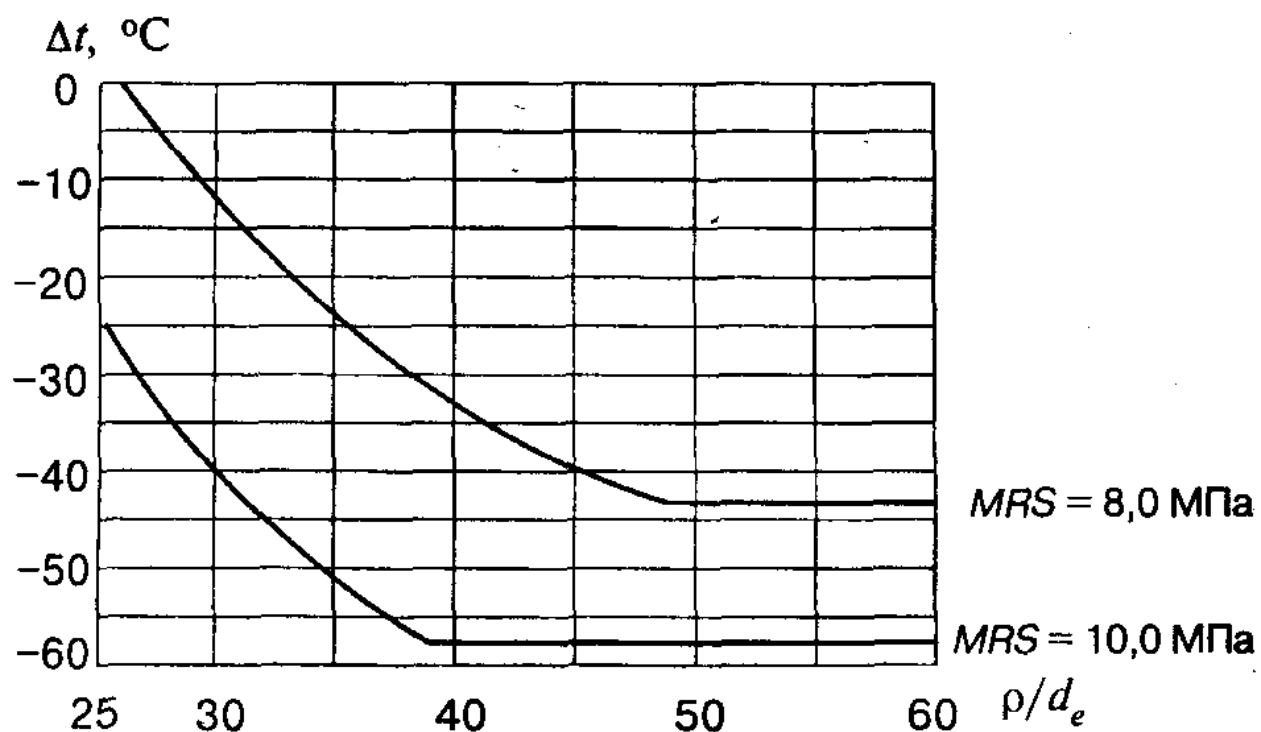


Рисунок 5 — Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0°C и рабочем давлении $0,6 \text{ МПа}$ для $SDR 11$ и различных MRS

"Рисунок 5 - Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0°C и рабочем давлении $0,6 \text{ МПа}$ для $SDR 11$ и различных MRS "

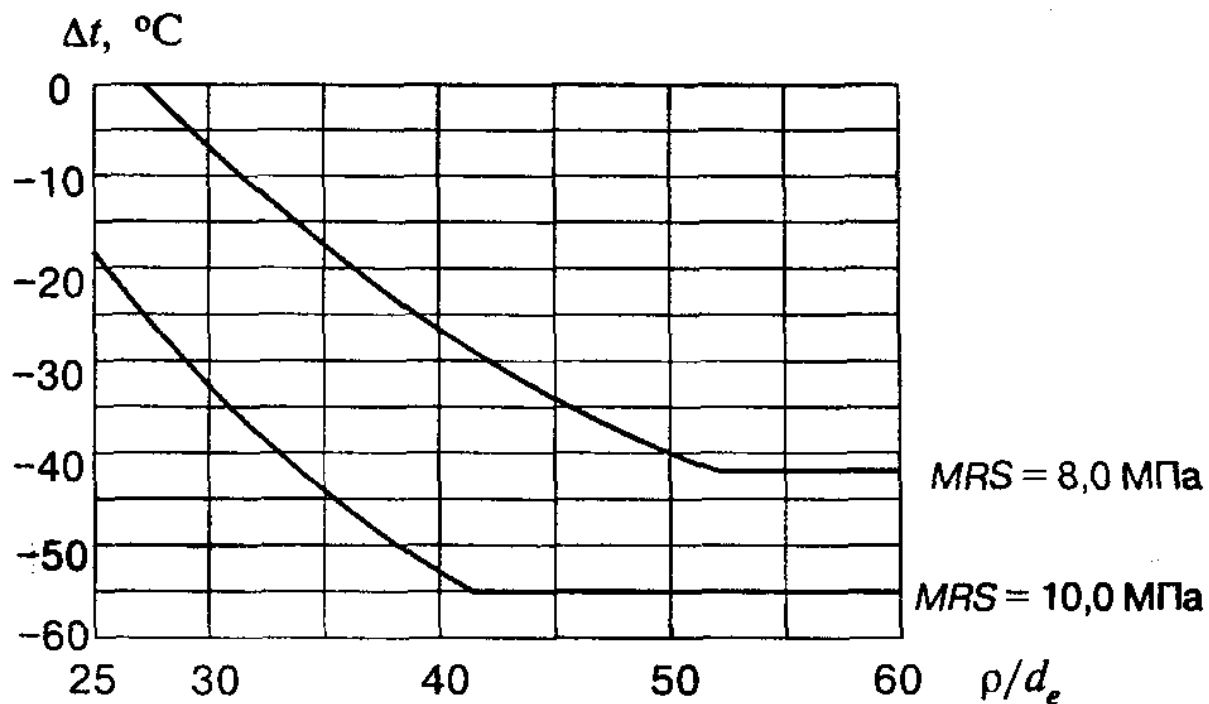


Рисунок 6 — Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и рабочем давлении $0,3\text{ МПа}$ для $SDR\ 17,6$ и различных MRS

"Рисунок 6 - Максимально допустимый отрицательный температурный перепад в зависимости от отношения радиуса упругого изгиба к наружному диаметру газопровода при температуре эксплуатации 0°C и рабочем давлении $0,3\text{ МПа}$ для $SDR\ 17,6$ и различных MRS "

Определение необходимой величины балластировки

5.67 Для обеспечения проектного положения газопроводов на подводных переходах, на участках прогнозного обводнения, на периодически обводняемых участках применяются следующие виды балластировки:

- пригрузки из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.);
- грунт обратной засыпки, закрепляемый нетканым синтетическим материалом (НСМ);
- пригрузки из синтетических прочных тканей, наполненные минеральным грунтом или цементно-песчанной смесью.

5.68 При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть не более определяемых условиями:

$$l_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{пр}} \cdot \gamma_b (\rho_a - \gamma_b) \cdot w}{\rho_b [\gamma_a (q_w + q_{\text{изг}}) - q_a]} \quad (\text{м}); \quad (11)$$

$$l_{\text{пр}} = d \left[\frac{3 \pi d}{e \cdot \text{SDR}} \times \frac{d}{q_w + q_{\text{изг}} - q_a} \right] \quad (0,9 \text{ MRS} -$$

$$- \left| \frac{2 \mu_p}{(1 - \frac{2}{\text{SDR}})^{-2}} - \alpha E (t_e) \delta t \right| - \quad (12)$$

$$- \frac{E (t_e) d}{2 \rho_a} \left[\frac{e^{0,5} \cdot 3}{10} \right] \quad (\text{м}),$$

где нагрузка от упругого отпора газопровода $q_{\text{изг}}$ при свободном изгибе газопровода в вертикальной плоскости должна определяться по формулам:

для выпуклых кривых

$$q_{\text{изг}} = \frac{\pi E (t_e)^4}{SDR \cdot 9 \beta \rho} \cdot 10^6 \quad (\text{Н/м}); \quad (13)$$

для вогнутых кривых

$$q_{\text{изг}} = \frac{4\pi E (t_e)^4}{SDR \cdot 9 \beta \rho} \cdot 10^6 \quad (\text{Н/м}). \quad (14)$$

5.69 Значения коэффициента надежности устойчивого положения для различных участков газопровода принимаются по таблице 6.

Таблица 6

Участок газопровода	Значение гамма_a
Обводненные и пойменные за границами производства подводно-технических работ, участки трассы	1,05
Русловые участки трассы, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10

Коэффициент надежности по материалу пригруза принимается:

- для железобетонных грузов и мешков с цементно-песчаной смесью - 0,85;
- для чугунных грузов - 0,95.

Вес пригруза определяется по соответствующим стандартам или ТУ.

5.70 При балластировке газопровода грунтом обратной засыпки, закрепляемым нетканым синтетическим материалом (НСМ), высота грунта, закрепляемого в траншее НСМ (расстояние от оси трубы до верха закрепляемого НСМ грунта), должна быть не менее величины, определяемой формулой

$$H > = \frac{2(a + b)^{0,5} - a}{\rho} \quad (\text{м}), \quad (15)$$

0 с

$$\text{где } a = \frac{q_{\text{гр}} d}{e} + \frac{0,7kc_{\text{гр}}}{\cos(0,7\phi)} ;$$

$$b = 4kq_{\text{гр}} \operatorname{tg}(0,7\phi) \times \left[\frac{\pi}{8} q_{\text{гр}} d^2 + \frac{\text{гамма} (q_{\text{гр}} + q_{\text{изг}}) - q_{\text{гр}}}{a w} \right];$$

$$c = 2kq_{\text{гр}} \operatorname{tg}(0,7\phi),$$

$$\text{где } q_{\text{гр}} = g \frac{\rho_{\text{гр}} - \text{гамма} \rho_{\text{а в}}}{1 + e};$$

k - безразмерный коэффициент, численно равный внешнему диаметру трубы, м.

Значения с_{гр}, φ, ρ_{гр} и e принимаются по результатам инженерных изысканий по трассе газопровода. Допускается определение этих величин по соответствующей нормативно-технической документации.

Если полученная по формуле (15) величина Н₀ меньше глубины заложения газопровода, определяемой требованиями СНиП 42-01, то принимается глубина заложения газопровода, регламентируемая этим документом.

Обеспечение допустимой овализации и устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода

5.71 Для обеспечения допустимой овализации поперечного сечения газопровода согласно требованиям СНиП 42-01 должно соблюдаться условие

$$\text{дзета} \frac{Q}{(1 + \frac{0,125E}{\rho_{\text{гр}}} \frac{e^{-1}}{e^{-1}})} \leq 5 \times 10^4, \quad (16)$$

$$4Dd_e = D + 0,012E_{гр}$$

где коэффициент дзета принимается равным:

- при укладке на плоское основание - 1,3;
- при укладке на спрофилированное основание - 1,2.

Полная погонная эквивалентная нагрузка Q вычисляется по формуле

$$Q = \sum_{i=1}^5 \beta_i Q_i \quad (\text{Н/м}), \quad (17)$$

где β_i - коэффициенты приведения нагрузок;

Q_i - составляющие полной эквивалентной нагрузки.

Параметр жесткости сечения газопровода D определяется по формуле

$$D = \frac{E(t_e)}{4(1 - \mu)} \left(\frac{SDR - 1}{2} \right)^{-3} \quad (\text{МПа}). \quad (18)$$

Внешнее радиальное давление p_e принимается равным:

- для необводненных участков - нулю;
- для обводненных участков - p_w .

5.72 Составляющие полной погонной эквивалентной нагрузки определяются по формулам (19) - (23): от давления грунта

$$Q_1 = q_m \frac{B}{d_e} k_{гр} \quad (\text{Н/м}), \quad (19)$$

где значения коэффициента $k_{гр}$ в зависимости от глубины заложения газопровода и вида грунта определяются по таблице 7;

Глубина заложения газопровода, м	Значения коэффициента $k_{гр}$ для грунтов	
	Песок, супесь, суглинок твердый	Суглинок тугопластичный, глина твердой консистенции
0,5	0,82	0,85
1,0	0,75	0,78
2,0	0,67	0,70
3,0	0,55	0,58
4,0	0,49	0,52
5,0	0,43	0,46
6,0	0,37	0,40
7,0	0,32	0,34
8,0	0,29	0,32

от собственного веса газопровода

$$Q_2 = 1,1 q \quad (\text{Н/м}); \quad (20)$$

от выталкивающей силы воды на обводненных участках трассы

$$Q_3 = 1,2 q_w \quad (\text{Н/м}); \quad (21)$$

от равномерно распределенной нагрузки на поверхности засыпки

$$Q_4 = 1,4 q_v d_k \quad (\text{Н/м}), \quad (22)$$

$$\text{где } k_n = \frac{3 D + 0,125 E_{гр}}{2 D + 0,25 E_{гр}}.$$

Значение интенсивности равномерно распределенной нагрузки на поверхности грунта q_v при отсутствии специальных требований принимают равным 5,0 кН/м²;

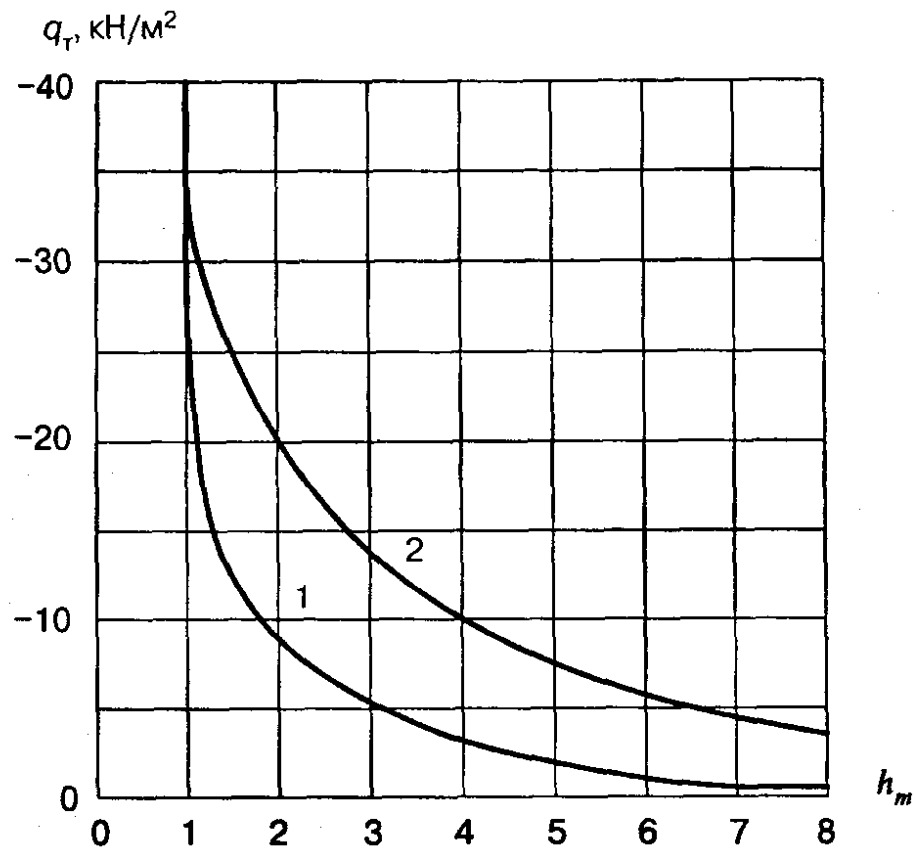
от подвижных транспортных средств

$$Q_5 = \gamma_{т} q_{т} d_e \quad (\text{Н/м}), \quad (23)$$

где коэффициент $\gamma_{т}$, принимается равным:

- для нагрузки от автомобильного транспорта - 1,4;
- для нагрузки от гусеничного транспорта - 1,1;

нагрузка $q_{т}$ принимается в зависимости от глубины заложения газопровода по рисунку 7.



1 — для нагрузки от автомобильного транспорта; 2 — для нагрузки от гусеничного транспорта

Рисунок 7 — Зависимость нагрузки от транспортных средств, от глубины заложения газопровода при нерегулярном движении транспорта

"Рисунок 7 - Зависимость нагрузки от транспортных средств, от глубины заложения газопровода при нерегулярном движении транспорта"

Для газопроводов, укладываемых в местах, где движение транспортных средств невозможно, величина $\gamma_t q_t$ принимается равной 5000 Н/м².

5.73 Значения коэффициентов приведения нагрузок β_{t1} , и β_{t2} принимаются в зависимости от вида укладки по таблице 8.

Таблица 8

Вид укладки	β_{t1}	β_{t2}
Укладка на:		
плоское основание	0,75	0,75
спрофилированное с углом охвата:		
70°	0,55	0,35
90°	0,50	0,30
120°	0,45	0,25

Значения коэффициентов β_{t3} , β_{t4} и β_{t5} принимаются равными:

$$\beta_{t3} = \beta_{t4} = \beta_{t5} = 1.$$

5.74 Для обеспечения устойчивости круглой формы поперечного сечения газопровода соблюдается условие

$$1,7 \left(\frac{Q}{6} + p \right) \leq P_{кр} \quad (\text{МПа}). \quad (24)$$

$$\frac{d}{e}$$

В качестве критической величины внешнего давления должно приниматься меньшее из двух значений, определенных по формулам (25), (26):

$$P_{кр} = 0,7 (DE_{гр}) (0,5) \quad (\text{МПа}); \quad (25)$$

$$P_{кр} = D + 0,143 E_{гр} \quad (\text{МПа}). \quad (26)$$

Примеры расчета на прочность и устойчивость приведены в приложении Г.

6 Строительство

Входной контроль качества труб и соединительных деталей из полиэтилена, а также синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея

6.1 При поступлении партии труб или соединительных деталей в строительную организацию производят входной контроль их качества путем внешнего осмотра и измерения основных геометрических параметров изделий на соответствие нормативной документации.

Внешний осмотр и определение размеров труб или деталей производят по методикам, указанным в нормативной документации на изделие.

При поступлении в строительную организацию синтетических тканевых шлангов и специального двухкомпонентного клея входной контроль качества осуществляется путем внешнего осмотра с учетом требований технических условий на эти изделия.

6.2 Входной контроль качества труб и соединительных деталей из полиэтилена производится в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01 и ПБ 12-529.

6.3 Сертификат качества, сопровождающий каждую партию труб (деталей), содержит: наименование и (или) товарный знак завода-изготовителя; номер партии и дату изготовления; условное обозначение трубы (детали); размер партии, м (шт.); марку сырья; результаты испытаний или подтверждение о соответствии результатов испытаний требованиям стандарта на изделие; дату выпуска партии; подпись и штамп ОТК.

Сертификат качества, сопровождающий катушку с полиэтиленовой профилированной трубой, содержит: наименование и (или) товарный знак завода-изготовителя; дату изготовления; условное обозначение трубы; диаметр и толщину стенки трубы, мм; длину, м; марку сырья; результаты испытаний или подтверждение о соответствии результатов испытаний требованиям стандарта на изделие; дату выпуска трубы; подпись и штамп ОТК.

Паспорт качества, сопровождающий синтетический тканевый шланг, содержит: наименование и (или) товарный знак завода-изготовителя; дату изготовления; серийный номер шланга; номинальный и внутренний диаметры, мм; длину, м; обозначение среды - "Для газа"; подпись и штамп ОТК.

6.4 Размер партии труб не должен превышать величину, установленную ГОСТ Р 50838 или другими нормативными документами.

Размер партии соединительных деталей не должен превышать величину:

- для соединительных деталей без ЗН - не более 2000 шт.

- для соединительных деталей с ЗН - не более 1000 шт.

6.5 Для проведения входного контроля от партии труб (деталей) отбирается:

d _e 225 мм	-	2%	труб	или	соединительных	деталей
d _e 160 и 110 мм	-	1%	"	"	"	"
d _e 63 и 40 мм	-	0,5%	"	"	"	"
d _e 32 и 20 мм	-	0,25%	"	"	"	"

Количество отбираемых для измерений труб и деталей должно быть не менее 5 образцов. Если количество поступивших труб или деталей меньше 5 штук, то проверяются все.

Размеры труб, поступивших в бухтах или катушках, проверяются на концах.

6.6 Внешний вид поверхности труб и деталей определяется визуально, без применения увеличительных приборов. Механические испытания труб и соединительных деталей при входном контроле не предусматриваются. У синтетических тканевых шлангов проверяется целостность защитной упаковки на катушке.

6.7 По внешнему виду трубы должны иметь гладкие наружную и внутреннюю поверхности. Допускаются продольные полосы и волнистость, не выводящие толщину стенки трубы за пределы допускаемых отклонений. На наружной, внутренней и торцевой поверхностях не допускаются пузыри, трещины, раковины, посторонние включения. Трубы бывают цветными, черными или черными с цветными продольными маркировочными полосами в количестве не менее трех, равномерно распределенными по окружности трубы. Характерный цвет газовой трубы или маркировочных полос на ней из ПЭ 80 - лимонно-желтый; из ПЭ 100 - желто-оранжевый (см. цветную вставку). Черные трубы без маркировочных полос, имеющие нечеткую маркировку завода-изготовителя, применять для строительства газопроводов не рекомендуется.

Внутренние и наружные поверхности соединительных деталей не должны иметь следов усадки, трещин, вздутий и других повреждений, ухудшающих их эксплуатационные свойства. Допускаются незначительные следы от формующего инструмента, следы механической обработки и холодных стыков. Цвет соединительных деталей желтый, оранжевый и черный.

6.8 Размеры (диаметр и толщина стенки) и овальность труб и деталей определяют при температуре $(23 \pm 5)^\circ\text{C}$. Перед измерением их выдерживают при указанной температуре не менее 2 ч.

Овальность торцов труб регламентируется допусками на овальность соединительных деталей.

Проверку среднего наружного диаметра проводят на каждой трубе на расстоянии не менее 150 мм от торцов в одном сечении измерением периметра трубы с погрешностью не более 0,1 мм и делением на 3,142. Допускается определять средний наружный диаметр как среднее арифметическое измерений в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

У полиэтиленовых труб с защитной оболочкой проверяют (на торце трубы) наружный диаметр, толщину стенки полиэтиленовой трубы, а также толщину защитной оболочки.

У полиэтиленовых профилированных труб измеряют внешний наружный диаметр (в нерасправленном виде) и толщину стенки.

Измерения производятся рулеткой по ГОСТ 7502, штангенциркулем (ГОСТ 166) или микрометром (ГОСТ 6507) с погрешностью не более 0,1 мм.

6.9 Для соединительных деталей без закладных нагревателей (ЗН) (ТУ 6-19-359, ТУ 2248-001-18425183) проводят проверку величины наружного присоединительного диаметра и толщины стенки детали в зоне присоединения. Измерения проводят на расстоянии 5 мм от торца детали аналогично с измерением размеров труб.

Для муфт полиэтиленовых с ЗН (ТУ 2291-032-00203536) контролируют средний внутренний диаметр раструба нутромером индикаторным по ГОСТ 868, который вычисляют как среднее арифметическое значение максимального и минимального диаметра.

У седелок крановых с ЗН (ТУ 2248-031-00203536) контролируют величину присоединительного диаметра корпуса отвода и накладки с помощью проходного и непроходного калибров-шаблонов на наличие зазора в зоне сварки и величину среднего наружного диаметра хвостовика корпуса седелки на соответствие требованиям ТУ.

У деталей с ЗН, упакованных в индивидуальные полиэтиленовые пакеты, проверяют целостность упаковки.

У неразъемных соединений "полиэтилен-сталь" (ТУ 2248-025-00203536) проводят проверку целостности защитного покрытия в месте соединения полиэтиленовой и стальной частей соединения, величин наружных диаметров и толщины стенки на торцах детали. Измерения проводят на расстоянии 5 мм от торца детали аналогично с измерением размеров труб.

6.10 Толщину стенки измеряют микрометром с обоих концов каждой трубы (детали) с погрешностью не более 0,01 мм в четырех равномерно распределенных по окружности точках:

- у труб с обоих концов - на расстоянии не менее 10 мм от торца;

- у деталей на каждом присоединительном конце - на расстоянии 5 мм от торца.

6.11 Овальность труб и соединительных деталей всех видов определяют как разность между максимальным и минимальными наружными диаметрами, измеренными в одном сечении пробы с погрешностью не более $\pm 0,1$ мм, штангенциркулем или микрометром.

6.12 Допускаемые отклонения геометрических параметров регламентированы соответствующими нормативными документами на выпуск изделия.

Таблица 9

Размеры катушки			Приблизительная длина трубы на катушке, м				
Наружный диаметр, м	Наружная ширина, м	Внутренняя ширина, м	Номинальный наружный диаметр трубы, мм				
			40	50	63	110	160
2,2	1,18	1,00	1200	800	400	-	-
2,4	1,18	1,00	1500	1000	600	-	-
2,6	1,18	1,00	2100	1300	700	-	-
3,1	1,21	1,00	-	-	1300	250	-
3,1	1,46	1,25	-	-	1600	300	-
3,1	1,71	1,50	-	-	2000	400	-
3,1	1,96	1,75	-	-	2350	450	-
3,1	2,21	2,00	-	-	2700	500	-
4,1	2,20	2,10	-	-	-	-	250

6.13 По истечении гарантийного срока хранения, указанного в технических условиях, или при нечеткой маркировке труб и соединительных деталей, а также при несоответствии данных маркировки на изделие сопроводительному документу или утере документа о качестве трубы и соединительные детали отбраковываются. Их пригодность к строительству определяется по результатам проведения комплекса испытаний в соответствии с требованиями нормативной документации на их выпуск.

6.14 При получении неудовлетворительных результатов испытания хотя бы по одному из показателей (внешнему виду, размерам, овальности) этот показатель контролируется повторно на удвоенном количестве образцов, взятых из той же партии. В случае вторичного получения неудовлетворительных результатов данная партия труб (деталей) отбраковывается.

6.15 При поступлении труб и деталей на объект производится внешний осмотр с целью обнаружения возможных повреждений при транспортировке, а также проверка на соответствие маркировок сопроводительным документам.

Транспортировка труб и деталей

6.16 Транспортирование и хранение труб и соединительных деталей осуществляют в соответствии с требованиями нормативной документации на трубы и соединительные детали, а также положениями настоящего СП.

Одиночные трубы для транспортировки и хранения связываются в пакеты массой до 3 т. Из пакетов могут формировать блок-пакеты массой до 5 т.

Трубы длинномерные диаметром до 160 мм включительно сматываются для транспортировки и хранения в бухты или наматываются на катушки.

Трубы диаметром 225 мм и более могут перевозиться без формирования пакетов.

6.17 Длина труб в прямых отрезках может быть от 5 м до 24 м с кратностью 0,5 м, длина труб в бухтах составляет от 50 м до 200 м. Длина труб на катушках определяется заводом-изготовителем и объемом заказа по диаметрам от 40 мм до 160 мм. Приблизительная длина трубы на катушке по отдельным диаметрам приведена в [таблице 9](#).

Ориентировочная длина профилированных полиэтиленовых труб, намотанных на катушку диаметром 3,1 м, шириной 2,15 м и внутренним диаметром 2,15 м, приведена в [таблице 10](#).

Таблица 10

Средний диаметр, мм	SDR	Длина поставки, м
100	11; 17/17,6	700–1300
125	11; 17/17,6	500–900
150	11; 17/17,6; 26	600
200	11; 17/17,6; 26	300
225	11; 17/17,6; 26	270
250	11; 17/17,6; 26	200
300	17/17,6; 26	150
350	17/17,6; 26	100
400	17/17,6; 26	90

6.18 Транспортная маркировка наносится на грузовые места в соответствии с требованиями ГОСТ 14192.

6.19 Бухты и пакеты скрепляют средствами по ГОСТ 21650. Бухты должны быть скреплены не менее чем в шести местах. Концы труб должны быть пригнуты к бухте. Внутренний диаметр бухты должен быть не менее 20 наружных диаметров трубы.

6.20 Пакеты труб длиной 6 м скрепляют не менее чем в двух местах, большей длины - не менее чем в трех местах.

При транспортировке труб с большим числом перевалок (в труднодоступные регионы) пакеты должны быть скреплены как минимум в четырех местах независимо от длины труб.

Трубы в пакетах должны храниться на чистой, ровной поверхности и снаружи поддерживаться опорами. В целях безопасности высота уложенных пакетов не должна превышать 3 м (рисунок 8).

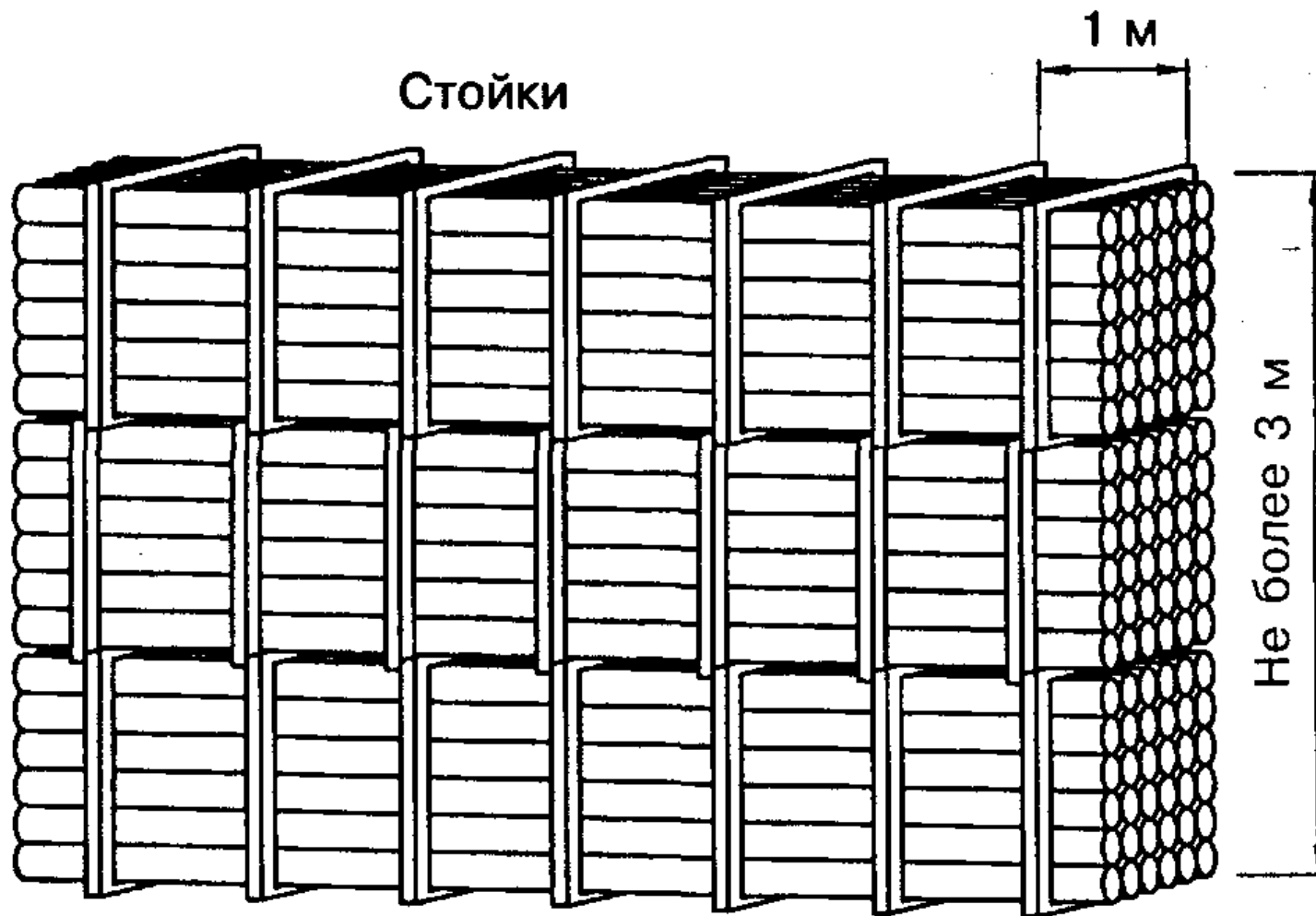


Рисунок 8 — Хранение труб в пакетах

"Рисунок 8 - Хранение труб в пакетах"

6.21 Трубы можно транспортировать любым видом транспорта с закрытым или открытым кузовом (в крытых или открытых вагонах) с основанием, исключающим провисание труб.

Транспортировка труб плетевозами не допускается.

6.22 При выполнении погрузочно-разгрузочных операций не допускается перемещение труб волоком; сбрасывать трубы и детали с транспортных средств запрещается.

При перевозке труб автотранспортом длина свешивающихся с кузова машины или платформы концов труб не должна превышать 1,5 м.

Трубы, поставляемые на катушках, перевозятся на специальных прицепах в вертикальном положении, допускается транспортировка на платформах в горизонтальном положении.

Бухты транспортируются в горизонтальном, а при наличии специальных опор - в вертикальном положении.

6.23 Во избежание повреждения труб при их транспортировке о металлические и другие твердые предметы нижний ряд труб располагают на деревянных подкладках, укрепленных на платформе транспортного средства. Не связанные в пакеты трубы укладывают так, чтобы в нижнем ряду они располагались вплотную одна к другой, а в последующих рядах - в гнездах, образуемых нижележащими трубами.

Число рядов должно быть не более:

- для труб диаметром менее 160 мм - 14;

- " " более 160 мм - 10.

Для погрузочно-разгрузочных работ рекомендуется использовать вилочные автопогрузчики.

Для подъема упаковок соединительных деталей нельзя использовать крюки. Захваты автопогрузчика должны быть соответствующим образом закрыты, например обрезками полиэтиленовой трубы, или использованы деревянные европоддоны.

6.24 В качестве строповочных средств используют текстильные канаты. Использовать стальные канаты для подъема одиночных труб или пакет "удавкой" не рекомендуется.

6.25 Трубы и соединительные детали необходимо оберегать от ударов и механических нагрузок, а их поверхности - от нанесения царапин. При транспортировке следует избегать изгиба труб. Особенно осторожно следует обращаться с трубами и деталями при низких температурах.

Во избежание перемещений труб при перевозке их необходимо закреплять на транспортных средствах текстильными стропами.

6.26 Транспортировка, погрузка и разгрузка труб производятся при температуре наружного воздуха не ниже минус 20°C. Допускается погрузку, разгрузку и транспортировку труб в пакетах производить при температурах не ниже минус 40°C; при этом избегают резких рывков и соударений.

6.27 Трубы хранятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50838. Заглушки, которые предотвращают попадание грязи в трубы, во время хранения не снимаются.

6.28 Соединительные детали трубопроводов рекомендуется доставлять на объекты строительства в контейнерах, в которых они надежно закреплены. На контейнеры наносится надпись "Не бросать".

6.29 Упаковка может производиться в следующие виды тары: ящики фанерные или ящики досчатые по ГОСТ 9396; ящики деревянные по ГОСТ 18573, ГОСТ 2991 типов IV, VI-2, VI-6, VII; контейнеры-пакеты мягкие из резинотекстильного материала; контейнеры мягкие специальные разового использования типа МКР-1.ОМ или мешки из полиэтиленовой пленки.

6.30 При транспортировании в крытых вагонах, в контейнерах по ГОСТ 19667 или крытым автомобильным транспортом допускается упаковка в ящики из гофрированного картона по ГОСТ 9142, ГОСТ 22852, бумажные мешки по ГОСТ 2226, полиэтиленовые мешки по ГОСТ 17811, мешки из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354.

6.31 Упаковка деталей при транспортировании в районах Крайнего Севера производится в соответствии с ГОСТ 15846.

Допускается и другой вид упаковки, обеспечивающий сохранность деталей при транспортировке и хранении в течение гарантийного срока.

6.32 Трубы и соединительные детали хранятся отдельно по партиям, сортаменту, виду материала. Не допускается при хранении смешивать трубы и детали из полиэтилена разных марок и SDR.

6.33 На складе хранения труб и деталей не допускается проведение газоэлектросварочных и других огневых работ.

6.34 Для предохранения штабелей труб от раскатывания крайние трубы необходимо подклинивать. С этой целью можно использовать и другие приемы или средства: опоры-ограждения, сборно-разборные стеллажи и т.п. (рисунок 9).

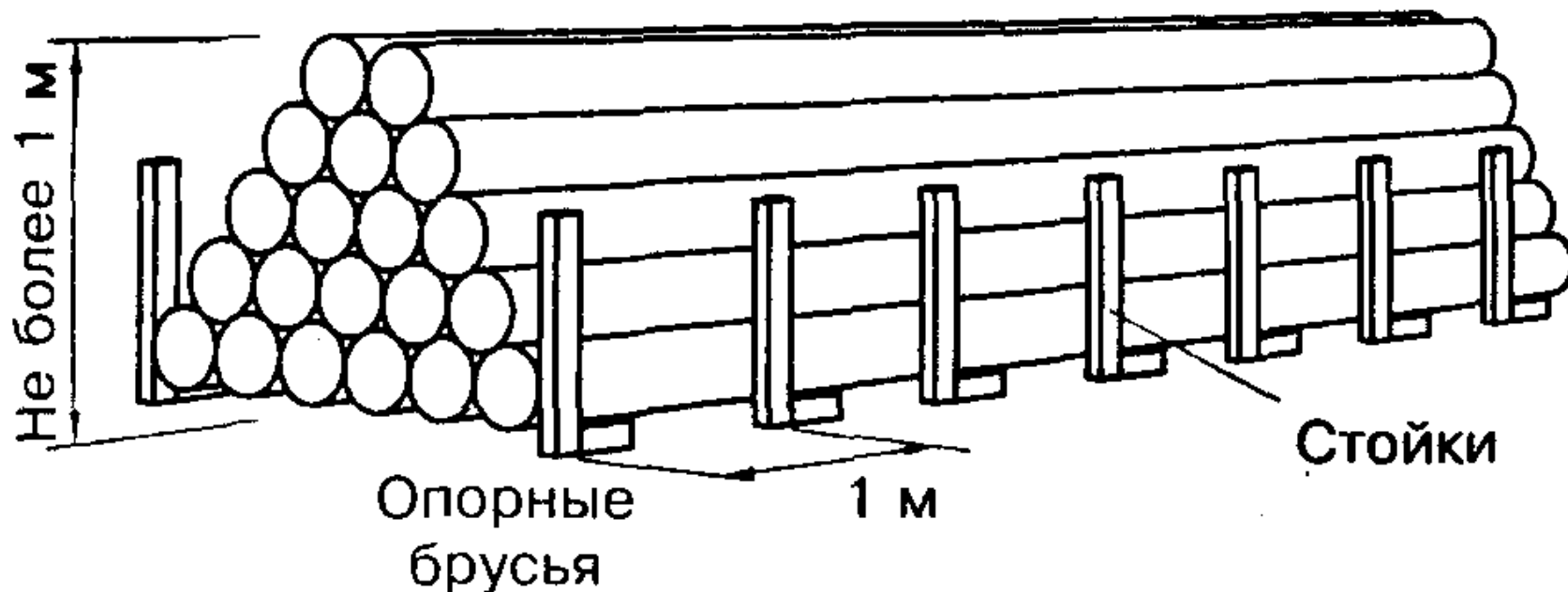


Рисунок 9 — Хранение отдельных труб в штабеле

"Рисунок 9 - Хранение отдельных труб в штабеле"

Высота штабеля при предполагаемом сроке хранения свыше двух месяцев не превышает 2,0 м. При меньших сроках хранения высота штабеля должна быть, как правило, не более:

- 3,0 м - для труб типа SDR 17,6;
- 4,0 м - " " SDR 11.

6.35 Трубы при складировании укладывают в "седло" или послойно с прокладками между ярусами (при укладке пакетов). Бухты хранят уложенными в горизонтальном положении.

Катушки большого диаметра хранятся в вертикальном положении между специальными опорами. На складе необходимо иметь оборудование для безопасного подъема, перемещения и погрузки.

6.36 Соединительные детали хранят в закрытых складских помещениях в условиях, исключающих их деформирование, попадание масел и смазок (укладывают в полиэтиленовые мешки), не ближе 1 м от нагревательных приборов, желателно на стеллажах.

Соединительные детали с ЗН хранятся в индивидуальных герметичных полиэтиленовых пакетах до момента их использования.

Соединительные детали с наваренными отводами для стыковой сварки могут храниться на открытом воздухе, но при условии защиты от повреждений и воздействия прямых солнечных лучей.

6.37 Катушки с синтетическим тканевым шлангом и компоненты клея всегда находятся в отапливаемом помещении. Синтетические тканевые шланги защищаются от воздействия солнечных лучей и теплоты. Защитную оболочку убирают непосредственно перед началом санирования.

6.38 Катушки со шлангом допускается поднимать только при помощи стержня (оси), продетого через ступицу катушки. Подъемные устройства для погрузки-разгрузки (вилочный автопогрузчик, краны или лебедки, оборудованные стрелой с достаточной грузоподъемностью) ни в коем случае не должны соприкасаться с синтетическим тканевым шлангом или его гибкой защитной оболочкой. Катушки должны устанавливаться на платформе прицепа при помощи деревянных клиньев, прикрепленных к полу прицепа. Ремни, перетянутые через катушки, являются дополнительной действенной защитой. Ширина крепежного ремня должна быть не менее 100 мм.

Квалификационные испытания сварщиков

6.39 Для проверки квалификации сварщик, аттестованный в соответствии с РД-03-495, должен, как правило, сварить в условиях, близких к производственным, допускные сварные соединения. Сварка допускных сварных соединений производится в следующих случаях:

- если сварщик впервые приступает к работе на предприятии;
- при перерыве в производстве сварочных работ стыковым способом более двух месяцев;
- при изменении типа сварочного оборудования (для проверки технологических параметров сварки);
- при изменении класса материала (ПЭ 80, ПЭ 100), диаметров (и толщин стенок) свариваемых нагретым инструментом встык труб, если работы выполняются впервые;
- при применении способа сварки, не предусмотренного СНиП 42-01.

6.40 Допускные сварные соединения изготавливаются из отрезков полиэтиленовых труб длиной не менее 300 мм, сваренных между собой при помощи деталей с ЗН или нагретым инструментом встык. Количество допускных соединений при сварке деталями с ЗН должно быть не менее одного, при сварке нагретым инструментом встык - должно составлять не менее:

- одного - при использовании сварочной техники с высокой степенью автоматизации;
- двух - при использовании сварочной техники со средней степенью автоматизации;
- трех - при использовании сварочной техники с ручным управлением.

6.41 Допускные сварные соединения независимо от способа сварки подвергают визуальному контролю (внешнему осмотру) и измерительному контролю геометрических параметров.

Если по результатам внешнего осмотра сварные соединения не отвечают установленным требованиям, то сварщик выполняет сварку повторно. Отбор сварных соединений для механических испытаний осуществляют после получения положительных результатов визуального и измерительного контроля.

6.42 Допускные стыки, сваренные нагретым инструментом встык, подвергают:

- механическим испытаниям на осевое растяжение;
- ультразвуковому контролю.

6.43 Допускные сварные соединения, сваренные соединительными деталями с ЗН, подвергают механическим испытаниям:

- для муфт, переходов, тройников, заглушек - на сплющивание;
- для седловых отводов - на отрыв.

6.44 Критерии оценки качества допускных стыков по результатам внешнего осмотра, механических испытаний и ультразвукового контроля, а также методики проведения испытаний приведены в СНиП 42-01 и настоящем СП в разделе "Контроль качества работ".

6.45 При неудовлетворительных результатах механического или ультразвукового испытания хотя бы одного сварного соединения сварщик выполняет сварку их удвоенного количества. Если при повторном контроле получены неудовлетворительные результаты хотя бы по одному из дополнительно сваренных соединений, то сварщик признается не выдержавшим испытания и должен пройти переаттестацию в установленном порядке.

6.46 По результатам механических испытаний и ультразвукового контроля допускных сварных соединений оформляются протоколы установленной формы, на основании которых сварщик допускается (не допускается) к проведению сварочных работ.

Сварка газопроводов

6.47 Соединения полиэтиленовых труб между собой и с полиэтиленовыми соединительными деталями выполняются двумя методами сварки: сваркой встык нагретым инструментом и сваркой при помощи соединительных деталей с закладными нагревателями (ЗН). Соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами (или арматурой) выполняются разъёмными (с помощью фланцев) или неразъёмными, допускается применение соединений "полиэтилен-сталь" с резьбовым металлическим концом для труб малых диаметров (до 50 мм).

6.48 Сварочные работы могут производиться при температуре окружающего воздуха от минус 15°C до плюс 45°C. При выполнении сварочных работ при других температурах в технических условиях, стандартах или сертификатах на материалы определяется особый технологический режим сварки, который должен быть аттестован в соответствии с РД 03-615. Если особый режим сварки не установлен в этих документах, то при более широком интервале температур сварочные работы рекомендуется выполнять в помещениях (укрытиях), обеспечивающих соблюдение заданного температурного интервала.

Место сварки защищают от атмосферных осадков, ветра, пыли и песка, а в летнее время и от интенсивного солнечного излучения. При сварке свободный конец трубы или плети закрывают для предотвращения сквозняков внутри свариваемых труб.

6.49 Концы труб, деформированные сверх нормативного значения или имеющие забоины, рекомендуется обрезать под прямым углом. Гильотины или телескопические труборезы используются для обрезки труб диаметром свыше 63 мм, для меньших диаметров применяют ручные ножницы.

6.50 Сварочное оборудование проходит систематическое ежегодное сервисное обслуживание предприятием фирмы-производителя этого оборудования либо представителем фирмы, имеющим допуск к сервисному обслуживанию этого оборудования. Дата последующего сервисного обслуживания должна, как правило, автоматически вводиться в протоколы сварки при проведении монтажных работ.

Аттестацию сварного оборудования производят в соответствии с РД 03-614.

Сварка встык нагретым инструментом

6.51 Сваркой встык нагретым инструментом соединяются трубы и детали с толщиной стенки по торцам более 5 мм. Не рекомендуется сварка встык труб с разной толщиной стенок (SDR), изготовленных из разных марок полиэтилена и длинномерных труб.

Технологические параметры сварки выбираются по таблицам приложения Д в соответствии с маркой полиэтилена, из которого изготовлены трубы и детали.

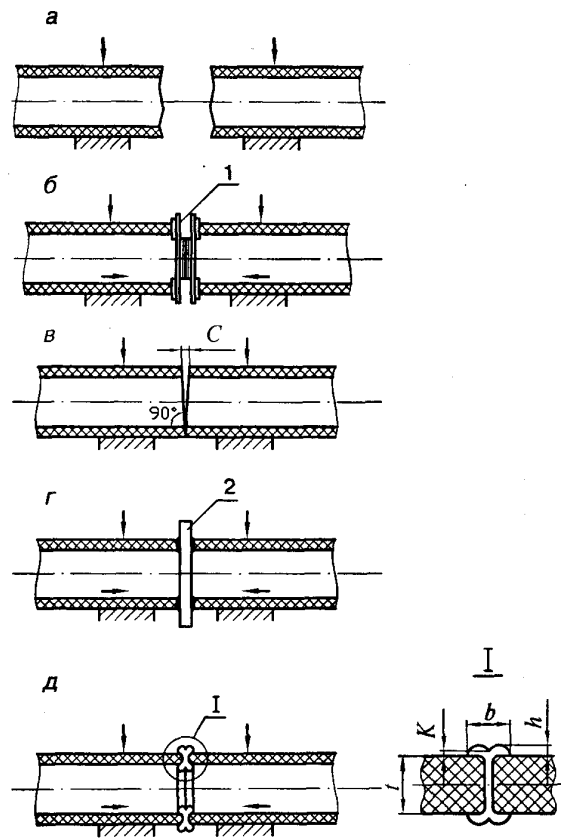
6.52 Сборку и сварку труб и деталей рекомендуется производить на сварочных машинах с высокой и средней степенью автоматизации процесса сварки. Допускается также использовать машины с ручным управлением процессом сварки, но с обязательным автоматическим поддержанием заданной температуры нагретого инструмента. (Не рекомендуется применять нагревательные инструменты, нагреваемые газом.) Перечень сварочных машин приведен в приложении Е.

6.53 Технологический процесс соединения труб и деталей сваркой встык включает (рисунок 10):

- подготовку труб и деталей к сварке (очистка, сборка, центровка, механическая обработка торцов, проверка совпадения торцов и зазора в стыке); сварку стыка (оплавление, нагрев торцов, удаление нагретого инструмента, осадка стыка, охлаждение соединения).

6.54 Перед сборкой и сваркой труб, а также соединительных деталей необходимо тщательно очистить их полости от грунта, снега, льда, камней и других посторонних предметов, а соединяемые концы - от всех загрязнений на расстоянии не менее 50 мм от торцов. Концы труб, защищенных полипропиленовой оболочкой, освобождаются от нее с помощью специального ножа на расстояние не менее 15 мм.

Очистку производят сухими или увлажненными кусками мягкой ткани из растительных волокон с дальнейшей протиркой и просушкой. Если концы труб или деталей (вследствие небрежного хранения) окажутся загрязненными смазкой, маслом или какими-либо другими жирами, то их обезжиривают с помощью спирта, ацетона или специальных обезжиривающих составов. Не рекомендуется производить очистку и обезжиривание цветными и синтетическими волокнистыми тканями.



а — центровка и закрепление в зажимах сварочной машины концов свариваемых труб; **б** — механическая обработка торцов труб с помощью торцовки **1**; **в** — проверка соосности и точности совпадения торцов по величине зазора **С**; **г** — оплавление и нагрев свариваемых поверхностей нагретым инструментом **2**; **д** — осадка стыка до образования сварного соединения (в сечении **I** даны буквенные обозначения основных геометрических размеров соединения встык, регламентированные, 8.11, 8.12, таблицей 23 настоящего СП)

Рисунок 10 — Последовательность процесса сборки и сварки встык труб из полиэтилена

"Рисунок 10 - Последовательность процесса сборки и сварки встык труб из полиэтилена"

6.55 Сборку свариваемых труб и деталей, включающую установку, соосную центровку и закрепление свариваемых концов, производят в зажимах центратора сварочной машины.

Концы труб и деталей центруют по наружной поверхности таким образом, чтобы максимальная величина смещения наружных кромок не превышала 10% толщины стенок труб и деталей. Подгонку труб и деталей при центровке осуществляют поворотом одного из свариваемых концов вокруг их оси, перестановкой опор по длине трубы.

При сварке встык вылет концов труб из зажимов центраторов обычно составляет 15-30 мм, а привариваемых деталей - не менее 5-15 мм.

6.56 Закрепленные и сцентрированные концы труб и деталей перед сваркой подвергают механической обработке - торцеванию с целью выравнивания свариваемых поверхностей непосредственно в сварочной машине.

После механической обработки загрязнение поверхности торцов не допускается,

Удаление стружки из полости трубы или детали производят с помощью кисти, а снятие заусенцев с острых кромок торца - с помощью ножа.

После обработки еще раз проверяют центровку и отсутствие зазоров в стыке. Между торцами, приведенными в соприкосновение, не должно быть зазоров, превышающих:

- 0,3 мм - для труб диаметром до 110 мм;
- 0,5 мм - " " св.110 мм до 225 мм;
- 0,8 мм - " " от 250 мм до 315 мм включ.
- 1,0 мм - " " 355 мм и выше.

6.57 Основными параметрами сварки встык являются:

- температура нагретого инструмента T_n ;
- продолжительность оплавления $t_{оп}$ и нагрева t_n ;
- давление нагретого инструмента на торцы при оплавлении $P_{оп}$ и нагреве P_n ;
- продолжительность технологической паузы между окончанием нагрева и началом осадки t_n ;
- давление на торцы при осадке $P_{ос}$;
- время охлаждения сваренного стыка под давлением осадки $t_{охл}$.

Для машин со средней и высокой степенью автоматизации дополнительным нормируемым параметром может являться время нарастания давления осадки t_d .

6.58 Изменение величины параметров во времени в процессе сварки производят по циклограмме (рисунок 11).

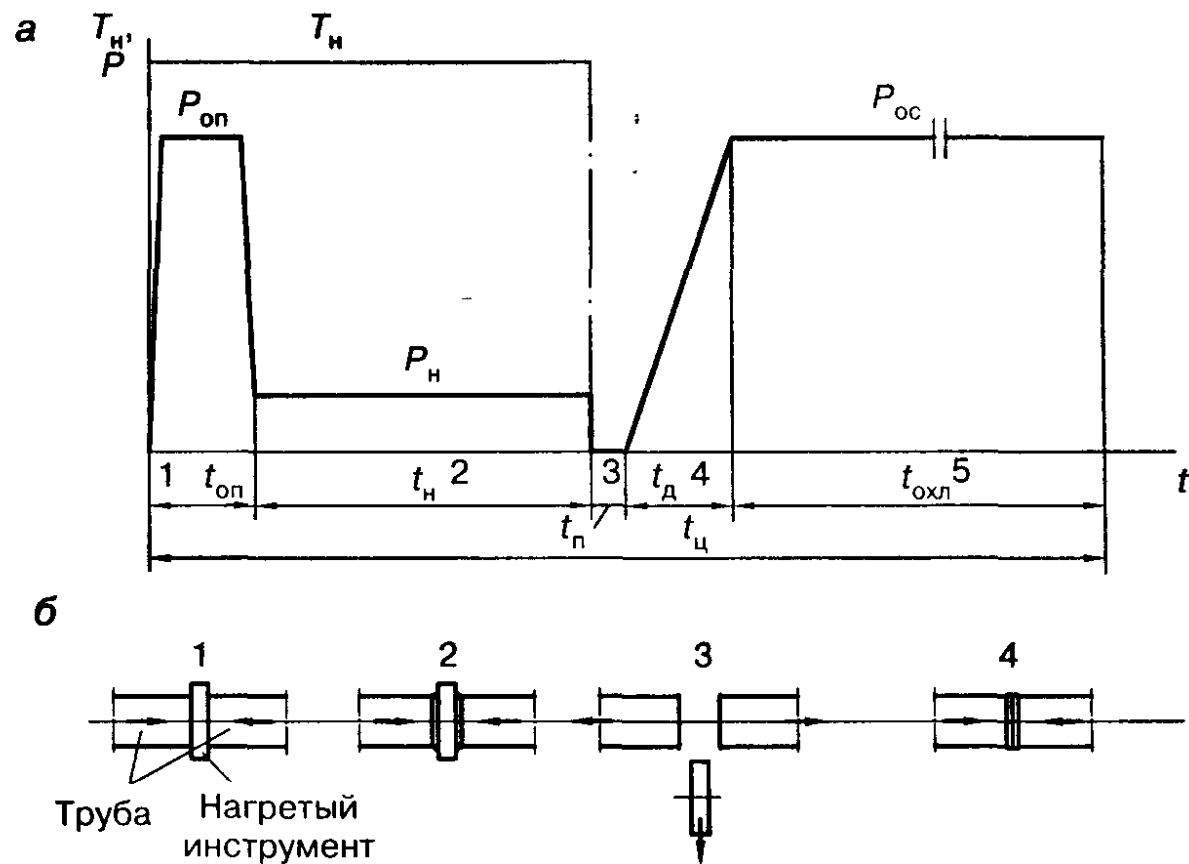
6.59 Температуру рабочей поверхности нагретого инструмента выбирают по таблице Д.1 приложения Д в зависимости от материала свариваемых труб (ПЭ 80, ПЭ 100). Продолжительность оплавления $t_{оп}$, как правило, не нормируется и зависит от появления первичного грата.

6.60 Оплавление и нагрев торцов свариваемых труб и деталей осуществляют одновременно посредством их контакта с рабочими поверхностями нагретого инструмента.

Оплавление торцов необходимо выполнять при давлении $P_{оп} = 0,2 \pm 0,02$ МПа в течение времени $t_{оп}$, достаточного для образования по всему периметру контактирующих с нагревателем торцов труб валиков расплавленного материала (первичного грата) высотой не менее:

- 1,0 мм при толщине стенки труб от 5 до 10 мм;
- 1,5 мм " " " " 10 " 12 мм;
- 2,0 мм " " " " 12 " 20 мм;
- 2,5 мм " " " " 20 " 26 мм;
- 3,0 мм " " " " 26 " 35 мм.

После появления первичного грата давление необходимо снижать до $P_n = 0,02 \pm 0,01$ МПа и торцы нагревать в течение времени t_n , которое в зависимости от сортамента (толщины стенки) труб и деталей, температуры окружающего воздуха T_o следует выбирать по таблице Д.2 приложения Д.



- а** — диаграмма изменения во времени t давления на торцах P и температуры нагретого инструмента T_n ;
б — последовательность протекания процесса сварки;
1 — **оплавление** торцов; **2** — нагрев концов труб; **3** — вывод нагретого инструмента (технологическая пауза); **4,5** — осадка и охлаждение стыка

Рисунок 11 — Циклограмма процесса сварки встык нагретым инструментом труб из полиэтилена

Допускается давление P_n снижать до минимума при сохранении постоянства контакта торцов труб (деталей) с нагретым инструментом.

6.61 Продолжительность технологической паузы, необходимой для удаления нагретого инструмента, должна быть минимальной, не более:

- 3 с - для труб d_e 63 мм;
- 4 с - " " d_e 90-140 мм;
- 5 с - " " d_e 160-225 мм;
- 6 с - " " d_e 250-315 мм.

6.62 После удаления нагретого инструмента торцы труб и деталей сводят и производят осадку стыка при давлении $P_{ос} = 0,2 \pm 0,02$ МПа. Осадку стыка необходимо осуществлять плавным увеличением давления до заданного уровня.

Время нарастания давления осадки t_d , с, для труб из ПЭ 80, ПЭ 100 следует принимать по таблице Д.3 приложения Д.

6.63 Охлаждение стыка необходимо производить под давлением осадки в течение времени $t_{охл}$, величина которого принимается по таблице Д.4 приложения Д в зависимости от толщины стенки свариваемых труб и деталей и температуры окружающего воздуха T_o .

6.64 С целью повышения точности поддержания заданных давлений ($P_{оп}$, P_n , $P_{ос}$) в процессе сварки необходимо учитывать потери на трение движущихся частей сварочной машины и перемещаемой при сварке трубы (секции). Для этого перед сваркой каждого стыка производят замер усилия при холостом ходе подвижного зажима центратора машины с закрепленной в нем трубой (секцией), который суммируют с усилием, необходимым для создания заданных давлений ($P_{оп}$, P_n , $P_{ос}$).

Для уменьшения потерь на трение рекомендуется использовать переносные и регулируемые по высоте роликовые опоры.

6.65 Параметры циклограммы процесса (рисунок 11) и режимы сварки (приложение Д) труб различного сортамента соблюдаются сварочной машиной с высокой степенью автоматизации автоматически, со средней степенью автоматизации - часть параметров выполняется в ручном режиме, в ручных сварочных машинах автоматически поддерживается только температура нагревательного инструмента.

6.66 При сварке нагретым инструментом рабочие поверхности нагревателя покрывают антиадгезионным слоем, препятствующим налипанию расплава на инструмент.

6.67 Маркировку сварных стыков (код оператора) производят несмываемым карандашом-маркером яркого цвета (например: белого или желтого - для черных труб, черного и голубого - для желтых труб).

Маркировку (номер стыка и код оператора) наносят рядом со стыком со стороны, ближайшей заводской маркировке труб.

Допускается маркировку (код оператора) производить клеймом на горячем расплаве грата через 20-40 с после окончания операции осадки в процессе охлаждения стыка в зажимах центратора сварочной машины в двух диаметрально противоположных точках. Рекомендуется использовать клейма типа ПУ-6 или ПУ-8 по ГОСТ 2930.

Сварка соединительными деталями с закладным нагревателем

6.68 Сварку труб соединительными деталями с закладными нагревателями производят:

- при прокладке новых газопроводов, преимущественно из длинномерных труб (плетей) или в стесненных условиях;
- при реконструкции изношенных газопроводов методом протяжки в них полиэтиленовых труб (в том числе профилированных);
- при соединении труб и соединительных деталей с разной толщиной стенки или при толщине стенки менее 5 мм, или изготовленных из разных марок полиэтилена;
- для врезки ответвлений в ранее построенные газопроводы;
- для вварки трубной вставки в полиэтиленовые газопроводы;
- при строительстве особо ответственных участков газопровода (стесненные условия, пересечение дорог и пр.).

6.69 Для сварки труб соединительными деталями с закладными нагревателями применяют сварочные аппараты, работающие от сети переменного тока напряжением 230 В (190-270 В), от аккумуляторных батарей или от передвижных источников питания (мини-электростанций). Перечень рекомендуемых сварочных аппаратов и источников питания приведен в приложениях Ж, И.

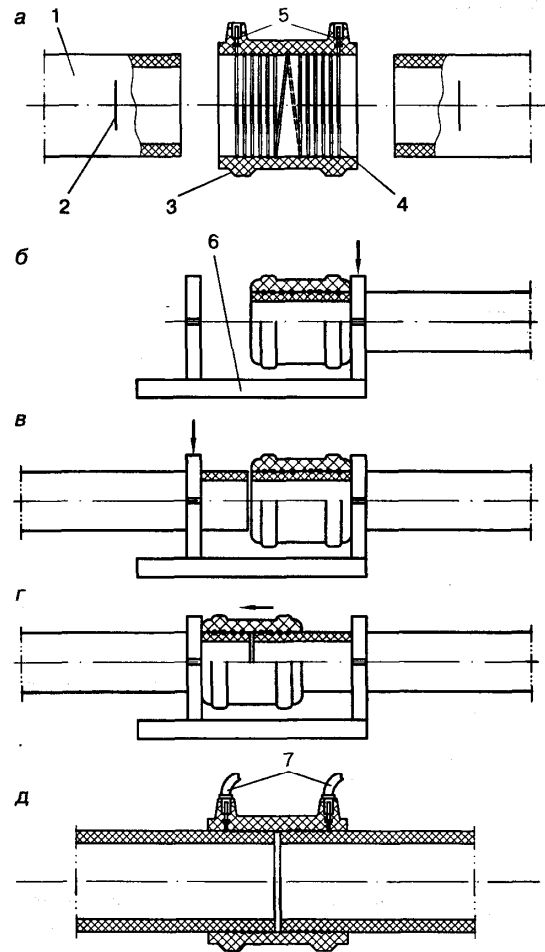
6.70 Технологический процесс соединения труб с помощью соединительных деталей с закладными нагревателями включает (рисунок 12):

- подготовку концов труб (очистка от загрязнений, механическая обработка - циклевка свариваемых поверхностей, разметка и обезжиривание);
- сборку стыка (установка и закрепление концов свариваемых труб в зажимах позиционера (центрирующего приспособления) с одновременной посадкой детали с ЗН, подключение детали с ЗН к сварочному аппарату);
- сварку (задание программы процесса сварки, пуск процесса сварки, нагрев, охлаждение соединения).

Для исключения неправильного распределения тепла внутри соединения, приводящего к сильному расплавлению полиэтилена, не рекомендуется превышать величину косога среза торца трубы α (рисунок 13), указанную в таблице 11.

Очистку концов труб от загрязнений производят так же, как при выполнении сварки встык. Концы труб, защищенных полипропиленовой оболочкой, освобождаются от нее с помощью специального ножа. Длина очищаемых концов труб должна быть, как правило, не менее 1,5 длины раструбной части применяемых для сварки деталей.

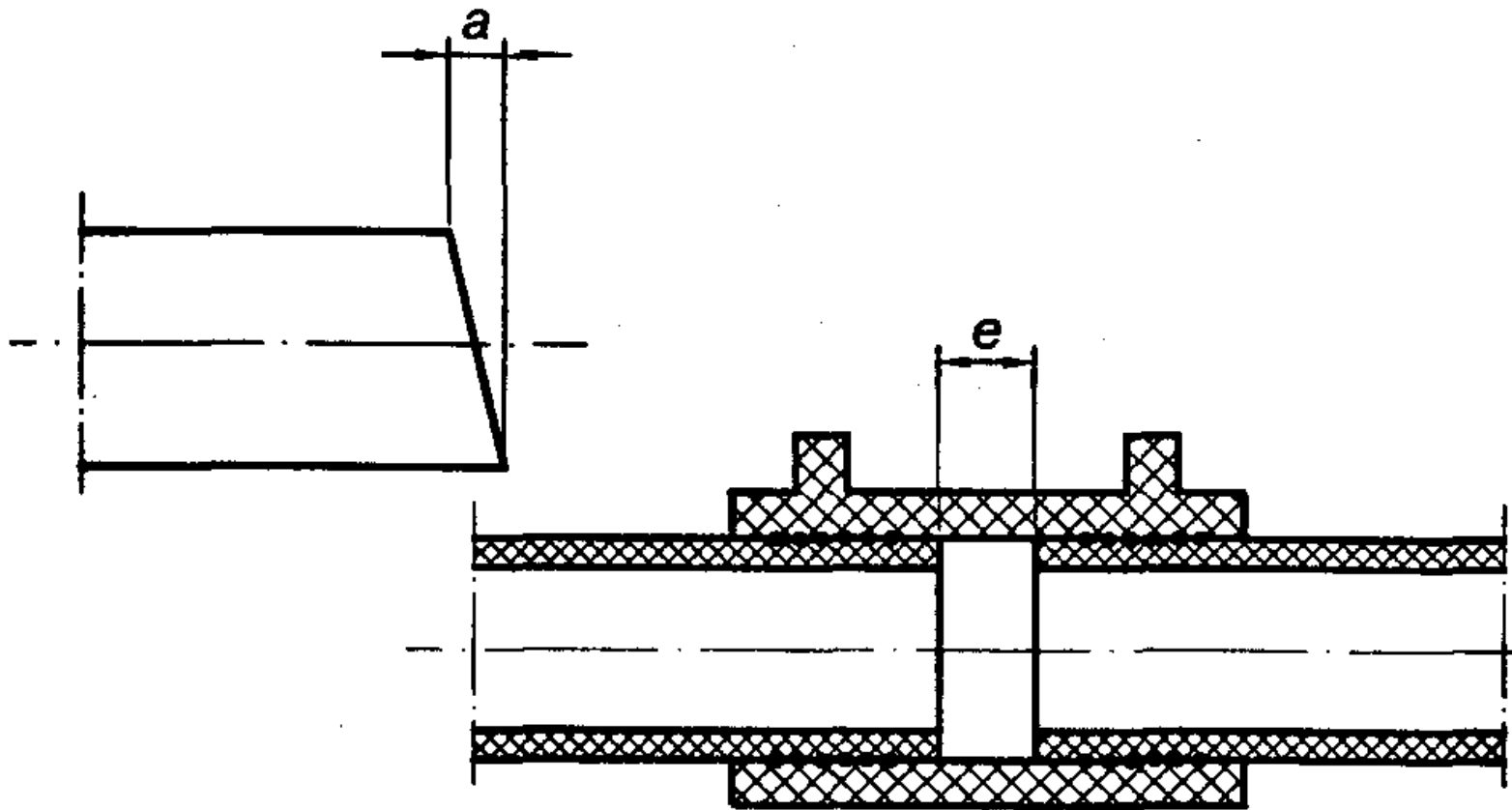
Механическую обработку поверхности концов свариваемых труб производят на длину, равную не менее 0,5 длины используемой детали. Она заключается в снятии слоя толщиной 0,1-0,2 мм с поверхности размеченного конца трубы. Для труб диаметром до 75 мм, а также для удаления заусенец с торца трубы, как правило, применяется ручной скребок (цикля). Для труб диаметром более 75 мм, а также для труб, изготовленных из ПЭ 100 независимо от диаметра, рекомендуется использовать механический инструмент (торцовочную оправку), которая обеспечивает быстрое и равномерное снятие оксидного слоя с поверхности труб. Кольцевой зазор между трубой и соединительной деталью не должен, как правило, превышать 0,3 мм и после сборки на трубе должны быть видны следы механической обработки поверхности.



а — подготовка соединяемых элементов; **б, в, г** — этапы сборки стыка; **д** — собранный под сварку стык;
1 — труба; **2** — метка посадки муфты и механической обработки поверхности трубы; **3** — муфта; **4** — закладной нагреватель; **5** — клеммы токопровода; **6** — позиционер; **7** — токоподводящие кабели сварочного аппарата

Рисунок 12 — Схема соединения труб муфтой с закладным нагревателем

"Рисунок 12 - Схема соединения труб муфтой с закладным нагревателем"



a — максимальный допуск косого среза трубы; **e** — максимальный зазор между двумя концами труб в муфте

Рисунок 13

Таблица 11

Диаметр, мм	20-40	50	63	75	90	110	125	140	160	180	200	225	250	280	315
a	2	2	3	3	4	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10
e	-	5	7	8	9	11	13	14	16	17	18	20	22	23	24

Для правильной центровки соединения после механической обработки на концы свариваемых труб наносят метки глубины посадки муфты (соединительной детали), равные половине ее длины.

Не рекомендуется превышать величину зазора между торцами труб в муфте e (рисунок 13), указанный в таблице 11.

Свариваемые поверхности труб после циклевки и муфты обезжиривают путем протирки салфеткой из хлопчатобумажной ткани, смоченной в спирте или других специальных обезжиривающих составах, которые полностью испаряются с поверхности.

Детали с закладными нагревателями, поставляемые изготовителем в индивидуальной герметичной упаковке, вскрываемой непосредственно перед сборкой, обезжириванию допускается не подвергать.

Механическую обработку и протирку труб и деталей производят непосредственно перед сборкой и сваркой. Детали с закладными нагревателями механической обработке не подвергаются.

6.71 Сборка стыка заключается в посадке муфты на концы свариваемых труб с установкой по ранее нанесенным меткам, по ограничителю или по упору в позиционере. Рекомендуется для сборки стыков труб, поставляемых в отрезках, использовать центрирующие хомуты и позиционеры, а для сборки стыков труб, поставленных в бухтах или на катушках, использовать выпрямляющие позиционеры.

Процесс сборки включает:

- надевание муфты на конец первой трубы до совмещения торцов муфты и трубы, закрепление конца трубы в зажиме позиционера (рисунок 12, б);
- установку в упор в торец первой трубы и закрепление конца второй трубы в зажиме позиционера (рисунок 12, в);
- продвижение муфты на конец второй трубы на 0,5 длины муфты до упора в зажим позиционера (рисунок 12, г) или до метки, нанесенной на трубу;
- подключение к клеммам муфты токоподводящих кабелей от сварочного аппарата (рисунок 12, д).

В случае если муфты имеют внутренний ограничитель (кольцевой уступ), то сборка труб производится до упора торцов труб в кольцевой уступ и собранное соединение закрепляется в позиционере.

Если свариваемые концы труб имеют овальность больше 1,5% наружного диаметра трубы или $\geq 1,5$ мм, то перед сборкой стыка для придания им округлой формы используют инвентарные калибрующие зажимы, которые устанавливаются на трубы на удалении 15-30 мм от меток или устраняют овальность при помощи специальных приспособлений.

Во избежание повреждения закладных нагревателей (проволочных электроспиралей) надевание детали с ЗН на конец трубы или введение конца трубы в муфту производят без перекосов. Концы труб, входящие в соединительные детали, не должны находиться под действием изгибающих напряжений и под действием усилий от собственного веса. Муфты после монтажа должны свободно вращаться на концах труб от нормального усилия руки.

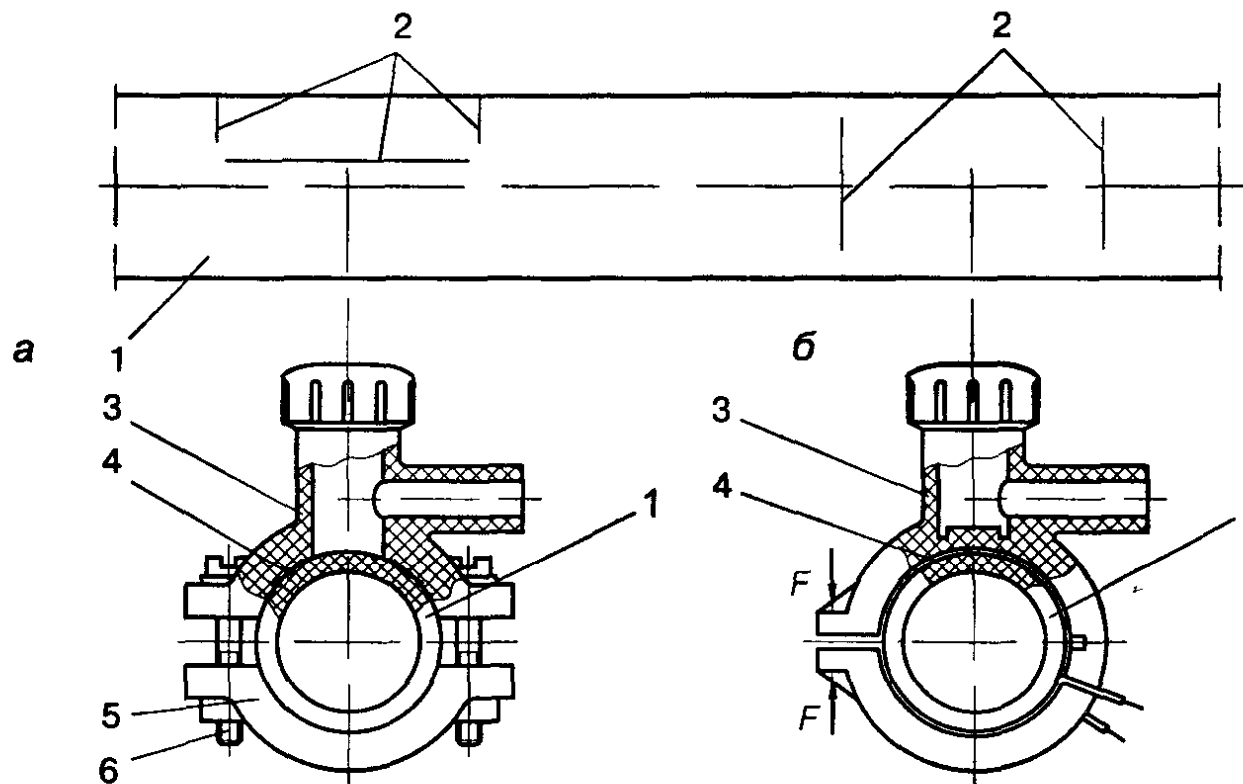
6.72 Трубы сваривают при обеспечении неподвижности соединения в процессе нагрева и последующего естественного охлаждения.

Параметры режимов сварки устанавливают в зависимости от вида и сортамента используемых соединительных деталей с ЗН и (или) сварочных аппаратов в соответствии с указаниями заводов-изготовителей в паспортах изделий. При включении аппарата процесс сварки происходит в автоматическом режиме.

В паспорте детали с ЗН или на штрих-коде указываются время охлаждения сварного соединения до той температуры, при которой это соединение можно перемещать, и время охлаждения до той температуры, при которой возможно нагружение газопровода опрессовочным или рабочим давлением,

6.73 Приварку к трубам седловых отводов производят в следующей последовательности:

- размечают место приварки отвода на трубе (рисунок 14);
 - поверхность трубы в месте приварки отвода зачищают с помощью цикли;
 - привариваемую поверхность отвода обезжиривают, а если он поставляется изготовителем в герметичной индивидуальной упаковке, вскрываемой непосредственно перед сборкой, то его обезжириванию допускается не подвергать;
 - отвод устанавливают на трубу и механически прикрепляют с помощью специальных зажимов, хомутов и т.п. (рисунок 14);
 - если труба в зоне приварки отвода имеет повышенную овальность (больше 1,5% наружного диаметра трубы или $\geq 1,5$ мм), то перед установкой отвода трубе придают правильную геометрическую форму с помощью калибрующих зажимов, укрепляемых на трубе на расстоянии 15-30 мм от меток (зажимы снимают только после сварки и охлаждения соединения);
 - подключают к контактным клеммам токоподвода сварочные кабели;
 - производят сварку;
 - после окончания сварки и охлаждения перед фрезерованием трубы производят визуальный контроль качества сварного соединения.
- Рекомендуется для проверки качества сварки через патрубок приваренного отвода подать избыточное давление воздуха внутрь седлового отвода с одновременным обмыливанием места примыкания основания отвода к газопроводу;
- производят фрезерование стенки трубы для соединения внутренних полостей отвода и трубы после полного охлаждения соединения.



а — седловой отвод с закладным нагревателем; **б** — отвод с разрезной муфтой с закладным нагревателем;
1 — труба; **2** — метки посадки отводов и механической обработки поверхности трубы; **3** — отвод; **4** — закладной нагреватель; **5** — полухомут; **6** — винты крепления; **F** — усилие прижатия отвода при сборке и сварке

Рисунок 14 — Соединение полиэтиленовой трубы и отводов с закладными нагревателями

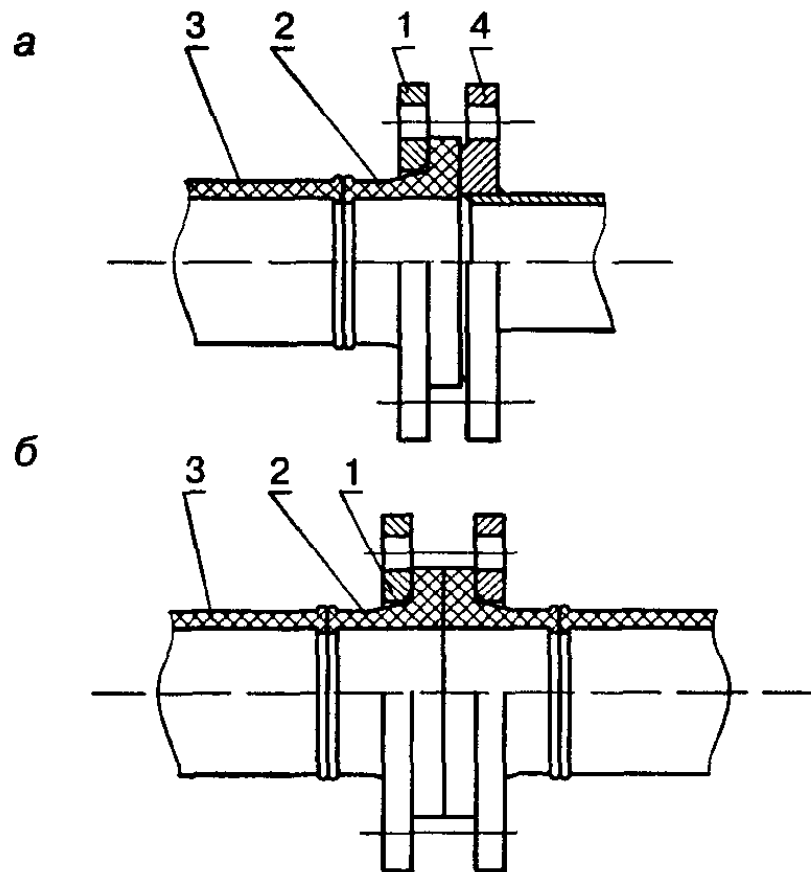
"Рисунок 14 - Соединение полиэтиленовой трубы и отводов с закладными нагревателями"

Технология соединения полиэтиленовых труб со стальными

6.74 Полиэтиленовые втулки под фланцы, используемые для изготовления разъемных соединений "полиэтилен-сталь", соединяют с трубами сваркой встык нагретым инструментом или при помощи муфт с закладными нагревателями,

6.75 При сварке втулок под фланцы с полиэтиленовыми трубами применяют сварочные устройства, оснащенные приспособлениями для центровки и закрепления втулок.

6.76 Рекомендуется сборку и сварку втулок под фланцы с трубами производить в условиях мастерских. При этом втулку приваривают к патрубку длиной не менее 0,8-1,0 м (рисунок 15).



a — полиэтиленовых труб со стальными трубами, арматурой; *б* — полиэтиленовых труб между собой;
 1 — фланец стальной свободный; 2 — втулка под фланец из полиэтилена; 3 — труба из полиэтилена; 4 — фланец стальной трубы, арматуры

Рисунок 15 — Фланцевые соединения

6.77 Перед приваркой готового узла (втулка-патрубок) или отдельной втулки под фланец к трубе на замыкающем участке газопровода рекомендуется предварительно надеть на трубу свободный фланец.

6.78 При сборке фланцевых соединений затяжку болтов производят поочередно, закручивая противоположно расположенные гайки тарированным или динамометрическим ключом с усилием, регламентированным технологической картой. Гайки болтов располагают на одной стороне фланцевого соединения. Размеры фланцев приведены в приложении К.

6.79 При вварке неразъемных соединений "полиэтилен-сталь" в трубопровод вначале производят сборку и сварку труб из полиэтилена, затем осуществляют сборку и сварку стыка стальных труб. Рекомендуется производить сварку перехода "полиэтилен-сталь" вначале к отрезку стальной трубы длиной до 1 м в условиях мастерских, где можно обеспечить температурные условия для зоны раструбного перехода.

При подгонке стальных труб в захлесте газовую резку и шлифовку кромки следует производить на конце стального трубопровода, а не стального патрубка переходника. В процессе подгонки и сборки стыка, выполнения прихваток и последующей электродуговой сварки полиэтиленовый патрубок должен быть защищен от брызг металла и шлака.

При электродуговой сварке стыка зона раструбного перехода "полиэтилен-сталь" не должна нагреваться более 50°C.

Контроль качества сварки стыка стальных труб должен осуществляться в соответствии с требованиями СНиП 42-01.

Типы соединений "полиэтилен-сталь" и их размеры приведены в приложении К.

Вварка трубной полиэтиленовой вставки в трубопровод, уложенный в траншею

6.80 В траншее трубные вставки вваривают в следующих случаях:

- при замыкании участков строящихся трубопроводов;
- при врезке ответвлений в ранее построенный газопровод;
- при выявлении некачественных сварных соединений.

6.81 Трубные вставки вваривают при помощи муфт с закладными нагревателями в газопроводы диаметром от 20 мм до 315 мм или сваркой встык нагретым инструментом в газопроводы диаметром от 63 мм до 160 мм, в обоснованных случаях - до 225 мм.

6.82 При вварке трубной вставки нагретым инструментом встык работы выполняют в следующем порядке:

- определяют местонахождение повреждения или дефекта трубопровода;
- освобождают от грунтовой присыпки участок трубопровода необходимой длины;
- расширяют траншею в зоне производства работ и делают приямок для размещения сварочного оборудования;
- очищают, размечают и вырезают поврежденный или заменяемый участок;
- от цельной трубы отрезают вставку требуемого размера;
- приваривают вставку к первому (с меньшей длиной освобождения) концу трубопровода;
- приваривают второй конец трубопровода (с большей длиной освобождения) к вставке с одновременным упругим изгибом трубопровода методом подъема для обеспечения осевого перемещения конца при сварке встык нагретым инструментом.

6.83 Освобождение трубопровода от грунтовой присыпки и вварку производят согласно схеме рисунка 16.

63	18	1,0	18	0,9	18	0,9	17	0,9	16	0,9	14	0,8	13	0,8	11	0,8
75	20	1,0	20	1,0	20	1,0	19	1,0	18	1,0	15	0,9	14	0,8	12	0,8
90	22	1,1	22	1,1	22	1,1	21	1,0	19	1,0	17	0,9	16	0,8	13	0,8
110	25	1,1	24	1,1	24	1,1	23	1,1	21	1,0	19	1,0	17	0,9	15	0,9
125	27	1,3	27	1,3	27	1,3	26	1,2	23	1,1	20	1,1	19	1,0	16	1,0
140	29	1,6	28	1,6	28	1,6	27	1,4	25	1,3	22	1,3	20	1,2	18	1,2
160	33	1,6	32	1,6	32	1,6	31	1,6	28	1,5	25	1,4	23	1,4	20	1,3
180	35	1,7	34	1,7	34	1,7	33	1,6	29	1,6	26	1,4	24	1,4	21	1,3
200	38	1,8	37	1,8	36	1,7	35	1,7	32	1,6	28	1,6	26	1,5	23	1,4
225	40	1,8	39	1,8	39	1,7	38	1,7	24	1,7	30	1,6	28	1,5	25	1,4

Таблица 13

Диаметр трубы, мм	63-75	90	110	125-140	160-180	200-225
Допуск, мм	3	4	5	6	7	8

6.84 Общая длина $l_{\text{сум}}$ освобожденного участка газопровода зависит от длины ввариваемой вставки $l_{\text{в}}$, диаметра свариваемых труб d_e , температуры окружающего воздуха T_o , длины сварочной установки и определяется как сумма по формуле (27)

$$l_{\text{сум}} = l_{\text{в}} + 2x + 2 \quad (\text{м}), \quad (27)$$

где $2x$ - длина освобождения "подвижного" конца газопровода;
 $l_{\text{в}}$ - длина трубной вставки.

Общая длина увеличивается на 2 м с учетом закрепления в зажимах сварочной машины горизонтальных участков концов газопровода.

6.85 Длину освобождения газопровода $2x$ для труб диаметром 63-225 мм при различных температурах окружающего воздуха и высоту подъема u , требуемую для создания перемещения конца газопровода, следует принимать по таблице 12.

6.86 Длина трубной вставки l_v должна быть, как правило, не менее 500 мм и больше длины расщетки газопровода l_p для труб диаметром:

- 63-90 мм - не менее чем на 10 мм;
- 110-125 мм - " " " " 14 мм;
- 140-160 мм - " " " " 16 мм;
- 180-225 мм - " " " " 20 мм.

Учитывая, что часть расплавленного полиэтилена при осадке выдавливается из плоскости сварки и образует грат, рекомендуется принимать допуски на укорочение свариваемых концов пропорционально толщине стенок по соотношению в таблице 13.

6.87 Величина требуемого для сварки встык нагретым инструментом осевого перемещения конца газопровода f (рисунок 16) составляет для труб диаметром:

- 63-110 мм - 50 мм;
- 125-140 мм - 60 мм;
- 160-225 мм включительно - 80 мм.

6.88 Вырезку поврежденного участка газопровода и отрезку трубной вставки осуществляют по разметке с помощью ручной ножовки, механических труборезов роликового или гильотинного типа и др.

6.89 При сварке замыкающего стыка в процессе выполнения операций обработки торцов, оплавления и осадки подъем и опускание изогнутого конца газопровода должны быть синхронизированы с перемещением подвижного зажима центратора сварочной машины.

6.90 При вварке трубной вставки при помощи муфт с закладными нагревателями общая последовательность работ на стадии подготовки соответствует требованиям настоящего раздела, предусмотренным для сварки труб.

Освобождение газопровода от грунтовой присыпки и вварку трубной вставки производят по схемам рисунка 17, а, б, в.

6.91 Освобождение газопровода от грунтовой присыпки производят на длине, определяемой суммой длин ввариваемой вставки l_v и освобождения концов газопровода (рисунок 17, а).

При вварке вставки с помощью муфт ее длина l_v должна быть, как правило, равна длине расщетки газопровода l_p , но не менее 500 мм.

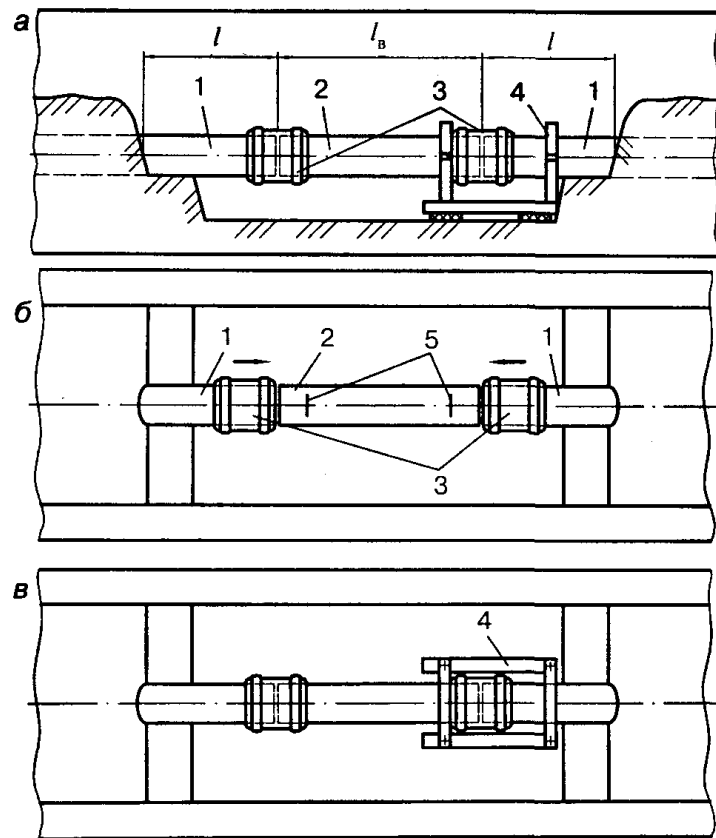
Длина освобождения конца газопровода l , зависящая от длины муфты (диаметра трубы) и длины позиционера для сборки соединения, ориентировочно составляет для труб диаметром:

- до 63 мм - 0,2 м;
- от 63 до 125 мм - 0,5 м;
- от 125 до 315 мм - 1,0 м.

6.92 Установку трубной вставки и муфт в расщечку газопровода и сварку производят в следующей последовательности (рисунок 17, б, в):

- на подготовленные к сборке концы газопровода надевают муфты: под один из концов газопровода с муфтой подводят позиционер, в нем закрепляют конец газопровода (механическую обработку поверхности концов свариваемых труб производят на длину, равную не менее 1,0 длины муфты);

- в расщечку газопровода вводят трубную вставку, один конец которой закрепляют в зажиме позиционера;
- на оба конца трубной вставки надвигают муфты с установкой их по меткам или по упору (в позиционере);
- к муфте, установленной в позиционере, подключают сварочный аппарат и производят сварку;
- после охлаждения первого соединения позиционер устанавливают на второе соединение и производят сварку.



1 — концы газопровода; 2 — трубная вставка; 3 — муфты;
 4 — позиционер для сборки соединения; 5 — метки установки муфт; l — длина освобождения концов газопровода;
 $l_{в}$ — длина вставки

Рисунок 17 — Схемы освобождения газопровода в траншее от грунтовой присыпки (а) и последовательности сварки трубной вставки с применением муфт с закладными нагревателями (б, в)

"Рисунок 17 - Схемы освобождения газопровода в траншее от грунтовой присыпки (а) и последовательности сварки трубной вставки с применением муфт с закладными нагревателями (б, в)"

6.93 Допускается при наличии двух позиционером производить сборку и сварку одновременно двух соединений трубной вставки.

Монтажные и укладочные работы

Общие положения

6.94 Работы по укладке газопроводов рекомендуется производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 15°C и не выше плюс 30°C.

При укладке газопроводов при более низкой температуре наружного воздуха необходимо организовать их подогрев до требуемой температуры. Это условие может быть выполнено путем пропуска подогретого воздуха через подготовленный к укладке газопровод. При этом температура подогретого воздуха не должна быть более плюс 60°C.

При укладке полиэтиленовых газопроводов необходимо учитывать специфические особенности материала труб: высокий коэффициент линейного удлинения (в 10-12 раз выше, чем у стальных) и более низкие по сравнению с металлическими трубами механическую прочность и жесткость, поэтому укладку газопроводов рекомендуется производить в наиболее холодное время суток летом, а зимой - в наиболее теплое время.

6.95 Допустимые радиусы упругого изгиба при монтаже и укладке газопровода (краткосрочное напряжение трубы) в зависимости от температуры окружающего воздуха определяются по графику, приведенному на рисунке 18.

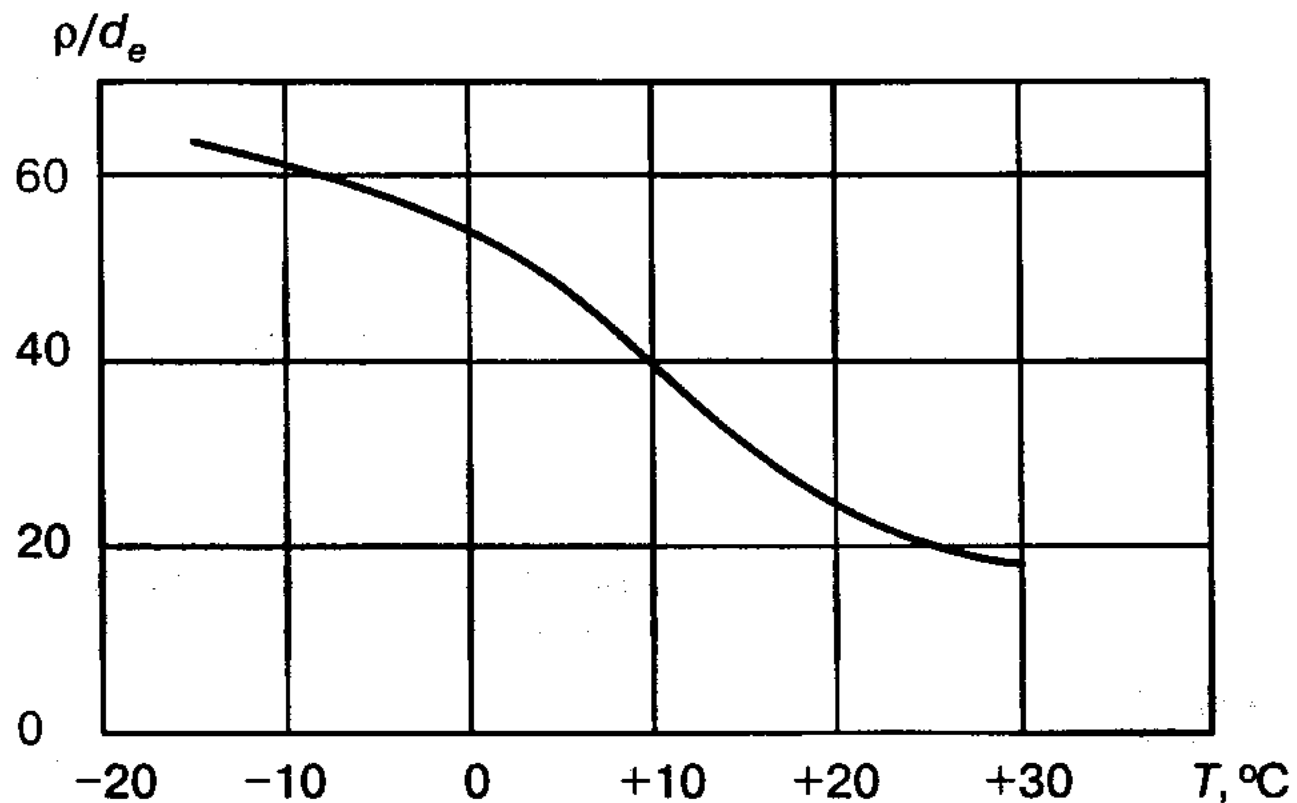


Рисунок 18 — Зависимость отношения радиуса упругого изгиба газопроводов ρ к наружному диаметру трубы d_e от температуры окружающего воздуха T при монтаже и укладке газопроводов.

"Рисунок 18 - Зависимость отношения радиуса упругого изгиба газопроводов ρ к наружному диаметру трубы d_e от температуры окружающего воздуха T при монтаже и укладке газопроводов."

6.96 Газопроводы можно монтировать из готовых секций, которые изготавливаются в условиях базы, развозятся и раскладываются вдоль трассы, после чего они соединяются в плети, или из одиночных труб.

6.97 Доставлять трубы или секции на трассу рекомендуется непосредственно перед производством монтажных и укладочных работ.

6.98 Укладка в траншею газопроводов производится, как правило, после окончания процесса сварки и охлаждения соединения, а также демонтажа сварочной техники (позиционеров).

Перед укладкой трубы подвергаются тщательному осмотру с целью обнаружения трещин, подрезов, рисок и других механических повреждений.

6.99 Не рекомендуется сбрасывание плети на дно траншеи или ее перемещение волоком по дну траншеи без специальных приспособлений.

6.100 Открытые с торцов плети газопроводов во время производства работ рекомендуется закрывать инвентарными заглушками.

6.101 При укладке газопроводов в траншею выполняют мероприятия, направленные на снижение напряжений в трубах от температурных изменений в процессе эксплуатации:

- при температуре труб (окружающего воздуха) выше плюс 10°C производится укладка газопровода свободным изгибом ("змейкой") с засыпкой - в наиболее холодное время суток;

- при температуре окружающего воздуха ниже плюс 10°C возможна укладка газопровода прямолинейно, в том числе и в узкие траншеи, а засыпку газопровода в этом случае производят в самое теплое время суток.

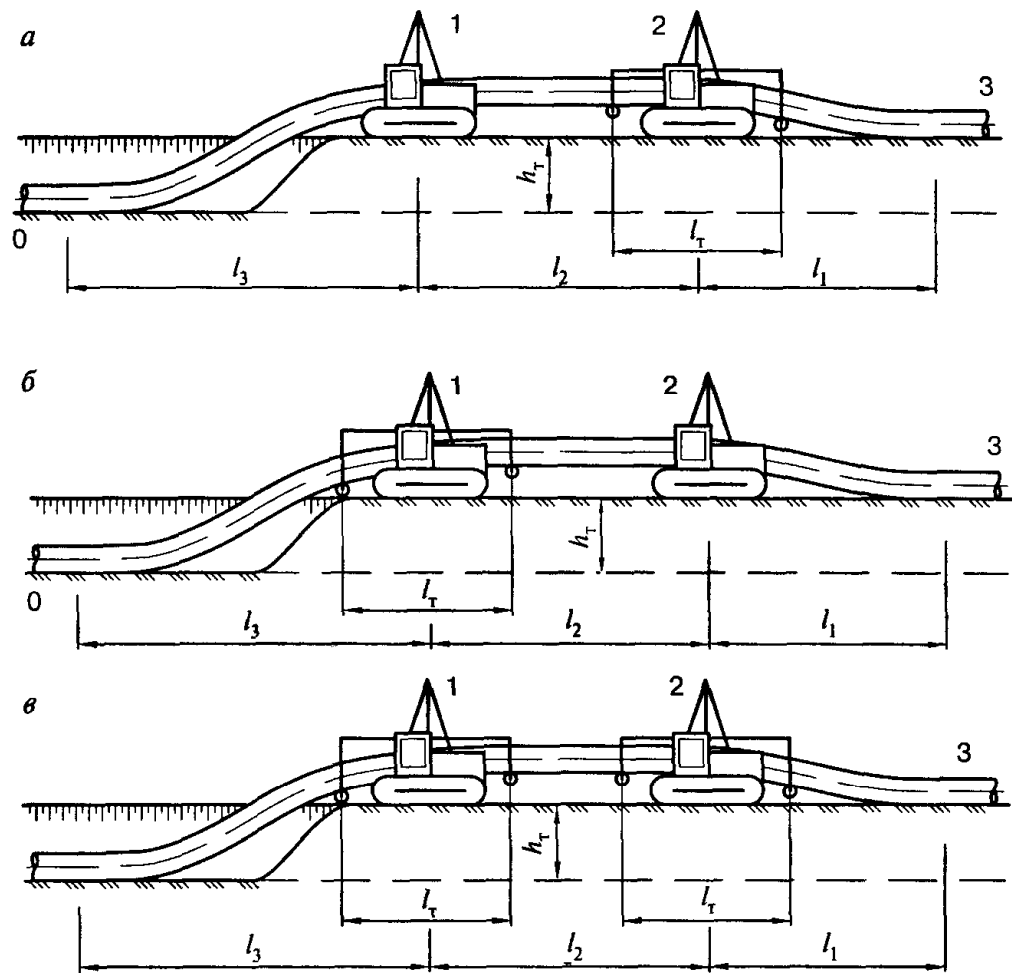
6.102 В зимний период газопровод укладывают на талый грунт. В случае промерзания дна траншеи осуществляют подсыпку дна траншеи песком или мелкогранулированным талым грунтом, сохраняя нормативную глубину заложения газопровода.

6.103 При укладке газопроводов в скальных и каменистых грунтах и на промороженное дно траншеи для обеспечения защиты газопровода от механических повреждений при укладке и засыпке рекомендуется применять мелкогранулированный грунт, песок или пенополимерные материалы (ППМ). Трубы с защитным покрытием допускается укладывать непосредственно на спланированное дно траншеи.

6.104 Нанесение пенополимерного материала на дно траншеи осуществляется с помощью автономной пеногенирующей установки, перемещающейся вдоль траншеи и обеспечивающей подачу ППМ по гибкому рукаву. Толщина образуемого на дне траншеи слоя пенополимерного материала должна составлять 200-250 мм, плотность материала - 23-25 кг/м³. Время выдержки пенополимерного материала (технологический разрыв между нанесением ППМ и укладкой газопровода) составляет не менее 8 ч. После укладки газопровод, частично проседая, уплотняет пенополимерный слой, образуя корытообразную постель, предохраняющую поверхность труб от механических повреждений выступающими неровностями дна траншеи.

6.105 Укладку газопроводов диаметром 110 мм и менее можно производить с использованием ремней, текстильных строп, текстильных канатов, брезентовых полотенец. Пролеты следует принимать по [таблице 14](#).

6.106 При непрерывном методе укладки газопровода диаметром более 160 мм с использованием двух трубоукладчиков следует действовать в соответствии со схемами [рисунка 19](#).



а — с траверсой головного трубоукладчика; **б** — с траверсой у заднего трубоукладчика; **в** — с траверсами у обоих трубоукладчиков;

1 — задний трубоукладчик; 2 — головной трубоукладчик, 3 — трубная плетть

Рисунок 19 — Схемы укладки газопроводов с бермы траншеи с применением траверс

"Рисунок 19 - Схемы укладки газопроводов с бермы траншеи с применением траверс"

Расстояния (пролеты):

- l₁ - от начала подъема трубы до трубоукладчика (по центру);
- l₂ - между трубоукладчиками (по центру);
- l₃ - от трубоукладчика (по центру) до конца опуска трубы в траншею

принимаются по таблице 14, при этом следует учитывать, что большее значение расстояний используется при наличии траверс у обоих трубоукладчиков.

Следует отметить, что толщина стенки труб не оказывает влияния на выбор этих расстояний, т.е. они должны быть одинаковы для труб SDR 11 и для труб SDR 17,6.

Таблица 14

Обозначение расстояний (пролетов)	Значения расстояний, м, в зависимости от диаметра газопровода, мм			
	63 и менее	75-110	125-160	180-225
l ₁	12-15	15-18	17-20	20-24
l ₂	8-10	10-12	12-15	14-17
l ₃	20-23	25-28	30-34	35-40

6.107 При прокладке газопроводов в узкой строительной полосе рекомендуется применять (на прямых участках) способ монтажа газопровода методом протягивания.

Для этого в начальной точке участка трассы устраивается накопительная площадка и устанавливается сварочный пост, а в конечной точке этого участка устанавливается тяговая лебедка. Затем разрабатывается траншея, по которой протягивается плеть по мере наращивания. Для уменьшения трения и тягового усилия (что позволяет увеличить длину протягиваемой плети), а также исключения возможных механических повреждений газопровода на дне траншеи устанавливаются направляющие ролики или устраивается постель из пенополимерных материалов, по которой скользит плеть.

6.108 Через болота и обводненные участки газопровод рекомендуется укладывать способом протаскивания или сплава.

Усилие, прилагаемое к газопроводу во время его протягивания и протаскивания, не рекомендуется превышать более величин, указанных в таблице 15.

Таблица 15

Диаметр газопровода, мм	Сила натяжения, даН
20-25	80

32-40	140
50	330
63-90	500
110-125	1500
160-180	3300
200-225	6500
250-315	10900

6.109 При прокладке газопроводов под дорогами и другими препятствиями применяются бестраншейные методы прокладки защитных футляров, включающие прокол, продавливание и наклонно-направленное бурение.

6.110 В подготовленный футляр протаскивается с помощью лебедки заранее испытанная плеть. На головную часть плети надевается буксировочная головка, которую крепят к тяговому канату. Конструкция буксировочной головки должна обеспечивать передачу тяговых усилий согласно таблице 15.

6.111 Работы по укладке плетей газопровода могут выполняться методом бестраншейного заглубления. Для укладки газопроводов диаметром 20-160 мм бестраншейным способом применяются ножевые трубозаглубители. Ножевой щелерез должен иметь устройство, предохраняющее полиэтиленовые трубы от недопустимых напряжений при укладке.

Кроме того, возможно использование промышленных технологий, основанных на совмещении работ по рытью траншей (цепными и роторными траншеекопателями) и укладке газопроводов. При этом температурный перепад между температурой укладки и температурой эксплуатации газопровода не должен превышать 30°C.

При бестраншейной прокладке в грунтах по трассе строительства не должно быть каменистых включений, щебня.

Укладка длинномерных труб

6.112 Трубы, поступающие в бухтах или на катушках, имеют небольшие погонный вес и модуль упругости. Это позволяет совместить процессы рытья траншеи и укладку.

Для рытья траншеи и укладки газопровода используются специально оборудованные одноковшовые или многоковшовые экскаваторы.

6.113 Возможно использование баровых установок для рытья траншей в мерзлых грунтах или для рытья узких траншей в грунтах без каменистых включений.

6.114 Укладка плетей из бухты может производиться и в заранее подготовленную траншею. При этом применяют два способа производства работ:

- разматывание трубы с неподвижной бухты и ее укладка в траншею протаскиванием;
- разматывание трубы с подвижной бухты и ее укладка в траншею путем боковой надвижки.

Первый способ может применяться при наличии в траншее или над ней поперечных препятствий (газопроводы, линии связи, линии электропередачи).

6.115 Из бухты в траншею могут укладываться одновременно два газопровода; при этом разматывание труб осуществляется одновременно с двух бухт, установленных по обе стороны, или по одну сторону траншеи.

6.116 Размеры полиэтиленовых труб в бухтах и на катушках устанавливаются договором (контрактом), заключенным между поставщиком труб и заказчиком (в соответствии с ГОСТ Р 50838).

6.117 Разматывание труб из бухт осуществляют при температуре наружного воздуха не ниже плюс 5°C. Допускается вести разматывание и при более низких температурах, если созданы условия для предварительного подогрева труб на катушке до температуры не менее плюс 5°C. При этом не рекомендуются перерывы в работе до полной укладки плети из бухты.

В случае если плеть газопровода охладится до предельно допустимой температуры, укладку необходимо приостановить, а бухту с оставшейся трубой вновь подогреть.

Возможен вариант установки специального тепляка с подогревателем непосредственно на платформе укладочной машины, что обеспечит непрерывную укладку плети.

Для устранения повышенной овальности труб и придания прямолинейной формы по всей длине могут быть использованы ручные или гидравлические выпрямители.

6.118 Рекомендуемая скорость разматывания бухты - до 0,8-1,0 км/ч.

6.119 Для устройства узких траншей с последующей укладкой газопровода рекомендуется использовать малогабаритные цепные траншеекопатели, щеленарезные машины.

6.120 Узкие траншеи (щели), разработанные роторными и цепными экскаваторами и щеленарезными машинами, могут быть засыпаны щелезасыпщиком, который, перемещаясь в сцепке с тягачом землеройно-укладочной машины, осуществляет непрерывную засыпку рабочим органом грейдерного типа.

Строительство переходов газопроводов через искусственные и естественные преграды

6.121 При строительстве полиэтиленовых газопроводов могут быть два вида конструкции перехода: в футляре (по схеме "труба в трубе") и без футляра - полиэтиленовый газопровод протаскивается напрямую, например с использованием метода наклонно-направленного бурения.

6.122 Метод наклонно-направленного бурения может использоваться для прокладки полиэтиленовых труб при благоприятных грунтовых условиях (отсутствие по трассе скальных и гравийных грунтов, грунтов с включением валунов и булыжника или грунтов типа плавунцов), а также технической и экономической целесообразности, определяемых в процессе изысканий и проектирования.

6.123 При прокладке по схеме "труба в трубе" вначале может протаскиваться футляр, а затем в него протягивается полиэтиленовая труба или они протаскиваются одновременно.

6.124 При любой схеме прокладки перед протяжкой подготовленную плеть рекомендуется тщательно осмотреть и испытать на герметичность в соответствии с СНиП 42-01.

Предпочтение при этом отдается укладке длиномерных полиэтиленовых труб. При формировании плети из труб мерной длины их соединение производится сваркой встык с обязательной проверкой стыков методом ультразвукового контроля или муфтами с закладными нагревателями.

6.125 Для предотвращения механических повреждений полиэтиленовых труб при их размещении внутри защитного футляра допускается применять:

- центрирующие хомуты-кольца, изготавливаемые из труб того же диаметра, длиной 0,5 d_e путем разрезки их по образующей и установки (после нагрева) на протягиваемую плеть на расстоянии 2-3 м друг от друга и закрепления на трубе липкой синтетической лентой;
- предварительную очистку внутренней поверхности футляра с целью устранения острых кромок сварных швов;
- предварительный пропуск контрольного образца полиэтиленовой трубы (не менее 3 м) с последующей проверкой на отсутствие повреждений поверхности трубы;

- гладкие раструбные втулки в местах входа и выхода полиэтиленовой трубы из непластмассового футляра;
- другие способы защиты, предусмотренные проектной документацией.

6.126 Монтаж рабочей плети для протягивания осуществляется в точке, противоположной месту расположения бурового станка. К переднему концу рабочей плети устанавливается оголовок с серьгой, воспринимающий тяговое усилие. Протягивание рабочей плети в скважину не должно сопровождаться ее скручиванием. Для этого между плетью и расширителем помещается вертлюжное устройство, исключающее скручивание плети.

К оголовку газопровода присоединяются последовательно: вертлюг, расширитель и конец буровой колонны, идущий к буровой установке.

6.127 Контроль за процессом протаскивания плети в скважину ведется непрерывно путем измерения усилия натяга, которое нарастает по мере втягивания плети в скважину. Нарастание должно происходить плавно без рывков.

6.128 По окончании протаскивания через скважину плети производится ее продувка.

6.129 После протягивания в скважину полиэтиленовой плети без футляра целесообразно произвести по ней предварительный пропуск калибра (с контролем усилия его прохождения), чтобы убедиться, не произошла ли деформация скважины в процессе операции протягивания.

Балластировка и закрепление газопроводов

6.130 В зависимости от грунтовых и гидрологических условий могут применяться следующие виды балластировки и закрепления газопроводов:

- утяжелители из высокоплотных материалов (железобетонные, чугунные, шлакобетонные и т.п.);
- утяжелители из минерального грунта;
- грунтовая засыпка с использованием текстильных полотнищ;
- анкерные устройства.

Газопроводы, проложенные бестраншейными методами, балластировке и закреплению не подлежат.

6.131 При выборе средств для балластировки соблюдают требование, связанное с ограничением предельно допустимого значения овализации труб, - не более 5%.

6.132 К утяжелителям из высокоплотных материалов относятся седловидные пригрузки, охватывающие трубу по бокам, и кольцевые пригрузки. Для предохранения труб от механических повреждений под седловидные и кольцевые пригрузки подкладываются защитные коврики из негниющих материалов (резинотканевые, полиэтиленовые и др.). В качестве силового пояса для охватывающих пригрузов используются синтетические ткани (капроновая, нейлоновая и т.п.).

Утяжелители из минерального грунта используются в виде полимерконтейнеров, удлиненных контейнеров, спаренных контейнеров.

6.133 Балластировка грунтовой присыпкой включает в себя следующие способы:

- использование гибких полотнищ из геотекстильных материалов для увеличения площади давления грунта на газопровод;
- повышенное заглубление газопровода.

6.134 Анкерные устройства включают: винтовые анкеры, свайные с раскрывающимися лепестками и дисковые (в многолетнемерзлых грунтах).

6.135 Выбор конструкций, способов балластировки и закрепления газопроводов определяется проектом, исходя из:

- инженерно-геологических условий трассы;
- рельефа местности, характера горизонтальных и вертикальных кривых;
- типа болот и уровня грунтовых вод;
- методов и сроков производства работ;
- глубины и ширины водных преград.

6.136 Утяжелители из плотных материалов используются на участках, где газопровод опирается на основания из минерального грунта; анкерные устройства применяются на участках, где глубина болот превышает глубину заложения газопровода. Балластировка минеральным грунтом применяется

на участках с прогнозируемым обводнением и на болотах мелкого заложения (до верха газопровода) при отсутствии воды в траншее в момент производства работ.

6.137 Установка анкерных тяг в траншее производится до укладки газопровода, монтаж силовых поясов производится после отлива (отвода) воды из траншеи и укладки газопровода на проектную отметку.

6.138 Балластирующие устройства на газопроводе устанавливаются на равном расстоянии друг от друга, групповая их установка не рекомендуется.

6.139 К применению для изготовления контейнеров допускаются тканые или нетканые синтетические материалы, соответствующие утвержденным ТУ.

6.140 Контейнеры изготавливаются трех видов: с металлическим каркасом (полимер-контейнерные балластирующие устройства), без металлического каркаса и спаренные.

6.141 В зимнее время заполнение балластирующих устройств контейнерного типа производят рыхлым грунтом, без примесей льда и снега.

6.142 Гибкое полотнище из геотекстильных материалов применяется в водонасыщенных минеральных грунтах. При этом засыпку газопровода ведут в две стадии: присыпка экскаватором газопровода на 0,4-0,5 м выше верхней образующей (не допуская поперечного смещения газопровода), засыпка бульдозером с образованием валика грунта над газопроводом.

6.143 При балластировке газопровода с применением нетканых синтетических материалов соединение полотен в продольном направлении производится укладкой внахлест (не менее 0,5 м), а в поперечном направлении - сваркой или прошивкой синтетическими нитками.

6.144 Спаренные контейнеры представляют собой два мешка из технической (геотекстильной) ткани, соединенных между собой полотном на промышленном швейном оборудовании. Они заполняются грунтом вне строительной полосы, навешиваются на газопровод краном-трубоукладчиком и применяются при отсутствии минерального грунта в отвале или когда невозможно удалить воду из траншеи. Контейнеры заполняются грунтом на специальном загрузочном бункере с послойным трамбованием грунта трамбовочными механизмами. При отрицательной температуре контейнер заполняют в условиях, исключающих смерзание грунта.

6.145 Анкерные устройства могут быть винтового типа, раскрывающегося типа и вмораживаемые. Каждый тип состоит из самого анкера, анкерной тяги и силового пояса. Ширина силового пояса выбирается из условия допустимых контактных напряжений на стенку трубы.

Вмораживаемые анкеры применяются при прокладке газопровода в вечномерзлых грунтах. В пучинистых грунтах анкеры снабжаются ограничителями усилий.

Винтовые анкеры применяются в глинистых и суглинистых грунтах, а анкеры раскрывающегося типа - в песчаных и супесчаных грунтах.

Вмораживаемые анкеры применяются в твердомерзлых песчаных и глинистых грунтах при условии нахождения анкеров (рабочих лопастей) в вечномерзлом грунте в течение всего срока их эксплуатации.

6.146 К твердомерзлым относятся песчаные и глинистые грунты, если их температура ниже значений, равных:

- для песков крупных и средней крупности - минус 0,1°С;
- для песков мелких и пылеватых - минус 0,3°С;
- для супесей - минус 0,6°С;
- для суглинков - минус 1,0°С;
- для глин - минус 1,5°С.

Длина части анкера, взаимодействующая с многолетнемерзлым грунтом в процессе эксплуатации газопровода, должна быть не менее 1 м (СНиП 2.02.04). Конструкция ограничителя усилий обеспечивает работоспособность анкера:

- на участках болот - в течение всего периода эксплуатации;
- на участках минеральных грунтов - в течение периода времени, необходимого для полной стабилизации свойств грунтов обратной засыпки (3-7 лет).

Средняя расчетная температура грунта по длине вымороженной части анкера, при которой возможна установка вмораживаемых буроспускных анкеров, должна быть не выше минус 0,5°С для песчаных грунтов и минус 1°С - для глинистых грунтов.

6.147 Установка вмораживаемых анкеров в многолетнемерзлые грунты производится в зимний период с выдержкой без засыпки траншеи для обеспечения смерзания анкеров с грунтом для получения расчетной удерживающей способности.

Погружение анкеров в грунт производится буроспускным и опускным способами. Отклонения положений анкеров от проектных не должны превышать: 5 см по глубине и $\pm 0,5$ м вдоль газопровода.

Буроспускной способ применяется в твердомерзлых грунтах при их температуре не ниже $0,5^{\circ}\text{C}$.

Опускной способ целесообразно применять в грунтах песчаного и песчано-глинистого состава, содержащих не более 15% крупнообломочных включений при средней температуре грунтов по глубине погружения минус $1,5^{\circ}\text{C}$ и ниже.

Диаметр разрабатываемой в многолетнемерзлых грунтах скважины должен превышать диаметр диска устанавливаемого в нее анкера не менее чем на 3 см при диаметре анкера до 200 мм и на 5 см - при диаметре анкера свыше 200 мм. При этом пространство между стенками скважин и анкером должно быть заполнено грунтовым (песчаным) раствором, состав и консистенция которого подбираются в соответствии с указаниями СНиП 3.03.01.

Для погружения анкеров опускным способом с парооттаиванием грунта следует применять передвижной парогенератор с рабочим давлением 1,0 МПа, например типа Д-563, резиноканевые пароотводные шланги на давление 1,5-2,0 МПа по ГОСТ 18698 и комплект паровых игл, изготовляемых из стальных труб диаметром 25-30 мм.

Производительность парогенератора следует выбирать по количеству одновременно работающих паровых игл, исходя из расчетного срока расхода пара 15-20 кг/ч на одну работающую иглу.

6.148 Приемочный контроль качества балластировки и закрепления газопроводов производится с целью проверки соответствия выполненных работ проекту. Проверяется правильность:

- количества установленных утяжелителей и анкерных устройств;
- расстояния между утяжелителями или анкерными устройствами;
- длины балластируемых участков.

Несущая способность анкеров проверяется в соответствии с требованиями ГОСТ 5686, испытывается 2% количества установленных на каждом участке.

Выполнение балластировки газопровода оформляется отдельным актом приемки работ.

Очистка внутренней полости

6.149 Очистку полости газопроводов выполняют продувкой воздухом. Допускается пропуск очистных поршней из эластичных материалов. Продувка осуществляется скоростным потоком (15-20 м/с) воздуха под давлением, равным рабочему. Газопровод очищается участками или целиком в зависимости от его конфигурации и протяженности.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 мин, если в проектной документации не содержится других требований.

6.150 Диаметр выходного патрубка и полнопроходного крана на нем должен составлять не менее 0,3 диаметра продуваемого участка.

Продувка считается законченной, когда из продувочного патрубка начинает выходить струя незагрязненного сухого воздуха. Во время продувки участки газопровода, где возможна задержка грязи (переходы, отводы и пр.), рекомендуется простукивать неметаллическими предметами (дерево, пластмасса), не повреждающими поверхность трубы.

6.151 Для продувки и пневматического испытания газопроводов применяют компрессорные установки, соответствующие по мощности и производительности диаметру и длине испытываемого газопровода.

7 Реконструкция