МИНИСТЕРСТВО ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

СОГЛАСОВАНА:

ГУПО МВД СССР
"30" мая 1978г.
№ 7/6/2162

Госстроем СССР
"29" сентября 1978г.
№ I-4099

ИНСТРУКЦИЯ

ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

ВСН 5I-03-78

УТВЕРЖДЕНЫ РЕШЕНИЕМ
МИНГАЗПРОМА от "30" ноября 1978г.
№ 8

г.Донецк, 1978г.

Настоящая инструкция является дополнением к нормативам "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования" и "Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов", которое учитывает специфические свойства сжиженных углеводородов, отличающие их от природного газа и нефтепродуктов.

Инструкция разработана Государственным научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом "ЮжНИИгипрогаз", Всесоюзным институтом по проектированию объектов газовой промышленности "Союзгазпроект", Всесоюзным научно-исследовательским институтом природных газов "ВНИИГаз", Государственной газовой инспекцией Мингазпрома.

Министерство газовой промышленности (Мингазпром)	Ведомственные строительные нормы Инструкция по проектированию трубопроводов для транспортирования сжиженных углеводородов	ВСН 51-03-78 Мингазпром Взамен "Указания по проектированию трубопроводов для сжиженных пропана, бутана и их смесей, нестабильных бензина и конденсата"

I. Общие указания

I.I. Настоящая инструкция распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые магистральные трубопроводы Ру до I00 кгс/см2 и Ду до I000 мм включительно, предназначенные для транспортирования в жидкофазном состоянии сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов, нестабильного бензина, нестабильного газового конденсата, других углеводородов с упругостью насыщенных паров при температуре плюс 20 °С более 2 кгс/см2 (абс.), объединяемых общим понятием "сжиженные углеводороды".

Инструкция не распространяется на трубопроводы, предназначенные для транспортирования:

– стабильного конденсата, бензина и других нефтепродуктов с упругостью паров при температуре плюс 20°С менее 2 кгс/см2 (абс.), проектирование которых должно вестись в полном соответствии с требованиями, предъявляемыми к нефтепродуктопроводам главой СНиП "Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования" и нормативным документом "Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов";

– сжиженных углеводородов, охлажденных до температуры ниже минус 40°С, а также сжиженных углеводородов с содержанием сероводорода в пересчете на паровую фазу более 50 мг/нм^3, проектирование которых должно производиться с соблюдением специальных требований.

Внесены Государственным научно-исследовательским и проектно-конструкторским институтом "ВНИИгипрогаз"	Утверждены решением Мингазпрома от "30" ноября 1978г № 8	Срок введения в действие с "1" января 1979 г.

I.2. Инструкция обязательна для всех организаций Мингазпрома, проектирующих, строящих и эксплуатирующих трубопроводы сжиженных углеводородов.

I.3. Отступления от настоящей инструкции могут быть допущены только с разрешения Государственной газовой инспекции Мингазпрома.

2. Строительные и конструктивные требования

2.I. Трубопроводы сжиженных углеводородов, с учетом ограничений и уточнений, приведенных в настоящей инструкции, должны отвечать требованиям, исключая п.п.I.I., 2.I., 2.4., 3.I2., 3.I3., 4.I7., 4.I8., 4.I9., I2.I., I2.II., I2.I2. и поз.I таблицы 3, предъявляемым главой СНиП [I] к газопроводам и трубопроводам сжиженных углеводородных газов.

2.2. Участки трубопроводов сжиженных углеводородов, прокладываемые через водные преграды и вдоль водных преград должны категорироваться как нефте-нефтепродуктопроводы согласно поз.I и 23 таблицы 3 главы СНиП [I], исключая участки этанопроводов в условиях, оговариваемых поз. I"е" той же таблицы, которые следует относить к Ш категории.

Участки трубопроводов сжиженных углеводородов в условиях, не оговариваемых таблицей 3 главы СНиП [I], независимо от их диаметра и вида прокладки, должны относиться к Ш категории.

2.3. Минимальные расстояния от осей подземных трубопроводов диаметром свыше 500 до I000 мм включительно до различных объектов, указанных в таблице I9 главы СНиП [I], должны приниматься равными: для группы объектов, перечисленных в поз.I. таблицы - I000 м; для группы объектов, перечисленных в поз.2 таблицы - 800 м; для группы объектов, перечисленных в поз. 3 таблицы - 350 м.

2.4. Трубопроводы сжиженных углеводородов, прокладываемые вне населенных пунктов и промышленных предприятий на расстояниях 1000 м и менее, должны относиться к I категории в пределах проекции объекта на трубопровод и примыкающих к проекции с обеих сторон участков длиною, равной соответствующим минимальным расстояниям, указанным в таблице 19 главы СНиП [1] или в п.2.3. настоящей инструкции. При этом вдоль трубопроводов, исключая трубопроводы, предназначенные для транспортирования этана, являющегося низкокипящим продуктом, в соответствии с п.5.12. главы СНиП [1] должны предусматриваться отводные канавы.

2.5. Запорная арматура, предусматриваемая к установке п.4.14. главы СНиП [1] на трубопроводах, оговоренных п.2.4. настоящей инструкции, должна размещаться непосредственно у границ участка I категории.

2.6. В качестве линейной запорной арматуры должна использоваться предназначенная для бесколодезной установки арматура бессальниковой конструкции.

Допускается применять в качестве линейной сальниковую арматуру, но в этом случае она должна размещаться надземно на опорах.

2.7. Запорная арматура должна быть стальной, предназначенной для соединения с трубопроводами сваркой.

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

Затворы запорной арматуры должны отвечать первому классу герметичности по стандарту [2] .

2.8. Линейная запорная арматура, а также запорная арматура, устанавливаемая у границ участков I категории, располо-

женных выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстояниях 1000 м и менее, должна иметь дистанционное управление.

2.9. При параллельной прокладке двух и более ниток трубопроводов узлы линейной арматуры должны располагаться со смещением друг относительно друга не менее 50 м при диаметре трубопровода до 700 мм включительно и не менее расстояний, указанных в п.4.15. главы СНиП [1], при диаметре трубопровода свыше 700 мм.

2.10. На обоих концах каждого линейного участка трубопровода вместо предусматриваемых п.4.18. главы СНиП [1] продувочных свечей должны устраиваться специальные ответвления.

Каждое ответвление должно быть оснащено запорным органом.

Ответвления смежных линейных участков должны подключаться к сбросному коллектору, прокладываемому под прямым углом к магистральному трубопроводу.

Коллектор должен иметь длину не менее 10 м, выступать на 0,5 м над поверхностью земли и заканчиваться фланцевой заглушкой.

В комплекте аварийных средств проектом должны быть предусмотрены два разборных трубопровода длиной не менее 90 м каждый, предназначенные для подключения к сбросному коллектору с целью отвода продукта из подлежащих ремонту участков трубопровода в сооружаемые на время планового ремонта или ликвидации аварии ямы в земле (амбары), в которых сбрасываемый продукт, в случае невозможности его утилизации, подлежит сжиганию.

2.11. Устройство колодцев для сбора продукта из футляров,

предусматриваемых на переходах через железные и автомобильные дороги, для трубопроводов сжиженных углеводородов не допускается.

2.12. Магистральные трубопроводы диаметром 150 мм и более должны оснащаться узлами приема и запуска очистных устройств. Места расположения узлов устанавливаются проектом в зависимости от конкретного профиля трассы трубопровода.

Рекомендуется предусматривать узлы приема и запуска очистных устройств через каждые 50 км.

2.13. Все элементы трубопроводов, оснащаемых узлами приема и запуска очистных устройств, должны быть равнопроходными.

2.14. Пункты дистанционного управления запорными органами узлов приема и запуска очистных устройств могут размещаться в любой точке полосы земель, отводимых под трубопровод на период строительства, за пределами границы, которая описывается радиусом, равным соответствующему расстоянию по группе объектов, указанных в поз.3 таблицы 19 главы СНиП [1] : для узла запуска - в направлении движения очистного устройства, для узла приема - в направлении, противоположном движению очистного устройства.

2.15. Ответвления от магистральных трубопроводов, за исключением ответвлений к собственной промежуточной насосной, должны предусматриваться со смещением друг относительно друга не менее 30м. Величина смещения ответвлений к собственной насосной магистрального трубопровода устанавливается проектом.

2.16. Насосные станции по отношению к близлежащим производственным и жилым объектам должны располагаться на более низких отметках.

2.17. Проектирование насосных станций магистральных трубопроводов должно вестись с учетом требований п.п.9.7., 9.8., 9.10.-9.15., 9.17., 9.18., 9.22., 9.23., 9.28., 9.29., 9.36., 9.39. - 9.55., 9.57., 9.58., 9.69. -9.94., 9.96. -9.98., 9.102., 9.103., 9.109., 9.177., 9.179. (применительно к ПНС), 9.181. (применительно к ПНС), 9.182., 9.183. главы СНиП [4] , а также требований нормативных документов [5]- [18] и [19] в части, не противоречащей требованиям главы СНиП [1] .

2.18. Устройство газопроводов в пределах промплощадки насосной станции должно отвечать правилам [20], исключая требование, запрещающее использование сварных труб для сооружения трубопроводов сжиженных углеводородов диаметром более 400 мм.

2.19. Запорная арматура на отводах от насосов к всасывающим и нагнетательным коллекторам должна быть дистанционно управляемой и размещаться: для оперативной работы - внутри здания насосной станции, для аварийных отключений - снаружи, на расстоянии не менее 3 и не более 50 м от стены здания насосной.

2.20. Трубопроводы насосных станций должны иметь уклон: всасывающие - к насосам, нагнетательные - от насосов; на них не должно быть изгибов в вертикальной плоскости, препятствующих свободному стоку продукта, а также местных сопротивлений, способствующих образованию "паровых пробок".

2.21. Электроснабжение двигателей технологических насосов, воздушных компрессоров, вентиляторов общеобменной и аварийной систем вентиляции, электроприемников аварийного освещения должно предусматриваться: на головных насосных станциях - первой, на промежуточных - второй категории надежности.

Электроснабжение двигателей пожарных насосов на всех насосных станциях должно быть первой категории надежности.

2.22. Насосные станции должны оснащаться автоматическими установками пожаротушения.

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

3. Технологические требования

3.1. Трубопроводы сжиженных углеводородов должны проектироваться в соответствии с нормами [3], за исключением требований разделов 3-7 и п.п.1.2., 1.4., 2.5.-2.10., 2.13., которые уточнены настоящей инструкцией.

3.2. Расчетное число часов работы магистрального трубопровода и его сооружений должно определяться, исходя из годовых графиков работы предприятий-поставщиков и потребителей. С учетом времени, необходимого на ремонт, оно должно составлять не менее 8760 часов в год.

При этом для обеспечения возможности опорожнения резервуарного парка головной насосной станции, расчетная суточная пропускная способность магистрального трубопровода должна быть на 15% больше номинальной производительности предприятия-поставщика.

3.3. Количество ниток и направление трассы трубопровода, тип и количество насосов, число насосных станций и их места расположения по трассе трубопровода устанавливаются проектом на основе проработки возможных вариантов технических решений.

3.4. В районах прохождения магистрального газопровода трубопровод сжиженных углеводородов, с целью обеспечения возможности использования газа для выдавливания из него продукта, должен прокладываться параллельно газопроводу и на каждом линейном участке соединяться с ним не менее чем двумя перемычками.

Допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании вместо параллельной прокладки трубопроводов ограничиться несколькими отводами от газопровода к трубопроводу сжиженных углеводородов.

3.5. Все параллельно прокладываемые трубопроводы сжиженных углеводородов на каждом линейном участке должны быть связаны между собой перемычками.

3.6. Минимальное давление в любой точке трубопровода с целью предотвращения образования двухфазного потока должно быть выше упругости паров продукта на 5 кгс/см2, для чего перед каждой насосной станцией и перед каждым потребителем на трубопроводе должен предусматриваться соответствующий регулятор давления "до себя".

3.7. Гидравлический расчет трубопроводов должен производиться: при транспорте продукта в однофазном состоянии - по методике главы СНиП [4] , при транспорте продукта в двухфазном состоянии - в соответствии с методическими указаниями [21] .

3.8. На участках трубопровода, имеющих перевальные точки, для выброса газовоздушной смеси при продувке трубопровода, а также для подключения к трубопроводу КИП при отладке режимов работы должны предусматриваться штуцера, оборудуемые вентилями.

Штуцера должны располагаться в 50м от перевальных точек в направлении движения потока.

Местонахождение перевальных точек устанавливается гидравлическим расчетом.

3.9. Сжиженные углеводороды, кроме нестабильного конденсата, перед поступлением в магистральный трубопровод должны проходить очистку и осушку в установках заводов-поставщиков или головной насосной станции.

Нестабильный конденсат допускается транспортировать на газоперерабатывающие заводы неосушенным.

3.10. В начальной точке и опасных по скоплению влаги местах магистрального трубопровода должна предусматриваться подача метанола.

Потребное количество метанола устанавливается проектом в зависимости от исходной влажности и возможной минимальной температуры продукта по трассе.

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

3.12. Упругость паров продукта при установлении рабочего давления трубопровода для расчета его на прочность должна приниматься исходя из максимально возможной температуры продукта в условиях транспортирования:

а) плюс 50°С – для надземных нетеплоизолированных участков трубопроводов независимо от климатических характеристик района прохождения трубопровода,

б) наибольшая температура почвы в районе прохождения участка трубопровода согласно справочнику по климату [22] – для подземных участков трубопроводов,

в) температура наружной стенки трубы, устанавливаемая расчетом по наибольшей из абсолютных максимальных температур наружного воздуха в районе прохождения расчетного участка трубопровода согласно главе СНиП [23] для подземных участков трубопроводов, имеющих местные теплоизолируемые выходы на поверхность земли.

3.13. Рабочее давление трубопровода нестабильного газового конденсата в случае безнасосного транспорта должно приниматься равным меньшему из давлений, характеризующих соответствующий промысловый аппарат: расчетному давлению аппарата или установочному давлению предохранительного клапана, защищающего этот аппарат.

3.14. Транспорт различных видов сжиженных углеводородов может предусматриваться путем последовательной перекачки по одному магистральному трубопроводу. В этом случае расчет трубопровода на прочность должен производиться по продукту с наибольшей упругостью паров, а последовательная перекачка предусматриваться только с использованием механических разделителей.

3.15. В составе сооружений каждой насосной станции для приема продукта при срабатывании предохранительных клапанов насосов, к опорожнению насосов и их обвязочных трубопроводов, а также для создания на всасе насосов противокавитационного подпора должны предусматриваться один или несколько резервуаров общей емкостью, равной 0,03-0,05 суточной производительности магистрального трубопровода.

При этом емкость подпорных резервуаров должна составлять 10% от часовой производительности насосной станции.

3.16. На головной насосной станции кроме резервуаров согласно п.3.15 должны предусматриваться также резервуары, предназначенные для приема продукта при аварийной обстановке на трубопроводе, если у предприятия-поставщика резервуары аналогичного назначения отсутствуют или имеют недостаточную емкость.

Суммарная емкость этих резервуаров на головной насосной и на предприятии-поставщике численно должна равняться трехсуточной номинальной производительности трубопровода.

3.17. В составе сооружений головной насосной станции, размещаемой на территории предприятия-поставщика, помимо резервуаров согласно п.п.3.15 и 3.16 должны предусматриваться самостоятельная операторная со щитами контроля и управления насосными агрегатами и линейной арматурой, а также те бытовые и подсобно-вспомогательные помещения, которые обеспечивали бы нормальные условия для работы обслуживающего персонала головной насосной станции.

3.I8. Резервуар, предназначенный для создания противокавитационного подпора, должен располагаться таким образом, чтобы удовлетворялось условие.

$$H \geq 1{,}2\ (h_s + h_{Тр}),\quad м$$

где:

H – превышение нижней образующей резервуара над осью всасывающего патрубка насоса, м.

h_s – величина кавитационного запаса согласно паспорту насоса, м ст.продукта,

$h_{Тр}$ – гидравлическое сопротивление участка трубопровода между резервуаром и насосом, м ст.продукта.

3.I9. Минимально допустимый уровень продукта в подпорном резервуаре должен определиться по формуле:

$$h = 1{,}2\ D\sqrt[3]{\frac{w^2}{gD}},\quad м$$

где:

h – минимально допустимый уровень продукта, считая от нижней образующей резервуара, м

Д – диаметр трубопровода, связывающего резервуар с насосом, м

w – скорость продукта в трубопроводе, связывающем резервуар с насосом, м/с.

g =9,8Iм/сек2 – ускорение силы тяжести

3.20. Для обеспечения бескавитационной работы продуктовых насосов при соответствующем обосновании вместо подпорных резервуаров могут предусматриваться специальные подпорные насосы.

3.2I. На промежуточных насосных станциях со схемой работы "Из насоса в насос" создание противокавитационного подпора на всасе не требуется, но при этом гидравлические потери на участке от регулятора давления по п.3.6. до насоса не должны превышать I кгс/см2.

3.22. Система трубопроводной обвязки и арматурного оснащения каждого насоса для перекачки продукта должна обеспечивать:

- защиту насоса от попадания механпримесей, от воздействия обратного потока и от превышения давления сверх расчетного со сбросом продукта в резервуар.
- перепуск продукта с нагнетания насоса в резервуар при отладке режимов работы,
- сброс продукта в резервуар при опорожнении насоса и трубопроводной обвязки;
- выброс продувочных газов на факел.

3.23. Продукты, сбрасываемые через предохранительные устройства, подлежат утилизации путем подачи их в резервуары насосной станции.

3.24. Система управления работой насосной станции должна обеспечивать:

а) автоматическое отключение технологических насосов при:
- повышении давления на всасе и нагнетании сверх расчетного,
- включении аварийной вентиляции,
- прекращении подачи охлаждающей и уплотнительной жидкости, а также воздуха на продувку электродвигателей,
- исчезновении жидкости из насоса,
- срабатывании автоматической установки пожаротушения,

б) автоматическое прекращение подачи продукта в резервуары при повышении в них уровня сверх допустимого предела,

в) автоматическое уменьшение подачи продукта в линию нагнетания при снижении уровня жидкости в подпорном резервуаре до указанной в п.3.19. величины.

3.25. На головной насосной станции перед каждым потребителем должны предусматриваться хозрасчетные замерные пункты.

3.26. Горячие выбросы от продувки насосов, трубопроводов и резервуаров должны сжигаться в факельном устройстве.

ПЕРЕЧЕНЬ

нормативных документов

1. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования. СНиП II-45-75.

2. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов. ГОСТ 9544-75.

3. Нормы технологического проектирования и технико-экономические показатели магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, 847-Н, Москва, Гипротрубопровод, 1972г.

4. Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства. Нормы проектирования. СНиП II-37-76.

5. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП II-33-75.

6. Санитарные правила организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию, Минздрав, 1974 .

7. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СН 245-71.

8. Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок объектов газовой промышленности по их взрыво- и пожароопасности РТМ-1013-73, ВНИИТрансгаз, 1973г.

9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), "Энергия", 1966г.

10. Внутренняя канализация и водостоки зданий. Нормы проектирования СНиП II-Г.4-70.

11. Канализация. Наружные сети и сооружения, СНиП II-32-74.

12. Тепловые сети. СНиП II-36-73.

13. Внутренний водопровод зданий. Нормы проектирования. СНиП II-Г.1-70.

14. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. СНиП II-31-[illegible]

15. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений. СНиП II-А.5-70.

I6. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения. Общие технические требования. ГОСТ 9.015-74.

I7. Производственные здания промышленных предприятий. Нормы проектирования. СНиП II-М.2-72.

I8. Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий. Нормы проектирования. СНиП II-92-76.

I9. Инструкция по определению категорийности, контролю качества сварных соединений, очистке полости и испытанию газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и конденсатопроводов компрессорных и газораспределительных станций, станций подземного хранения газа, установок комплексной подготовки газа, насосных перекачивающих станций и насосных станций для перекачки сжиженных углеводородов, утвержденная Мингазпромом 06.09.I974г.

20. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов, ПУГ-69.

2I. Методические указания по расчету трубопроводов, транспортирующих нестабильный конденсат в двухфазном состоянии (газожидкостные смеси), ВНИИГаз, М., I974г.

22. Справочник по климату СССР "Температура воздуха и почвы", выпуски охватывающие районы прохождения трубопровода.

23. Строительная климатология и геофизика. СНиП II-А.6-72.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

1. Аннотация..... 2

2. Общие указания..... 3

3. Строительные и конструктивные требования..... 4

4. Технологические требования 8

5. Перечень нормативных документов 15