СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДЫ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫЕ НА ТЕРРИТОРИИ ГОРОДОВ И ДРУГИХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

СНиП 2.05.13-83

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Заменен СНиП 2.05.13-90 с 01.01.91
пост № 83 от 09.10.90
БСТ 1-91, с. 11.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
Москва 1988

gost.e-ecolog.ru

УДК 622.692.4.07 (083.75)

СНиП 2.05.13—83. Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов/Госстрой СССР. — М.: Стройиздат, 1987, 8 с.

Разработаны Гипронефтетрансом Госкомнефтепродукта СССР.

Исполнитель Г. А. Проскуряков

Подготовлены к утверждению Отделом технического нормирования и стандартизации Госстроя СССР.

Исполнитель И. В. Сессин

© Стройиздат, 1987

С 3201000000—499
047 (01)—87 Инструкт.-Нормат., 1: вып. — 8—87

Государственный комитет СССР по делам строительства (Госстрой СССР)	Строительные нормы и правила	СНиП 2.05.13-83
	Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов	—

Настоящие нормы распространяются на проектирование новых и реконструируемых участков трубопроводов (в дальнейшем — нефтепродуктопроводы), прокладываемых на территории городов и других населенных пунктов и предназначаемых для транспортирования нефтепродуктов, имеющих при температуре 20°С упругость насыщенных паров не выше 93,6 кПа (~700 мм рт. ст.), давлением до 2,5 МПа (25 кГс/см²) из района их производства (нефтеперерабатывающих заводов) или от магистральных нефтепродуктопроводов до складов нефти и нефтепродуктов, промышленных предприятий, портов и других предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты.

Границами нефтепродуктопровода, на который распространяются требования данных норм, следует считать:

запорное устройство, предусматриваемое на нефтепродуктопроводе на расстоянии 150 м за проектной границей населенного пункта;

ограждение (граница территории) предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты.

Настоящие нормы не распространяются на проектирование нефтепродуктопроводов для районов с сейсмичностью свыше 8 баллов, зон вечномерзлых и пучинистых грунтов, горных выработок, а также трубопроводов, предназначаемых для транспортирования сернистых мазутов, оказывающих коррозионное воздействие на металл труб.

Проектирование нефтепродуктопроводов, сооружаемых на территории предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты, следует осуществлять в соответствии с требованиями СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий, СНиП по проектированию складов нефти и нефтепродуктов и Инструкцией по проектированию технологических стальных трубопроводов на P_y до 10 МПа.

При проектировании нефтепродуктопроводов кроме требований данных норм следует руководствоваться также указаниями СНиП по проектированию магистральных трубопроводов в части требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам.

В состав нефтепродуктопровода входят:

трубопроводы с запорной арматурой;

установки электрохимической защиты трубопроводов от коррозии;

технологическая связь;

устройства электроснабжения и дистанционного управления запорной арматурой и установками электрохимической защиты;

емкости для аварийного сброса нефтепродуктов;

сооружения линейной службы эксплуатации;

устройства автоматического контроля за обнаружением утечек нефтепродуктов из трубопровода.

Внесены	Утверждены	Срок
Государственным комитетом СССР по обеспечению нефтепродуктами	постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства 28 февраля 1983 г. № 31	введения в действие 1 января 1984 г.

Издание официальное

1. КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

1.1. Нефтепродуктопроводы в зависимости от рабочего давления транспортируемого продукта подразделяются на две категории, требования к которым приведены в табл. 1.

Таблица 1

Величина рабочего давления, МПа (кГс/см²)	Категория нефтепродуктопровода	Коэффициент условий работы при расчете трубопроводов на прочность	Количество монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % общего количества	Величина испытательного давления (на трассе)
1,2 (12) до 2,5 (25) (включительно)	А	0,5	100	$P_{исп} = 1{,}5\ P_{раб}$ (при этом напряжение в стали не должно превышать 0,9 предела текучести)
До 1,2 (12)	Б	0,6	100	$P_{исп} = 1{,}25\ P_{раб}$

Примечание. Рабочее давление транспортируемого продукта устанавливается проектом в соответствии с нормами технологического проектирования и должно приниматься не менее величины максимального давления нефтепродукта при установившемся режиме перекачки для данного участка трубопровода.

1.2. Переходы нефтепродуктопроводов через водные преграды на участках протяженностью с 1% обеспеченностью по горизонту высоких вод, а также нефтепродуктопроводы, прокладываемые по отметкам выше водоемов на расстоянии от них менее 150 м, следует относить к категории А.

1.3. Условный диаметр нефтепродуктопроводов не должен превышать, как правило, 200 мм. При соответствующем технико-экономическом обосновании с учетом плотности застройки населенного пункта и значимости зданий и сооружений допускается предусматривать прокладку нефтепродуктопроводов диаметром свыше 200 мм до 500 мм включительно при условии согласования этого решения с органами государственного надзора, отнесения трубопровода к категории А, а также принятия дополнительных проектных решений по обеспечению надежности нефтепродуктопроводов.

1.4. Прокладка нефтепродуктопроводов диаметром свыше 500 мм на территории городов и других населенных пунктов не допускается.

2. ВЫБОР ТРАССЫ И ПРОКЛАДКА НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

2.1. Выбор трассы и прокладка нефтепродуктопроводов на территории городов и других населенных пунктов должны осуществляться с учетом требований СНиП по проектированию планировки и застройки городов, поселков и сельских населенных пунктов.

Транзитная прокладка нефтепродуктопроводов через территории городов и других населенных пунктов не допускается.

2.2. Трасса нефтепродуктопровода должна иметь на территории городов и других населенных пунктов минимальное число пересечений с инженерными коммуникациями и дорогами.

2.3. Трассы нефтепродуктопроводов следует, как правило, прокладывать вне жилой застройки, преимущественно в пределах зеленых зон, санитарно-защитных зон промышленных предприятий и по другим территориям, свободным от застройки.

2.4. При выборе трассы нефтепродуктопроводов следует исходить из условий обеспечения надежности трубопровода, предотвращения возможного проникновения нефтепродукта в здания, сооружения и водоемы, применения наиболее эффективных и высокопроизводительных методов производства строительно-монтажных работ, а также возможности подъезда транспортных и ремонтных механизмов к любому участку трубопровода для проведения ремонтных и аварийных работ.

2.5. Прокладка нефтепродуктопроводов должна предусматриваться только подземной.

Таблица 2

Наименование зданий и сооружений	Минимальные расстояния до трубопровода, м
1. Общественные здания с массовым пребыванием людей (школы, больницы, вокзалы, детские сады, театры и пр.), железнодорожные платформы, жилые здания в три этажа и более	20
2. Жилые здания в один и два этажа; территории промышленных и сельскохозяйственных предприятий; индивидуальные гаражи при количестве боксов более 20; путепроводы железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий с отверстием свыше 20 м	15
3. Железные дороги общей сети и автодороги I, II, III категорий, параллельно которым прокладывается трубопровод; индивидуальные гаражи при количестве боксов менее 20	8
4. Железные дороги промышленных предприятий и автомобильные дороги IV, V, III-п и IV-п категорий, параллельно которым прокладывается нефтепродуктопровод; отдельно стоящие нежилые и подсобные строения	5
5. Мосты железных и автомобильных дорог с отверстием свыше 20 м (при прокладке нефтепродуктопроводов ниже мостов по течению)	70
6. Воздушные линии электропередачи, параллельно которым прокладывается трубопровод; опоры воздушных линий электропередачи при пересечении ВЛ трубопроводов	В соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, утвержденных Минэнерго СССР
7. Инженерные сети (существующие), параллельно которым прокладывается нефтепродуктопровод:	
водопровод и канализация	4
дренажи, дождевая канализация	5
теплопроводы (от наружной стенки каналов)	4
газопроводы, нефтепродуктопроводы	5
8. Кабели междугородной связи Минсвязи СССР и силовые кабели других ведомств	5

Примечания: 1. Расстояния, указанные в табл. 2, следует принимать: для школ, детсадов, лечебных учреждений, отдельных промышленных предприятий — от границ отведенных им территорий с учетом их развития; для железных и автомобильных дорог всех категорий — от подошвы насыпи земляного полотна; для всех мостов — от подошвы конусов. 2. При прокладке в одной траншее нескольких нефтепродуктопроводов расстояние от них до зданий и сооружений принимается от крайнего трубопровода. 3. При соответствующем технико-экономическом обосновании (при невозможности прокладки нефтепродуктопровода с нормативными расстояниями) допускается сокращать до 50% расстояния, приведенные в пп. 1 и 2 табл. 2: а) для нефтепродуктопроводов категории Б при условии отнесения их к категории А; б) для отдельных участков нефтепродуктопроводов категории А при условии прокладки их на этих участках в защитном футляре. 4. Расстояния от подземных нефтепродуктопроводов до водопроводных насосных станций, телевизионных башен, ГЭС, метрополитенов, специальных объектов и сооружений а также до зданий и сооружений, не перечисленных в табл. 2, следует принимать в зависимости от местных условий по согласованию с соответствующими органами государственного надзора.

2.6. Расстояния по горизонтали в свету от подземных нефтепродуктопроводов до зданий и сооружений следует принимать в зависимости от района прохождения трассы (плотности застройки, значимости зданий и сооружений, рельефа местности и пр.), но не менее величин, указанных в табл. 2.

2.7. Минимальная глубина заложения нефтепродуктопроводов должна приниматься не менее 1 м до верха трубы (изоляции).

2.8. Нефтепродуктопроводы следует проектировать сварными встык с установкой на них стальной запорной арматуры равнопроходного сечения, рассчитанной на рабочее давление в трубопроводе.

2.9. Установку запорной арматуры необходимо предусматривать:

в начале нефтепродуктопровода на расстоянии не далее 150 м от проектной границы населенного пункта;

на обоих берегах водных преград независимо от их ширины.

2.10. Запорная арматура, устанавливаемая на нефтепродуктопроводах, должна предусматриваться с дистанционным электрическим приводом.

2.11. В начале трассы нефтепродуктопровода в дополнение к основной должна предусматриваться резервная запорная арматура с дистанционным приводом. Запорную арматуру следует размещать в колодцах (или на ограждаемых открытых площадках).

2.12. При удалении узла врезки нефтепродуктопровода в магистральный трубопровод на расстоянии менее 2 км от границы населенного пункта допускается не предусматривать установку основной и резервной запорной арматуры. В этом случае используется арматура, находящаяся в узле врезки в магистральный трубопровод.

2.13. Нефтепродуктопроводы на территории предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты, должны оборудоваться предохранительными клапанами. Сброс нефтепродуктов от этих клапанов следует предусматривать в специальные резервуары, объем и количество которых определяется по нормам технологического проектирования.

2.14. Для снижения давления в нефтепродуктопроводе до допустимого значения в соответствии с табл. 1 настоящих норм следует в узле врезки ответвления в магистральный трубопровод перед населенным пунктом предусматривать специальные дросселирующие устройства (шайбы, диафрагмы или регуляторы давления).

2.15. Допускается укладка до четырех ниток нефтепродуктопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). При этом диаметр каждой нитки трубопровода не должен превышать 150 мм, а расстояния между ними в свету следует предусматривать достаточными для производства монтажа и ремонта трубопроводов.

2.16. Поперечный профиль траншей нефтепродуктопровода должен назначаться в соответствии с требованиями СНиП по производству работ при строительстве магистральных трубопроводов и СНиП по производству и приемке земляных работ и сооружений.

2.17. Расположение узлов пуска и приема очистных и разделительных устройств на нефтепродуктопроводах в пределах проектной городской черты вне территории предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты, расположенных в границах населенных пунктов, не допускается.

2.18. Допускается прокладка нефтепродуктопроводов через водные преграды шириной более 75 м в одну нитку при условии возможности временного прекращения подачи нефтепродукта на срок, необходимый для проведения профилактических или ремонтных работ на этих переходах.

2.19. Прокладка нефтепродуктопроводов через железные и автомобильные дороги, трамвайные пути, а также при пересечении улиц и проездов независимо от типа их покрытия должна предусматриваться в защитном футляре из стальных труб, диаметр которого определяется из условия производства работ и конструкции перехода, но должен быть на 200 мм больше наружного диаметра трубопровода.

Концы футляра должны выводиться на расстояние не менее 1,5 м от бортового камня проезжей части улиц и не менее 1 м от подошвы насыпи при пересечении автомобильных и железных дорог. Концы футляров должны быть заглушены или уплотнены. На одном из концов футляра должна предусматриваться контрольная трубка, выходящая под защитное устройство.

Примечание. При прокладке нефтепродуктопровода в соответствии с примечанием табл. 2, п. 3б устройство дополнительного футляра не требуется.

2.20. Прокладку нефтепродуктопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП по проектированию мостов и труб.

2.21. При взаимном пересечении нефтепродуктопроводов расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм. Пересечения нефтепродуктопроводов с инженерными сетями (водопровод, канализация, кабели и т. п.) должны предусматриваться в соответствии с требованиями СНиП по проектированию генеральных планов промышленных предприятий. При пересечении с инженерными сетями, проложенными в каналах, нефтепродуктопровод должен прокладываться не менее чем на 0,4 м ниже отметки дна канала.

2.22. Для определения местоположения нефтепродуктопроводов, запорной арматуры и других устройств по трассе трубопровода необходимо предусматривать установку на стенах зданий и сооружений или на специальных ориентирных столбиках типовой конструкции табличек-указателей, на которых должна быть нанесена соответствующая надпись, в том числе номер телефона, по которому следует обращаться в случае повреждения нефтепродуктопровода.

2.23. Конструкция и материал колодцев, предусматриваемых на трубопроводах, долж-

ны исключать возможность проникновения в них грунтовых вод и предусматриваться из несгораемых материалов (бетон, железобетон).

2.24. В местах прохода трубопровода через стенки колодцев и камер необходимо предусматривать уплотняющие устройства (в сухих грунтах — патрубки, в увлажненных — сальники).

2.25. Проектирование контрольно-измерительных пунктов и пунктов для размещения регуляторов давления необходимо осуществлять в соответствии с требованиями СНиП по проектированию производственных зданий промышленных предприятий.

2.26. Огнестойкость зданий и сооружений на нефтепродуктопроводах должна приниматься не ниже II степени.

2.27. Приемники электрической энергии нефтепродуктопроводов в части обеспечения надежности электроснабжения следует относить ко второй категории.

2.28. Диаметр нефтепродуктопроводов должен определяться в соответствии с нормами технологического проектирования.

2.29. Расчет нефтепродуктопроводов на прочность следует производить в соответствии с требованиями Указаний по расчету стальных трубопроводов различного назначения. При этом коэффициент условий работы трубопровода должен приниматься по табл. 1.

2.30. При проектировании нефтепродуктопроводов должны предусматриваться мероприятия по контролю за их техническим состоянием, а также средства автоматизации, обеспечивающие ручное (местное) и дистанционное закрытие запорной арматуры с диспетчерского пункта магистрального трубопровода или объекта потребления и распределения нефтепродуктов в случае утечек продукта из трубопровода.

2.31. Управление запорной арматурой нефтепродуктопроводов необходимо предусматривать: местное (наладочный режим) и дистанционное (автоматическое) — диспетчером магистрального нефтепродуктопровода или оператором предприятий, потребляющих или распределяющих нефтепродукты.

3. МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ

3.1. Материалы и технические изделия, применяемые для строительства нефтепродуктопроводов, должны отвечать требованиям государственных стандартов и технических условий, утвержденных в установленном порядке, и иметь сопроводительные документы (паспорта, сертификаты), подтверждающие это соответствие.

Выбор труб, фасонных деталей и других технических изделий, а также определение области их применения должны осуществляться в соответствии с требованиями СНиП по проектированию магистральных трубопроводов и Инструкции по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности, согласованной с Госстроем СССР.

3.2. Для строительства нефтепродуктопроводов следует предусматривать стальные трубы группы В, т. е. с гарантированными механическими характеристиками и химическим составом металла.

3.3. При проектировании нефтепродуктопроводов следует предусматривать трубы бесшовные по ГОСТ 8731—74 и ГОСТ 8733—74 и электросварные по ГОСТ 20295—74, изготовленные из спокойных и полуспокойных углеродистых и низколегированных хорошо сваривающихся сталей. При этом бесшовные трубы допускается предусматривать для строительства нефтепродуктопроводов, как правило, диаметром до 168 мм.

3.4. Трубы из углеродистой полуспокойной стали допускается применять при толщине стенки не более 10 мм в районах с расчетной температурой воздуха наиболее холодной пятидневки не ниже минус 30°С при обеспечении температуры стенки трубопроводов при эксплуатации не ниже минус 20°С.

3.5. Электросварочные трубы, предусматриваемые для нефтепродуктопроводов, должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы подвергнуты 100%-ному контролю физическими методами.

3.6. Для футляров должны применяться стальные прямошовные или спирально-шовные трубы по ГОСТ 10704—76 и ГОСТ 8696—74 и другим стандартам или техническим условиям, изготовленные из хорошо сваривающихся углеродистых сталей любых марок.

3.7. Применяемые трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе гидравлическим давлением или иметь гарантию этого давления, о чем должна быть соответствующая запись в сертификатах.

Величина испытательного давления должна соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, по которым предусматриваются трубы.

4. ИСПЫТАНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

4.1. Для каждого участка нефтепродуктопровода в проекте должны быть указаны виды испытаний, величина испытательного давления и способ проведения испытания, а также, при необходимости, способы очистки внутренней поверхности труб и места водозабора и слива воды после очистки и испытания.

4.2. Нефтепродуктопроводы до сдачи в эксплуатацию должны подвергаться испытанию на прочность и проверке на герметичность.

4.3. Испытание на прочность и проверку на герметичность нефтепродуктопроводов следует производить гидравлическим способом и по специальной инструкции, разработанной применительно к конкретному трубопроводу в соответствии с требованиями СНиП по правилам производства работ на магистральных трубопроводах и учитывающей мероприятия по обеспечению безопасности.

4.4. Величину испытательного давления трубопровода на прочность следует устанавливать с учетом отметок высот по продольному профилю трассы и категории нефтепродуктопровода. При этом величина испытательного давления должна приниматься:

в нижней точке испытываемого участка трубопровода — равной значению гарантированного заводом давления, определяемого по стандарту на трубы, которые уложены на испытываемом участке;

в верхней точке испытываемого участка трубопровода — в зависимости от категории нефтепродуктопровода в соответствии с данными табл. 1, но не менее рабочего давления в узле врезки ответвления в магистральный трубопровод.

4.5. Нефтепродуктопроводы должны испытываться на прочность в два этапа:

первый этап — после укладки, но до засыпки;

второй этап — после засыпки всего нефтепродуктопровода грунтом.

4.6. Переходы нефтепродуктопроводов через водные преграды и прилегающие прибрежные участки должны испытываться на прочность в три этапа:

первый этап — после сварки участка трубопровода на стапеле или площадке, но до изоляции (только участки, укладываемые с помощью подводно-технических средств);

второй этап — после укладки, но до засыпки;

третий этап — одновременно с прилегающими участками.

Продолжительность времени выдержки под давлением для первого и второго этапов — 6 ч, для третьего этапа — 12 ч.

Нормы испытательного давления должны составлять:

на первом и втором этапах испытания — в соответствии с табл. 1, но не менее 1,2 МПа (12 КГс/см^2);

на третьем этапе — в соответствии с указаниями п. 4.4.

4.7. Проверка на герметичность нефтепродуктопроводов производится после испытания на прочность и снижения испытательного давления до рабочего.

Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы.

4.8. Допускаемые нормы падения давления за время испытаний следует устанавливать в соответствии с отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

5. ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

5.1. Проектирование средств защиты наружной поверхности нефтепродуктопроводов от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует осуществлять в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015—74. При этом независимо от условий прокладки трубопровода и коррозионной активности грунтов следует предусматривать весьма усиленный тип изоляционного покрытия и электрохимическую защиту.

5.2. На участках строящихся нефтепродуктопроводов, подверженных влиянию блуждающих токов, электрохимическую защиту от коррозии следует осуществлять и включать в работу в соответствии с проектом и, как правило, одновременно с укладкой нефтепродуктопровода в грунт, но не позднее сроков, определяемых требованиями СНиП по правилам производства и приемки работ магистральных трубопроводов.

5.3. Контрольно-измерительные пункты должны размещаться на нефтепродуктопроводах в соответствии с требованиями СНиП по проектированию магистральных трубопроводов. Кроме того, контрольно-измерительные пункты следует устанавливать на трассе нефтепродуктопровода на расстоянии прямой видимости, но не более 200 м друг от друга.

5.4. Для цепей электрохимической защиты, прокладываемых в земле, следует применять, как правило, бронированные силовые кабели с пластмассовыми оболочками.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Классификация нефтепродуктопроводов 2
2. Выбор трассы и прокладка нефтепродуктопроводов 2
3. Материалы и технические изделия 5
4. Испытания нефтепродуктопроводов 6
5. Защита трубопроводов от коррозии 6

ГОССТРОЙ СССР

СНиП 2.05.13-83

Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов

Редакция инструктивно-нормативной литературы
Зав. редакцией *Л. Г. Бальян*
Редактор *Э. И. Федотова*
Мл. редактор *В. В. Белоцерковская*
Технические редакторы *О. С. Москвина, Г. Н. Орлова*
Корректор *Л. П. Бирюкова*

Н/К

Сдано в набор 05.06.85 г. Подписано в печать 15.07.85 г. Формат 84 × 108¹/₁₆
Бумага офс. № 2 Гарнитура "Литературная" Печать офсетная Усл. печ. л. 0,84
Усл. кр. отт 1,47 Уч. – изд. л. 0,74 Тир. 38000 экз. Изд № X11 – 681 Зак. 231 Цена 5 коп.

Стройиздат, 101442, Москва, Каляевская, 23 а

Типография Госагропрома РСФСР
143013, Московская область, Немчиновка 1, Можайское ш., 30.

gost.e-ecolog.ru