МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34715.2— 2021

Системы газораспределительные

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЛИКВИДАЦИЯ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 2

Стальные газопроводы

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2021

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»), Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз» (АО «Гипрониигаз»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 января 2021 г. № 136-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 16 марта 2021 г. № 144-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34715.2—2021 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 декабря 2021 г.

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Стандартинформ, оформление, 2021

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Проектирование 3
4.1 Общие положения 3
4.2 Трубы, соединительные детали газопроводов, трубопроводная арматура 3
4.3 Способы прокладки 6
4.4 Обозначение трасс газопроводов 10
4.5 Противокоррозионная защита 10
5 Строительство 10
5.1 Общие положения 10
5.2 Сварка 10
5.3 Монтаж 11
5.4 Укладка 15
5.5 Верификация и контроль качества строительно-монтажных работ 16
6 Ликвидация 17
Приложение А (обязательное) Технология укладки газопроводов с бермы траншеи 18

Введение

Стандарт разработан для применения при проектировании, строительстве и ликвидации сетей газораспределения и входит в серию стандартов «Системы газораспределительные. Требования к сетям газораспределения», состоящую из следующих частей:

- часть 0. Общие положения;
- часть 1. Полиэтиленовые газопроводы;
- часть 2. Стальные газопроводы.

Настоящий стандарт принят в целях:

- повышения уровня безопасности стальных газопроводов сетей газораспределения с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- защиты жизни и/или здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного и муниципального имущества;
- охраны окружающей среды, в том числе жизни и здоровья животных и растений;
- обеспечения энергетической эффективности;
- стандартизации основных принципов построения газопроводов сетей газораспределения, и общих требований к их проектированию, строительству и ликвидации.

Поправка к ГОСТ 34715.2—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 4 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 34715.2—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы

В каком месте	Напечатано	Должно быть
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан | AZ | Азстандарт

(ИУС № 8 2023 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Системы газораспределительные

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЛИКВИДАЦИЯ СЕТЕЙ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Часть 2

Стальные газопроводы

Gas distribution systems. Design, construction and liquidation of natural gas distribution networks.
Part 2. Steel gas pipelines

Дата введения — 2021—12—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает основные требования к проектированию, строительству и ликвидации стальных газопроводов сетей газораспределения, транспортирующих газ по ГОСТ 5542 с максимальным рабочим давлением до 1,2 МПа включительно.

1.2 Требования настоящего стандарта распространяются на газопроводы сетей газораспределения из стальных труб, включая технические устройства, расположенные на газопроводах (за исключением технических устройств, расположенных на газопроводах пунктов редуцирования газа и пунктов учета газа), в том числе средства электрохимической защиты от коррозии.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

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

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

ГОСТ 380 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 1050 Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 3262 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия

ГОСТ 4543 Металлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия

ГОСТ 5542 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 8696 Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия

ГОСТ 8731 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования

ГОСТ 8732 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент

ГОСТ 9045 Прокат тонколистовой холоднокатаный из низкоуглеродистой качественной стали для холодной штамповки. Технические условия

ГОСТ 10692 Трубы стальные, чугунные и соединительные детали к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение

Издание официальное

ГОСТ 10704 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент

ГОСТ 10705 Трубы стальные электросварные. Технические условия

ГОСТ 10706 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования

ГОСТ 16037 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 17375 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D ($R \approx 1{,}5\ DN$). Конструкция

ГОСТ 17376 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция

ГОСТ 17378 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 17379 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция

ГОСТ 17380 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 19281 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 20295 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 24297 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 30753 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 2D ($R \approx DN$). Конструкция

ГОСТ 32528 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия

ГОСТ 32678 Трубы стальные бесшовные и сварные холоднодеформированные общего назначения. Технические условия

ГОСТ 33228 Трубы стальные сварные общего назначения. Технические условия

ГОСТ 34094 (ISO 6761:1981) Трубы стальные. Отделка концов труб и соединительных деталей под сварку. Общие технические требования

ГОСТ 34715.0 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 0. Общие требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **балочный переход:** Надземный переход газопровода через естественную или искусственную преграду в виде однопролетной или многопролетной балки на опорах.

3.2 **берма траншеи:** Полоса земли, прилегающая к линии пересечения стенки траншеи с поверхностью земли.

3.3 **захлесточное соединение:** Кольцевое стыковое сварное соединение двух участков газопровода, выполняемое после их укладки в проектное положение.

3.4 **катушка:** Отрезок трубы длиной не менее 200 мм, изготовленный из трубы идентичного класса прочности, того же диаметра, толщины стенки, имеющий торцы, обработанные механическим способом или путем газовой резки с последующей обработкой металлорежущим инструментом, и предназначенный для вварки в газопровод.

3.5 **контролепригодность:** Свойство объекта контроля, характеризующее его пригодность к проведению контроля заданными методами и средствами контроля.

3.6 **номинальное давление *PN*, МПа:** Наибольшее избыточное рабочее давление при температуре рабочей среды 20 °С, при котором обеспечивается заданный срок службы соединений трубопроводов и арматуры, имеющих определенные размеры, обоснованные расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках прочности при температуре 20 °С.

3.7 **номинальный диаметр *DN*, мм:** Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых элементов.

Примечание — К присоединяемым элементам относятся, например, трубы, соединительные детали и трубопроводная арматура.

3.8 **опорная часть:** Изделие, жестко закрепленное на газопроводе, обеспечивающее передачу нагрузки от газопровода на траверсу опоры.

3.9 **особые условия:** Наличие горных массивов, водных объектов, специфических по составу и состоянию грунтов, в том числе многолетнемерзлых, и/или рисков возникновения (развития) опасных процессов (явлений), которые могут привести к возникновению непроектных нагрузок и воздействий на газопровод и/или явиться причиной аварии газопровода.

3.10 **подрабатываемая территория:** Территория, на которой в результате проведения подземных горных работ могут возникнуть неравномерные оседания или смещения грунта в основании зданий или сооружений.

3.11 **соединительная деталь:** Элемент газопровода, предназначенный для изменения направления его оси, ответвлений, соединения и изменения диаметра.

3.12 **траверса опоры:** Элемент несущей конструкции опоры газопровода, непосредственно воспринимающий нагрузки от газопровода, предназначенный для установки на него газопровода или его опорной части.

3.13 **ударная вязкость KCU:** Ударная вязкость, определенная на образце с концентратором вида U.

4 Проектирование

4.1 Общие положения

4.1.1 Проектирование стальных газопроводов выполняют в соответствии с ГОСТ 34715.0 и настоящим разделом.

4.1.2 Для обеспечения контролепригодности газопроводов *DN* 150 и более на участках подземных переходов через естественные и искусственные преграды в обоснованных случаях или по требованию заказчика предусматривают места для установки камер приема-запуска снарядов для проведения внутритрубной диагностики.

4.2 Трубы, соединительные детали газопроводов, трубопроводная арматура

4.2.1 Выбор труб, трубопроводной арматуры, соединительных деталей и других элементов проводят с учетом:

- давления газа;
- номинального диаметра газопровода;
- расчетной толщины стенки трубы газопровода;
- расчетной температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (температуры эксплуатации) в районе строительства;
- грунтовых и природных условий;
- наличия вибрационных нагрузок.

Выбор труб и соединительных деталей по марке стали проводят в соответствии с таблицами 1—4.

Если в стандартах или технических условиях регламентируются классы (группы) прочности, то выбор труб и соединительных деталей по марке стали следует осуществлять по классам (группам) прочности, имеющим нормируемые механические свойства и углеродный эквивалент.

4.2.2 При проектировании газопроводов применяют трубы следующих типов:

1 — бесшовные горячедеформированные [рекомендуется применять трубы по ГОСТ 8731 (группа В) и ГОСТ 32528 (группа В)];

2 — бесшовные холоднодеформированные [рекомендуется применять трубы по ГОСТ 32678 (группа В)];

3 — прямошовные, сваренные высокочастотной контактной сваркой с одним продольным швом [рекомендуется применять трубы по ГОСТ 20295, ГОСТ 10705 (группа В) и ГОСТ 33228];

4 — спиральношовные, сваренные дуговой сваркой под флюсом спиральным швом [рекомендуется применять трубы по ГОСТ 20295, ГОСТ 8696 (группа В) и ГОСТ 33228];

5 — прямошовные, сваренные дуговой сваркой под флюсом с одним или двумя продольными швами [рекомендуется применять трубы по ГОСТ 20295, ГОСТ 10706 (группа В) и ГОСТ 33228];

6 — водогазопроводные трубы: легкие, обыкновенные, усиленные (рекомендуется применять трубы по ГОСТ 3262).

При проектировании газопроводов применяют сварные и бесшовные соединительные детали (рекомендуется применение бесшовных соединительных деталей по ГОСТ 17375, ГОСТ 17376, ГОСТ 17378 — ГОСТ 17380 и ГОСТ 30753).

Допускается применение труб и соединительных деталей по другим стандартам или техническим условиям при условии, что установленные в них требования не ниже требований, указанных в настоящем подразделе. В противном случае в заказных спецификациях на изделия должны быть указаны требования, установленные в настоящем подразделе.

4.2.3 Трубы и соединительные детали из кипящей и полуспокойной углеродистой стали и трубы типа 6 не применяют в следующих случаях:

- при наличии вибрационных нагрузок, на подводных переходах, переходах газопроводов через автомобильные дороги категорий I — IV, магистральные улицы и дороги, железные дороги, трамвайные пути, на участках прокладки газопроводов по мостам и гидротехническим сооружениям;
- при изготовлении методом холодного гнутья соединительных деталей и компенсаторов для газопроводов давлением свыше 0,3 МПа;
- для подземных газопроводов, прокладываемых в особых грунтовых и природных условиях[1)].

4.2.4 Толщину стенки трубы или соединительной детали определяют расчетом, но не менее 3 мм — для подземных газопроводов, 2 мм — для надземных газопроводов.

4.2.5 Значение углеродного эквивалента металла труб и соединительных деталей не должно превышать 0,46 %.

4.2.6 Механические свойства металла труб принимают по ГОСТ 32528, ГОСТ 32678, ГОСТ 33228, ГОСТ 8696, ГОСТ 8731, ГОСТ 10705, ГОСТ 10706, ГОСТ 20295 или по таблице 1.

Таблица 1 — Механические свойства основного металла труб

Марка стали	Временное сопротивление $\sigma_в$, МПа, не менее	Предел текучести $\sigma_т$, МПа, не менее	Относительное удлинение δ, %, не менее
08Ю	255	174	30
08кп	294	174	27
08, 08пс, 10кп	314	196	25
10, 10пс, 15кп, Ст2пс, Ст2сп	333	206	24
15, 15пс, 20кп, Ст3кп, Ст3пс, Ст3сп	372	225	22
20, 20пс	412	245	21

Временное сопротивление металла сварного соединения сварных труб принимают по указанным стандартам, техническим условиям на трубы или по таблице 1 для основного металла трубы.

Механические свойства металла труб типа 6 принимают по механическим свойствам заготовки, из которой изготовлены трубы.

Механические свойства металла соединительных деталей принимают с учетом механических свойств соединяемых ими труб.

[1)] В Российской Федерации перечень особых грунтовых и природных условий определяется в соответствии с СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы».

4.2.7 Ударная вязкость KCU металла труб и соединительных деталей толщиной стенки 5 мм и более должна быть не ниже 29,4 Дж/см^2 для газопроводов:

- прокладываемых в районах строительства с расчетной температурой ниже минус 40 °С;
- давлением свыше 0,6 МПа и свыше *DN* 600;
- прокладываемых на площадках строительства сейсмичностью свыше 6 баллов;
- испытывающих вибрационные нагрузки;
- подземных, прокладываемых в других особых условиях;
- на участках переходов через естественные преграды и в местах пересечений с железными дорогами и автодорогами категорий I — IV и магистральных улиц и дорог.

При этом ударная вязкость основного металла труб и соединительных деталей должна приниматься с учетом минимальной температуры эксплуатации газопровода.

4.2.8 Расчет на прочность газопроводов, в том числе определение значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в особых условиях, выполняют в соответствии с нормативными документами государств, принявших настоящий стандарт (далее — нормативные документы), и правилами строительной механики[1)].

4.2.9 Область применения труб и соединительных деталей, изготовленных из спокойной углеродистой и низколегированной стали, приведена в таблице 2.

Таблица 2 — Область применения труб, изготовленных из спокойной углеродистой и низколегированной сталей

Местоположение газопровода	Расчетная температура эксплуатации, °С	*DN*, не более	*PN*, не более	Марка стали	Примечание
Подземные	Не ниже минус 40	Без ограничения	1,2	Ст3сп по ГОСТ 380; 08,10, 15, 20 по ГОСТ 1050; 08Ю по ГОСТ 9045	При предоставлении экономического обоснования допускается применение марок стали: 17ГС, 17Г1С, 09Г2С не ниже категории 3 по ГОСТ 19281; 10Г2 по ГОСТ 4543
	Ниже минус 40				—
Надземные	Без ограничения	Без ограничения	1,2	17ГС, 17Г1С, 09Г2С категорий 6, 7 по ГОСТ 19281; 10Г2 по ГОСТ 4543	Допускается применение марок стали: Ст3сп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050; 08Ю по ГОСТ 9045 для труб диаметром не более *DN* 100. Трубы по ГОСТ 10705 допускается применять только до *PN* 0,6 МПа включительно

4.2.10 Область применения труб и соединительных деталей, изготовленных из полуспокойной и кипящей углеродистой стали, приведена в таблице 3.

4.2.11 Область применения труб типа 6 приведена в таблице 4.

Таблица 3 — Область применения труб, изготовленных из полуспокойной и кипящей углеродистой сталей

Местоположение газопровода	Расчетная температура эксплуатации, °С, не ниже	*DN*, не более	*PN*, не более	Марка стали	Примечание
Надземные, подземные	Минус 40	300	0,6	Ст3пс по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 5 мм
Подземные	Минус 30	800	0,6	Ст3пс по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 8 мм
Надземные	Минус 20	800	0,6	Ст3пс по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 8 мм

[1)] В Российской Федерации расчет на прочность газопроводов выполняется в соответствии с СП 33.13330.2012 «СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов».

Окончание таблицы 3

Место-положение газопровода	Расчетная температура эксплуатации, °С, не ниже	*DN*, не более	*PN*, не более	Марка стали	Примечание
Подземные	Минус 30	500	0,6	Ст3кп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 8 мм
Надземные, подземные	Минус 40	Без ограничения	0,005	Ст3пс, Ст3кп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	—
Надземные	Минус 10	500	0,6	Ст3кп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 8 мм
Надземные, подземные	Минус 40	100	0,6	Ст3кп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Толщина стенки не более 4,5 мм

Таблица 4 — Область применения стальных труб типа 6

Место-положение газопровода	Расчетная температура эксплуатации, °С	*DN*, не более	*PN*, не более	Марка стали	Примечание
Надземные, подземные	Не ниже минус 40	100	0,6	по ГОСТ 380 и ГОСТ 1050	Допускается применение неоцинкованных и оцинкованных труб
Надземные, подземные	Ниже минус 40	100	0,6	Ст3кп по ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	Применение оцинкованных труб не допускается

4.2.12 Области применения таблиц 2—4 распространяются, в том числе, на вытяжные свечи и контрольные трубки, устанавливаемые на футлярах газопроводов, а также футляры газопроводов в местах пересечения автомобильных и железных дорог, магистральных улиц и трамвайных путей.

4.2.13 Трубы и соединительные детали, изготавливаемые из слитка, применяют при условии 100 %-ного контроля металла физическими методами.

4.2.14 Объем контроля сварных соединений труб физическими методами определяется стандартами или техническими условиями на трубы, а монтажных сварных соединений требованиями нормативных документов[1)].

4.2.15 При выборе арматуры для газопроводов руководствуются требованиями ГОСТ 34715.0.

4.2.16 Трубопроводную арматуру массой более 500 кг располагают:

- на горизонтальных участках газопровода, с установкой опор под газопровод на расстоянии от трубопроводной арматуры, обеспечивающем отсутствие прогиба газопровода при монтаже (демонтаже) трубопроводной арматуры — при надземной установке;
- уплотненном грунтовом основании или с устройством фундамента — при подземной бесколодезной установке.

4.3 Способы прокладки

4.3.1 Способы прокладки газопроводов определяют в соответствии с ГОСТ 34715.0.

При выборе способа прокладки газопроводов предусматривают, как правило, подземную прокладку, если положениями нормативных документов и настоящего подраздела для данных условий не регламентированы другие способы прокладки.

4.3.2 Газопроводы по стенам зданий рекомендуется прокладывать без нарушений архитектурных элементов фасада, при этом высота прокладки должна обеспечивать возможность технического обслуживания и ремонта газопроводов и исключать возможность их механического повреждения.

Расстояние в свету до ограждающих конструкций зданий или сооружений принимается не менее половины наружного диаметра газопровода с учетом обеспечения удобства технического обслуживания и ремонта газопровода.

[1)] В Российской Федерации объем контроля монтажных сварных соединений труб физическими методами устанавливается в СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы».

Не допускается предусматривать разъемные соединения на газопроводах под оконными проемами и балконами жилых зданий и общественных зданий непроизводственного характера.

4.3.3 Прокладка газопроводов среднего и высокого давлений на подрабатываемых территориях по стенам зданий не допускается.

4.3.4 Газопроводы низкого давления внутри жилых кварталов на подрабатываемых территориях допускается прокладывать надземно на отдельно стоящих опорах или по дворовым фасадам зданий.

4.3.5 Надземная прокладка газопроводов на подрабатываемых и закарстованных территориях допускается, если по результатам расчетов на прочность значения продольных напряжений в подземных газопроводах превышают допустимые напряжения в газопроводе, а снижение продольных напряжений газопроводов посредством устройства подземных компенсаторов связано со значительными затратами.

Кроме того, на подрабатываемых и закарстованных территориях переходы газопроводов через реки, овраги, железные и автомобильные дороги, а также места, где по данным горно-геологического обоснования возможно образование провалов и трещин, рекомендуется предусматривать надземными.

Для обеспечения проектного положения газопровода после просадки опор в обоснованных случаях рекомендуется предусматривать телескопические конструкции стоек опор.

4.3.6 При надземной прокладке газопровода в просадочных грунтах (кроме типа I просадочности) предусматривают водонепроницаемые экраны под подошвой фундаментов опор, засыпку пазух фундаментов недренирующим грунтом и устройство отмосток.

4.3.7 При прокладке газопроводов на площадке строительства сейсмичностью более 6 баллов вводы газопроводов в здания и сооружения осуществляют через проемы в их стенах. Для обеспечения механической защиты газопроводов при деформациях проемов, места прохода газопроводов через них рекомендуется оснащать футлярами из стальных труб. Размеры проемов (внутренний диаметр футляров) должны превышать наружный диаметр газопровода не менее чем на 200 мм. Оси газопроводов должны проходить через центры проемов (совпадать с осями футляров), а проемы (футляры) должны быть заполнены эластичными и, при необходимости, теплоизолирующими материалами, стойкими к внешним воздействиям. Вводы в несейсмостойкие здания через проемы предусматривают подземными, а вводы в сейсмостойкие здания предусматривают надземными через проемы с устройством компенсаторов.

4.3.8 Расстояние по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений принимают в соответствии с требованиями нормативных документов[1)].

4.3.9 При прокладке газопровода на опорах вдоль зданий, расстояние до которых не нормируется, опоры и газопровод не должны препятствовать открыванию оконных и дверных блоков.

4.3.10 Высоту до низа трубы надземного газопровода принимают в свету с учетом провисания трубы, не менее:

- 2,2 м от уровня земли — в непроезжей части территории, в местах прохода людей;
- 5 м от верха покрытия проезжей части — в местах пересечения с автодорогами;
- 5,6 м от головки рельса — для неэлектрифицированной железной дороги в местах пересечения с железнодорожными путями общей сети;
- 7,1 м от головки рельса — для электрифицированной железной дороги в местах пересечения с железнодорожными путями общей сети;
- 7,1 м от головки рельса — в местах пересечения с трамвайными путями;
- 7,3 м от верха покрытия проезжей части дороги — в местах пересечения с контактной сетью троллейбуса.

На свободной территории в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопровода на высоте не менее 0,35 м от поверхности земли до низа трубы.

В местах нерегулярного проезда автотранспорта (внутренние подъезды к домовладениям и т. д.) высоту прокладки надземных газопроводов допускается сокращать, но не более чем до 3,5 м. При этом на газопроводе устанавливают знаки ограничения высоты[2)].

[1)] В Российской Федерации расстояние по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений принимают в соответствии с СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы».

[2)] В Российской Федерации требования к знакам ограничения высоты устанавливаются в ГОСТ Р 52289—2019 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения дорожных знаков, разметки, светофоров, дорожных ограждений и направляющих устройств».

При пересечении надземного газопровода с электрифицированной железной дорогой, трамвайными путями и контактной сетью троллейбуса расстояние в свету по вертикали от низа трубы до контактного провода принимают не менее 1,5 м.

4.3.11 Конструкции опорных частей и траверс опор надземного газопровода не должны содержать элементов, задерживающих влагу в местах контакта опорных частей и траверс опор с трубой или техническими устройствами, расположенными на газопроводе.

4.3.12 В особых природных и грунтовых условиях для прокладки газопровода допускается применение свайных опор.

4.3.13 Высота прокладки надземного газопровода от поверхности земли в многолетнемерзлых грунтах принимается в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия газопровода, но не менее 0,5 м от поверхности земли в местах отсутствия прохода людей.

Участки надземных газопроводов с организованной компенсацией деформаций за счет перемещений трубы рекомендуется прокладывать выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м.

4.3.14 На участках пересечения трассой газопровода активных тектонических разломов рекомендуется применять надземную прокладку.

4.3.15 Надземная прокладка газопроводов на сваях допускается на всех типах болот.

4.3.16 Конструкции опор надземных газопроводов, прокладываемых в сейсмических районах, должны обеспечивать возможность перемещения газопроводов и исключать их возможный сброс во время землетрясения.

4.3.17 Расстояние между опорами надземных газопроводов, укладываемых на опоры с обеспечением компенсации линейных расширений от температурных воздействий (например, путем установки компенсаторов), выбирают при условии обеспечения:

- статической прочности;
- предельно допустимого прогиба;
- динамической устойчивости;
- недопущения скопления конденсата в трубе.

При необходимости соблюдения всех условий расстояние между опорами принимают наименьшим из значений, рассчитанных по указанным условиям.

4.3.18 Расстояния между неподвижными опорами рекомендуется принимать согласно таблице 5.

Таблица 5 — Расстояние между неподвижными опорами надземных газопроводов

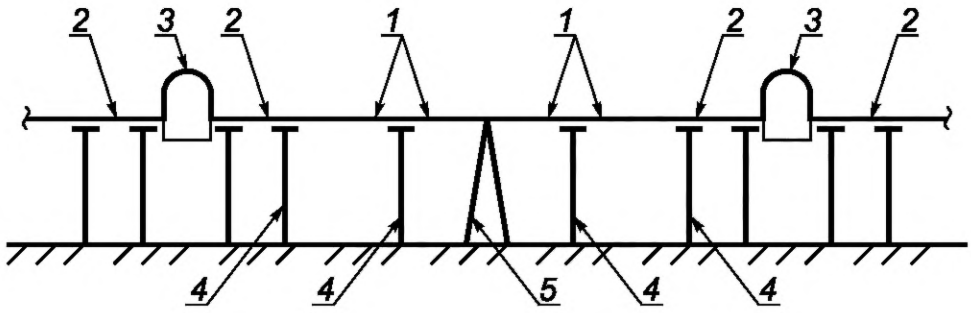
DN	Расстояние между неподвижными опорами, м, не более
До 300 включ.	100
Св. 300 до 600 включ.	200
Св. 600	300

4.3.19 Конструкция подвижных опор надземных газопроводов должна обеспечивать возможность свободных перемещений газопроводов, возникающих от внешних воздействий.

4.3.20 При определении пролетов (расстояний между опорами) различают средние и крайние пролеты (рисунок 1). Расстояние между опорами крайних пролетов принимают менее 80 % расстояния между опорами средних пролетов. Расстояния между опорами средних пролетов не должны отличаться более чем на 20 % друг от друга.

4.3.21 С целью уменьшения перемещений и снижения напряжений в надземном газопроводе от температурных и других воздействий по трассе предусматривают, как правило, самокомпенсацию за счет изменения направления трассы, а также установку компенсаторов.

4.3.22 Допускается прокладка надземных газопроводов совместно с другими трубопроводами на одних опорах или креплениях, при условии согласования с собственниками трубопроводов, выполнении расчетов на несущую способность опор (креплений) и обеспечении расстояний между трубопроводами, необходимых для проведения регламентных работ по их техническому обслуживанию и ремонту.



1 — средний пролет; *2* — крайний пролет; *3* — компенсатор; *4* — подвижная опора; *5* — неподвижная опора

Рисунок 1 — Конструкции опор надземного перехода газопровода

4.3.23 При параллельной прокладке совместно с трубопроводами, транспортирующими агрессивные жидкости, газопровод прокладывают:

- выше трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости, на расстоянии в свету по вертикали не менее 250 мм, со смещением газопровода по горизонтали относительно крайнего трубопровода, транспортирующего агрессивную жидкость, на расстояние в свету не менее 250 мм;
- на одном уровне с трубопроводами, транспортирующими агрессивные жидкости, с устройством защитных экранов, предотвращающих попадание агрессивных жидкостей на газопровод.

Независимо от способа совместной прокладки газопровода и трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости, защитные экраны устанавливают в местах расположения трубопроводной арматуры и разъемных соединений трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости. Защитные экраны выполняют из стального каркаса с приваркой к нему сплошной листовой стали, толщиной не менее 2 мм. Защитные экраны устанавливают с учетом обеспечения возможности технического обслуживания и ремонта газопровода и трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости, при этом расстояние в свету от крайнего (верхнего) трубопровода, транспортирующего агрессивную жидкость (арматуры, разъемного соединения) до защитного экрана и от газопровода (технического устройства на нем) до защитного экрана принимают не менее 250 мм. Защитные экраны должны полностью перекрывать трубопроводную арматуру и разъемные соединения трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости, и выступать за габариты данной трубопроводной арматуры и разъемных соединений на расстояние не менее 250 мм.

4.3.24 По пешеходным и автомобильным мостам, построенным из негорючих материалов, разрешается прокладка газопроводов давлением до 0,6 МПа из электросварных труб, прошедших 100 %-ный контроль заводских сварных соединений физическими методами, или бесшовных труб. Прокладка газопроводов по пешеходным и автомобильным мостам, построенным из горючих материалов, а также по железнодорожным мостам не допускается. Прокладка газопроводов по мостам должна исключать попадание газа в замкнутые пространства мостов.

4.3.25 При определении наименьших расстояний между надземными газопроводами и проводами воздушных линий электропередачи при их пересечении, сближении и параллельном следовании руководствуются требованиями нормативных документов[1)].

4.3.26 Защиту надземных газопроводов от попадания проводов на газопровод при их обрыве или падении опор воздушных линий электропередачи выполняют согласно требованиям нормативных документов[2)].

4.3.27 При расчете на прочность радиус упругого изгиба газопроводов принимают по расчету, но не менее 1000 *DN*, с указанием значения принимаемого радиуса упругого изгиба в проектной (рабочей) документации.

[1)] В Российской Федерации требования к наименьшим расстояниям между надземными газопроводами и проводами воздушных линий электропередачи при их пересечении, сближении и параллельном следовании установлены в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ); издание седьмое (утверждены приказом Минэнерго России от 20 мая 2003 г. № 187).

[2)] В Российской Федерации защиту надземных газопроводов от попадания проводов на газопровод при их обрыве или падении опор воздушных линий электропередачи выполняют в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ); издание седьмое (утверждены приказом Минэнерго России от 20 мая 2003 г. № 187).

4.4 Обозначение трасс газопроводов

Обозначение трасс газопроводов — по ГОСТ 34715.0.

4.5 Противокоррозионная защита

4.5.1 Защита газопроводов от коррозии должна соответствовать требованиям ГОСТ 9.032, ГОСТ 9.602 и нормативных документов.

4.5.2 При проектировании подземных газопроводов применяют трубы в изоляции, нанесенной в заводских или, в обоснованных случаях, базовых условиях.

Работы по нанесению защитных покрытий в трассовых условиях (ручным и механизированным способом) осуществляют при изоляции сварных соединений и фасонных частей, устранении повреждений покрытия (не более 10 % площади трубы), возникших при транспортировании труб. При этом применяют материалы, совместимые с основным защитным покрытием.

4.5.3 Надземные газопроводы защищают от атмосферной коррозии антикоррозионными покрытиями, как правило, желтого цвета. Для газопроводов, проложенных по фасадам зданий, допускается применение антикоррозионных покрытий, цвет которых соответствует архитектурному облику здания. При этом применяют покрытия, обладающие свойствами (адгезией, прочностью при изгибе и ударе, влагонепроницаемостью, атмосферостойкостью при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства), обеспечивающими документально подтвержденный срок службы не менее пяти лет.

5 Строительство

5.1 Общие положения

5.1.1 Работы по строительству стальных газопроводов проводят в соответствии с проектной (рабочей) документацией, разработанной в соответствии с ГОСТ 34715.0, а также нормативными документами и настоящим разделом.

5.1.2 При выполнении строительных и монтажных работ соблюдают правила безопасности, предусмотренные в проекте производства работ (ППР).

5.1.3 Присоединение вновь построенного газопровода к действующему проводят по ГОСТ 34715.0 с использованием следующих методов, обеспечивающих безопасность проведения и качество выполняемых работ:

- без снижения давления газа на участке врезки;
- с частичным снижением давления;
- с полным отключением действующего газопровода.

5.1.4 Газопроводы всех категорий давления, законченные строительством, испытывают давлением в соответствии с ГОСТ 34715.0.

5.1.5 Приемку в эксплуатацию законченных строительством объектов осуществляют в соответствии с ГОСТ 34715.0.

5.2 Сварка

5.2.1 Сварочные работы на газопроводах организовывают и выполняют в соответствии с требованиями нормативных документов. Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037[1)].

5.2.2 Технология сварки газопроводов включает в себя:

- подготовку труб или предварительно сваренных в базовых условиях секций к сварке;
- сварку труб или секций в плети;
- сварку плетей в нитку.

5.2.3 Резку труб и подготовку кромок под сварку проводят механическим способом. Допускается применение газовой резки, воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из углеродистых и низколегированных сталей, при этом предусматривают припуск на механическую обработку, значение которого определяют нормативными документами и технической документацией.

[1)] В Российской Федерации сварочные работы на газопроводах организовывают и выполняют в соответствии с СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы» и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах» (утверждены приказом Ростехнадзора от 14 марта 2014 г. № 102).

5.2.4 Отделка концов труб и соединительных деталей под сварку должна соответствовать ГОСТ 34094.

5.2.5 Свободные концы свариваемых труб закрывают инвентарными заглушками, во избежание попадания посторонних предметов.

5.2.6 Сварку в плеть трубных секций на бровке траншеи при прокладке газопровода в сейсмических районах осуществляют с анкеровкой плети.

5.2.7 Соединение стальных подземных газопроводов проводят, как правило, электродуговой сваркой.

5.2.8 Газовая сварка ацетиленом допускается для газопроводов не более *DN* 150 с толщиной стенки до 5 мм включительно со скосом кромок.

При толщине стенок до 3 мм сварку проводят без скоса кромок.

Сварка с применением пропан-бутановой смеси допускается только для газопроводов давлением до 0,005 МПа не более *DN* 150 с толщиной стенки до 5 мм.

Газовую сварку проводят в один слой.

5.2.9 При монтаже под сварку труб с заводскими продольными или спиральными швами данные швы смещают относительно друг друга. При этом для труб свыше *DN* 100 смещение швов следует проводить на расстояние не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб, но не менее 100 мм. При монтаже труб с *DN* 100 и менее швы смещают относительно друг друга на значение, равное 1/4 окружности трубы.

5.2.10 Приварка патрубков в местах расположения кольцевых сварных соединений газопровода не допускается. Расстояние между кольцевым сварным соединением газопровода и сварным соединением приварки патрубка должно быть, как правило, не менее 100 мм.

5.2.11 Приварка патрубков ответвлений газопровода в местах расположения заводских швов не допускается. Расстояние между заводским швом газопровода и сварным соединением приварки патрубка должно составлять не менее 50 мм.

5.2.12 Для закрепления труб в зафиксированном под сварку положении выполняют равномерно расположенные по периметру соединения прихватки в количестве:

- 2 шт. — для труб до *DN* 80;
- 3 шт. — для труб свыше *DN* 80 до *DN* 150;
- 4 шт. — для труб свыше *DN* 150 до *DN* 300;
- через каждые 250 мм — для труб свыше *DN* 300.

Высоту прихватки принимают равной 1/3 толщины стенки трубы, но не менее 2 мм. Длину прихватки принимают равной от 20 до 30 мм при номинальном диаметре соединяемых труб до *DN* 50; от 50 до 60 мм — при номинальном диаметре соединяемых труб более *DN* 50.

5.2.13 Прихватку собранных под сварку элементов выполняют с использованием тех же сварочных материалов, что и для сварки данного соединения.

5.2.14 Сварные соединения газопроводов и соединительных деталей подвергают визуальному, измерительному контролю и контролю неразрушающими методами.

5.2.15 На каждое сварное соединение газопроводов (или рядом с ним) наносят обозначение (номер, клеймо) сварщика, выполнившего данное соединение.

5.2.16 Сварные соединения подземных газопроводов изолируют с применением защитных покрытий. Качество защитных покрытий контролируют в соответствии с ГОСТ 9.602 и нормативными документами[1)].

5.3 Монтаж

5.3.1 Подземные газопроводы

5.3.1.1 В качестве раскладочных лежек могут быть использованы деревянные брусья с выемкой по форме трубы, которая располагается в средней части лежки. Размеры и шаг лежек назначают на стадии разработки ППР. При этом учитывают: диаметр труб, длину трубных элементов (одиночных труб или секций), грунтовые условия.

5.3.1.2 Сборку труб (секций) в плети на трассе выполняют так, чтобы присоединяемая труба, поддерживаемая трубоукладчиком (или другими средствами), и торец наращиваемой плети неподвижно фиксировались в заданном положении. Плеть при сварке не должна подвергаться смещению. Выпол-

---

[1)] В Российской Федерации качество защитных покрытий должно соответствовать также требованиям РД 153-39.4-091-01 «Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от коррозии».

нение такого условия может быть обеспечено применением инвентарных монтажных опор, полностью воспринимающих вес плети, фиксирующих ее пространственное положение.

После сварки корневого слоя шва под свободный конец трубы (секции) устанавливают (подводят) очередную монтажную опору. Далее осуществляют сварку заполняющих и облицовочного слоев; при этом положение всей плети, включая присоединяемую трубу, является строго фиксированным по отношению к монтажным опорам.

5.3.1.3 Во избежание возникновения чрезмерных остаточных напряжений в стенках труб не допускается изгибать или нагревать трубы с целью достижения требуемого сварочного зазора, а также обеспечения их соосности.

5.3.1.4 Если зона расположения захлесточного соединения совпадает с местом, где меняется толщина стенки труб, то захлесточное соединение не должно включать в себя трубы с разной толщиной стенки. В указанных случаях захлесточное соединение выносят в то место, где расположены равнотолщинные трубы; при этом к концу одной плети заранее приваривают трубу или секцию с толщиной стенки, соответствующей по этому параметру трубам смежной плети.

5.3.1.5 Захлесточное соединение должно быть полностью закончено сваркой (включая облицовочный слой шва), прежде чем трубоукладчики начнут опускать приподнятый для монтажа захлеста участок газопровода.

5.3.1.6 При сварке на берме траншеи длинномерных плетей расположение мест по трассе, где необходимо или допустимо устраивать технологические разрывы (с последующим монтажом технологических захлестов), должно быть указано в ППР.

5.3.1.7 На участках упругого изгиба сборка и сварка труб ведутся сначала напрямую, при этом все кольцевые соединения в зоне предстоящего изгиба плети полностью заваривают всеми слоями шва, и лишь после этого допускается приложение к плети изгибающих усилий. Контроль качества сварных соединений на таких участках проводят после выполнения изгиба.

5.3.2 Надземные газопроводы

5.3.2.1 До начала монтажа трубы и сваренные из труб плети раскладывают вдоль строительной полосы на расстоянии не менее 0,5 м от края фундаментов опор на лежках (инвентарных опорах), обеспечивающих целостность труб (плетей), а также исключающих их загрязнение.

5.3.2.2 Монтаж надземного газопровода начинают от неподвижных опор в сторону компенсаторов. Последовательность и технология выполнения работ должны быть предусмотрены проектом организации строительства (ПОС), ППР и технологическими картами с учетом высоты опор. При монтаже надземного газопровода проводят подбор плетей труб по длине с учетом расстановки опор.

5.3.2.3 При монтаже [сборке труб (секций) в плеть] применяют инвентарные монтажные опоры, которые должны воспринимать нагрузку от веса плети, обеспечивать соосность соединяемых концов труб, фиксировать их пространственное положение в процессе сварки соединения, исключать скатывание плети.

5.3.2.4 В качестве инвентарных опор допускается использование мешков из нетканых материалов (текстильных изделий из волокон и нитей, соединенных между собой без применения методов ткачества), заполненных несвязным минеральным грунтом, не содержащим мерзлые комья, лед, снег. Схемы размещения инвентарных опор должны быть приведены в ППР.

5.3.2.5 Монтаж (сборку) труб (плетей) *DN* 300 и более под сварку проводят с применением внутренних центраторов, менее *DN* 300 — с применением наружных центраторов. Если применение внутренних центраторов невозможно, монтаж допускается проводить с применением наружных центраторов.

5.3.2.6 Технологические разрывы ликвидируют путем сборки и сварки захлесточных соединений. Допускается замыкание участков трубопровода в технологическом разрыве осуществлять путем вварки катушки.

5.3.2.7 Соединять компенсатор непосредственно с плетью запрещается. К компенсатору с обоих концов должны быть присоединены одиночные трубы.

5.3.2.8 Во избежание механических повреждений газопровода рекомендуется оснащение газопровода опорными частями в местах опирания газопровода на траверсы опор.

Устройство опорных частей под газопровод выполняют:

- до укладки газопровода на траверсы опор с присоединением опорных частей к газопроводу и центрированием осей опорных частей и опор;
- после укладки газопровода на траверсы опор с подведением опорных частей под газопровод с соблюдением соосности опорных частей и опор.

Опорные части присоединяют к газопроводу приваркой. Для газопроводов из тонкостенных труб (с толщиной стенки до 3 мм) допускается присоединение опорных частей к газопроводу с помощью хомутов при обеспечении плотного прилегания опорных частей к газопроводу, исключающее попадание влаги в пространство между ними. При использовании хомутов предусматривают мероприятия по исключению возможности ослабления их разъемных соединений.

При неполном прилегании опорной части газопровода к траверсе опоры между опорной частью и траверсой опоры предусматривают установку подкладок из металлических листов с приваркой:

- к опорной части и траверсе опоры для неподвижных опор;
- траверсе опоры для подвижных опор.

В местах опирания газопровода на опоры расстояние от сварного соединения газопровода до опорной части рекомендуется принимать не менее:

- 200 мм — для газопроводов $DN < 200$;
- 500 мм — для газопроводов $DN \geq 200$.

Фиксацию опорных частей к неподвижным опорам выполняют с помощью приварки опорной части к траверсе опоры.

5.3.2.9 При отсутствии в местах входа и выхода стального газопровода из земли электроизолирующих соединений для электрической изоляции надземной части газопровода от земли применяют диэлектрические прокладки, устанавливаемые между газопроводом и опорными частями или между опорными частями и траверсами опор.

В качестве диэлектрических прокладок применяют материалы и изделия, сохраняющие свои механические и диэлектрические свойства на протяжении всего срока службы газопровода.

5.3.2.10 После фиксации проектного положения газопровода на скользящих опорах могут быть установлены направляющие хомуты, обеспечивающие устойчивое положение газопровода на опоре, но не препятствующие перемещению газопровода вдоль оси.

5.3.2.11 Расстроповку элементов газопровода, соединяемых сваркой и воспринимающих монтажную нагрузку, выпоняют после сварки в соответствии с ППР.

5.3.3 Строительство переходов газопроводов через естественные и искусственные преграды

5.3.3.1 Монтаж перехода выполняют в соответствии с ППР, который содержит указания о способе и последовательности монтажа, обеспечивающего прочность, устойчивость и неизменяемость положения конструкции на всех стадиях строительства. ППР и сроки проведения работ по сооружению переходов через судоходные водные преграды, оросительные каналы, железные и автомобильные дороги и другие сооружения строительная организация согласовывает с соответствующими эксплуатирующими организациями.

5.3.3.2 На участок подземного газопровода, заключенного в стальной футляр, монтируют диэлектрические опоры, которые обеспечивают проектное положение газопровода относительно футляра и создание электрической изоляции для газопровода от блуждающих токов и токов наведения между стальным футляром и газопроводом.

Концы стального футляра оснащают уплотнениями (манжетами) из диэлектрических водонепроницаемых эластичных материалов. Конструкция уплотнений (манжет) должна обеспечивать устойчивость к воздействию грунта, исключать возможность проникновения грунтовых вод, а также свободное перемещение газопровода в футляре при изменении давления и температуры.

5.3.3.3 Допустимые отклонения фактического положения элементов конструкций газопровода от проектного положения для балочных переходов и надземной прокладки приведены в таблице 6, для прочих переходов — должны быть указаны в проектной документации.

Таблица 6 — Допустимые отклонения фактического положения газопроводов и элементов опор от проектного положения для балочных переходов и надземной прокладки газопроводов

Контролируемый показатель		Допустимые отклонения
Точность положения оси опоры при выносе в натуру	вдоль оси трубопровода	±100 мм
	поперек оси трубопровода	±25 мм
Отклонение высотной отметки подошвы фундамента опоры		±25 мм

Окончание таблицы 6

Контролируемый показатель	Допустимые отклонения
Смещение фундамента относительно разбивочных осей	±25 мм
Отклонение отметки верха сваи	±50 мм
Отклонение верха опорной части	±20 мм
Отклонение оси трубопровода и центра опорной части от центра опоры	±20 мм
Отклонение вылета компенсатора	±5 %
Примечание — На переходах газопроводов через естественные и искусственные преграды, габариты пересечения с которыми нормированы, не допускаются отрицательные отклонения: - высотной отметки подошвы фундамента опоры; - отметки верха сваи; - верха опорной части.	

5.3.4 Очистка внутренней полости газопроводов

5.3.4.1 В процессе монтажа проводят очистку внутренней полости трубы, включающую в себя два этапа:

- очистка трубы (секции) перед сваркой в плети;
- очистка законченного строительством газопровода.

5.3.4.2 Очистку полости в процессе сборки и сварки в плеть отдельных труб или секций газопроводов проводят протягиванием механического очистного устройства непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ.

5.3.4.3 В качестве очистных устройств при протягивании используют специальные поршни, оборудованные металлическими щетками или скребками.

5.3.4.4 Газопроводы *DN* 200 и более очищают продувкой с пропуском очистных устройств, а газопроводы менее *DN* 200 — продувкой без пропуска очистных устройств.

5.3.4.5 Очистку П-образных компенсаторов допускается выполнять в процессе их сборки и монтажа. Полость компенсатора перед монтажом в нитку продувают.

5.3.4.6 Продувку выполняют сжатым воздухом, поступающим из ресивера (баллона) или непосредственно от компрессорных установок, оснащенных ресивером. Ресивер для продувки создают на прилегающем участке газопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой. Номинальный диаметр перепускной (байпасной) линии и полнопроходного крана на ней должен быть не менее 0,3*DN* продуваемого участка. Продувка с пропуском очистного устройства считается законченной, когда после выхода очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

5.3.4.7 Продувку без пропуска очистных устройств осуществляют потоком воздуха скоростью от 15 до 20 м/с. Продувку без пропуска очистного устройства считают законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха. Контроль чистоты воздуха на выходе — в соответствии с ППР.

5.3.4.8 При любом способе прокладки газопровода протяженность участка продувки с пропуском очистных устройств устанавливают с учетом технической характеристики очистного устройства (предельной длины его пробега), длины и давления воздуха в ресивере или компрессоре.

5.3.4.9 Протяженность участка продуваемого газопровода, схемы продувки с обозначением точки и способа подключения ресивера или компрессора, его технических характеристик, скорости подъема и значения давления воздуха в продуваемом газопроводе определяются ППР.

5.3.4.10 Надземные газопроводы, монтируемые на опорах, свыше *DN* 200 продувают с пропуском очистных устройств облегченной конструкции, масса и скорость перемещения которых не вызывают разрушения газопровода или опор. Продувку полости газопроводов, монтируемых на опорах, проводят с пропуском поршней под давлением сжатого воздуха со скоростью не более 3 м/с.

5.3.4.11 Герметизацию концов трубных плетей при продувке проводят приваркой заглушек полусферической конструкции. Компрессорные установки к газопроводу подключают через разъемные соединения.

5.4 Укладка

5.4.1 Подземные газопроводы

5.4.1.1 При выборе схемы укладки газопровода рекомендуется отдавать предпочтение схеме укладки, обеспечивающей напряжение в трубе не более 0,75 предела текучести. На стадии выбора технологии и способа производства работ по укладке газопровода, в том числе с уменьшением относительной толщины стенки (отношение толщины стенки к наружному диаметру), необходимо обеспечивать:

- выбор количества и расстановки механизмов-трубоукладчиков с целью предохранения газопровода от перенапряжения, изломов и вмятин;
- сохранность защитного покрытия;
- увеличение числа технологических разрывов в нитке газопровода на участках трассы с пересеченным рельефом;
- полное прилегание газопровода ко дну траншеи по всей его длине;
- проектное положение газопровода и т. д.

5.4.1.2 Укладку труб (трубных секций) проводят в зависимости от наружного диаметра и толщины стенки труб (с учетом длины секции) с помощью самоходных грузоподъемных средств (трубоукладчиков, стреловых кранов и т. п.) либо с применением ручной такелажной оснастки (ремней, лебедок, полиспастов и т. п.).

5.4.1.3 В качестве грузозахватных приспособлений при механизированной работе с одиночными трубами или секциями используют мягкие монтажные полотенца или специальные эластичные стропы. Применение для этих целей открытых стальных канатов, монтажных удавок и других приспособлений, не имеющих мягких контактных поверхностей, не допускается.

5.4.1.4 Плеть газопровода укладывают в траншею в соответствии с ППР, в котором может быть предусмотрен один из следующих рекомендуемых способов:

а) приподнятие над монтажной полосой, поперечное надвигание на траншею и опускание на ее дно плетей, сваренных из труб (при предварительной изоляции сварных соединений);

б) продольное протаскивание с монтажной площадки заранее подготовленной (включая нанесение защитного покрытия сварных соединений, футеровки, балластировки) длинномерной плети непосредственно по дну обводненной траншеи;

в) продольное протаскивание циклично по дну траншеи плети, наращиваемой из отдельных труб или секций на монтажной площадке;

г) продольное перемещение с береговой монтажной площадки трубной плети на плаву по мере ее наращивания (включая сварку, контроль качества кольцевых швов, очистку и изоляцию сварных соединений, балластировку и пристроповку разгружающих понтонов или поплавков) с последующим погружением этой плети в проектное положение путем отстроповки понтонов (поплавков);

д) в соответствии с перечислениями а) — г), но без предварительной балластировки и без применения понтонов (поплавков); в этом случае погружение плети на дно траншеи осуществляется за счет навески на плавающий газопровод балластирующих устройств специальной конструкции;

е) заглубление в грунт под действием собственного веса заранее подготовленных плетей за счет принудительного формирования под газопроводом в процессе его укладки щелей в грунте (бестраншейное заглубление);

ж) опускание с бермы траншеи отдельных труб или плетей в траншею с последующим их наращиванием в нитку в траншее;

и) опускание заранее подготовленных плетей, выложенных над проектной осью трассы и опирающихся на временные опоры, которые установлены поперек траншеи.

Укладку газопроводов с бермы траншеи осуществляют в соответствии с приложением А.

5.4.1.5 При выборе грузозахватной оснастки (в частности, троллейных подвесок) соблюдают требование к удельным нагрузкам на газопровод, которые не должны превосходить допустимых значений для защитного покрытия газопровода и его стенок.

5.4.2 Надземные газопроводы

5.4.2.1 Укладку газопровода на опоры рекомендуется осуществлять смонтированной плетью, расположенной на земляных валиках или инвентарных опорах.

5.4.2.2 Для укладки плетей следует использовать специальную монтажную оснастку, исключающую повреждение антикоррозионного окрасочного покрытия газопровода.

5.4.2.3 При укладке плетей должны быть исключены удары о металлоконструкции опор.

5.5 Верификация и контроль качества строительно-монтажных работ

5.5.1 Верификацию труб, соединительных деталей и технических устройств проводят в соответствии с ГОСТ 24297 и положениями настоящего подраздела.

5.5.2 Трубы поставляют партиями, при этом партия должна состоять из труб одного размера, одной марки стали, одного типа, одного класса (группы) прочности (если применимо), одного вида термообработки и сопровождаться одним сертификатом качества, содержащим следующие сведения:

- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование предприятия-потребителя;
- номер заказа или контракта;
- дату выписки документа о качестве;
- обозначение нормативного документа на изготовление;
- тип, размер;
- марку стали или класс (группу) прочности (что применимо);
- номер партии и плавки, вид термообработки;
- химический состав стали;
- результаты механических испытаний основного металла и сварного соединения;
- результаты испытаний стабильности механических свойств металла сварного шва по всей длине трубы (по требованию потребителя для труб типа 3 до *DN* 200 по 4.2.2);
- результаты гидравлических испытаний;
- результаты неразрушающего контроля (если предусмотрено);
- массу и общую длину труб (трубы до *DN* 400 включительно поставляют по теоретической или фактической массе; трубы свыше *DN* 400 поставляют по теоретической массе);
- штамп технической службы контроля продукции.

При верификации труб, соединительных деталей и технических устройств проводят проверку:

- на соответствие проектной документации поставляемых на строительную площадку труб, соединительных деталей и технических устройств;
- наличия и содержания сертификатов качества предприятий-изготовителей на трубы;
- наличия и содержания сертификатов качества предприятий-изготовителей на изоляционное покрытие труб;
- соответствия требованиям нормативных документов внешним осмотром и измерениями геометрических размеров;
- наличия и содержания технических паспортов предприятий-изготовителей на соединительные детали[1)].

Проверку в сертификате качества наличия и соответствия показателей, не предусмотренных нормативным документом на изготовление, не проводят.

5.5.3 При определении качества изоляционного покрытия проводят внешний осмотр, контролируют адгезию к стали, сплошность покрытия и ударную прочность в соответствии с ГОСТ 9.602.

5.5.4 Внешнему осмотру и измерениям на соответствие требованиям нормативных документов подвергают не менее 10 % партии труб или соединительных деталей (но не менее одной трубы, соединительной детали) и при обнаружении брака проводят проверку их удвоенного количества.

Визуальный и измерительный контроль проводят в соответствии с требованиями нормативных документов[2)].

5.5.5 На поверхностях труб или соединительных деталей не допускается вмятин, коррозионных повреждений, рванин, плен, пузырей, вздутий, трещин, вкатанной окалины и других загрязнений, а также расслоений, выходящих на торцевые участки.

[1)] В Российской Федерации также проводится проверка наличия и содержания сертификата соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» на технические устройства или иной формы соответствия (заключение экспертизы промышленной безопасности), согласно Федеральному закону от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», если иная форма оценки соответствия технического устройства не установлена.

[2)] В Российской Федерации визуальный и измерительный контроль проводят в соответствии с РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю».

5.5.6 В случае повторного выявления хотя бы одного бракованного изделия всю партию труб (соединительных деталей) выбраковывают.

5.5.7 Допустимые отклонения геометрических размеров трубы (толщина стенки, наружный диаметр, овальность) определяют по ГОСТ 32528, ГОСТ 32678, ГОСТ 33228, ГОСТ 3262, ГОСТ 8696, ГОСТ 8731, ГОСТ 8732, ГОСТ 10692, ГОСТ 10704 и ГОСТ 20295.

5.5.8 В процессе строительства газопроводов осуществляют контроль качества строительно-монтажных работ в соответствии с нормативными документами[1)].

6 Ликвидация

Ликвидацию газопроводов проводят в соответствии с ГОСТ 34715.0.

[1)] В Российской Федерации контроль качества строительно-монтажных работ осуществляют в соответствии с Градостроительным кодексом Российской Федерации от 29 декабря 2004 г. № 190-ФЗ, СП 48.13330.2011 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства», СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы», СП 11-110-99 «Авторский надзор за строительством зданий и сооружений» и СП 246.1325800.2016 «Положение об авторском надзоре за строительством зданий и сооружений».

Приложение А
(обязательное)

Технология укладки газопроводов с бермы траншеи

А.1 При применении труб с заводской или базовой изоляцией укладку изолированной трубной плети допускается выполнять непрерывным либо циклическим методом путем «перехвата» или «переезда». При непрерывном опускании применяют катковые (ролико-канатные) полотенца, а также троллейные подвески, для цикличной укладки используют мягкие монтажные полотенца.

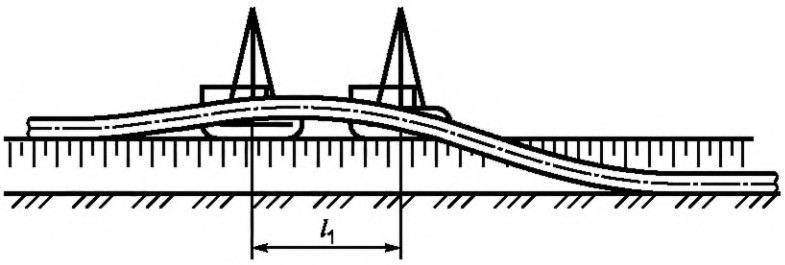
А.2 Заготовку изолированных плетей на трассе проводят за счет использования труб с заводским или базовым антикоррозионным покрытием. Изоляционные работы на трассе сводятся к очистке и изоляции сварных соединений и соединительных деталей, устранении повреждений защитного покрытия, возникших при транспортировании труб.

А.3 Очистку и изоляцию сварных соединений выполняют на берме траншеи до начала работ по укладке плетей. При этом зазор между плетью и поверхностью грунта должен быть таким, чтобы полностью обеспечивалась принятая технология выполнения этих работ. Требуемое значение указанного зазора реализуется, как правило, за счет применения временных (технологических) опор заданной высоты.

Если применение опор невозможно (например, на болотах), то плеть в месте проведения работ следует приподнять с помощью трубоукладчиков или других грузоподъемных средств, количество и расположение которых должны соответствовать данным, приведенным в таблице А.1 и на рисунках А.1— А.4.

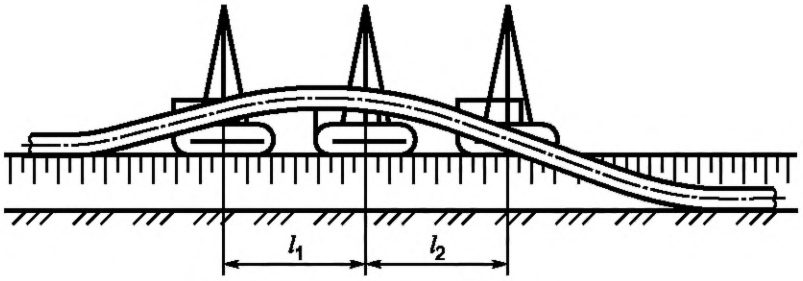
Таблица А.1 — Расстояния между трубоукладчиками при непрерывной укладке плети газопровода

DN	Схема (рисунки А.1—А.4)	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами), м	
		l_1	l_2
Св. 50 до 100 включ.	А.1	8—12	—
Св. 150 до 200 включ.	А.1	10—15	—
Св. 250 до 400 включ.	А.1	12—18	—
Св. 500 до 700 включ.	А.1	18—24	—
Св. 700 до 900 включ.	А.2	18—26	10—15
Св. 1000 до 1200 включ.	А.3	24—32	17—25
Св. 1200	А.4	33—40	27—36



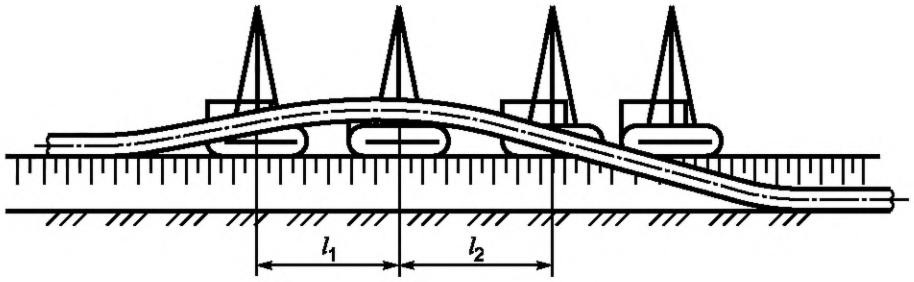
l_1 — расстояние между трубоукладчиками

Рисунок А.1 — Схема расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке плети газопровода до *DN* 700 включительно



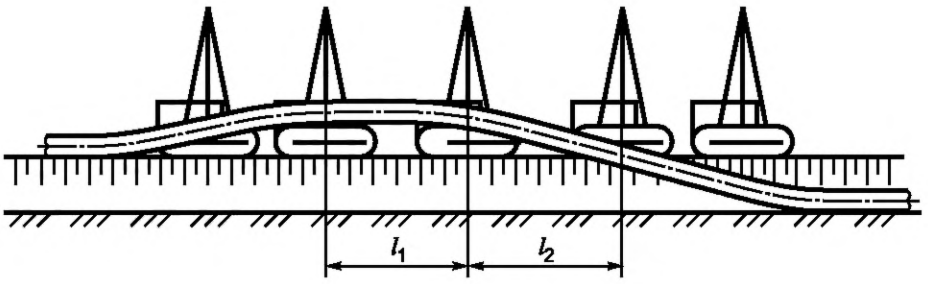
l_1, l_2 — расстояния между трубоукладчиками

Рисунок А.2 — Схема расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке плети газопровода свыше *DN* 700 до *DN* 900 включительно



l_1, l_2 — расстояния между трубоукладчиками

Рисунок А.3 — Схема расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке плети газопровода свыше *DN* 1000 до *DN* 1200 включительно



l_1, l_2 — расстояния между трубоукладчиками

Рисунок А.4 — Схема расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке плети газопровода свыше *DN* 1200

Возможно также совмещение операций по изоляции сварных соединений и укладке газопровода.

А.4 Подготовленные к укладке плети должны находиться на удалении от бровки траншеи на расстоянии не менее 0,5 м.

А.5 Для металлических частей трубоукладчиков, в частности их стрел, а также жестких деталей монтажных приспособлений (траверсы, грузонесущие скобы и т. п.), которые могут в процессе работы контактировать с трубой, устанавливают (предусматривают) прокладки из эластичного материала.

А.6 Непосредственно перед укладкой плети, а также в процессе ее опускания в траншею осуществляют тщательный контроль за состоянием изоляционного покрытия и принимают неотложные меры по устранению обнаруженных дефектов.

А.7 Укладку газопровода допускается вести по одной из двух схем:

- схема I — сваренную и полностью заизолированную плеть приподнимают над строительной полосой на высоту, равную 0,5—0,7 м, с помощью нескольких трубоукладчиков и смещают ее в сторону траншеи; затем опускают

плеть в проектное положение. Указанные операции допускается выполнять как непрерывным способом (с использованием катковых средств), так и циклично (с применением мягких монтажных полотенец);

- схема II — плеть с неизолированными сварными соединениями приподнимают над строительной полосой на высоту, равную 1,2—1,5 м (эта высота назначается применительно к средней части колонны); подъем плети осуществляется трубоукладчиками, которые создают фронт работ для очистки и изоляции сварных соединений. По мере готовности плети к укладке проводят ее надвижку в сторону траншеи и опускают в проектное положение.

Процесс укладки по данной схеме проводят циклично с периодом, определяемым интервалом времени, необходимым для очистки и изоляции сварных соединений.

А.8 Под приподнятый участок газопровода для обеспечения безопасности процесса очистки и изоляции сварных соединений подводят страховочные опоры.

А.9 При проведении работ по изоляции сварных соединений и укладке газопровода цикличным способом следует стремиться к тому, чтобы расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) в колонне были одинаковыми между собой с тем, чтобы обеспечивалась их соизмеримость с расстояниями между сварными соединениями, подлежащими изоляции.

А.10 Укладку газопровода в траншею (с предварительно изолированными сварными соединениями или со сварными соединениями, на которые наносится изоляция в процессе укладки) при непрерывном методе опускания проводят с использованием технологических схем, показанных на рисунках А.1—А.4.

Значения расстояний между трубоукладчиками (или их группами) приведены в таблице А.1.

А.11 При циклической укладке (методом «перехвата» или «переезда») в колонне должен находиться дополнительно один трубоукладчик, обеспечивающий поочередную подмену тех, которые перемещаются без нагрузки к новой рабочей позиции.

А.12 Схема расстановки трубоукладчиков (без учета подменяющего трубоукладчика) в колонне при цикличном методе укладки должна быть равномерная, т. е. все расстояния l между точками подвеса газопровода одинаковые (см. таблицу А.2).

Таблица А.2 — Расстояния между трубоукладчиками при цикличном методе укладки

DN	Количество трубоукладчиков (грузоподъемных средств), одновременно поддерживающих плеть	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами) l, м
От 50 до 100 включ.	2	8—12
Св. 100 до 200 включ.	2	10—15
Св. 200 до 400 включ.	2	12—18
Св. 400 до 500 включ.	2	18—24
Св. 500 до 800 включ.	3	20—27
Св. 800 до 1000 включ.	4	23—30
Св. 1000 до 1200 включ.	5	28—38

А.13 Если газопровод на коротких участках содержит большое количество поворотов (с использованием отводов) или на трассе имеется большое количество пересечений (дороги, подземные газопроводы и другие коммуникации), укладочные работы проводят методом последовательного наращивания, выполняя монтаж плети непосредственно в проектном положении из отдельных труб или секций, подаваемых с бермы.

А.14 Укладочные (изоляционно-укладочные) работы в горных условиях при поперечных уклонах строительной полосы до 8° и на полках, имеющих достаточную ширину для прохода колонны, при их продольной крутизне не более 10° выполняют теми же методами, что и в обычных условиях.

На косогорах с уклоном более 8° необходимо устраивать полки.

А.15 При продольных уклонах трассы от 10° до 25° изоляционно-укладочная колонна должна работать, как правило, с использованием дополнительного трубоукладчика, оснащенного монтажным полотенцем. При подходе колонны к участку со спуском его следует устанавливать перед головным трубоукладчиком, а при завершении работ на затяжном подъеме — в конце колонны, т. е. позади изоляционной машины.

А.16 На участках трассы с продольными уклонами более 25° изоляционно-укладочные работы ведут совместно со сварочно-монтажными в данной последовательности:

- доставка отдельных труб или секций на специально подготовленные монтажные площадки, которые размещают на горизонтальных участках трассы;
- очистка и изоляция зон кольцевых сварных швов, которые заранее могут быть заготовлены на тех же монтажных площадках;

- последовательное наращивание газопровода, включая выполнение работ по очистке и изоляции зон сварных соединений, с периодической подачей его по уклону вдоль траншеи.

Продольное перемещение наращиваемой плети осуществляют с помощью трубоукладчиков, тягачей и тракторных лебедок, установленных и закрепленных путем якорения на монтажной площадке. Якорение строительной техники проводят при уклонах крутизной свыше 15°.

А.17 Допускается в отдельных случаях проводить укладку трубной плети с бермы траншеи в обводненную траншею; при этом укладываемые плети должны быть предварительно забалластированы, либо их пригрузку или закрепление на проектных отметках проводят из положения «на плаву» с применением специальных балластирующих или анкерных устройств, технологий и средств механизации.

УДК 662.767:006.354 МКС 23.040

Ключевые слова: сеть газораспределения, стальной газопровод, проектирование, строительство, ликвидация

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *И.А. Королева*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 16.03.2021. Подписано в печать 25.03.2021. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,95.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34715.2—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан

(ИУС № 4 2022 г.)

Поправка к ГОСТ 34715.2—2021 Системы газораспределительные. Проектирование, строительство и ликвидация сетей газораспределения природного газа. Часть 2. Стальные газопроводы

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 8 2023 г.)

gost.e-ecolog.ru