**Автономная некоммерческая профессиональная образовательная организация**

**«УРАЛЬСКИЙ ПРОМЫШЛЕННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ТЕХНИКУМ»**

**ПМ.02 Ремонт теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения**

**МДК 02.01 Технология ремонта теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения**

Учебно-методическое пособие по выполнению самостоятельной работы для специальности «Теплоснабжение и теплотехническое оборудование»

Екатеринбург

2014

Задания для выполнения самостоятельной работы разработаны на основе Федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности СПО «Теплоснабжение и теплотехническое оборудование», базовой подготовки

|  |  |
| --- | --- |
| ОДОБРЕНО цикловой комиссией теплоэнергетикиПредседатель комиссии\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Н.В. Пановаот «12» сентября 2014г. | УТВЕРЖДАЮДиректор АН ПОО «Уральский промышленно-экономический техникум»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ В.И. Овсянников«20» сентября 2014 г. |

Организация-разработчик: АН ПОО «Уральский промышленно-экономический техникум»

Разработчик: **Панова Н.В.,**  преподаватель АН ПОО «Уральский промышленно-экономический техникум»

**Введение**

МДК 02.01 Технология ремонта теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения является разделом специального цикла в структуре основной профессиональной образовательной программы по специальности Теплоснабжение и теплотехническое оборудование.

Учебной программой МДК 02.01 Технология ремонта теплотехнического оборудования и систем тепло- и топливоснабжения предусматривается изучение основ организации и производства ремонтных работ теплотехнического оборудования и тепловых сетей по следующим вопросам:

- технология производства ремонтных и наладочных работ, испытаний теплотехнического оборудования и тепловых сетей;

- организация, планирование и техническая документация ремонтных работ;

- оборудование, инструмент и средства механизации ремонтных работ;

- ремонт паровых и водогрейных котлов;

- ремонт вращающихся механизмов;

- ремонт вспомогательного оборудования котельных;

-ремонт теплопотребляющего оборудования и тепловых сетей;

- дефекты и причины неисправностей теплотехнического оборудования;

- устранение причин неполадок в работе теплотехнического оборудования;

-контроль качества ремонтных работ;

-приемка оборудования из ремонта.

В результате изучения учебной дисциплины **студент должен:**

*знать:*

технологию производства ремонтных работ теплотехнического оборудования и тепловых сетей;

*уметь:*

 выявлять и устранять дефекты и причины неисправностей теплотехнического оборудования.

Для контроля и проверки уровня усвоения знаний студентами предусмотрен экзамен.

 **Общие методические указания**

Рекомендуется следующая последовательность изучения материала:

1. Ознакомиться с содержанием программы.
2. Изучить материал дисциплины.
3. Ответить на вопросы для самопроверки.
4. Закрепить усвоения материала путем ответов на контрольные вопросы.

Систематическая проработка конспектов занятий, учебной и специальной технической литературы (по вопросам к параграфам, главам учебных пособий, составленным преподавателем). Работа с конструкторской документацией, подготовка докладов и выступлений на семинарах. Подготовка к практическим занятиям с использованием методических рекомендаций преподавателя, оформление отчетов по практическим занятиям, подготовка к их защите.

Изучение ремонтно-технологической, нормативной документации по РДТТР

Изучение средств механизации ремонтных работ

**Повторение категорий трубопроводов, материала и сортамента труб в зависимости от параметров рабочей среды.**

Зарегистрировано в Минюсте России 18 февраля 2013 г. N 27149

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ**

**И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**

**ПРИКАЗ**

**от 25 января 2013 г. N 28**

**О ПРИЗНАНИИ НЕ ПОДЛЕЖАЩИМ ПРИМЕНЕНИЮ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОРНОГО И ПРОМЫШЛЕННОГО НАДЗОРА**

**РОССИИ ОТ 10 МАЯ 2003 Г. N 80 "ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ**

**УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ"**

В целях приведения в соответствие с действующим законодательством приказываю:

Считать не подлежащим применению постановление Федерального горного и промышленного надзора России от 10 мая 2003 г. N 80 "Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 19 июня 2003 г., регистрационный номер N 4738; "Российская газета", 2003, N 120/1).

Руководитель

Н.КУТЬИН

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**

 **ПРИКАЗ**

 **от 27 декабря 2012 г. N 784**

**ОБ УТВЕРЖДЕНИИ РУКОВОДСТВА ПО БЕЗОПАСНОСТИ
«РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРОЙСТВУ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ»**

В целях реализации Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 приказываю:

1. Утвердить прилагаемое Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

2. Установить, что положения Руководства по безопасности носят рекомендательный характер.

Врио руководителя
А.В. Ферапонтов

УТВЕРЖДЕНО

приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

от 27.12.2012 г. №784

**РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ**

**«РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРОЙСТВУ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ»**

**I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**Назначение и область применения**

1. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (далее – Руководство по безопасности) содержит общие рекомендации по обеспечению требований промышленной безопасности, предупреждению аварий, инцидентов, случаев производственного травматизма при проектировании, устройстве, изготовлении, испытаниях, монтаже, эксплуатации, экспертизе промышленной безопасности стальных трубопроводов, предназначенных для транспортирования в пределах промышленных предприятий химической, нефтехимической, нефтяной, нефтеперерабатывающей, газовой и других смежных отраслей промышленности газообразных, парообразных и жидких сред, с расчетным давлением до 320 МПа, вакуумом с абсолютным давлением не ниже 665 Па (5 мм рт. ст.) при температуре среды от минус 196 оС до 700 оС, и не является нормативным правовым актом.

В настоящем Руководстве по безопасности применяются термины, определения и сокращения, приведённые в приложении № 1 к настоящему Руководству по безопасности.

Руководство по безопасности разработано в целях содействия соблюдению требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

В целях содействия соблюдения требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности организации, осуществляющие деятельность по проектированию, устройству, изготовлению, испытанию, монтажу, обслуживанию, эксплуатации, экспертизе промышленной безопасности технологических трубопроводов могут использовать иные способы и методы, чем, те, которые указаны в настоящем Руководстве по безопасности.

В дополнение к рекомендациям Руководства по безопасности целесообразно руководствоваться положениями технических регламентов, федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, национальных стандартов, строительных норм и правил, отраслевых стандартов, стандартов предприятий, а также иных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, утвержденных в установленном порядке, содержащими специфические требования по обеспечению промышленной безопасности, характерные для опасных производственных объектов, на которых применяются технологические трубопроводы.

В организациях с действующими технологическими трубопроводами, рекомендуется разрабатывать специальные мероприятия, направленные на обеспечение их безопасной эксплуатации.

К технологическим трубопроводам рекомендуется относить трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологических процессов и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия (далее –трубопроводы).

2. Область действия настоящего Руководства по безопасности рекомендуется не распространять на трубопроводы:

магистральные (газопроводы, нефтепроводы и продуктопроводы);

электростанций, котельных, шахт;

тепловых сетей, линий водоснабжения и канализации;

особого назначения (атомных установок, передвижных агрегатов, смазочных систем, являющихся неотъемлемой частью оборудования и т.д.);

топливного газа, на которые распространяется действие Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления;

линий водоснабжения коммунального хозяйства;

нефтепромысловые (от скважин до ДНС, КНС, ЦППН);

на которые распространяются действие Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

3. Основные меры обеспечения безопасности трубопроводов рекомендуется определять конструкцией трубопровода, при этом в целях обеспечения безопасности рекомендуется обеспечивать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки и ремонта, удаления из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

Конструкцией трубопровода при этом, в целях обеспечения безопасности, предусматривается возможность выполнения всех видов контроля согласно рекомендациям настоящего Руководства по безопасности.

Если конструкция трубопровода не позволяет проведение визуального контроля или гидравлического испытания, предусмотренных настоящим Руководством по безопасности, авторами проектной документации рекомендуется дополнительно разрабатывать методики, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

4. Ответственными за выбор схемы трубопровода, правильность его конструкций, расчета на прочность и выбора материала, качество изготовления, монтажа и ремонта, а также за соответствие трубопровода требованиям правил, стандартов и другой нормативно-технической документацией (далее – НТД) рекомендуется устанавливать разработчика проектной документации на трубопровод, организации или предприятия, выполнивших или выполняющих соответствующие работы.

5. Организацией, осуществляющей эксплуатацию трубопровода (владелец трубопровода), рекомендуется в целях обеспечения промышленной безопасности организовывать и обеспечивать правильную и безопасную эксплуатация трубопровода, контроль за его работой, своевременность и качество проведения ревизии и ремонта в соответствии с НТД и настоящим Руководством по безопасности, а также рекомендуется согласовывать с авторами проектной документации любые изменения, вносимые в объект и проектную документацию.

6. Все изменения в проектной документации, возникающие в процессе изготовления, монтажа, реконструкции и ремонта трубопровода, в том числе замена материалов, деталей и изменения категории трубопроводов, рекомендуется согласовывать с разработчиком проектной документации или организацией, имеющей право на проведение указанной работы.

7. Установленный разработчиком трубопровода срок службы трубопровода рекомендуется указывать в проектной документации и паспорте трубопровода. Рекомендуемый образец паспорта на трубопровод приведен в приложении № 2 к настоящему Руководству по безопасности.

8. За расчетное давление в трубопроводе рекомендуется принимать:

расчетное давление для аппаратов, с которыми соединен трубопровод;

для напорных трубопроводов (после насосов, компрессоров, газодувок) – максимальное давление, развиваемое источником давления при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания;

для поршневых машин – давление срабатывания предохранительного клапана, установленного на источнике давления.

Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с другим оборудованием, рекомендуется рассчитывать на прочность с учетом давления испытания этого оборудования.

**II. Рекомендуемая классификация трубопроводов**

9. Трубопроводы в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность) рекомендуется подразделять на группы (А, Б, В) и в зависимости от расчетных параметров среды (давления и температуры) – на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Рекомендуемая классификация трубопроводов приведена в приложении № 3 к настоящему Руководству по безопасности.

10. Категории трубопроводов определяют совокупность технических требований, предъявляемых к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

11. Класс опасности технологических сред определяется разработчиком проектной документации на основании классов опасности веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений.

12. Категории трубопроводов рекомендуется устанавливать разработчиком проектной документации для каждого трубопровода и указывать в проектной документации.

13. Допускается в зависимости от условий эксплуатации принимать более ответственную (чем определяемую рабочими параметрами среды) категорию трубопроводов.

Рекомендуется, чтобы обозначение группы, определяемой транспортируемой средой, включало в себя обозначение группы (А, Б, В) и обозначение подгруппы (а, б, в), отражающие класс опасности вещества.

Рекомендуется, чтобы обозначение группы трубопровода в общем виде соответствовало обозначению группы транспортируемой среды. Трубопроводом группы А(б) рекомендуется обозначать трубопровод, по которому транспортируется среда группы А (б).

Класс опасности веществ рекомендуется определять в соответствии с разделом 4 ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», утвержденного постановлением Госстандарта СССР от 29 февраля 1988 г. № 3388, и разделом 5 ГОСТ 12.1.007-76\* «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», утвержденного постановлением Госстандарта СССР от 10 марта 1976 г. № 576, значение показателей пожаровзрывоопасности веществ – по соответствующей НТД или методикам, изложенным в разделе 6 ГОСТ 12.1.044-89 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения», утвержденного постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 12 декабря 1989 г. № 3683.

Категорию трубопровода рекомендуется устанавливать по параметру, требующему отнесения его к более ответственной категории.

Для вакуумных трубопроводов рекомендуется учитывать не номинальное давление, а абсолютное рабочее давление.

Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или превышающей температуру их самовоспламенения, а также несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях, рекомендуется относить к I категории.

Рекомендуется группу трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов, устанавливать по компоненту, требующему отнесения трубопровода к более ответственной группе. При этом, если содержание одного из компонентов в смеси превышает среднюю смертельную концентрацию в воздухе согласно ГОСТ 12.1.007-76\* «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», утвержденного постановлением Госстандарта СССР от 10 марта 1976 г. № 576, то группу смеси рекомендуется определять по этому веществу. В случае, если наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в количестве ниже смертельной дозы, вопрос об отнесении трубопровода к менее ответственной группе или категории решается проектной организацией (автором проектной документации).

**III. КОНСТРУКЦИЯ И МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ**

**ТРУБОПРОВОДОВ**

**Конструкция трубопроводов**

**Фланцевые соединения**

14. Плоские приварные фланцы рекомендуется применять для трубопроводов, работающих при номинальном давлении не более 2,5 МПа или температуре среды не выше 300 °С.

Плоские фланцы в трубопроводах в условиях циклических нагрузок с числом циклов свыше 2∙103  за весь срок службы, а также в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, не рекомендуется применять в целях безопасности.

Для трубопроводов групп А и Б с номинальным давлением 1 МПа рекомендуется в целях безопасности применять фланцы, предусмотренные на номинальное давление 1,6 МПа.

15. Для трубопроводов, работающих при номинальном давлении свыше 2,5 МПа независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 °С рекомендуется в целях безопасности независимо от давления применять фланцы приварные встык.

Фланцы приварные встык рекомендуется изготавливать из поковок, штамповок или бандажных заготовок.

Допускается изготовление фланцев приварных встык путем вальцовки заготовок по плоскости листа для трубопроводов, работающих при номинальном давлении не более 2,5 МПа, или гиба кованых полос для трубопроводов, работающих при номинальном давлении не более 6,3 МПа, при условии контроля сварных швов радиографическим или ультразвуковым методом в объеме 100 %.

16. Рекомендации по выбору типа уплотнительной поверхности фланцев трубопроводов приведены в приложении № 4 к настоящему Руководству по безопасности.

17. На трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б технологических трубопроводов I категории взрывоопасности, рекомендуется не применять фланцевых соединений с соединительным выступом, за исключением случаев применения спирально-навитых прокладок с ограничительными кольцами.

18. Для прокладок, помещаемых в замкнутый объем, рекомендуется в целях безопасности применять фланцевые соединения с уплотнительной поверхностью шип-паз.

**Тройники (врезки)**

19. Ответвление от трубопровода рекомендуется выполнять одним из способов, показанных на Рисунке 1 настоящего Руководства по безопасности.

Присоединение ответвлений по способу «а» (Рисунок 1) рекомендуется применять в тех случаях, когда ослабление основного трубопровода компенсируется имеющимися запасами прочности соединения.

При выборе способа присоединения ответвлений к основному трубопроводу целесообразно отдавать предпочтение способам «б», «в», (Рисунок 1), выполненных посредством бесшовных заводских тройников.

Для ответвлений диаметром до 100 мм значение l принимается не менее *DN*+50 мм, для ответвлений диаметром 100 мм и более – не менее *DN*100.

Не рекомендуется в целях безопасности усиливать тройниковых соединений с помощью ребер жесткости.



***Рисунок 1─* Ответвления на технологических трубопроводах**:

*а* - без укрепления; *б* - с помощью тройника; *в* - укрепленное штуцером и накладкой; *г* - укрепленное накладкой; *д* - укрепленное штуцером; *е* - крестообразное; *ж* - наклонная врезка без укрепления; *з* – наклонная врезка с укреплением штуцером и накладкой.

При подтверждении расчетом допускаются врезки в трубопровод по касательной к нижней образующей для исключения накопления продуктов в нижней части трубопровода.

20. Сварные тройники рекомендуется применять при номинальном давлении *РN* до 35 МПа..

21. Сварные крестовины и крестовые врезки допускается применять на трубопроводах из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше 250 ºС .

Крестовины и крестовые врезки из электросварных труб допускается применять при номинальном давлении *РN* не более 1,6 МПа. При этом крестовины рекомендуется изготавливать из труб, применяемых при номинальном давлении *РN* не менее 2,5 МПа.

Крестовины и крестовые врезки из бесшовных труб допускается применять при номинальном давлении *РN* не более 2,5 МПа (при условии изготовления крестовин из труб, применяемых при номинальном давлении *РN* не менее 4 МПа).

22. В трубопроводах, предназначенных для работы при номинальным давлением до 35 МПа, допускается врезка штуцеров на прямых участках.

23. В целях обеспечения безопасности не рекомендуется осуществлять врезку штуцеров в сварные швы трубопроводов.

**Отводы**

24. Для трубопроводов рекомендуется в целях безопасности применять крутоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, а также гнутые и штампосварные.

25. В целях максимального снижения гидравлическое сопротивление трубопровода, на трубопроводах с пульсирующим потоком среды (с целью снижения вибрации), а также на трубопроводах при номинальном диаметре *DN* менее 25 рекомендуется применять гнутые отводы, изготовляемые из бесшовных труб.

26. При определении пределов применения гнутых отводов из труб действующего сортамента рекомендуется учитывать пределы применения труб, из которых они изготовлены.

27. Рекомендуемая минимальная длина прямого участка от конца трубы до начала закругления - не менее 100 мм.

28. В трубопроводах допускается применять сварные секторные отводы с номинальным диаметром *DN* более 500 при номинальном давлении *РN* не более 4 МПа.

При изготовлении секторных отводов угол между поперечными сечениями секторов не рекомендуется выбирать превышающим 22,5º.

Расстоянием между соседними сварными швами по внутренней стороне отвода обеспечивается доступность контроля этих швов по всей длине шва.

Не рекомендуется в целях безопасности применять сварные секторные отводы в случаях:

с числом циклов нагружения более 2000;

если самокомпенсация не обеспечивается за счет других элементов.

**Переходы**

29. В трубопроводах рекомендуется в целях безопасности применять штампованные, вальцованные из листа с одним сварным швом, штампованные из половин с двумя сварными швами, а также лепестковые переходы.

30. Допускается применение лепестковых переходов для трубопроводов с номинальным давлением *PN* не более 1,6 МПа и номинальным диаметром *DN* 100 - 500.

Не рекомендуется в целях безопасности устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транспортирования сжиженных газов и веществ группы А(а).

31. Лепестковые переходы рекомендуется сваривать с последующим 100%-ным контролем сварных швов ультразвуковым или радиографическим методом.

После изготовления лепестковые переходы рекомендуется подвергать термообработке.

**Заглушки**

32. Допускается применение приварных плоских и ребристых заглушек из листовой стали для трубопроводов при номинальном давлении*PN* до 2,5 МПа.

33. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, не рекомендуется в целях обеспечения безопасности применять для разделения двух трубопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо.

33. При определении температурных пределов применения материалов фланцевых заглушек или заглушек, устанавливаемых между фланцами, рекомендуется учитывать температурные пределы применения материалов фланцев.

**Соединение элементов трубопроводов, работающих** **при номинальном давлении свыше 10 МПа**

34. Соединение элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа, рекомендуется в целях безопасности производить сваркой со стыковыми без подкладного кольца сварными соединениями.

Фланцевые соединения допускается предусматривать в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, имеющему ответные фланцы, а также на участках трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодической разборки или замены.

35. Для соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением свыше 35 МПа, изготовленных из высокопрочных сталей с временным сопротивлением разрыву 650 МПа и более, рекомендуется в целях обеспечения безопасности применять муфтовые или фланцевые соединения на резьбе.

**Расположение сварных соединений**

36. Выбором конструкции и расположением сварных соединений обеспечивается их качественное выполнение и контроль всеми предусмотренными методами в процессе изготовления, монтажа, эксплуатации и ремонта.

37. Расстоянием между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями обеспечивается возможность проведения местной термообработки и контроля шва неразрушающими методами и поэтому он не может быть менее 100 мм.

Сварные соединения трубопроводов рекомендуется располагать на расстоянии не менее 100 мм от края опоры.

Рекомендуемое расстояние от начала гиба трубы до кольцевого сварного шва - не менее 100 мм.

**Рекомендации по выбору материалов и полуфабрикатов**

38. В целях обеспечения надежной работы в течение назначенного срока службы, материалы, применяемые для изготовления трубопроводов, рекомендуется выбирать с учётом заданных условий эксплуатации (расчетное давление, минимальная отрицательная и максимальная расчетная температуры), состава и характера среды (коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность и др.) и влияния температуры окружающего воздуха.

Для трубопроводов, размещаемых на открытой площадке или в неотапливаемом помещении, минимальная температура стенки трубопровода рекомендуется принимать равной:

абсолютной минимальной температуре окружающего воздуха данного района (СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология», утвержденные постановлением Госстроя России от 11 июня 1999 г. № 45), если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) давлением, может принять эту температуру;

значению температуры, приведенной в графе 9 Таблицы Г.1 приложения № 5 к настоящему Руководству по безопасности для соответствующего материала, если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) давлением, не может принять температуру окружающего воздуха. При этом пуск, остановка и испытания на герметичность выполняются в соответствии с рекомендуемым Регламентом проведения в зимнее время пуска (остановки) или испытания на герметичность трубопроводов согласно приложению № 6 к настоящему Руководству по безопасности, если нет других указаний в нормативно-технической документации.

Материал опорных элементов выбирается с учётом величины средней температуры наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92 по СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология», утвержденным постановлением Госстроя России от 11 июня 1999 г. № 45.

39. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов рекомендуется применять основные материалы, указанные в приложении № 5 к настоящему Руководству по безопасности, и присадочные материалы по соответствующей НТД.

40. В качестве полуфабрикатов (труб, деталей трубопроводов, фланцев, крепежа, отливок арматуры) рекомендуется выбирать полуфабрикаты, чье качество и свойства удовлетворяют требованиям стандартов или технических условий.

41. Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для изготовления трубопроводов, рекомендуется подтверждать соответствующими паспортами или сертификатами.

42. При отсутствии или неполноте сертификата, маркировки рекомендуется в целях безопасности провести соответствующие испытания с оформлением результатов испытаний протоколом, дополняющим или заменяющим сертификат.

43. Допускается применение полуфабрикатов из материалов, не указанных в приложении № 5 к настоящему Руководству по безопасности, по другим национальным стандартам и техническим условиям с учетом пункта 6 Руководства по безопасности, если качество по ним не ниже установленного в приложении № 5 к настоящему Руководству по безопасности.

44. Допускается применение импортных материалов и полуфабрикатов, если их применение предусмотрено международными стандартами на трубопроводы, работающие под давлением, с учетом пункта 6 Руководства по безопасности, если характеристики этих материалов соответствуют требованиям российских стандартов и подтверждены заключением специализированной (экспертной) организации. Копию заключения рекомендуется прикладывать к паспорту.

45. Предприятию-изготовителю трубопровода и/или (монтажная организация) рекомендуется организовать и осуществлять входной контроль качества поступающих полуфабрикатов. Оценку качества полуфабрикатов рекомендуется проводить в соответствии с требованиями стандартов и НТД на конкретные полуфабрикаты.

46. Для трубопроводов с *PN* ≥ 10,0 МПа рекомендуемый объем входного контроля сборочных единиц и элементов трубопроводов приведен в приложении № 7 к настоящему Руководству по безопасности.

**Трубы**

47. При определении пределов применения труб из сталей различных марок рекомендуется учитывать пределы применения труб, приведённые в приложении № 5 к настоящему Руководству по безопасности.

48. Бесшовные трубы рекомендуется в целях безопасности изготавливать из катаной, кованой, непрерывной или центробежнолитой заготовки. Допускается для трубопроводов категорий II и ниже применение труб, изготовленных из слитка, при условии проведения их контроля методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗД) в объеме 100 % по всей поверхности.

Электросварные трубы с продольным или спиральным швом рекомендуется поставлять с радиографическим или ультразвуковым контролем сварного шва по всей длине.

49. Электросварные трубы рекомендуется поставлять в термически обработанном состоянии, если:

соотношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50 мм;

толщина стенки трубы более 30 мм для низколегированных сталей или более 36 мм для углеродистых сталей;

транспортируемая среда вызывает коррозионное растрескивание.

Экспандированные трубы рекомендуется применять без последующей термической обработки до температуры 150 °С, если пластическая деформация при экспандировании превышает 3 %.

50. Рекомендуется в целях безопасности проводить гидравлическое испытание каждой бесшовной или сварной трубы пробным давлением, указанным в НТД на трубы.

Допускается не производить гидравлическое испытание бесшовных труб, если трубы подвергаются по всей поверхности контролю физическими методами.

51. Трубы электросварные со спиральным швом рекомендуется в целях безопасности применять для прямых участков трубопроводов.

52. Допускается применять в качестве труб обечайки, изготовленные из листовой стали в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

**Детали трубопроводов**

53. Детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации рекомендуется выбирать по проектной документации.

54. Детали трубопроводов рекомендуется в целях безопасности изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб, листового проката и поковок, материал которых отвечает требованиям НТД, а также условиям свариваемости с материалом присоединяемых труб.

55. При выборе и определении параметров применения деталей трубопроводов учитываются параметры применения заготовок, из которых они изготовлены.

### Поковки, сортовой прокат

56. Поковки и сортовой прокат из стали обыкновенного качества не рекомендуется применять в целях безопасности.

57. Поковки рекомендуется применять в термически обработанном состоянии.

58. При определении и назначении пределов применения поковок различных марок сталей рекомендуется руководствоваться приложением № 5 к настоящему Руководству по безопасности.

59. Поковки для деталей трубопроводов рекомендуется относить к группе IV по ГОСТ 8479-70\* «Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия», утвержденному постановлением Госстандарта СССР от 15 января 1970 г. № 59, и группам IV и IVК по ГОСТ 25054-81 «Поковки из коррозионно-стойких сталей и сплавов. Общие технические условия», утвержденному постановлением Госстандарта СССР от 21 декабря 1981 г. № 5513.

60. Каждую поковку из углеродистой, низколегированной и легированной сталей, имеющая один из габаритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм, рекомендуется подвергать контролю ультразвуковым или другим равноценным методом.

61. Дефектоскопии рекомендуется подвергать не менее 50 % объема контролируемой поковки. Площадь контроля распределяется равномерно по всей контролируемой поверхности.

62. Методы и нормы контроля рекомендуется выбирать в соответствии с действующей НТД.

63. Допускается применение круглого проката наружным диаметром не более 160 мм для изготовления полых круглых деталей с толщиной стенки не более 40 мм и длиной до 200 мм.

63. Прокат рекомендуется применять в термически обработанном состоянии и подвергать его радиографическому или ультразвуковому контролю по всему объему.

### Крепежные детали

64. Крепежные детали для фланцевых соединений и материалы для них рекомендуется выбирать в зависимости от рабочих условий и материала фланца согласно действующей НТД.

Для соединения фланцев при температуре среды выше 300 °С и ниже минус 40 °С независимо от давления рекомендуется в целях безопасности применять шпильки.

65. Рекомендуется в целях безопасности для применения в составе трубопроводов применять крепежные детали, изготовленные из сортового проката или поковок.

66. Рекомендуется в целях безопасности выбирать термически обработанные материал заготовок или готовые крепежные детали.

67. В целях безопасности болты и шпильки рекомендуется выбирать с твердостью превышающей твердость гаек не менее чем на 20 НВ.

68. Не рекомендуется в целях безопасности изготовлять крепежные детали из кипящей, полуспокойной и автоматной сталей.

69. Применение крепежных деталей из сталей аустенитного класса с рабочей температурой выше 500 °С с накатанной резьбой в целях безопасности не рекомендуется.

70. Материалы крепежных деталей рекомендуется выбирать с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. При этом не рекомендуется допускать разницу в значениях коэффициентов линейного расширения материалов превышающую 10 %.

Допускается применять материалы крепежных деталей и фланцев с коэффициентами линейного расширения, значения которых различаются более чем на 10 % в случаях, обоснованных расчетом на прочность или экспериментальными исследованиями, а также для фланцевых соединений с рабочей температурой не более 100 °С.Прокладочные материалы

71. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений рекомендуется в целях безопасности выбирать в зависимости от транспортируемой среды и ее рабочих параметров в соответствии с проектной и нормативно-технической документацией.

### Заглушки

72. При определении температурных пределов применения материалов фланцевых заглушек или заглушек, устанавливаемых между фланцами, рекомендуется в целях безопасности учитывать температурные пределы применения материалов фланцев.

# IV. ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

73. В целях безопасности трубопроводную арматуру рекомендуется выбирать соответствующую требованиям нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, действующих в конкретных областях применения трубопроводной арматуры, национальных стандартов.

74. В технических условиях на конкретные виды и типы трубопроводной арматуры рекомендуется указывать:

перечень нормативных документов, на основании которых производят проектирование, изготовление и эксплуатацию арматуры;

основные технические данные и характеристики арматуры;

показатели надежности и (или) показатели безопасности(для арматуры, у которой возможны критические отказы);

требования к изготовлению;

требования безопасности;

комплект поставки;

правила приемки;

методы испытаний;

перечень возможных отказов и критерии предельных состояний;

указания по эксплуатации;

габаритные и присоединительные размеры (включая демонтажные размеры), эскизов разделки кромок под приварку, типа шва, мест крепления.

75. Рекомендуются следующие показатели назначения арматуры (всех видов и типов), устанавливаемые в технической и эксплуатационной документации:

номинальное давление *PN* (или рабочее давление *Р*р);

номинальный диаметр *DN*;

рабочая среда;

расчетная температура ( температура рабочей среды);

герметичность затвора (класс герметичности или величина утечки);

строительная длина;

климатическое исполнение ( с параметрами окружающей среды);

масса.

76. К дополнительным показателям назначения для конкретных видов арматуры рекомендуется относить:

коэффициент сопротивления (ζ) – для запорной и обратной арматуры;

зависимость коэффициента сопротивления от скоростного давления – для обратной арматуры;

коэффициент расхода, площадь седла, давление настройки – для предохранительной арматуры;

условная пропускная способность (*К*vy), вид пропускной характеристики, кавитационные характеристики - для регулирующей арматуры;

параметры приводов и исполнительных механизмов;

зона нечувствительности (неравномерности) - для регуляторов давления;

время открытия (закрытия) – по требованию заказчика арматуры.

77. Арматура подвергается испытаниям в соответствии с техническими условиями, при этом рекомендуется в обязательный объем испытаний включать испытания:

на прочность и плотность материала основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;

на герметичность относительно внешней среды;

на герметичность затвора;

на функционирование (работоспособность).

78. Фланцевая и приварная арматура допускается к применению для всех категорий трубопроводов.

Муфтовую и цапковую чугунную арматуру рекомендуется применять для трубопроводов, транспортирующих негорючие нейтральные среды с номинальным диаметром *DN* ≤ 50.

Муфтовую и цапковую стальную арматуру рекомендуется применять на трубопроводах для всех сред при номинальном диаметре *DN* ≤ 40.

Приварную арматуру рекомендуется применять на трубопроводах, в которых опасные среды обладают высокой проникающей способностью через разъемные соединения (фланцевые, муфтовые и др.)

79. Трубопроводную арматуру рекомендуется поставлять комплектной, проверенной, испытанной и обеспечивающей расконсервацию без разборки.

80. При выборе арматуры с электроприводом рекомендуется руководствоваться условиями безопасной работы с электрооборудованием и требованиями по взрывозащищенности.

81. Всю чугунную арматуру с номинальным диаметром *DN >* 200, независимо от наличия паспорта, маркировки и срока хранения, перед установкой рекомендуется подвергнуть ревизии и гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

82. Результаты испытаний рекомендуется отражать в паспорте на арматуру.

83. При выборе типа запорной арматуры (задвижка, кран, клапан или затвор дисковый) рекомендуется учитывать параметры рабочей и окружающей среды, гидравлическое сопротивление, возможность переменного направления рабочей среды, установочное положение, строительную длину и габариты.

При включении арматуры в состав системы проектировщику системы рекомендуется:

выбирать арматуру, исходя из ее функционального назначения и показателей назначения;

учитывать вероятность безотказной работы по отношению к критическим отказам арматуры при оценке (анализе) риска системы;

принимать своевременные меры по устранению или снижению опасности, исходящей от арматуры;

предусматривать применение арматуры на опасных производственных объектах в порядке, установленном технологическими регламентами и правилами применения технических устройств на опасных производственных объектах.

84. Маховиками (или рукоятками) ручного привода (или дублера) рекомендуется открывать арматуру движением против часовой стрелки, а закрывать – по часовой стрелке.

85. На запорной арматуре указателями обозначаются положения запирающего элемента («открыто», «закрыто»).

86. Классы герметичности затвора запорной арматуры рекомендуется выбирать в зависимости от назначения арматуры:

класс А – для веществ групп А, Б (а), Б (б);

класс В – для веществ групп Б (в) и В на *PN* > 4 МПа, а также для взрывоопасных продуктов группы Б при использовании металлических прокладок;

класс С – для веществ группы В на *РN* ≤ 4 МПа.

При этом, рекомендуется учитывать, что герметичность класса А подтверждается отсутствием видимых утечек при испытании на герметичность.

87. Материал арматуры для трубопроводов рекомендуется в целях безопасности выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров, физико-химических свойств транспортируемой среды и требований нормативно-технической документации.

Арматуру из углеродистых и легированных сталей допускается применять для сред со скоростью коррозии не более 0,5 мм/год.

Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

88. Арматуру из ковкого чугуна марки не ниже КЧ 30-6 и из серого чугуна марки не ниже СЧ 18 рекомендуется применять для трубопроводов, транспортирующих среды группы В.

89. Для сред групп А (б). Б (а), кроме сжиженных газов, Б (б), кроме ЛВЖ с температурой кипения ниже 45 °С, Б (в) арматуру из ковкого чугуна допускается использовать, если пределы рабочих температур среды не ниже минус 30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не более 1,6 МПа. При этом для номинального рабочего давлений среды до 1 МПа применяется арматура, рассчитанная на давление *PN* не менее 1,6 МПа, а для номинального давления более 1 МПа – арматура, рассчитанная на давление *PN* не менее 2,5 МПа.

90. Не рекомендуется применять арматуру из ковкого чугуна на трубопроводах, транспортирующих среды группы А (а), сжиженные газы группы Б (а); ЛВЖ с температурой кипения ниже 45 °С группы Б (б).

91. Не рекомендуется применять арматуру из серого чугуна на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, а также на паропроводах и трубопроводах горячей воды, используемых в качестве спутников.

92. Арматуру из серого и ковкого чугуна не рекомендуется применять независимо от среды, рабочего давления и температуры в следующих случаях:

на трубопроводах, подверженных вибрации;

на трубопроводах, работающих при резкопеременном температурном режиме среды;

при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта;

на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, содержащее воду или другие замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0 °С независимо от давления;

в обвязке насосных агрегатов при установке насосов на открытых площадках;

в обвязке резервуаров и емкостей для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

93. На трубопроводах, работающих при температуре среды ниже 40 °С, рекомендуется в целях безопасности применять арматуру из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса ударную вязкость металла (KCV) не ниже 20 Дж/см2.

94. Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной арматуры из ковкого чугуна с учетом условий, изложенных в пунктах 89, 90 настоящего Руководства по безопасности.

95. Запорную арматуру с номинальным диаметром *DN >* 400 рекомендуется в целях безопасности применять с редуктором или приводом (электрическим, пневматическим, гидравлическим и др.). Выбор типа привода обусловливается соответствующими требованиями технологического процесса и устанавливается в проекте. Для запорной арматуры с электроприводом рекомендуется в целях безопасности иметь дублирующее ручное управление.

96. В гидроприводе арматуры рекомендуется в целях безопасности применять негорючие и незамерзающие жидкости, соответствующие условиям эксплуатации.

97. С целью исключения возможности выпадения в пневмоприводах конденсата в зимнее время газ рекомендуется осушать до точки росы при отрицательной расчетной температуре трубопровода.

98. Быстродействующую арматуру с приводом в целях обеспечения безопасности рекомендуется выбирать и применять в соответствии с требованиями безопасного ведения технологического процесса.

99. При ручном приводе рекомендуется применять дистанционное управление арматурой с помощью цепей, шарнирных соединений и т.п.

100. Для трубопроводов с номинальным давлением свыше 35 МПа применение литой арматуры не рекомендуется в целях обеспечения безопасности.

101. Для обеспечения безопасной работы в системах автоматического регулирования при выборе регулирующей арматуры рекомендуется обеспечение соблюдения следующих условий:

не менее 40 % потерь давления во всей системе приходится на потери давления (перепад давления) на регулирующей арматуре при максимальном расходе рабочей среды

при течении жидкости перепад давления на регулирующей арматуре во всем диапазоне регулирования не превышает величины кавитационного перепада.

102. Пропускную способность предохранительных клапанов и их количество рекомендуется рассчитывать и принимать таким образом, чтобы в трубопроводе не могло создаваться давление, превышающее расчетное давление более чем:

на 0,05 МПа – для трубопроводов с давлением до 0,3 МПа включительно;

на 15 % – для трубопроводов с давлением свыше 0,3 до 6,0 МПа включительно;

на 10 % – для трубопроводов с давлением свыше 6,0 МПа до 10,0 МПа включительно;

на 5 % – для трубопроводов с давлением свыше 10,0 МПа.

Предохранительные клапаны, приводимые в действие с помощью электроэнергии, рекомендуется в целях безопасности снабжать двумя независимыми друг от друга источниками питания. В электрических схемах, где отключение энергии вызывает импульс, открывающий клапан, допускается один источник питания.

103. На корпусе арматуры на видном месте изготовителю рекомендуется наносить маркировку в следующем объеме:

наименование или товарный знак изготовителя;

заводской номер;

год изготовления;

номинальное (или рабочее) давление *РN* (*Рр*);

номинальный диаметр *DN*;

температура рабочей среды;

стрелка-указатель направления потока среды (при односторонней подаче среды);

обозначение изделия;

марка стали и номер плавки (для корпусов, выполненных из отливок);

дополнительные знаки маркировки в соответствии с требованиями заказчиков, федеральных норм и правил, национальных стандартов.

104. В комплект поставки трубопроводной арматуры рекомендуется включать эксплуатационную документацию в объеме:

паспорт (ПС);

руководство по эксплуатации (РЭ);

эксплуатационная документация на комплектующие изделия (приводы, исполнительные механизмы, позиционеры, конечные выключатели, и др.);

Рекомендуемый образец паспорта арматуры приведен в приложении № 8 к настоящему Руководству по безопасности.

В руководство по эксплуатации рекомендуется включать:

описание конструкции и принцип действия арматуры;

порядок сборки и разборки;

повторение и пояснение информации, включенной в маркировку арматуры;

перечень материалов основных деталей арматуры;

информация о видах опасных воздействий, если арматура может представлять опасность для жизни и здоровья людей или окружающей среды,

и мерах по их предупреждению и предотвращению;

показатели надежности и (или) показатели безопасности;

объем входного контроля арматуры перед монтажом;

указания и меры безопасности при монтаже, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, а также при техническом обслуживании, ремонте, сборке и разборке, хранении, транспортировании, утилизации, невыполнение которых может привести к опасным последствиям для жизни, здоровья человека и окружающей среды;

методика проведения контрольных испытаний (проверок) арматуры и ее основных узлов, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования;

перечень возможных отказов (в том числе критических), критерии предельных состояний арматуры, возможные ошибочные действия персонала, которые могут привести к отказу;

перечень деталей и комплектующих изделий, требующих периодической замены независимо от их технического состояния;

порядок и правила транспортирования, хранения и утилизации арматуры.

105. Перед монтажом арматуру рекомендуется подвергнуть входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном руководством по эксплуатации. Монтаж арматуры проводится с учетом требований безопасности в соответствии с руководством по эксплуатации.

105. Эксплуатирующей организации рекомендуется организовать и обеспечить безопасное применение арматуры по прямому назначению в пределах установленного в паспорте и руководстве по эксплуатации назначенного срока службы и/или ресурса, защиту от возможных ошибок персонала и предполагаемого недопустимого использования арматуры.

106. При обеспечении безопасности арматуры рекомендуется обеспечивать выполнение следующих условий:

арматуру применять в соответствии с ее функциональным назначением;

запорную арматуру полностью открывать илизакрывать.

запорную арматуру не рекомендуется использовать в качестве регулирующей. Для совмещения функций запорной и регулирующей арматуры применяется комбинированная запорно-регулирующая арматура;

арматуру и приводные устройства рекомендуется в целях обеспечения безопасности применять в соответствии с их показателями назначения в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации;

арматуру при этом рекомендуется в целях обеспечения безопасности эксплуатировать в соответствии с руководством по эксплуатации (включая проектные нештатные ситуации) и технологическими регламентами;

производственным контролем промышленной безопасности арматуры предусматривается система мер по устранению возможных предельных состояний и предупреждению критических отказов арматуры.

107. Эксплуатирующим организациям рекомендуется вести учет наработки арматуры и прекратить ее эксплуатацию при достижении любого из назначенных показателей для проведения экспертизы промышленной безопасности арматуры, результатом которой могут быть продление назначенного срока службы (ресурса), рекомендации по проведению ремонта или требование по списанию арматуры. В случае проведения экспертизы промышленной безопасности до достижения назначенных показателей допускается по решению экспертной организации, проводящей экспертизу, не прекращать эксплуатацию арматуры.

108. При эксплуатации арматуры рекомендуется организовать и своевременно проводить ее техническое обслуживание, ремонт, диагностирование, периодические проверки и оценки безопасности, включая контроль технического состояния (обследование) по технологическим регламентам, принятым на объекте эксплуатации в соответствии с требованиями РЭ.

109. Не рекомендуется:

эксплуатировать арматуру при отсутствии маркировки и эксплуатационной документации;

производить работы по устранению дефектов корпусных деталей и подтяжку резьбовых соединений, находящихся под давлением;

использовать арматуру в качестве опоры для трубопровода;

применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные инструкцией по эксплуатации;

применять удлинители к ключам для крепежных деталей.

110. При организации эксплуатации арматуры и назначении персонала рекомендуется персонал назначать из лиц, имеющих соответствующую квалификацию, проводить в установленном порядке инструктаж по охране труда, ознакомление с руководством, по эксплуатации арматуры и регламентами по обслуживанию, обеспечивать средствами индивидуальной защиты, обязывать персонал соблюдать требования пожарной безопасности.

# V РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УСТРОЙСТВУ ТРУБОПРОВОДОВ

## Размещение трубопроводов

111. Прокладку трубопроводов рекомендуется осуществлять по проекту в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

112. При прокладке трубопроводов рекомендуется обеспечить:

возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля за техническим состоянием;

разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;

возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытанию, диагностированию;

изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;

предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

наименьшую протяженность трубопроводов;

исключение провисания и образования застойных зон;

возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений;

возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

113. При выборе трассы трубопровода рекомендуется предусматривать возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет поворотов трасс.

Трасса трубопроводов рекомендуется располагать со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек.

114. Трубопроводы рекомендуется проектировать с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов принимаются не менее:

для легкоподвижных жидких веществ – 0,002;

для газообразных веществ по ходу среды – 0,002;

для газообразных веществ против хода среды – 0,003;

для кислот и щелочей – 0,005.

Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими веществами величины уклонов рекомендуется определять исходя из конкретных свойств и особенностей веществ, протяженности трубопроводов и условий их прокладки (в пределах до 0,02).

В обоснованных случаях допускается прокладка трубопроводов с меньшим уклоном или без уклона, но при этом предусматриваются мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

115. Для трубопроводов групп А, Б рекомендуется в целях безопасности прокладка предусматривать надземной на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

Допускается прокладка этих трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам в непроходных каналах.

В непроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкозастывающие и горючие жидкости группы Б (в) (мазут, масла и т.п.), а также в обоснованных случаях при прокладке дренажных трубопроводов групп А и Б в случае периодического опорожнения оборудования.

Для трубопроводов группы В помимо надземной прокладки допускается прокладка в каналах (закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в земле.

В целях безопасности не рекомендуется трубопроводы с рабочей температурой выше 150 °С прокладывать под землей.

Применение низких опорных конструкций допускается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

При прокладке трубопроводов в тоннелях и проходных каналах рекомендуется непосредственно руководствоваться правилами и нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

116. Каналы для трубопроводов групп А и Б рекомендуется выполнять из сборных несгораемых конструкций, перекрывать железобетонными несгораемыми конструкциями (железобетонными плитами), засыпать песком и предусматривать в определенных случаях защиту от проникновения в них грунтовых вод.

117. Прокладка трубопроводов в полупроходных каналах допускается на отдельных участках трассы, протяженностью не более 100 м, в основном при пересечении трубопроводами групп Б (в) и В внутризаводских железнодорожных путей и автодорог с усовершенствованным покрытием.

При этом в полупроходных каналах рекомендуется предусматривать проход шириной не менее 0,6 м и высотой не менее 1,5 м до выступающих конструкций. На концах канала предусматриваются выходы и люки.

118. В местах ввода (вывода) трубопроводов групп А, Б в цех (из цеха) по каналам или тоннелям рекомендуется предусматривать средства по предотвращению попадания вредных и горючих веществ из цеха в канал и обратно (установка диафрагм из несгораемых материалов или устройство водо- и газонепроницаемых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектной документацией).

119. Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций (Рисунок 2 настоящего Руководства по безопасности) как по горизонтали, так и по вертикали, рекомендуется принимать с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях. В приложении № 9 к настоящему Руководству по безопасности приведены рекомендуемые расстояния между осями смежных трубопроводов и от стенок каналов, и стен зданий.



***Рисунок 2***

При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по таблице приложения № 9 к настоящему Руководству по безопасности расстояния А и Б (см. Рисунок 2 к настоящему Руководству по безопасности) рекомендуется проверять, исходя из условий целесообразности обеспечения расстояния в свету не менее:

для неизолированных трубопроводов при *DN* до 600 – 50 мм;

для неизолированных трубопроводов при *DN* свыше 600 мм и всех трубопроводов с тепловой изоляцией – 100 мм.

Расстояние между нижней образующей или теплоизоляционной конструкцией и полом или дном канала рекомендуется - не менее 100 мм.

Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяется суммированием табличных размеров *bi,* где *bi* = *b1*, *b2,* … *b8*.

При расположении фланцев в разных плоскостях (вразбежку), расстояние между осями неизолированных трубопроводов рекомендуется определять суммированием *b4* большего диаметра и *b*5 - *b8* меньшего диаметра.

120. При проектировании трубопроводов в местах поворота трассы рекомендуется в целях безопасности учитывать возможность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и других нагрузок.

121. При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними рекомендуется руководствоваться нормативно-технической документацией.

122. Не рекомендуется производить прокладку трубопроводов внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений, в помещениях электрораспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, в помещениях трансформаторов, вентиляционных камер, тепловых пунктов, на путях эвакуации персонала (лестничные клетки, коридоры и т.п.), а также транзитом через помещения любого назначения.

Трубопроводы групп А и Б, прокладываемые вне опасного производственного объекта, рекомендуется в целях безопасности располагать от зданий, где возможно нахождение людей (столовая, клуб, медпункт, административные здания и т.д.), на расстоянии не менее 50 м при надземной прокладке и не менее 25 м при подземной прокладке.

123. При проектировании трубопроводных трасс рекомендуется учитывать возможность реконструкции, для этого при определении размеров конструкций рекомендуется предусматривать резерв как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции. В каждом конкретном случае резерв определяется проектной документацией.

124. Размещение арматуры, дренажных устройств, разъемных соединений в местах пересечения надземными трубопроводами железных и автомобильных дорог, пешеходных переходов, над дверными проемами, под и над окнами и балконами не рекомендуется. В случае применения разъемных соединений (например, для трубопроводов с внутренним защитным покрытием) рекомендуется предусматривать защитные поддоны.

125. Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с номинальным диаметром до 100), а также жидкие вещества группы В (независимо от диаметра трубопровода) допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

По несгораемой поверхности несущих стен производственных зданий допускается прокладывать внутрицеховые трубопроводы с номинальным диаметром до 200 мм, исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы располагают на 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами рекомендуется в целях безопасности располагать выше, а с тяжелыми - ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым конструкциям не рекомендуется.

126. Прокладку трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах допускается применять при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ.

Трубопроводы с веществами, несовместимыми друг с другом, располагаются на максимально возможном удалении друг от друга.

При многоярусной прокладке трубопроводов их этом рекомендуется в целях обеспечения безопасности располагать с учетом следующего:

трубопроводы кислот, щелочей и других агрессивных веществ - на самых нижних ярусах;

трубопроводы веществ группы Б (а), Б (б) – на верхнем ярусе и, по возможности, у края эстакады;

трубопроводы с веществами, смешение которых может вызвать пожар или взрыв, - на максимальном удалении друг от друга.

127. Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами не рекомендуется. Указанная установка компенсаторов допускается при наличии обоснования невозможности размещения их в других местах.

128. При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), а также на заводских эстакадах рекомендуется устанавливать проходные мостики из несгораемых материалов шириной не менее 0,6 м и с перилами высотой не менее 0,9 м, а через каждые 200 м и в торцах эстакады при расстоянии менее 200 м – лестницы вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

129. При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа трубы и теплоизоляции рекомендуется принимать в соответствии с требованиями стандартов и правил. Для перехода через трубопроводы рекомендуется в целях безопасности оборудовать пешеходными мостиками.

Допускается предусматривать укладку трубопроводов диаметром до 300 мм включительно в два и более яруса, при этом расстояние от поверхности площадки до верха труб или теплоизоляции верхнего яруса рекомендуется принимать равным не более 1,5 м.

130. При соответствующем обосновании, если позволяет несущая способность трубопроводов, допускается крепление к ним других трубопроводов меньшего диаметра. Не рекомендуется такой способ крепления к трубопроводам, транспортирующим:

среды групп А, Б;

технологические среды с температурой свыше 300 °С и ниже минус 40 °С или давлением свыше 10 МПа независимо от температуры;

вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже 0,8 температуры веществ в несущем трубопроводе.

131. При прокладке паропроводов совместно с другими трубопроводами этом рекомендуется в целях обеспечения безопасности дополнительно руководствоваться Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

132. Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, рекомендуется в целях обеспечения безопасности заключать в специальные гильзы или футляры. Не рекомендуется в целях безопасности применять сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляров или гильз.

Внутренний диаметр гильзы рекомендуется выполнять на 10 - 12 мм больше наружного диаметра трубопровода (при отсутствии изоляции) или наружного диаметра изоляции (для изолированных трубопроводов).

Гильзы рекомендуется в целях безопасности жестко заделываются в строительные конструкции, зазор между трубопроводом и гильзой (с обоих концов) заполнять негорючим материалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси.

Гильзы не являются опорой трубопровода.

133. На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыво- и пожароопасные вещества, рекомендуется в целях безопасности устанавливать огнепреградители.

На выбросах от аппаратов с азотным дыханием и на выбросах от предохранительных клапанов огнепреградители могут не устанавливаться при указании в проектной документации.

134. Трубопроводы для выброса газовых технологических сред (факельные трубопроводы) рекомендуется выполнять в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

135. Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б рекомендуется в целях безопасности располагать вне машинных залов. Запорную арматуру от коллектора на всасывающем трубопроводе со средами групп А и Б в каждой машине рекомендуется устанавливать у коллектора, вне здания, с целью ограничения количества вредных и взрывопожароопасных веществ, которые могут попасть в помещение при аварийных ситуациях. На нагнетательных линиях газовых компрессоров, работающих на общий коллектор, рекомендуется в целях безопасности устанавливать обратные клапаны между компрессором и запорной арматурой.

136. Прокладка трубопроводов в каналах допускается при соответствующем обосновании (с учетом пунктов 115, 117 настоящего Руководства по безопасности).

137. Межцеховые трубопроводы групп А и Б не рекомендуется прокладывать под и над зданиями.

Трубопроводы групп А, Б (а), Б (б) не рекомендуется укладывать в общих каналах с паропроводами, теплопроводами, кабелями силового и слабого тока.

138. Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог и железнодорожных путей, рекомендуется в целях безопасности прокладывать в защитных металлических и бетонных трубах, концы которых отстоят от головки рельсов или от обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до подошвы шпалы железнодорожного пути - не менее 1 м; до полотна автодороги – не менее 0,5 м.

139. Рекомендуемые значения свободной высоты эстакад для трубопроводов над проездами и проходами не менее:

для железнодорожных путей (над головкой рельса) – 5,55 м;

для автомобильных дорог – 5 м (4,5 при соответствующем обосновании);

для пешеходных дорог – 2,2 м.

140. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады рекомендуется:

до оси железнодорожного пути нормальной колеи – не менее 2,45 м;

до бордюра автодороги – не менее 1,0 м.

141. Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередач рекомендуется выполнять в соответствии с правилами устройства электроустановок.

Воздушные линии электропередач на пересечениях с эстакадами рекомендуется проводить над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних трубопроводов эстакады до линий электропередач (нижних проводов с учетом их провисания) рекомендуется выбирать в зависимости от напряжения, указанного в приложении № 10 к настоящему Руководству по безопасности.

Расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов до нижней части вагонеток (с учетом провисания троса) подвесной дороги рекомендуется не менее 3 м.

При определении вертикального и горизонтального расстояния между воздушными линиями электропередач и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рекомендуется рассматривать как части трубопровода.

142. При подземной прокладке трубопроводов, в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов, их располагают в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету рекомендуется принимать при следующих номинальных диаметрах трубопроводов:

до *DN* 300 включительно – не менее 0,4 м;

свыше *DN* 300 – не менее 0,5 м.

143. В случае подземной прокладки трубопроводов рекомендуется в целях безопасности предусматривать специальные меры по защите трубопроводов от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной защитой (изоляцией).

144. Рекомендованная глубина заложения подземных трубопроводов - не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках глубина заложения принимается, исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, рекомендуется располагать на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

145. Рекомендуется избегать пересечения и сближения до расстояния менее 11 м трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированных (на постоянном токе) дорог и другими источниками блуждающих токов.

Допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов и при наличии обоснований в проектной документации.

В местах пересечения подземных трубопроводов с путями электрифицированных железных дорог рекомендуется в целях безопасности применять диэлектрические прокладки.

146. Над эстакадами внутрицеховых трубопроводов, в местах отсутствия фланцевой и запорной арматуры, допускается установка воздушных холодильников.

## Устройства для дренажа и продувки трубопроводов

147. Все трубопроводы независимо от транспортируемого продукта дополнительно рекомендуется в целях безопасности оборудовать дренажами для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

В зависимости от назначения и условий работы трубопровода рекомендуется определять в проектной документации целесообразность установки специальные устройства для дренажа и продувки.

148. Опорожнение трубопроводов рекомендуется в целях безопасности производить в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При невозможности обеспечения полного опорожнения (при наличии «мешков», обратных уклонов и т.д.) в нижних точках трубопроводов рекомендуется в целях безопасности предусматривать специальные дренажные устройства непрерывного или периодического действия.

149. Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, рекомендуется в целях безопасности оборудовать дренажными устройствами для непрерывного удаления жидкости. В качестве дренажных устройств непрерывного действия в зависимости от свойств и параметров среды рекомендуется применять конденсатоотводчики, гидравлические затворы, сепараторы и другие устройства с отводом жидкости в закрытые системы и сборники.

150. Непрерывный отвод дренируемой жидкости из трубопровода рекомендуется в целях безопасности предусматривать из специального штуцера-кармана, ввариваемого в дренируемый трубопровод.

Рекомендованные значения диаметров штуцера-кармана в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода приведены в таблице 1 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности.

Не рекомендуется предусматривать штуцера-карманы на трубопроводах номинальным диаметром *DN* менее 100.

Диаметр отводящей трубы, присоединяемой к штуцеру-карману, рекомендуется определять гидравлическим расчетом.

151. В качестве дренажных устройств периодического действия рекомендуется предусматривать специальные сливные штуцера с запорной арматурой для присоединения стационарных или съемных трубопроводов, гибких шлангов для отвода продуктов в дренажные емкости или технологическое оборудование. На запорную арматуру устанавливается заглушка. Дренажные устройства для аварийного опорожнения проектируются стационарными.

Для продуктов 1 и 2 классов опасности и сжиженных газов устройства для опорожнения с помощью гибких шлангов не рекомендуется в целях безопасности.

Диаметр дренажного трубопровода не рекомендуется в целях безопасности определять в соответствии с гидравлическим расчетом исходя из условий регламентированного времени дренажа, но не менее 25 мм.

152. Для прогрева и продувки трубопроводов, в которых возможна конденсация продукта, на вводе в производственные цеха, технологические узлы и установки перед запорной арматурой, а также на всех участках трубопроводов, отключаемых запорными органами, дополнительно не рекомендуется в целях безопасности предусматривать в концевых точках дренажный штуцер с вентилем (и заглушкой – для токсичных продуктов).

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из паропровода при его продувке, а также из трубопроводов другого назначения для продувки их паром, рекомендуется определять в зависимости от диаметра трубопровода по таблице 2 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности.

153. Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания рекомендуется в первую очередь использовать устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического дренажа рекомендуется в целях безопасности предусматривать штуцеры, ввариваемые непосредственно в дренируемый трубопровод.

Рекомендованные минимальные значения диаметров дренажных штуцеров приведены в таблице 3 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности.

154. Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзрывоопасных продуктов и веществ 1 и 2 классов опасности, в начальных и конечных точках трубопровода рекомендуется в целях безопасности предусматривать штуцера с арматурой и заглушкой для продувки их инертным газом или водяным паром и (или) промывки водой или специальными растворами.

Подвод (отвод) инертного газа, пара, воды или промывочной жидкости к трубопроводам рекомендуется производить с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки (промывки) съемные участки или шланги рекомендуется в целях безопасности снять, а на запорную арматуру устанавливать заглушки.

Рекомендованные минимальные значения диаметров штуцеров для продувки и промывки в зависимости от диаметра трубопровода, приведены в таблице 3 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности.

155. Не рекомендуется для удаления сжиженных газов из стационарного оборудования применять гибкие шланги.

Для заполнения и опорожнения нестационарного оборудования (слив и налив железнодорожных цистерн, контейнеров, бочек и баллонов) допускается применение гибких шлангов, рассчитанных на соответствующее давление.

156. Трубопроводы с технологическими средами 1, 2 и 3 классов опасности по ГОСТ 12.1.007-76\* «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности», утвержденному постановлением Госстандарта СССР от 10 марта 1976 г. № 576, рекомендуется в целях безопасности продувать в специальные сбросные трубопроводы с последующим использованием или обезвреживанием продувочных газов и паров. Продувку остальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные свечи в атмосферу.

157. Схему продувки трубопровода и расположение продувочных свечей рекомендуется определять при проектировании в каждом конкретном случае с соблюдением требований нормативно-технической документации.

158. Продувочные свечи рекомендуется оборудовать устройствами для отбора проб с арматурой, а продувочные свечи для горючих и взрывоопасных продуктов - также огнепреградителями.

159. Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точках рекомендуется предусматривать дренажные отверстия и штуцера с арматурой либо другие устройства, исключающие возможность скопления жидкости в результате конденсации.

160. В отношении всех видов конденсатоотводящих устройств и всех дренажных трубопроводов, размещаемые вне помещений, рекомендуется предусматривать меры по обеспечению их надежной защиты от замерзания теплоизоляцией и обогревом.

## Размещение арматуры

161. На вводах трубопроводов в цехи, технологические узлы, установки и выводах рекомендуется устанавливать запорную арматуру.

162. При выборе и применении арматуры с дистанционным или ручным управлением рекомендуется осуществлять с учетом условий технологического процесса и обеспечения безопасности работы, а также требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности.

На вводах трубопроводов для горючих газов, (в том числе сжиженных), легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ) номинальных диаметров 400 и более рекомендуется устанавливать запорную арматуру с дистанционным управлением и ручным дублером.

163. Запорную арматуру с дистанционным управлением рекомендуется в целях безопасности размещать вне здания на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего аппарата, расположенного вне здания.

Дистанционное управление запорной арматурой рекомендуется в целях безопасности располагать в пунктах управления, операторных и других безопасных местах. Управление арматурой допускается располагать в производственных помещениях при условии дублирования его из безопасного места.

Управление запорной арматурой с дистанционным управлением, предназначенной для аварийного сброса газа, рекомендуется осуществлять из операторной.

164. На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установкой и расположением запорной арматуры рекомендуется в целях безопасности обеспечивать возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппарата, а также всего трубопровода.

165. Для уменьшения усилий при открытии запорной арматуры с ручным приводом номинальных диаметров *DN* > 500 на номинальные давления *PN* ≤ 1,6 МПа включительно и номинальных диаметров *DN* >350 на номинальные давления *PN* >1,6 МПа рекомендуется предусматривать обводные линии (байпасы) для выравнивания давлений во входном и выходном патрубках запорной арматуры.

Значение номинального диаметра байпаса рекомендуется выбирать не менее указанной в таблице 4 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности.

166. Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, рекомендуется снабжать байпасной линией с соответствующей запорной арматурой.

167. При расположении арматуры на трубопроводе рекомендуется руководствоваться указаниями технических условий и эксплуатационной документации.

168. В местах установки арматуры массой более 50 кг рекомендуется в целях безопасности предусматривать переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

169. На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов рекомендуется устанавливать обратную арматуру. Обратную арматуру рекомендуется устанавливать между нагнетателем и запорной арматурой. На центробежных насосах, работающих в системе без избыточного давления, допускается обратную арматуру не ставить.

170. На трубопроводах, подающих группы сред А и Б в сосуды, работающие под избыточным давлением, рекомендуется устанавливать обратные клапаны, если нет другого устройства, предотвращающего перемещения транспортируемых сред обратным ходом.

Последовательностью установки обратного клапана и запорной арматуры и количество арматуры рекомендуется в целях безопасности обеспечить возможность внеочередных ревизий обратных клапанов без остановки технологического процесса.

171. Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов) с номинальным давлением *PN* 4,0 МПа и выше, на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А, Б (а), Б (б), рекомендуется устанавливать две единицы запорной арматуры номинальным диаметром *DN* 25 с дренажной арматурой между ними, соединенной с атмосферой. На дренажной арматуре устанавливаются заглушки.

Дренажная арматура трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред рекомендуется в целях безопасности соединять с закрытой системой.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп с номинальным давлением менее *РN* 4 МПа, а также групп Б (в), В вне зависимости от давления, рекомендуется устанавливать одну единицу запорной арматуры и дренажную арматуру с заглушкой.

172. В случае возможности повышения давления свыше расчетного, в том числе за счет объемного расширения жидких сред, на трубопроводах рекомендуется в целях безопасности устанавливать предохранительная арматура. Сбросы от предохранительной арматуры предусматриваются в соответствии с требованиями правил для факельных систем.

173. Трубопроводная арматура рекомендуется размещать в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры рекомендуется располагать на высоте не более 1,8 мот уровня пола помещения или площадки, с которой производят управление. При частом использовании арматуры привод рекомендуется располагать на высоте не более 1,6 м.

При размещении арматуры на высоте более, чем указано для обслуживания, рекомендуется в целях безопасности устанавливать стационарные или переносные площадки и лестницы. Время закрытия (открытия) запорной арматуры рекомендуется определять в соответствии с требованиями проектной документации.

174. На вводе трубопровода в производственные цехи, технологические узлы и установки, если максимально возможное рабочее давление технологической среды в трубопроводе превышает расчетное давление технологического оборудования, в которое она направляется, рекомендуется в целях безопасности устанавливать редуцирующее устройство (автоматическое для непрерывных процессов или ручное для периодических) с манометром и предохранительной арматурой на стороне низкого давления.

## Опоры и подвески трубопроводов

175. Трубопроводы рекомендуется в целях безопасности монтировать на опорах или подвесках. Расположение опор (неподвижных, скользящих, катковых, пружинных и т.д.), подвесок и расстояние между ними определяются проектной документацией.

Рекомендуется разрабатывать конструкцию опор и подвесок при отсутствии соответствующих по нагрузкам и другим параметрам стандартных опор и подвесок.

176. Опоры и подвески рекомендуется в целях безопасности рассчитывать на вертикальные нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), изоляции, футеровки, льда (если возможно обледенение), а также нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

177. Опоры и подвески рекомендуется располагать на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов.

178. Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой для исключения потерь холода рекомендуется применять опоры с теплоизолирующими прокладками.

179. При выборе материалов для опорных конструкций, опор подвесок, размещаемых вне помещений и в неотапливаемых помещениях, за расчетную температуру рекомендуется в целях безопасности принимать средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92.

180. Материал элементов опор и подвесок, привариваемых к трубопроводу, рекомендуется выбирать в соответствии с материалом трубопровода.

181. Для обеспечения проектного уклона трубопровода допускается установка под подушки опор металлических подкладок, привариваемых к строительным конструкциям.

182. Для трубопроводов, подверженных вибрации, рекомендуется применять опоры с хомутом и располагать их на строительных конструкциях. Подвески для таких трубопроводов допускается предусматривать в качестве дополнительного способа крепления.

183. В проекте в целях безопасности рекомендуется указывать величины предварительного смещения подвижных опор и тяг подвесок, а также данные по регулировке пружинных опор подвесок.

При применении подвесок в проектной документации рекомендуется указывать длины тяг в пределах от 150 до 2000 мм, кратные 50 мм.

184. Опоры под трубопроводы рекомендуется устанавливать с соблюдением следующих условий:

они плотно прилегают к строительным конструкциям;

отклонение их от проектного положения не превышает в плане ±5 мм для трубопроводов внутри помещений и ±10 мм для наружных трубопроводов; отклонение по уклону не превышает +0,001;

уклон трубопровода проверяется приборами или специальными приспособлениями (нивелиром, гидростатическим уровнем и др.);

подвижные опоры и их детали (верхние части опор, ролики, шарики) устанавливаются с учетом теплового удлинения каждого участка трубопровода, для чего опоры и их детали смещаются по оси опорной поверхности в сторону, противоположную удлинению;

тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых удлинений, устанавливаются отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые удлинения, устанавливаются с наклоном в сторону, обратную удлинению;

пружины опор и подвесок затягиваются в соответствии с указаниями в проектной документации; на время монтажа и гидравлического испытания трубопроводов пружины разгружаются распорными приспособлениями;

при установке опор на дне лотков и каналов предусматриваются меры по обеспечению возможности свободного стока воды по дну лотка или канала.

185. Для уменьшения усилий от трения рекомендуется устанавливать специальные конструкции опор, в том числе шариковые и катковые.

Катковые и шариковые опоры не рекомендуется применять при прокладке трубопроводов в каналах.

186. Подвижные и неподвижные опоры трубопроводов с сероводородсодержащими средами рекомендуется применять хомутовые. Для таких трубопроводов применение приварных деталей опор без последующей термообработки швов приварки опор не рекомендуется.

187. При выборе опор рекомендуется отдавать предпочтение «открытой» конструкции для возможности проведения толщинометрии.

## Дополнительные рекомендации к устройству трубопроводов при комплектно-блочном методе монтажа

188. Проектирование и изготовление трубопроводов, входящих в состав поставочных блоков, рекомендуется в целях безопасности проводить в соответствии с Руководством по безопасности и техническими условиями на проектирование и изготовление трубопроводных блоков.

## Компенсация температурных деформаций трубопроводов

189. Температурные деформации рекомендуется компенсировать за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов. При невозможности ограничиться самокомпенсацией (на совершенно прямых участках значительной протяженности и др.) на трубопроводах устанавливаются П-образные, линзовые, волнистые и другие компенсаторы.

В тех случаях, когда в проектной документации предусматривается продувка паром или горячей водой, рекомендуется рассчитывать на эти условия компенсирующую способность.

190. Не рекомендуется применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах, транспортирующих среды групп А и Б.

Не рекомендуется устанавливать линзовые, сальниковые и волнистые компенсаторы на трубопроводах с номинальным давлением свыше 10 МПа.

191. Рекомендуется применять П-образные компенсаторы для технологических трубопроводов всех категорий. Их рекомендуются изготавливать либо гнутыми из цельных труб, либо с использованием гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов.

В случае предварительной растяжки (сжатия) компенсатора, ее величину рекомендуется указывать в проектной документации.

192. Для П-образных компенсаторов гнутые отводы рекомендуется в целях безопасности изготавливать из бесшовных, а сварные - из бесшовных и сварных прямошовных труб.

193. Применять водогазопроводные трубы для изготовления П-образных компенсаторов не рекомендуется, а электросварные со спиральным швом - допускается для прямых участков компенсаторов.

194. В целях безопасности рекомендуется П-образные компенсаторы устанавливать горизонтально с соблюдением общего уклона. В обоснованных случаях (при ограниченной площади) их допускается размещать вертикально петлей вверх или вниз с соответствующим дренажным устройством в низшей точке и воздушниками.

195. П-образные компенсаторы перед монтажом рекомендуется устанавливать на трубопроводах вместе с распорными приспособлениями, которые удаляют после закрепления трубопроводов на неподвижных опорах.

196. Линзовые компенсаторы, осевые, а также линзовые компенсаторы шарнирные рекомендуется применять для технологических трубопроводов в соответствии с нормативно-технической документацией.

197. При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующимися газами, для каждой линзы рекомендуется в целях безопасности предусматривать дренаж конденсата. Патрубок для дренажной трубы рекомендуется в целях безопасности изготавливать из бесшовной трубы. При установке линзовых компенсаторов с внутренним стаканом на горизонтальных трубопроводах с каждой стороны компенсатора рекомендуется в целях безопасности устанавливать направляющие опоры на расстоянии не более 1,5 *DN* компенсатора.

198. При монтаже трубопроводов компенсирующие устройства рекомендуется в целях безопасности предварительно растягивать или сжимать. Величину предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства рекомендуется указывать в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки может изменяться на величину поправки, учитывающей температуру при монтаже.

199. Качество компенсаторов, подлежащих установке на технологических трубопроводах, рекомендуется подтверждать паспортами или сертификатами.

200. При установке компенсатора в паспорт трубопровода рекомендуется вносить следующие данные:

техническую характеристику, завод-изготовитель и год изготовления компенсатора;

расстояние между неподвижными опорами, компенсацию, величину предварительного растяжения;

температуру окружающего воздуха при монтаже компенсатора и дату установки.

201. Расчет П-образных, Г-образных и Z-образных компенсаторов рекомендуется производить в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

## Рекомендации по снижению вибрации трубопроводов

202. Для оборудования и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, в проектной документации рекомендуется в целях безопасности предусматривать меры и средства по снижению вибрации и исключению возможности аварийного разрушения и разгерметизации системы.

Способы снижения и допустимые уровни вибрации, методы и средства контроля ее рекомендуется в целях безопасности определять в соответствии с требованиями национальных стандартов и других нормативных документов.

203. Для устранения вибрации трубопроводов от пульсации потока у поршневых машин рекомендуется в целях безопасности предусматривать установку буферных и акустических емкостей, обоснованную соответствующим расчетом, и в обоснованных случаях - установку специальных гасителей пульсации.

При работе нескольких компрессоров на общий коллектор буферные и акустические емкости рекомендуется устанавливать для каждой нагнетательной установки.

204. Конструкцию и габариты буферных и акустических емкостей для гашения пульсации, места установки рекомендуется в целях безопасности выбирать по результатам расчета.

В качестве буферной емкости для гашения пульсации допускается использовать аппараты, комплектующие компрессор (холодильники, сепараторы, маслоотделители и т.д.), при соответствующей проверке расчетом объема и места установки аппарата.

## Тепловая изоляция, обогрев

205. Применение тепловой изоляции рекомендуется определять в каждом конкретном случае в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса и требований охраны труда и взрывопожаробезопасности.

206. Тепловой изоляции трубопроводы рекомендуется подвергать в целях обеспечения безопасности в следующих случаях:

для предупреждения и уменьшения тепло- или холодопотерь (для сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок и т.п.);

для недопущения конденсации влаги на внутренней поверхности трубопровода, транспортирующего газообразный продукт, компоненты которого при растворении в конденсате могут привести к образованию агрессивных продуктов (ограничение температуры на внутренней поверхности трубы);

для ограничения температуры на поверхности теплоизолирующей конструкции в зависимости от местоположения трубопровода и свойств транспортируемого продукта;

для недопущения конденсации влаги из окружающего воздуха в помещениях, а в определенных случаях и на открытом воздухе, на продуктопроводах с отрицательной температурой продукта (ограничение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции);

для ограничения общего теплового потока для обеспечения нормальных температурных условий в помещении;

при температуре стенки трубопровода за пределами рабочей или обслуживаемой зоны выше 60 °С, а на рабочих местах и в обслуживаемой зоне при температуре выше 45 °С – во избежание ожогов;

для обеспечения нормальных температурных условий в помещении.

Тепловая изоляция одновременно может также выполнять функции огнезащиты и защиты от шума.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

Для низкотемпературных (криогенных) трубопроводов может применяться вакуумная (экранно-вакуумная) тепловая изоляция.

207. Рекомендуется в целях безопасности осуществлять мероприятия по тепловой изоляции трубопроводов в соответствии с требованиями нормативно-технической и проектной документации.

208. При прокладке трубопровода с обогреваемыми спутниками тепловую изоляцию рекомендуется осуществлять совместно с обогреваемыми спутниками.

В целях безопасности рекомендуется обогрев (охлаждение), выбор теплоносителя, диаметр спутника и толщину теплоизоляции определять в проектной документации на основании соответствующих расчетов.

При расчете толщины теплоизоляции трубопровода с обогревающими спутниками по требованиям охраны труда рекомендуется учитывать возможное повышение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции в зоне примыкания теплоизоляции к обогревающему спутнику.

209. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода рекомендуется предусматривать следующие элементы:

основной теплоизолирующий слой;

армирующие и крепежные детали;

защитно-покровный слой (защитное покрытие).

В состав теплоизоляционных конструкций трубопроводов с температурой транспортируемых веществ ниже 12 °С рекомендуется включать пароизоляционный слой. Целесообразность пароизоляционного слоя при температуре транспортируемых веществ свыше 12 °С рекомендуется определять и подтверждать расчетом.

При отрицательных рабочих температурах среды проектной документацией на тепловую изоляцию рекомендуется предусматривать тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при установке сборных теплоизоляционных конструкций.

210. Для арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов рекомендуется предусматривать съемные теплоизоляционные конструкции. Рекомендуется толщину тепловой изоляции этих элементов принимать равной 0,8 толщины тепловой изоляции труб.

211. Не рекомендуется применять элементы теплоизоляционных конструкций из сгораемых материалов для трубопроводов групп А и Б, а также трубопроводов группы В при надземной прокладке, для внутрицеховых, расположенных в тоннелях и на путях эвакуации обслуживающего персонала (коридорах, лестничных клетках и др.).

212. Для трубопроводов, транспортирующих активные окислители, не рекомендуется применять тепловую изоляцию с содержанием органических и горючих веществ более 0,45 % по массе.

213. Теплоизоляционные материалы и изделия, содержащие органические компоненты, допускаются к применению на трубопроводах с рабочей температурой выше 100 °С. при наличии соответствующих обоснований в проектной документации.

214. Для трубопроводов, подверженных ударным нагрузкам и/или вибрации, не рекомендуется в целях безопасности применять порошкообразные теплоизоляционные материалы, минеральную вату и вату из непрерывного стеклянного волокна. Рекомендуется применять теплоизоляционные изделия на основе базальтового супертонкого или асбестового волокна, вибростойкость которых в условиях эксплуатации подтверждена результатам испытаний.

215. Для поддержания требуемой технологической температуры по всей длине протяженного трубопровода, либо недопущения падения (либо роста) температуры ниже (выше) допустимой на отдельных участках трубопровода при остановке перекачки или отсутствия течения продукта, трубопровод или его отдельные участки наряду с тепловой изоляцией рекомендуется оснащать системой обогрева (охлаждения).

216. Система обогрева (охлаждения) может быть выполнена:

в виде трубчатых спутников, по которым прокачивается теплоноситель;

в виде резистивных распределенных электронагревателей (система электрообогрева).

В обоснованных случаях рекомендуется использоваться конструкцию системы обогрева с обогревающей рубашкой.

В случае использования системы обогрева (охлаждения) тепловой изоляцией рекомендуется в целях безопасности закрывать как сам трубопровод, так и нагревательные (охлаждающие) элементы системы обогрева (охлаждения).

217. Системами резистивного распределенного обогрева (электрообогрев) рекомендуется обеспечивать оптимальный расход энергии и получение достаточного объема информации как о системе обогрева, так и о работе обогреваемого объекта.

218. Рекомендуется тепловую изоляцию трубопроводов наносить после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие или охлаждающие спутники рекомендуется также испытывать и принимать комиссией по акту до нанесения тепловой изоляции.

При монтаже обогревающих спутников особое внимание в целях безопасности рекомендуется уделять на отсутствие гидравлических «мешков» и правильное осуществление дренажа во всех низших точках .

Системы распределенного резистивного электрообогрева рекомендуется подвергать электрическим испытаниям как перед монтажом тепловой изоляции, так и после монтажа. Результаты испытаний оформляются протоколом.

## Защита от коррозии и окраска трубопроводов

219. При транспортировке агрессивных веществ рекомендуется в целях безопасности обеспечить защиту от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов с учетом химических и физических свойств веществ, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.

220. Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов рекомендуется осуществлять в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, степени опасности электрокоррозии, вида и параметров транспортируемых веществ.

221. Оценке степени агрессивности воздействия окружающей среды и защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов рекомендуется осуществлять с использованием металлических и неметаллических защитных покрытий в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

222. В проектной документации рекомендуется предусматривать меры по обеспечению защиты трубопроводов от подземной коррозии в целях их надежной эксплуатации.

223. Решение о применении электрохимической защиты рекомендуется принимать в соответствии с требованиями НТД на основании коррозионных исследований, выполняемых с целью выявления на участках прокладки трубопроводов опасности почвенной коррозии или коррозии блуждающими токами.

224. Проектирование системы электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) рекомендуется производить в соответствии и с учетом требований НТД.

225. При бесканальной прокладке подземных трубопроводов проектирование средств защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, рекомендуется осуществлять для трубопроводов без тепловой изоляции.

226. Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже 20 °С и подлежащие тепловой изоляции, в целях обеспечения безопасности рекомендуется подвергнуть защите от коррозии также, как трубопроводы без тепловой изоляции.

227. При электрохимической защите трубопроводов рекомендуется предусматривать применение изолирующих фланцевых соединений (ИФС). Размещение ИФС осуществляется в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

228. Для измерения электропотенциалов допускается использовать отключающие устройства, конденсатосборники и другое оборудование.

229. При проектировании мероприятий по антикоррозионной защите технологических трубопроводов конструктивными решениями рекомендуется обеспечивать доступность осмотра и восстановление антикоррозионных покрытий.

230. Опознавательная окраска трубопроводов выполняется в соответствии с национальными стандартами и нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

# VI. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МОНТАЖУ ТРУБОПРОВОДОВ

## Общие рекомендации к монтажу трубопроводов

231. Монтаж трубопроводов рекомендуется проводить с учетом настоящего Руководства по безопасности, разработанного плана производства работ (ППР) и проектной документации.

232. При монтаже трубопроводов рекомендуется осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ.

Результаты входного контроля рекомендуется оформлять актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

233. Не рекомендуется допускать превышение отклонения линейных размеров сборочных единиц трубопроводов±3 мм на 1 м, но не более ±10 мм на всю длину.

234. Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки, указанные в документации, могут быть переданы в монтаж после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

235. Условия хранения изделий и материалов для монтажа трубопроводов рекомендуется определять в соответствии требованиям технической документации.

236. Если труба в процессе монтажа разрезается на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся части рекомендуется нанести клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.

## Монтаж трубопроводов

237. При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в трубопровод, визуальным осмотром (без разборки) рекомендуется проверять соответствие их требованиям документации и комплектности.

238. Не рекомендуется производить монтаж сборочных единиц, труб, деталей, других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

239. Специальные виды очистки внутренних поверхностей трубопроводов (обезжиривание, травление), если нет других указаний в документации, рекомендуется выполнять после монтажа в период пусконаладочных работ.

240. Трубопроводы рекомендуется присоединять к закрепленному в проектном положении оборудованию. При соединении трубопроводов с оборудованием не допускаются перекосы и дополнительные натяжения. Неподвижные опоры прикрепляются к опорным конструкциям после соединения трубопроводов с оборудованием.

241. При сборке трубопроводов под сварку в целях безопасности не рекомендуется нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки.

242. Возможность термообработки и проведения контроля сварного шва рекомендуется обеспечивать выбором расстояния от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески.

Расстояние от штуцера или другого элемента с угловым (тавровым) швом до начала гнутого участка или поперечного сварного шва трубопровода рекомендуется принимать равным не менее 100 мм.

Длину прямого участка между сварными швами двух соседних гибов рекомендуется принимать равным не менее 100 мм.

При применении крутоизогнутых отводов допускается расположение сварных соединений в начале изогнутого участка и сварка между собой отводов без прямых участков.

243. Расстояние между соседними сварными соединениями и длина кольцевых вставок при варке их в трубопровод рекомендуется принимать равным не менее 100 мм.

244. Не рекомендуется производить вварку штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов.

245. В обоснованных случаях в гнутые и штампованные детали трубопроводов допускается вварка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

246. Расстояние между краем шва приварки накладки и краем ближайшего шва трубопровода или шва приварки патрубка, а также краями швов приварки соседних накладок, рекомендуется принимать равной не менее трехкратной толщины стенки трубы, но не менее 20 мм.

247. Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений рекомендуется в целях безопасности затягивать, сварные стыки заваривать (в обоснованных случаях - подвергнуть термообработке) и подвергнуть контролю в соответствии с положениями проектной и конструкторской документации.

248. Значения допустимых отклонений от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали приведены в приложения № 12 к настоящему Руководству по безопасности.

249. Не рекомендуется превышать приведенные в приложении № 12 к настоящему Руководству по безопасности значения удвоенного уклонения несоосности уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев, при этом по всей окружности зазор рекомендуется выполняется одинаковым и соответствующим толщине прокладки.

250. При сборке фланцевых соединений рекомендуется в целях безопасности выполнять следующие условия:

гайки болтов располагаются с одной стороны фланцевого соединения;

высота выступающих над гайками концов болтов и шпилек выполняется размером не менее одного шага резьбы (без учета фаски);

гайки соединений с мягкими прокладками рекомендуется затягивать способом крестообразного обхода, а с металлическими прокладками – способом кругового обхода;

болты и шпильки соединений трубопроводов рекомендуется смазывать в соответствии с требованиями технической документации, а трубопроводов, работающих при температуре свыше 300 °С, предварительно покрываются графитовой смазкой. Мягкие прокладки рекомендуется натирать с обеих сторон сухим графитом;

диаметр отверстия прокладки рекомендуется выполнять размером не меньше внутреннего диаметра трубы и соответствующим внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца;

не рекомендуется осуществлять выравнивание перекосов фланцевых соединений натяжением болтов (шпилек), а также применением клиновых прокладок.

251. Рекомендуется в целях безопасности начинается монтаж трубопровода после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок в соответствии с требованиями проектной документации. Сборочные единицы и узлы трубопроводов рекомендуется укладывать не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокидывания или разворота.

252. Рекомендуемое расстояние от фланца арматуры или фланца компенсатора до опоры, подвески, стены, перегородки или перекрытия - не менее 400 мм.

253. В местах расположения измерительных диафрагм вместо них при монтаже допускается временно устанавливать монтажные кольца в соответствии с нормативно-технической документацией.

254. Работоспособность привода арматуры, имеющей механический или электрический привод рекомендуется проверять до передачи в монтаж.

255. Рекомендуется в проектной документации определять положение корпуса арматуры относительно направления потока среды и установка осей штурвалов.

256. Трубопроводную арматуру рекомендуется монтировать в закрытом состоянии. Фланцевые и приварные соединения арматуры рекомендуется выполнять без натяжения трубопровода. Во время сварки приварной арматуры ее затвор или клапан полностью открывается, чтобы предотвратить заклинивание его при нагревании корпуса. Если сварка производится без подкладных колец, арматуру по окончании сварки можно закрыть только после ее внутренней очистки.

257. Холодный натяг трубопроводов рекомендуется производить после выполнения всех сварных соединений (за исключением замыкающего), окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки(в случае ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных на всей длине участка, на котором рекомендуется произвести холодный натяг.

258. Осевые компенсаторы рекомендуется устанавливать соосно с трубопроводами.

259. Допускаемые отклонения от проектного положения присоединительных патрубков компенсаторов при их установке и сварке рекомендуется определять в соответствии нормативно-технической документации на компенсаторы.

260. Компенсаторы рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы направление стрелки на корпусе совпадало с направлением движения вещества в трубопроводе.

261. При монтаже компенсаторов рекомендуется предусматривать меры по исключению скручивающих нагрузок относительно продольной оси и провисание их под действием собственной массы и массы примыкающих трубопроводов, а также обеспечению защиты гибкого элемента от механических повреждений и попадания искр при сварке.

262. Рекомендуется принимать монтажную длину сильфонных, линзовых и сальниковых компенсаторов с учетом поправок на температуру наружного воздуха при монтаже.

263. Растяжение компенсаторов до монтажной длины рекомендуется производить с помощью приспособлений, предусмотренных конструкцией компенсатора или натяжными монтажными устройствами. Растяжка (сжатие) компенсаторов оформляется актом.

264. При монтаже сальниковых компенсаторов рекомендуется обеспечивать свободное перемещение подвижных частей и сохранность набивки.

265. Сварное соединение, перед сваркой которого производится растяжку компенсатора, рекомендуется указывать в технической документации. Допускается во избежание снижения компенсационной способности компенсатора и его перекоса использовать соединение, расположенное на расстоянии от оси симметрии компенсатора не менее, чем 20*D*н (*D*н – наружный диаметр трубы).

266. Линзовые, сильфонные и сальниковые компенсаторы рекомендуется устанавливать в сборочных единицах и блоках коммуникаций при их укрупненной сборке, применяя при этом дополнительные жесткости для предохранения компенсаторов от деформации и повреждения во время транспортировки, подъема и установки. По окончании монтажа временно установленные жесткости рекомендуется удаляются.

267. В случае отсутствия указаний в проекте допустимое отклонение трубопроводов от вертикали рекомендуется принимать равным не более 2 мм на один метр длины трубопровода.

268. При монтаже вертикальных участков трубопроводов в технической документации рекомендуется предусматривать меры, исключающие возможность сжатия компенсаторов под действие массы вертикального участка трубопровода.

269. Окончательное закрепление трубопроводов в каждом температурном блоке при укладке на эстакадах, в каналах или лотках рекомендуется производить, начиная от неподвижных опор.

270. Монтаж трубопроводов, пересекающих железнодорожные пути, автодороги, проезды и другие инженерные сооружения, производится в установленном порядке по согласованию с соответствующими службами.

271. Для обогрева технологических трубопроводов преимущественно применяются трубопроводы *DN* не менее 20 с соединением их на сварке (за исключением мест установки фланцевой арматуры).

272. Креплением трубопроводов обогрева к технологическим трубопроводам рекомендуется обеспечивать свободную компенсацию тепловых удлинений трубопроводов.

273. Антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию трубопроводов до установки их в проектное положение допускается выполнять с условием обеспечения сохранности защитного покрытия при производстве последующих монтажных работ.

## Особенности монтажа трубопроводов с номинальным давлением свыше 10 МПа

274. Сборочные единицы и детали трубопроводов рекомендуется в целях безопасности изготавливать и применять в соответствии с национальными стандартами и нормативно-технической документации. При приемке в монтаж трубопроводов и других изделий рекомендуется проверять:

резьбовые присоединительные концы труб, деталей и арматуры – прокручиванием фланцев;

резьба шпилек – прокручиванием гаек;

геометрические размеры присоединительных концов труби соединительных деталей, арматуры, фланцев, муфт, крепежных деталей и прокладок в количестве 2 % от каждой партии, но не менее 2 штук;

соответствие количества труб, соединительных деталей, фланцев, линз, муфт, арматуры, крепежных деталей и прокладок количеству, указанному для этих партий в сопроводительной документации.

Запорную регулирующую арматуру, исполнительные механизмы, участвующие в схеме контроля, управления и ПАЗ технологических процессов, после ремонта и перед установкой по месту рекомендуется подвергать периодическим испытаниям на быстродействие, прочность и плотность закрытия с оформлением актов или с записью в паспорте, журнале. Периодичность испытаний регламентируется.

275. Требования к очистке, смазке, сборке, соосности и зазорам в разъемных соединениях трубопроводов рекомендуется устанавливать в соответствии с указаниями проектной документации или нормативно-технической документацией.

Не рекомендуется устранять зазоры, непараллельности или несоосности между сборочными единицами или деталями путем натяжения трубопроводов.

276. Крепежные детали рекомендуется выбирать одной партии и затягиваются с помощью устройств, обеспечивающих контроль усилия натяжения. Порядок сборки соединений, контроля усилий затяжки приводится в нормативно-технической документации.

277. В собранных фланцевых соединениях длину шпилек рекомендуется выбирать так, чтобы выступание шпильки из гайки в резьбовом соединении было не менее шага резьбы.

Не рекомендуется устанавливать шайбы между фланцами и гайками. Резьбовая часть присоединительного конца рекомендуется выполняется таким образом, чтобы при навернутом фланце резьбовая часть присоединительного конца трубы выступала от торца фланца на один шаг резьбы.

278. Расстояние между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках, перекрытиях и других строительных конструкциях рекомендуется определять с учетом обеспечения возможности сборки и разборки соединения с применением механизированного инструмента, при этом для трубопроводов с номинальным диаметром до 65 мм указанное расстояние принимается не менее 300 мм и не менее 600 мм для трубопроводе большего диаметра и указывается в технической документации.

## Документация и маркировка трубопроводов или единиц, поставляемых заводами-изготовителями

279. Каждый трубопровод или сборочная единица рекомендуется поставлять заказчику со следующей документацией:

сборочный чертеж трубопровода или сборочной единицы в двух экземплярах;

паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных трубопроводных линий;

копии паспортов на арматуру и детали трубопровода, крепежные детали и уплотнения;

ведомость на упаковку (комплектовочная ведомость) в одном экземпляре;

упаковочный лист в трех экземплярах, из которых:

один экземпляр отправляется почтой;

один экземпляр – в упаковочном ящике;

один экземпляр – на упаковочном ящике.

280. Сборочные единицы из нержавеющих сталей и стали 20ЮЧ, рекомендуется маркировать яркой несмываемой краской.

281. Сборочные единицы из других сталей рекомендуется маркировать клеймением.

282. Маркировку рекомендуется наносить на расстоянии не менее 200 мм от одного из присоединительных концов с указанием в числителе шифра технологической установки, в знаменателе – шифра линии трубопровода. Маркировка – шрифтом в соответствии с нормативно-технической документацией.

283. Схему маркировки сборочных единиц рекомендуется принимать единой для всех трубопроводов в технологической схеме или проектной документации.

Места маркировки рекомендуется обводить яркой несмываемой краской и покрывать бесцветным лаком.

284. Детали, арматура, не вошедшие в сборочные единицы, рекомендуется маркировать несмываемой краской номером трубопроводной линии по технической спецификации.

285. Каждое упаковочное место труб, поставляемых метражом и входящих в поставочный блок, рекомендуется маркировать с указанием номера технологической установки, номера поставочного блока, номера трубопроводной линии и буквой «Т». Бирки с маркировкой, нанесенной ударным способом, рекомендуется закреплять с обоих концов упаковки.

286. На каждом грузовом месте маркировку рекомендуется наносить на ярлыках или непосредственно на торцевых и боковых стенках ящиков яркой несмываемой краской с указанием номера грузового места, числа грузовых мест в данной трубопроводной линии, получателя и его адреса, отправителя и его адреса, массы (нетто, брутто), габаритных размеров грузового места, манипуляционных знаков («верх», «не кантовать», «место строповки», «центр масс»).

287. С каждой трубопроводной линией потребителю рекомендуется направлять следующую техническую документацию:

паспорт;

сведения о трубах и деталях трубопровода;

сведения о сварных соединениях;

перечень арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектных технологических линий;

акт гидравлического испытания сборочных единиц;

акт ревизии и испытания арматуры;

спецификация;

заключение о техническом контроле.

# VII. ТРЕБОВАНИЯ К СВАРКЕ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ

## Сварка

288. При изготовлении, монтаже и ремонте рекомендуется применять аттестованную технологию сварки.

289. Газовая (ацетилено-кислородная) сварка допускается для труб из углеродистых и низколегированных неподкаливающихся сталей (17ГС, 09Г2С и др.) с номинальным диаметром до 80 и толщиной стенки не более 3,5 мм при давлении до 10 МПа.

290. Газовая сварка стыков из низколегированных закаливающихся сталей (15ХМ, 12Х1МФ и др.) рекомендуется применять при монтаже и ремонте труб с номинальным диаметром до 40 и толщиной стенки не более 5 мм при давлении до 10 МПа.

291. Сварку трубопроводов и их элементов рекомендуется производить в соответствии с нормативно-технической документацией.

292. К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, рекомендуется допускать сварщиков, аттестованных на выполнение соответствующих работ.

293. При выборе и применении сварочных материалов рекомендуется уделять внимание на наличие подтверждения их соответствия требованиям национальных стандартов или технических условий и иметь соответствующие сертификаты.

294. Рекомендуется при отсутствии сертификатов сварочные материалы допускать использовать после проверки химического состава и механических свойств наплавленного метала.

295. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний или химическому анализу рекомендуется проводить повторные испытания. Повторные испытания проводятся на удвоенном количестве образцов по тем видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторных испытаниях получены неудовлетворительные результаты даже по одному из видов, данная партия сварочных материалов бракуется.

296. Хранение, подготовка и контроль качества сварочных материалов рекомендуется осуществлять в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

297. Для аустенитных сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений, работающих при температуре свыше 450 °С, рекомендуется осуществлять контроль на содержание ферритной фазы в соответствии с требованиями нормативно-технической документации. При этом рекомендуется обеспечивать содержание ферритной фазы в наплавленном металле шва менее 6 %.

298. Выбором сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений из перлитных хромомолибденовых сталей, работающих в водородосодержащих средах при температуре свыше 200 °С, рекомендуется в целях безопасности обеспечивать содержание хрома в наплавленном металле не менее минимального содержания хрома в свариваемой стали, установленного требованиями НТД.

299. При наличии требований по стойкости сварных соединений против межкристаллитной коррозии аустенитные сварочные материалы рекомендуется в целях безопасности испытывать на склонность к межкристаллитной коррозии.

300. Выбор и применение конструктивных элементов подготовленных кромок и сварных швов рекомендуется осуществляется в соответствии и с учетом требований нормативно-технической документации.

301. Резку труб и подготовка кромок под сварку рекомендуется производить механическим способом. Допускается применение газовой резки для труб из углеродистых, низколегированных и теплоустойчивых сталей, воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб рекомендуется предусматривать припуск на механическую обработку, величина которого определяется нормативно-технической документацией.

302. После огневой резки труб из закаливающихся теплоустойчивых сталей подготовленные под сварку кромки рекомендуется проконтролировать капиллярной и магнитопорошковой дефектоскопией или травлением. Обнаруженные трещины удаляются путем механической зачистки всей поверхности кромки.

303. Отклонение от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образующей не рекомендуется более:

0,5 мм − для *DN* до 65;

1,0 мм − для *DN* свыше 65 до 125;

1,5 мм − для *DN* свыше 125 до 500;

2,0 мм − для *DN* свыше 500.

304. Сборка стыков труб под сварку рекомендуется производить с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка, а также с помощью прихваток или привариваемых на расстоянии 50÷70 мм от торца труб временных технологических креплений.

Технологические крепления рекомендуется изготавливать из стали того же класса, что и свариваемые трубы. При сборке стыков из закаливающихся теплоустойчивых сталей технологические крепления могут быть изготовлены из углеродистых сталей.

305. При сборке стыков из аустенитных сталей с толщиной стенки труб менее 8мм, к сварным соединениям которых предъявляются требования стойкости к межкристаллитной коррозии, приварка технологических креплений не рекомендуется.

306. При сборке труб и других элементов с продольными швами последние рекомендуется смещать относительно друг друга. При этом рекомендуется смещение производить на расстояние не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм. При сборке труб и других элементов с номинальным диаметром 100 мм и менее продольные швы рекомендуется смещать относительно друг друга на величину, равную одной четверти окружности трубы (элемента).

307. При сборке стыка рекомендуется предусматривать возможность свободной усадки металла шва в процессе сварки. Не рекомендуется выполнять сборку стыка с натягом.

308. При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не рекомендуется выполнять на расстояние превышающее 30% от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 мм. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной рекомендуется обеспечивать за счет наклонного расположения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода рекомендуется протачивать конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15°.

309. Смещения внутренних кромок по внутреннему диаметру рекомендуется допускать в пределах значений, приведенных в приложении № 13 к настоящему Руководству по безопасности. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то плавный переход в месте стыка рекомендуется обеспечивать путем проточки конца трубы с меньшим внутренним диаметром под углом не более 150. Для трубопроводов с *PN* до 10 МПа допускается калибровка концов труб методом цилиндрической и конической раздачи.

310. Отклонение от прямолинейности собранного встык участка трубопровода, замеренное линейкой длиной 400 мм в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 мм от стыка, не рекомендуется превышающим:

1,5 мм − для трубопроводов *PN* свыше 10 МПа и трубопроводов I категории;

2,5 мм − для трубопроводов II − V категории.

311. Способ сварки и сварочные материалы при выполнении прихваток рекомендуется выбирать и определять в соответствии со способамии сварочными материалами при сварке корня шва.

312. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, рекомендуется удалять механическим способом.

313. Рекомендуется предусматривать меры по обеспечению равномерного расположения прихваток по периметру стыка. Их количество и длина рекомендуется приводить в технической документации.

314. Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 МПа, рекомендуется осуществлять на остающихся подкладных кольцах или съемных медных кольцах, если это предусмотрено проектной документацией.

## Термическая обработка

315. Выполнение термической обработки сварных соединений и ее режимы (скорость нагрева, температура при выдержке, продолжительность выдержки, скорость охлаждения, охлаждающая среда и др.) рекомендуется приводить в технической документации.

316. К проведению работ по термической обработке сварных соединений рекомендуется допускать термистов-операторов, прошедших специальную подготовку и аттестованных в соответствующем порядке.

317. Термообработке рекомендуется подвергнуть:

стыковые соединения элементов из углеродистых сталей с толщиной стенки более 36 мм;

сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей с толщиной стенки трубы и штуцера соответственно более 36 и 25 мм;

стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки более 30 мм;

сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки трубы и штуцера соответственно более 30 и 25 мм;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибдено-ванадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадие-вольфрамовых сталей независимо от толщины стенки; для сварных соединений из стали марок 12ХМ, 12МХ и 15ХМ толщиной не более 12 мм, выполненных с применением электродов типа Э-09Х1М, термообработка не является обязательной при условии обеспечения твердости металла шва не выше 240 НВ;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегированных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (по указаниям в проектной документации);

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из сталей аустенитного класса, стабилизированных титаном или ниобием – в соответствии с пунктом 318 Руководства по безопасности.

стыковые соединения продольных швов лепестковых переходов из углеродистых и низколегированных сталей независимо от толщины стенки.

318. Элементы трубопроводов из сталей аустенитного класса, стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температурах свыше 350 °С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, рекомендуется подвергать термической обработке по режиму, оговоренному в НТД. Рекомендуется указывать в проектной документации указания по проведению такой термообработки.

319. Для термической обработки сварных соединений рекомендуется применять как общий печной нагрев, так и местный по кольцу любым методом, обеспечивающим одновременный и равномерный нагрев сварного шва и примыкающих к нему с обеих сторон участков основного металла по всему периметру. Значение минимальная ширина участка, нагреваемого до требуемой температуры рекомендуется принимать равным не менее двойной толщины стенки в каждую сторону от края шва, но не менее 50 мм.

320. Участки трубопровода, расположенные возле нагреваемого при термообработке кольца, рекомендуется покрыть теплоизоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине.

321. Для трубопроводов из хромоникелевых аустенитных сталей применение газопламенного нагрева не рекомендуется.

322. При проведении термической обработки рекомендуется соблюдать условия, обеспечивающие возможность свободного теплового расширения и отсутствие пластических деформаций.

323. Термообработку сварных соединений рекомендуется проводить без перерывов. При вынужденных перерывах в процессе термообработки (отключение электроэнергии, выход из строя нагревателя) рекомендуется предусматривать меры по обеспечению медленного охлаждения сварного шва до 300 °С. При повторном нагреве время пребывания сварного соединения при температуре выдержки суммируется со временем выдержки первоначального нагрева.

324. Режимы нагрева, выдержки и охлаждения при термической обработке труб и других элементов рекомендуется регистрировать самопишущими приборами.

325. Термообработку одного и того же сварного соединения допускается проводить не более трех раз.

326. После холодной гибки гнутые участки труб из углеродистых и низколегированных сталей рекомендуется подвергать термической обработке, если отношение среднего радиуса гиба к номинальному наружному диаметру трубы составляет менее 3,5, а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному наружному диаметру превышает 0,05; гнутые участки труб из аустенитных сталей рекомендуется подвергать термической обработке независимо от диаметра и толщины стенки трубы.

327. После горячей гибки термическую обработку гнутых участков труб допускается не проводить, если температура конца деформации не ниже 700 °С для углеродистых и низколегированных сталей и не ниже 850 ОС для аустенитных сталей.

**Контроль качества сварных соединений стальных** **трубопроводов**

328. В объем контроля качества сварных соединений стальных трубопроводов рекомендуется включать:

а) пооперационный контроль;

б) визуальный осмотр и измерения;

в) ультразвуковой или радиографический контроль;

г) капиллярный или магнитопорошковый контроль;

д) определение содержания ферритной фазы;

е) стилоскопирование;

ж) измерение твердости;

з) механические испытания;

и) контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;

к) гидравлические или пневматические испытания.

Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, рекомендуется проводить после проведения термообработки.

Рекомендуется посредством конструкции и расположения сварных соединений обеспечить возможность проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными проектной документацией методами.

329. В объем пооперационного контроля рекомендуется включить:

а) проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;

б) проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок,

зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);

в) проверку температуры предварительного подогрева;

г) проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);

д) проверку режимов термообработки сварных соединений.

330. Визуальному осмотру и измерениям рекомендуется подвергнуть все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

331. Результаты визуального осмотра и измерений сварных швов рекомендуется считать положительными в случае:

а) форма и размеры шва стандартны;

б) поверхность шва мелкочешуйчатая; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы и трещины всех видов и направлений отсутствуют.

Допускаются отдельные поры в количестве не более 3 на 100 мм сварного шва с размерами, не превышающими приведенных в приложении № 14 к настоящему Руководству по безопасности.

332. При расшифровке радиографических снимков не учитываются включения (поры) длиной 0,2 мм и менее, если они не образуют скоплений и сетки дефектов.

333. Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм, нормы, приведенные в приложении № 14 к настоящему Руководству по безопасности, по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) рекомендуется пропорционально уменьшать.

Переход от наплавленного металла к основному рекомендуется в целях безопасности выполнять плавным. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу допускаются по глубине не более 10 % толщины стенки трубы, но не более 0,5 мм.

Не рекомендуется допускать, чтобы общая протяженность подреза на одном сварном соединении превышала 30 % длины шва.

334. Дефекты сварных соединений рекомендуется полностью устранять.

335. Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами рекомендуется проводить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

336. К контролю сварных соединений физическими методами рекомендуется допускать дефектоскопистов, имеющих соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Каждый дефектоскопист допускается к контролю по методам контроля, указанным в его удостоверении. Дефектоскописты аттестуются в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

337. Неразрушающему контролю рекомендуется подвергать наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется проектной документацией на объект, но во всех случаях рекомендуется принимать объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радио графическим методом в % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений не ниже приведенного в приложении № 15 к настоящему Руководству по безопасности.

338. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом рекомендуется производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

339. Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) рекомендуется выбирать исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

340. Перед контролем сварные соединения рекомендуется маркировать таким образом, чтобы их положение можно было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

341. Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля для пор, шлаковых и вольфрамовых включений рекомендуется проводить в соответствии с приложением № 14 к настоящему Руководству по безопасности; для протяженных плоских дефектов – в соответствии с приложением № 16 к настоящему Руководству по безопасности) настоящего Руководства по безопасности.

Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I - IV категорий, за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, не регламентируется.

В обоснованных случаях точную глубину непровара рекомендуется определять методом профильной радиографической толщинометрии в месте его наибольшей величины по плотности снимка или по ожидаемому местоположению.

При расшифровке снимков определяют вид дефектов и их размеры по национальным стандартам или НТД.

342. Сварные соединения трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С, по результатам ультразвукового контроля рекомендуется считать годными, если:

а) отсутствуют недопустимые дефекты;

б) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:

1,6 мм2 при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

2,0 мм2 при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

3,0 мм2 при толщине стенки трубы свыше 20 мм;

в) количество непротяженных дефектов не более двух на каждые 100 мм шва по наружному периметру эквивалентной площадью:

1,6 мм2 при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

2,0 мм2 при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

3,0 мм2 при толщине стенки трубы свыше 20 мм.

Оценку качества сварных соединений трубопроводов I - IV категорий (за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С) по результатам ультразвукового контроля рекомендуется осуществлять с учетом положений приложения № 17 к настоящему Руководству по безопасности.

Точечные дефекты рекомендуется считать недопустимыми, если амплитуда эхо-сигналов от них превышает амплитуду эхо-сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты рекомендуется считать недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхо-сигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхо-сигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхо-сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

343. Сварные соединения трубопроводов с *РN* до 10 МПа по результатам контроля капиллярным (цветным) методом рекомендуется считать годными, если:

а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра), приведенных в Таблице 4 приложения № 11 к настоящему Руководству по безопасности;

Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитываются независимо от толщины контролируемого металла.

344. Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля рекомендуется считать годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

345. Рекомендуется выполнить на 100 % сварных стыков определение содержания ферритной фазы в соответствии с пунктом 298 настоящего Руководства по безопасности.

346. Рекомендуется подвергнуть стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов сварные соединения легированных сталей трубопроводов с *РN* до 10 МПа в следующих случаях:

выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком из одной партии сварочных материалов;

если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;

если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей с *РN* свыше 10 МПа рекомендуется подвергнуть стилоскопированию в объеме 100 %.

Результаты стилоскопирования рекомендуется считать удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном или основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию рекомендуется подвергнуть все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

347. Рекомендуется проводить измерение твердости для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадие-вольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

Измерение твердости рекомендуется производится на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости оцениваются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации. При отсутствии таких требований рекомендуется руководствоваться значениями твердости, приведенными в приложении № 18 к настоящему Руководству по безопасности; при твердости, превышающей допустимую, сварные соединения рекомендуется подвергать стилоскопированию и при положительных его результатах - повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится.

Протокол механических испытаний сварных швов рекомендуется прикладывать к паспорту на трубопровод. При этом твердость замеряется на контрольных сварных соединениях и результаты измерений рекомендуется заносить в паспорт трубопровода.

348. При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю рекомендуется подвергать удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода, выполненных одним сварщиком.

Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю рекомендуется подвергать 100 % сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

349. Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, рекомендуется устранять с последующим контролем исправленных участков.

В целях обеспечения безопасности все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, контроле неразрушающими физическими методами рекомендуется исправить.

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) рекомендуется подвергнуть участки сварного шва, если размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превышают значений, указанных в приложении № 19 к настоящему Руководству по безопасности.

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка производится выборку размером более допустимого по приложению № 19 к настоящему Руководству по безопасности, удаляется полностью, а на его место вваривается катушка.

350. Механические свойства стыковых сварных соединении трубопроводов рекомендуется подтверждать результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

351. Контрольные сварные соединения рекомендуется сваривать на партию однотипных производственных стыков. В партию рекомендуется включать сваренные в срок не более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с номинальным диаметром *DN* до 150 или не более пятидесяти стыков с *DN* 150 и выше.

Однотипными считаются соединения из сталей одной марки, выполненные одним сварщиком по единому технологическому процессу и отличающиеся по толщине стенки не более чем на 50 %.

Однотипными по номинальному диаметру являются соединения: *DN* от 6 до 40, *DN* от 50 до 150, *DN* свыше 150 мм.

352. Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований рекомендуется выбирать в соответствии с приложением № 20 к настоящему Руководству по безопасности.

С целью проведения испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии сваривается на два соединения больше, чем указывается для *DN* от 6 до 40, и на одно соединение больше для *DN* 50 и выше. При диаметре труб *DN* 450 и выше допускается сваривать контрольные сварные соединения из пластин.

353. Из контрольных сварных соединений рекомендуется изготавливать образцы для следующих видов испытаний:

на статическое растяжение при температуре 20 °С – два образца;

на ударный изгиб при температуре 20 °С – три образца с надрезом по центру шва;

на ударный изгиб при рабочей температуре для трубопроводов, работающих при температуре стенки минус 20 °С и ниже, – три образца с надрезом по центру шва;

на статический изгиб –два образца;

для металлографических исследований – два образца (по требованию проектной документации);

на ударный изгиб при температуре 20 °С – три образца с надрезом по зоне термического влияния (по требованию проектной документации);

для испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии – четыре образца (по требованию проектной документации).

Испытания на ударный изгиб проводятся на образцах с концентратором типа «V» (KCV).

Допускается вместо образцов с концентратором типа «V» (KCV) использовать образцы с концентратором типа «U» (KCU).

354. Образцы вырезаются методами, не изменяющими структуру и механические свойства металла. Применение правки заготовок образцов как в холодном, так и в горячем состояниях не рекомендуется.

355. Испытание на статическое растяжение стыковых соединений труб с номинальным диаметром до 50 рекомендуется в обоснованных случаях заменять испытанием на растяжение целых стыков со снятым усилением.

356. Испытание на статический изгиб сварных соединений труб с номинальным диаметром до 50 мм может быть заменено испытанием целых стыков на сплющивание.

357. Рекомендуется, чтобы результаты механических испытаний сварных соединений удовлетворяли данным приложения № 21 к настоящему Руководству по безопасности.

358. Показатели механических свойств сварных соединений рекомендуется определять как среднеарифметическое значение результатов испытаний отдельных образцов. Результаты испытаний на статическое растяжение и статический изгиб рекомендуется считать неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значение ниже установленных требований более чем на 10 %. Результаты испытаний на ударный изгиб рекомендуется считать неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значение ниже установленных требований.

Испытанию на ударный изгиб рекомендуется подвергать сварные соединения труб с толщиной стенки 12 мм и более. В обоснованных случаях испытания на ударный изгиб производят для труб с толщиной стенки от 6 до 11 мм.

359. В разнородных соединениях прочность рекомендуется оценивать по стали с более низкими механическими свойствами, а ударная вязкость и угол изгиба - по менее пластичной стали.

360. При проведении по требованию проектной документации металлографических исследований рекомендуется определять наличие в сварном соединении недопустимых дефектов и соответствие формы и размеров сварного шва требованиям документации.

361. Качество сварных соединений по результатам испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии (по указаниям проектной документации) рекомендуется считать удовлетворительным, если результаты испытаний соответствуют установленным требованиям национальных стандартов.

**VIII. ИСПЫТАНИЯ И ПРИЕМК****А СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**Общие рекомендации**

362. Трубопроводы, на которые распространяются настоящее Руководство по безопасности, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (в случае ее проведения), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины в пружинных опорах и подвесок на период испытаний разгружаются) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, рекомендуется подвергать визуальному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при наличии указаний в проектной документации, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

363. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления рекомендуется указывать в проектной документации для каждого трубопровода. Испытания на прочность и плотность рекомендуется проводить гидравлическим способом.

364. Испытаниям рекомендуется подвергать элементы трубопроводов, отвечающие условиям прочности и плотности в соответствии с требованиями НТД.

365. Скорость подъема давления при гидравлическом или пневматическом испытании рекомендуется в целях безопасности повышать плавно.

В зависимости от способа испытания (гидравлический, пневматический) скорость подъема давления каждого вида испытания рекомендуется указывать в технической документации на трубопровод для соответствующего способа испытания.

366. При визуальном осмотре трубопровода рекомендуется проверять: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке (в случае ее проведения).

367. Подвергать испытаниям рекомендуется трубопровод в целом. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками.

368. При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) рекомендуется отсоединять от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) допускается в обоснованных случаях.

369. При проведении испытаний всю запорную арматуру, установленную на трубопроводе, рекомендуется полностью открывать, сальники – уплотнить; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств установить монтажные катушки; все врезки, штуцеры, бобышки заглушить.

370. Места расположения заглушек во время проведения испытания рекомендуется отмечать предупредительными знаками. не рекомендуется в целях обеспечения безопасности допускать наличие около них людей.

371. Давление при испытании рекомендуется контролировать двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры рекомендуется выбирать класса точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 мм и шкалой на номинальное давление 2/3 измеряемого. Один манометр рекомендуется устанавливать у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой – в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

372. Допускается проводить испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией трубопроводов из бесшовных трубили заранее изготовленных и испытанных блоков (независимо от применяемых труб) при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения будут иметь доступ для осмотра.

**Гидравлическое испытание на прочность и плотность**

373. Гидравлическое испытание трубопроводов рекомендуется проводить в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

Рекомендуется указывать в технической документации допустимые пределы температуры воды для проведения гидравлического испытания трубопроводов. При этом, в целях безопасности, рекомендуется чтобы значение температуры воды было не ниже критической температуры хрупкости материала трубопровода. При отсутствии указаний в проектной или технической документации рекомендуется гидравлические испытания трубопроводов производить водой температурой от 5 °С до 40 °С.

При организации проведения испытаний рекомендуется ввиду разности температур стенки трубопровода и окружающего воздуха предусматривать мероприятия по обеспечению исключения конденсации влаги на поверхности стенки трубопровода.

374. Пробное давление *Р*пр. при гидроиспытании рекомендуется определять по формуле:

 , (1)

где *P* – расчетное давление трубопровода, МПа;

[σ]20 – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

[σ]*t* – допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

Отношение принимается меньшее для материалов из всех элементов трубопровода, работающих под давлением, за исключением болтов (шпилек).

375. Испытаниям рекомендуется подвергать элементы трубопроводов, отвечающие условиям прочности и плотности в соответствии с требованиями НТД.

376. В случае, если обеспечение условий прочности и герметичности при испытаниях невозможно без увеличения диаметра, количества или замены материала болтов (шпилек) фланцевых соединений, при наличии обоснований в проектной документации, допускается уменьшить пробное давление до максимальной величины, при которой при проведении испытаний обеспечиваются условия прочности и герметичности болтов (шпилек) без увеличения их диаметра, количества или замены материала.

377. В случае, если трубопровод и его элементы работают в диапазоне температур ползучести и допускаемое напряжение для материалов трубопроводов и его элементов при расчетной температуре [σ]*t*определяется на базе предела длительной прочности или предела ползучести, допускается в формуле (1) вместо [σ]*t* использовать величину допускаемого напряжения при расчетной температуре [σ]*m*, полученную только на базе не зависящих от времени характеристик: предела текучести и временного сопротивления, без учета ползучести и длительной прочности.

378. Рекомендуемое время выдержки трубопровода под пробным давлением при гидравлическом испытании - не менее 15 минут.

379. Если трубопровод испытывается совместно с сосудом (аппаратом), к которому он присоединен, время выдержки рекомендуется определять в соответствии с временем, требуемым для сосуда (аппарата) в зависимости от толщины стенки корпуса сосуда (аппарата).

380. Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с другим оборудованием, рекомендуется рассчитывать на прочность с учетом давления испытания этого оборудования.

381. Значение величины пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления рекомендуется принимать равным 0,2 МПа.

382. При заполнении трубопровода водой воздух рекомендуется удалить полностью. Давление в испытываемом трубопроводе рекомендуется в целях безопасности повышать плавно. Скорость подъема давления рекомендуется указывать в технической документации.

После выдержки под пробным давлением давление рекомендуется снизить до расчетного, при котором рекомендуется провести визуальный осмотр наружной поверхности, разъемных и сварных соединений.

Визуальный осмотр трубопроводов, работающих под вакуумом, рекомендуется проводить при пробном давлении.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе рекомендуется открыть и трубопровод полностью освободить от воды через соответствующие дренажи.

383. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность рекомендуется признавать удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

384. Одновременное гидравлическое испытание нескольких трубопроводов, смонтированных на общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, допускается, если это установлено проектом.

385. После окончания гидравлического испытания трубопровод рекомендуется опорожнять и продувать до полного удаления воды.

386. Акт о проведении испытания трубопровода рекомендуется прикладывать к паспорту на трубопровод.

## Пневматическое испытание на прочность и плотность

387. Для трубопроводов с номинальным давлением не более 10 МПа допускается замена гидравлического испытания пневматическим.

Гидравлическое испытание допускается заменять пневматическим испытанием (сжатым воздухом, инертным газом или смесью воздуха с инертным газом) при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии. Контроль методом акустической эмиссии проводится в соответствии с НТД.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях:

а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой;

б) при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

в) если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

388. Пневматическое испытание рекомендуется проводить по специальной инструкции, содержащей меры, обеспечивающие безопасность во время проведения пневматического испытания.

389. Величину испытательного давления рекомендуется определять по формуле:

 , (2)

с учетом пункта 373 настоящего Руководства по безопасности.

В случае, если вероятность хрупкого разрушения при пневмоиспытании больше, чем в рабочих условиях, и его последствия представляют значительную опасность, пробное давление может быть снижено до технически обоснованного уровня, но не менее рабочего давления.

390. Пневматическое испытание рекомендуется проводить в светлое время суток. Скорость подъема давления при гидравлическом или пневматическом испытании рекомендуется в целях безопасности повышать плавно.

Время выдержки трубопровода под пробным давлением рекомендуется назначать равным не менее 15 мин и указывать в технической документации.

После выдержки под пробным давлением давление рекомендуется снизить до расчетного, при котором рекомендуется провести визуальный осмотр наружной поверхности и проверку герметичности сварных и разъемных соединений.

## Промывка и продувка трубопровода

391. Трубопроводы рекомендуется подвергать в соответствии с указаниями проекта промывке или продувке.

Промывка может осуществляться водой, маслом, химическими реагентами и другими допустимыми веществами.

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

392. Промывку водой рекомендуется осуществлять со скоростью от 1 до 1,5 м/с. После промывки трубопровод рекомендуется полностью опорожнить и продуть воздухом или инертным газом.

393. Продувку трубопроводов рекомендуется производить под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продувку трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа или вакуумом, рекомендуется производить под давлением не более 0,1 МПа.

394. Рекомендуемая продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте – не менее 10 минут.

395. Во время промывки (продувки) рекомендуется снимать диафрагмы, приборы, регулирующую, предохраняющую арматуру и установить катушки и заглушки.

396. Во время промывки или продувки трубопровода арматуру, установленную на спускных линиях и тупиковых участках, рекомендуется полностью открыть, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотреть и очистить.

397. Монтажные шайбы, установленные вместо измерительных диафрагм, могут быть заменены рабочими диафрагмами только после промывки или продувки трубопровода.

398. При проведении промывки (продувки) в зимнее время рекомендуется принимать меры против промерзания трубопроводов.

## Дополнительные испытания на герметичность

399. Все трубопроводы групп А, Б (а), Б (б), а также вакуумные трубопроводы, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, рекомендуется подвергать дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Проведение дополнительных испытаний на герметичность остальных трубопроводов устанавливается проектной документацией.

Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, рекомендуется испытывать совместно с этим оборудованием.

400. Дополнительное испытание на герметичность рекомендуется производить воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

401. Дополнительное испытание на герметичность рекомендуется проводить давлением, равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов давлением 0,1 МПа.

402. Рекомендуется дополнительные испытания проводить длительностью не менее 24 часов в отношении строящихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указывается в проектной документации для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

После ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, рекомендуется продолжительность испытания устанавливать длительностью не менее 4 часов.

403. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, рекомендуется признавать удовлетворительными в случае, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А и вакуумных и 0,2 % за час для трубопроводов группы Б (а), Б (б).

Скорость падения давления для трубопроводов, транспортирующих вещества других групп, рекомендуется устанавливать в проектной документации.

Указанные положения относятся к трубопроводам с внутренним диаметром до 250 мм включительно.

При испытании трубопроводов больших диаметров нормы падения давления в них рекомендуется определять умножением приведенных величин на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле:

,

где *D*вн – внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр его рекомендуется определятьпо формуле:

,

где *D*1, *D*2, *Dn* – внутренний диаметр участков, м;

*L*1, *L*2, *Ln* – длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, м.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность рекомендуется определять по формуле:

где – падение давления, % от испытательного давления;

, – сумма манометрического и барометрического давления в начале и конце испытания, МПа;

, – температура в трубопроводе в начале и конце испытания, градусы *К*.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

404. Испытание на герметичность с определением падения давления допускается проводить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и в конце испытываемого участка рекомендуется в целях обеспечения безопасности устанавливать термометры.

405. После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу рекомендуется составлять акт по установленной форме.

## Сдача-приемка смонтированных трубопроводов

406. Сдачу-приемку трубопроводов после монтажа рекомендуется осуществлять в соответствии с рекомендациями настоящего Руководства по безопасности и проектной документации.

407. До начала пусконаладочных работ рекомендуется подготовить техническую документацию в полном и достаточном объеме, в том числе свидетельство о монтаже.

408. Проведение пусконаладочных работ без наличия производственной (исполнительной) документации, оформленной в порядке, установленном строительными нормами и правилами, не рекомендуется.

409. Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре, без масштаба. В него рекомендуется включать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений с выделением монтажных швов. Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходимых каналах, рекомендуется указывать расстояние между сварными соединениями. Нумерацию сварных соединений на исполнительном чертеже и в свидетельстве о монтаже целесообразно выполнять как единую. Для трубопроводов с номинальным давлением 10 МПа и более рекомендуется нумеруются также разъемные соединения.

К исполнительному чертежу рекомендуется прикладывать спецификацию на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

410. Перечни скрытых работ при монтаже технологических трубопроводов (земляные работы по устройству оснований под трубопроводы в котлованах, траншеях или на поверхности земли; устройство дренажей и т.д.) рекомендуется указывать в проектной документации. Освидетельствование скрытых работ рекомендуется производить перед началом последующих работ.

411. Перечень документов на сборочные единицы, детали и материалы, применяемые при монтаже трубопровода, рекомендуется включать в состав свидетельства о монтаже.

412. Комплектовать свидетельство о монтаже участков трубопроводов рекомендуется на технологический блок или технологический узел, указанный в проектной документации, и прилагать к нему все акты, протоколы, паспорта, сертификаты, чертежи и иные документы.

# IX. РЕКОМЕНДАНДАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА

## Обслуживание

413. Обслуживание трубопроводов рекомендуется производить в соответствии с проектной документацией, нормативно-технической документацией по промышленной безопасности и эксплуатационной документацией.

414. Лицам, осуществляющим обслуживание трубопроводов, рекомендуется обеспечить проведение подготовки и аттестации в установленном порядке.

415. По каждой установке (цеху, производству) рекомендуется составлять перечень трубопроводов и разрабатывать эксплуатационную документация.

416. На трубопроводы всех категорий рекомендуется составлять паспорт установленного образца.

417. Паспорт на трубопровод хранится и заполняется в установленном порядке.

418. На трубопроводах из углеродистой и кремнемарганцовистой стали с рабочей температурой 400 °С и выше, а также на трубопроводах из хромомолибденовой (рабочая температура 500 °С и выше)и из высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550 °С и выше) рекомендуется осуществлять контроль за ростом остаточных деформаций в установленном порядке.

## Эксплуатация

419. В период эксплуатации трубопроводов рекомендуется осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежесменными записями в оперативном (вахтовом ) журнале.

420. Надзор за правильной документацией трубопроводов ежедневно рекомендуется осуществлять лицом, назначенным ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, периодически – службой технического надзора совместно с руководством цеха и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов, но не реже чем один раз в 12 месяцев.

421. При периодическом контроле рекомендуется проверять:

техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных участков и т.п.;

устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;

полноту и порядок ведения технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического контроля трубопроводов оформляются актом, один экземпляр которого передают начальнику цеха владельца трубопровода.

422. Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации рекомендуется тщательно осматривать с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации.

Выявленные при этом дефекты в целях обеспечения безопасности рекомендуется полностью устранять.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов рекомендуется указывать в документации, но не реже одного раза в 3 месяца.

423. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодическом контроле допускается проводить без снятия изоляции. В обоснованных случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

424. Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходимых каналах или в земле, рекомендуется производить путем вскрытия отдельных участков длиной не менее 2 м. Число участков устанавливается в зависимости от условий эксплуатации.

425. В целях безопасности, в случаях, если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе рекомендуется снижать до атмосферного, температуру горячих трубопроводов снижать до 60 °С, а дефекты устранять с соблюдением мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод рекомендуется в целях безопасности остановить и подготовить к проведению ремонтных работ в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

426. При наружном осмотре рекомендуется проверять наличие вибрации трубопроводов, а также состояние:

изоляции и покрытий;

сварных швов;

фланцевых и муфтовых соединений, крепежа и устройств для установки приборов;

опор;

компенсирующих устройств;

дренажных устройств;

арматуры и уплотнений;

реперов для замера остаточной деформации;

сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

## Ревизия (освидетельствование) трубопроводов

427. К основному методу контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов рекомендуется относить периодическую ревизию (освидетельствование), которую рекомендуется проводить службой технического надзора совместно с начальниками установок (производств) лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии рекомендуется использовать для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

428. Первое освидетельствование рекомендуется проводить через четверть назначенного срока, но не более чем через 5 лет.

Назначенные и расчетные сроки безопасной эксплуатации трубопроводов и их узлов рекомендуется указывать в технической документации. Продление сроков эксплуатации трубопроводов осуществляется по результатам экспертизы промышленной безопасности.

429. Периодичность последующих освидетельствований рекомендуется устанавливать в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, условий эксплуатации, результатов предыдущих осмотров, ревизии и других факторов. Сроки ревизии рекомендуется определять предприятию-владельцу трубопровода и указывать в паспорте на трубопровод. В случае отсутствия таких указаний периодичность сроки проведения ревизии трубопроводов давлением до 10 МПа рекомендуется определять с учетом приложения № 22 к настоящему Руководству по безопасности.

430. При ревизии трубопровода с давлением до 10 МПа рекомендуется:

проводить наружный осмотр трубопровода согласно требованиям пункта 427 настоящего Руководства по безопасности;

проводить измерения толщины стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля, а в обоснованных случаях – сквозной засверловкой с последующей заваркой отверстия;

проводить радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, если качество их при ревизии вызвало сомнение и нужно подвергнуть эти сварные соединения металлографическим и механическим испытаниям. Число стыков, подлежащих проверке, определяется лицом, осуществляющим надзор за эксплуатацией трубопроводов;

проводить измерения на участках трубопроводов, работающих в условиях ползучести, деформации по состоянию на время проведения ревизии;

проводить разбор (выборочный) резьбовых соединений на трубопроводе, осмотр их и измерение резьбовыми калибрами;

проверка состояния и правильности работы опор, крепежных деталей и, выборочно, прокладок.

431. При проведении ревизии рекомендуется уделять особое внимание участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким относятся участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

432. К ревизии рекомендуется приступать только после выполнения подготовительных работ.

433. После монтажа до начала эксплуатации рекомендуется производить измерение толщины стенок основных элементов и определяются реперные точки, по которым в дальнейшем производится замер толщин.

434. Трубы, детали трубопроводов, арматуру, в том числе литую(корпуса задвижек, вентили, клапаны и т.п.), рекомендуется в целях обеспечения безопасности отбраковывать в случае, если:

в результате ревизии оказалось, что из-за воздействия среды толщина стенки стала ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);

при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т. п.);

при контроле сварных швов обнаружены дефекты, подлежащие исправлению;

размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;

трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытаний;

уплотнительные поверхности фланцев и арматуры износились так, что не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса;

если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше величины, указанной ниже, то за отбраковочный размер рекомендуется принимать следующие значения:

для труб, деталей трубопроводов:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр, *DN* | ≤25 | ≤57 | ≤108 | (≤114)≤219 | ≤325 | ≤377 | ≥426 |
| Наименьшая допустимая толщина стенки, мм | 1,0 | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 3,5 | 4,0 |

для корпусов задвижек, вентилей, клапанов и литых деталей трубопроводов:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр, *DN* | 80 | 100 | 125 | 150 | 200 |
| Наименьшая допустимая толщина стенки, мм | 4,0 | 5,0 | 5,5 | 6,6 | 6,5 |

Значение величины отбраковочной толщины стенки элементов трубопровода рекомендуется указывать в проектной документации.

435. Для трубопроводов с давлением свыше 10 МПа рекомендуются следующие виды ревизии: выборочная, генеральная выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии рекомендуется устанавливать администрацией предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

Первую выборочную ревизию трубопроводов, транспортирующих неагрессивные или малоагрессивные среды, рекомендуется производить не позднее чем через 2 года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

## Техническая документация

436. Трубопроводы рекомендуется комплектовать следующей технической документацией:

перечень трубопроводов;

проектная документация (в том числе расчеты);

паспорт трубопровода;

схемы трубопроводов с указанием номинального диаметра, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

акты ревизии элементов трубопровода;

удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;

документация по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах;

акт периодического визуального осмотра трубопровода;

акт испытания трубопровода на прочность и плотность;

акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;

эксплуатационные (вахтовые) журналы трубопроводов;

акты отбраковки;

журнал установки-снятия заглушек;

журнал термической обработки сварных соединений трубопроводов;

заключение о качестве сварных стыков;

заключения обследований, проверок, контроля и экспертизы промышленной безопасности.

# X. ПОДЗЕМНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

437. На подземные трубопроводы распространяются все рекомендации настоящего Руководства по безопасности, касающиеся классификации трубопроводов, выбора типов и материалов труб, деталей трубопроводов и арматуры, эксплуатации, ревизии, сроков ее проведения, отбраковки, ремонта, испытания, ведения технической документации и т. д.

438. Для ревизии подземных трубопроводов рекомендуется производить вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной каждого не менее 2 м с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, и в обоснованных проектной документацией случаях – с вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии рекомендуется устанавливать в зависимости от условий эксплуатации трубопровода:

при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производится в местах выявленных повреждений изоляции;

при выборочном контроле вскрытие производится из расчета один участок при длине трубопровода не более 200 м длины.

439. При проведении ремонтных и монтажных работ на подземных трубопроводах рекомендуется установить контроль за выполнением требований проекта в части компенсации температурных деформаций, качества применяемых материалов, сварных швов, антикоррозионного покрытия и своевременного оформления всей документации по результатам проводимых работ.

440. В случае подземной прокладки трубопроводов рекомендуется предусматривать меры по защите трубопроводов от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

# XI. ВЫПОЛНЕНИЕ РЕМОНТНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

441. Ремонтно-монтажные работы на трубопроводах рекомендуется производить после выполнения подготовительных работ.

При выполнении ремонтно-монтажных работ рекомендуется руководствоваться настоящим руководством по безопасности.

442. Реконструкция трубопроводов допускается после изменения проектной документации (с проведением соответствующих экспертиз и согласований).

Ремонт трубопроводов рекомендуется выполнять на основании актов ревизии и отбраковки с приложением выкопировки из схем трубопроводов.

443. Узлы, детали и материалы, применяемые при выполнении ремонтных и монтажных работ, выбираются соответствующими установленным требованиям. Объем и методы их контроля рекомендуется определять в соответствии с установленными требованиями. Элементы трубопроводов, и не имеющие сертификатов или паспортов, можно применять только для трубопроводов II категории и ниже при условии проверки и испытания в соответствии с национальными стандартами, правилами и техническими условиями.

Трубы, фланцы и фасонные детали трубопроводов из легированных сталей, независимо от наличия сертификата и заводской маркировки (*РN*, *DN*, марка стали), допускается применять для трубопроводов только после проверки марки стали (химический анализ, стилоскопирование и т.п.).

444. Арматура, предназначенная для установки на трубопроводах I категории, а также всю арматуру (независимо от категории трубопровода) с просроченными сроками перед установкой рекомендуется подвергать проверкам, в т.ч. гидравлическому испытанию на прочность и плотность. В определенных случаях проводится экспертиза промышленной безопасности.

445. При изготовлении разметка труб и деталей рекомендуется производить способами, не нарушающими качества последних и обеспечивающими при изготовлении деталей и сборке их в узлы четкое нанесение на заготовках осевых линий, размеров и форм.

446. Резку труб допускается производить газопламенным, плазменным и механическим способами. Способы резки выбирают в зависимости от марки стали, размеров труб и способа соединения с обеспечением требований к качеству и чистоте поверхности.

Предпочтение рекомендуется отдавать резке труб механическим способом, особенно труб из легированной стали.

447. При резке труб на каждый вновь образованный конец рекомендуется переносить маркировку завода-изготовителя.

448. Технология сварки и сварочные материалы, а также контроль качества сварных соединений рекомендуется выбирать и осуществлять в соответствии с рекомендациями Руководства по безопасности в соответствии с ремонтной документацией и соответствующими установленными требованиями.

449. Резьбовые концы труб рекомендуется выполнять в соответствии с требованиями национальных стандартов.

450. Перед сборкой фланцевых соединений уплотнительные поверхности труб, арматуры, деталей трубопроводов, а также металлические прокладки и линзы промываются и насухо протираются. Торцы труб, соединяемых на фланцах (муфтах), рекомендуется выполнять параллельными в пределах установленных допусков..

451. Гибку труб при изготовлении элементов трубопроводов рекомендуется применять в тех случаях, когда отсутствуют стандартные крутоизогнутые отводы, а также в случаях, когда проектной документации устанавливается радиус гиба более 1,5*DN*.

452. В целях безопасности не рекомендуется осуществлять вварку штуцеров, бобышек, дренажей в сварные швы и в гнутые и штампованные детали трубопровода, за исключением вварки одного штуцера с внутренним диаметром не более 25 мм, если эта вварка предусмотрена проектной документацией.

Допускается вварка штуцеров в отбортованные заглушки, в случае если ось штуцера совпадает с осью трубопровода, а его номинальный диаметр не более половины номинального диаметра заглушки.

453. При сопряжении двух труб, труб с деталями, деталей между собой в целях безопасности не рекомендуется допускать превышения допустимых значений угловых отклонения (излом осей); в целях обеспечения безопасности не рекомендуется не рекомендуется допускать превышения 3 мм на каждый метр длины трубопровода, но не более 10 мм на всю длину линейных отклонений (смещение осей). Совмещение кромок труб и деталей с применением усилий, нагрева или изгиба труб при сборке в целях обеспечения безопасности не рекомендуется, за исключением трубопроводов *РN* ≤ 10 МПа из углеродистой и кремнемарганцовистой стали, для которых в процессе сборки допускается подгонка кромок методом подкатки по всему периметру или его части с предварительным подогревом кромок до 850 – 900 °С. При подкатке рекомендуется обеспечивать плавный переход под углом не более 15° от деформированной кромки к недеформированной части трубы.

454. При сборке фланцев под сварку с различными деталями (патрубками, фасонными частями, бесфланцевой арматурой, компенсаторами и т.п.) рекомендуется предусматривать меры по обеспечению значений перпендикулярности и соосности уплотнительной поверхности фланцев к оси смежной детали в соответствии с рекомендациями Раздела [VI](#PO0000312) настоящего Руководства по безопасности.

455. При сборке фланцевых соединений труб, деталей трубопроводов и арматуры в целях обеспечения безопасности рекомендуется предусматривать меры по обеспечению соосности уплотнительных поверхностей фланцев.

456. При сборке фланцев с трубами и деталями отверстия под болты и шпильки относительно оси фланцевого соединения рекомендуется располагать симметрично. В целях обеспечения безопасности не рекомендуется допускать превышения половины разности номинальных диаметров отверстия и устанавливаемого болта (или шпильки).

457. При сборке труб и деталей с плоскими приварными фланцами расстояние между уплотнительной поверхностью фланца и торцом трубы (недовод трубы) рекомендуется принимать равным толщине трубы +1 мм или выбирать в зависимости от номинального диаметра трубы согласно приложению № 23 к настоящему Руководству по безопасности.

458. При ремонте и установке опор рекомендуется обеспечивать соблюдение следующих условий:

трубы плотно, без зазоров и перекосов укладываются на подушки неподвижных опор, хомуты для крепления труб плотно прилегать к трубе и в целях обеспечения безопасности не рекомендуется допускать ее перемещения;

верхние плоскости опор выверяются по уровню, если это предусмотрено проектной документацией;

ролики, шарики и катки располагаются таким образом, чтобы они могли свободно вращаться и не выпадать из гнезд.

опорные поверхности выполняются прилегающими по всей площади соприкосновения без перекосов;

распорными приспособлениями обеспечивается возможность сжатия пружин на опорах и подвесках в соответствии с указаниями проектной документации;

тяги подвесок трубопроводов, не подверженных тепловым удлинениям (перемещениям), устанавливаются отвесно, а подверженных тепловым удлинениям - с наклоном в сторону, обратную перемещению, на половину этого перемещения;

прокладки для обеспечения уклона трубопровода устанавливаются под подошву опоры; установка прокладок между трубой и опорой в целях обеспечения безопасности не рекомендуется;

при креплении опор на стенах или колоннах кронштейны выполняются прилегающими к бетону или кирпичной кладке и крепятся к силовым закладным элементам;

при укладке трубопроводов сварные швы располагаются от края опоры на расстоянии 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм;

459. Рекомендованное расстояние от штуцера или другого элемента с угловым (тавровым) швом до начала гиба трубы или поперечного сварного шва - не менее 100 мм.

460. Для поперечных сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, рекомендованное значение длины свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва(до ближайших приварных деталей, начала гиба, оси соседнего поперечного шва и т.п.):

не менее 100 мм при толщине стенки трубопровода до 15 мм;

не менее (5*S* + 25) мм - при толщине стенки трубопровода *S* от 15 до 30 мм.

461. При установке арматуры для определения ее правильного положения на трубопроводе в каждом случае рекомендуется руководствоваться указаниями, имеющимися в технической документации.

Направление осей маховиков арматуры определяется проектом.

462. Сильфонная арматура устанавливается на трубопроводах после их испытания, промывки и продувки. На время испытания, промывки и продувки вместо сильфонной арматуры рекомендуется устанавливать временные катушки.

463. Арматура рекомендуется ремонтировать в специализированных цехах, ремонтно-механических мастерских и участках. Мелкий ремонт арматуры (смена прокладок, перенабивка сальников, замена шпилек, штурвалов и т.п.) можно проводить на месте ее установки.

464. После ремонта арматуру рекомендуется в целях обеспечения безопасности подвергать испытаниям (опрессовке) на прочность, плотность и герметичность. Опрессовку на прочность рекомендуется в целях обеспечения безопасности производить при открытом запорном устройстве.

465. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актами. Акты хранятся вместе с паспортом или эксплуатационными журналами на трубопроводы.

466. На чугунной арматуре не рекомендуется производить исправление дефектов сваркой.

467. На стальной литой арматуре (кроме арматуры высокого давления) допускается исправление дефектов электросваркой:

единичных (до двух) раковин на уплотнительных и опорных поверхностях;

газовых и иных раковин местного характера, давших течь при гидравлическом испытании, местных рыхлостей, трещин и сквозных раковин, занимающих в сумме не более 10 % поверхности отливки, при условии что расстояние между кромками дефектных мест после их разделки не менее 50 мм;

дефектов в стойках и маховиках;

дефектов на опорных поверхностях и корпусах задвижек и клапанов путем наплавки всей опорной поверхности.

На каждый случай исправления дефектов составляется технология с учетом материала и условий эксплуатации.

468. Дефектные места для исправления сваркой рекомендуется подготавливать механическим способом (вырубкой зубилом, фрезерованием и т.п.), при этом дефектное место зачищать до неповрежденного металла. При удалении трещины ее края предварительно рекомендуется засверливать. Разделку под сварку рекомендуется выполнять чашеобразной формы с отлогими стенками без резких переходов по краям разделки.

469. Исправление дефектов сваркой производится при положительной температуре на спокойном воздухе (без сквозняков).

Наплавленный сварной шов рекомендуется выполнять без резких переходов к основному металлу; после сварки изделие зачищается от брызг металла и шлака.

470. Рекомендуется в технологической документации указывать требования по выбору электродов при исправлении дефектов сваркой, подогрев изделия до сварки, термической обработки после исправления дефектов .

471. К ремонтным работам допускается обученный персонал. Испытания проводятся на специальном оборудовании (стендах, приспособлениях).

Приложение № 1

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

# Термины, определения и сокращения

**Список сокращений**

|  |  |
| --- | --- |
| АЭ | Акустическая эмиссия |
| ВОТ | Высокотемпературный органический теплоноситель |
| ГЖ | Горючая жидкость |
| ГГ | Горючие газы |
| ЗИП | Ведомость комплекта запасных частей, инструментов и принадлежностей |
| ИФС | Изолирующее фланцевое соединение |
| ЛВЖ | Легковоспламеняющаяся жидкость |
| НГ | Негорючие газы |
| НТД | Нормативно-техническая документация |
| ПАЗ | Противоаварийная защита |
| ППР | План производственных работ |
| ПС | Паспорт |
| СУГ | Сжиженные углеводородные газы |
| ТГ | Трудногорючие газы |
| РЭ | Руководство по эксплуатации |
| УЗД | Ультразвуковая дефектоскопия |

**Термины и определения**

| **Термин** | **Определение** |
| --- | --- |
| Арматура трубопроводная(арматура) | Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах и емкостях, предназначенное для управления (перекрытия, регулирования, распределения, смешивания, фазоразделения) потоком рабочей среды (жидких, газообразных, газожидкостных, порошкообразных, суспензий и т.п.) путем изменения площади проходного сечения |
| Блок коммуникаций | Сборочная единица, включающая трубопроводы, опоры и опорные конструкции под них, средства защиты от внешних воздействий и другие устройства |
| Блок технологический | Комплекс или сборочная единица технологического оборудования заданного уровня заводской готовности и производственной технологичности, предназначенные для осуществления основных или вспомогательных технологических процессов. В состав блока включаются машины, аппараты, первичные средства контроля и управления, трубопроводы, опорные и обслуживающие конструкции, тепловая изоляция и химическая защита. Блоки формируются для осуществления теплообменных, массообменных, гидродинамических, химических, биологических процессов |
| Взрывоопасная смесь | Смесь воздуха или окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, горючими пылями или волокнами, которая при определенной концентрации и возникновении источника инициирования взрыва способна взорваться |
| Гиб | Колено, изготовленное из трубы с применением деформации изгиба |
| Горючая среда | Среда, способная воспламеняться при воздействии источника зажигания |
| Давление пробное | Избыточное давление, при котором производится испытание арматуры и трубопровода на прочность и плотность, МПа |
| Давление рабочее | Наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации арматуры и деталей трубопровода, МПа |
| Давление расчетное | Давление, на которое производится расчет на прочность, максимальное избыточное давление в трубопроводах, используемое при расчете на прочность при выборе основных размеров, при котором предприятием-изготовителем допускается работа данного трубопровода при расчетной температуре при нормальных условиях эксплуатации, МПа |
| Дефект протяженный | Дефект, условная протяженность или приведенная протяженность которого превышает значения, установленные для точечного дефекта |
| Дефект точечный | Дефект, условная протяженность которого не превышает условной протяженности искусственного отражателя площадью, равной предельной чувствительности, и выполненного на глубину залегания дефекта |
| Деталь | Часть линии трубопровода, предназначенная для соединения отдельных его участков с изменением или без изменения направления или проходного сечения (отвод, переход, тройник, заглушка, фланец) или крепления трубопровода (опора, подвеска, болт, гайка, шайба, прокладка) |
| Крестовина | Соединение трубопроводов (рис.1, е), в котором расстояние  между осями ответвляемых трубопроводов составляет: для ответвлений диаметром до 100 мм – менее Dн+50 мм; для ответвлений диаметром 100 мм и более – менее Dн+100 мм |
| Межблочные связи | Часть линии трубопровода, соединяющая технологические блоки с блоками коммуникаций |
| Номинальное давление ***PN*** | Наибольшее избыточное давление при температуре вещества или окружающей среды 20 °С, при котором обеспечивается длительная работа арматуры или деталей трубопроводов, обоснованное расчетом на прочность при выбранных материалах и характеристиках их прочности, соответствующих температуре 20 °С, МПа |
| Номинальный диаметр ***DN*** | Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры. Номинальный диаметр приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого трубопровода, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке |
| Нормативно-технический документ | Национальные стандарты и стандарты предприятий, технические условия, отраслевые руководящие документы, правила и т.д. |
| Организация конструкторская | Организация, разрабатывающая проектную документацию на оборудование или отдельные сборочные единицы и детали трубопроводов |
| Организация проектная | Организация, разрабатывающая проектную документацию компоновки оборудования и трубопроводов в пределах установок и технологических блоков |
| Организация монтажная | Организация, осуществляющая монтаж оборудования и трубопроводов и (или) разрабатывающая технологию монтажа |
| Отвод | Фасонная деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества. В зависимости от способа изготовления подразделяются на крутоизогнутые, гнутые, штампосварные и сварные |
| Отвод гнутый (колено) | Отвод, изготовленный из трубы с радиусом гиба более 1,5DN |
| Отвод крутоизогнутый | Отвод, изготовленный из трубы с радиусом гиба не более 1,5DN |
| Отвод сварной (секционный) | Отвод, изготовленный из секции трубы с использованием сборки и сварки |
| Отвод штампосварной | Отвод, изготовленный из листа с использованием штамповки и сварки |
| Переход | Фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения потока транспортируемого вещества. Подразделяются на бесшовные, вальцованные и лепестковые |
| Переход бесшовный | Переход, изготовленный из труб или листового проката способом штамповки |
| Переход вальцованный | Переход, изготовленный из листового проката способом вальцовки с последующей сваркой |
| Переход лепестковый | Переход, изготовленный из труб способом вырезки на концах труб клиньев, обсадки их с нагревом с последующей сваркой |
| Пожарная безопасность объекта защиты | Состояние объекта защиты, характеризуемое возможностью предотвращения возникновения и развития пожара, а также воздействия на людей и имущество опасных факторов пожара |
| Пожарная опасность веществ и материалов | Состояние веществ и материалов, характеризуемое возможностью возникновения горения или взрыва веществ и материалов |
| Пожаровзрывоопасность веществ и материалов | Способность веществ и материалов к образованию горючей (пожароопасной или взрывоопасной) среды, характеризуемая их физико-химическими свойствами и (или) поведением в условиях пожара |
| Предприятие-изготовитель | Предприятие, изготавливающее трубопроводы, их сборочные единицы и детали |
| Предприятие-владелец | Предприятие, осуществляющее эксплуатацию трубопроводов |
| Противопожарный разрыв (противопожарное расстояние) | Нормированное расстояние между зданиями, строениями и (или) сооружениями, устанавливаемое для предотвращения распространения пожара |
| Система противопожарной защиты | Комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты (продукцию) |
| Соединение фланцевое | Неподвижное разъемное соединение трубопровода, герметичность которого обеспечивается путем сжатия уплотнительных поверхностей непосредственно друг с другом или через посредство расположенных между ними прокладок из более мягкого материала, сжатых крепежными деталями |
| Температура стенки допускаемая | Максимальная (минимальная) температура стенки, при которой допускается эксплуатация трубопровода |
| Температура стенки расчетная | Температура, при которой определяются физико-механические характеристики, допускаемые напряжения материала и проводится расчет на прочность элементов трубопроводов |
| Тройник | Фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом 90°. В зависимости от способа изготовления подразделяются на бесшовные, сварные и штампосварные |
| Тройник бесшовный | Тройник, изготовленный из бесшовной трубы способом горячей штамповки или гидроштамповки |
| Тройник сварной | Тройник, изготовленный из бесшовных или электросварных труб способом врезки штуцера |
| Тройник штампосварной | Тройник, изготовленный из листового проката способом горячей штамповки с отбортовкой горловины и последующей сваркой |
| Узел технологический | Конструктивно и технологически обособленная часть объекта строительства, техническая готовность которой после завершения строительно-монтажных работ позволяет автономно, независимо от готовности объекта в целом, производить пусконаладочные работы, индивидуальные испытания и комплексное опробование агрегатов, механизмов и устройств |
| Устройство запорное | Арматура (вентиль, задвижка, кран и т.п.) или сочетание нескольких видов такой арматуры (включая дренажи и воздушники между ними), предназначенные для отключения систем, оборудования и участков трубопроводов друг от друга, в том числе и быстродействующие редуцирующие устройства |
| Устройство предохранительное | Предохранительная арматура всех типов, мембраны, гидрозатворы или сочетания их (включая трубопроводную связку между ними), предназначенная для защиты систем оборудования я трубопроводов от превышения давления путем массоотвода (отвода) среды |
| Устройство регулирующее | Арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода |
| Участок трубопровода | Часть технологического трубопровода из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянном давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного условного прохода обеспечивается идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и переходов |
| Функционирование (работоспособность) арматуры | Выполнение основных функций – перекрывать (совершать ход), регулировать, предохранять, срабатывать и т.д.) |

Приложение № 2

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

 (образец)

# ПАСПОРТ ТРУБОПРОВОДА\*

**1. СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование раздела (таблицы) и приложения | количествостраниц |
| ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ |  |
| СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА |  |
| ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ  |  |
| ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ  | Сведения о трубах, отводах и листовом металле |  |
| Сведения о фланцах и крепежных изделиях  |  |
| Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованых) |  |
| Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений |  |
| РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ  |  |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ  |  |
| ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА |  |
| СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА  |  |
| ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА  |  |
| ФОРМУЛЯР ЗАМЕРА ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА  |  |
| РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА |  |
| ПРИЛОЖЕНИЯ |  |
|  \* При восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации, на титульном листе паспорта делается запись: «ДУБЛИКАТ». Паспорт составлен на основании технической документации изготовителя и результатов экспертного обследования» за подписью руководителя организации (эксперта), разработавшей паспорт. |

**2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование предприятия |  |
| Цех или установка |  |
| Наименование трубопровода |  |
| Назначение трубопровода |  |
| Наименование рабочей среды |  |
| Характеристикарабочей среды | Класс опасности |  |
| Взрывоопожаро-опасность |  |
| Рабочее давление, МПа  |  |
| Расчетное давление, МПа  |  |
| Расчетная температура стенки, °С |  |
| Категория трубопровода |  |
| Пробное давлениеиспытания, МПа  | Гидравлического |  |
| Пневматического (под АЭ-контролем) |  |
| Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С  |  |
| Расчетный срок службы трубопровода, лет (часов, циклов нагружения) |  |

**3. СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п   | Наименование участков или обозначения по схеме   | Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм   | Протяженность участка трубопровода, м   |
|  |   |   |   |

Перечень схем, чертежей и других элементов, предъявляемых при сдаче трубопровода
в эксплуатацию, предусмотренных СНиП, действующими нормативными правовыми актами, специальными техническими условиями или проектной документацией,
а также иных нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, утвержденных в установленном порядке, содержащими специфические требования
по обеспечению промышленной безопасности, характерные для опасных производственных объектов, на которых применяются технологические трубопроводы.

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**4. ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ**

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование проектной организации |  |
| Номера узловых чертежей |  |
| Наименование монтажной организации |  |
| Дата монтажа |  |
| Род сварки, применявшийся при монтаже трубопровода |  |
| Данные о присадочном материале (тип, марка, ГОСТ или ТУ) |  |

Сварка трубопровода произведена в соответствии с требованиями \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_
и рекомендациями \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**5. ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ**

**5.1 Сведения о трубах, отводах и листовом металле**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование элементов  | Размеры *D* x *S*  | Марка стали  | ГОСТ или ТУ  |
|  |   |   |   |   |

**5.2 Сведения о фланцах и крепежных изделиях \***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п  | Наименование  | Нормаль, ГОСТ, ТУ на фланцы  | Номинальный диаметр*DN* | Номинальноедавление *PN,* МПа  | Материал фланца  | Материал шпилек, болтов, гаек  |
|    |    |    |    |    | марка стали   | ГОСТ или ТУ   | марка стали   | ГОСТ или ТУ   |
|  |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  \* Заполняется при рабочей температуре трубопровода более 350 °С независимо от давления в трубопроводе и при давлении в трубопроводе более 2,5 МПа независимо от температуры |

**5.3 Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованых)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п   | Наименование   | Обозначение по каталогу   | Номиналь-ный диаметр*DN*  | Номинальноедавление *PN*,МПа  | Марка материала корпуса   | ГОСТ или ТУ   |
|  |   |   |   |   |   |   |

**5.4 Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п   | Обозначениесварногошва по схеме | Номер и дата документа о проведенииконтроля | Метод контроля | Объем контроля,% | Описание дефектов | Оценка |
|  |  |  |  |  |  |  |

**6. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ**

(Заносятся последние результаты при заполнении паспорта)

|  |  |
| --- | --- |
|  Вид и условия испытания |  |
| Испытание на прочность (гидравлическое, пневматическое под АЭ-контролем)  | Пробное давление, МПа  |  |
| Испытательная среда |  |
| Результаты испытаний |  |
| Испытание на плотность | Давление испытаний, МПа  |  |
| Продолжительность выдержки, ч (мин) |  |
| Результаты испытаний |  |
| Дополнительные испытания на герметичность \* | Давление испытаний, МПа  |  |
| Испытательная среда |  |
| Продолжительность выдержки, ч |  |
| Падение давления за время испытания, % в час. |  |
|  \* Проводятся для трубопроводов групп А, Б(а), Б(б), а также вакуумных трубопроводов. |

**7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Трубопровод изготовлен и смонтирован в полном соответствии с действующими нормами и признан годным к работе

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Владелец трубопровода  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
|   | (Подпись) | (Фамилия, И.О.) |
|   |   |   |
| Представитель  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| монтажной организации\* | (Подпись) | (Фамилия, И.О.) |
|  |  |  |
|  |  |  |
| Руководитель экспертной организации  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| (эксперт)\*\* | (Подпись) | (Фамилия, И.О.) |
| \* Подпись представителя монтажной организации обязательна только для вновь вводимых трубопроводов.\*\* Подпись руководителя экспертной организации (эксперта) обязательна только при восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации |

**8. ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ**

**И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № и дата приказа о назначении  | Должность, фамилия, имя и отчество  | Подпись ответственного лица  |
|   |   |   |

**9. СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата записи  | Основание  | Запись о ремонте, реконструкции трубопровода  | Подпись ответственного лица, проводившего ремонт |
|   |   |   |  |

**10. ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дата  | Результат ревизии (освидетельствования) | Срок следующей ревизии (освидетельствования)  |
|   |   |   |

**11. ФОРМУЛЯР ЗАМЕРА ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № точек по схеме  | Первоначальный диаметр и толщина, мм  | Отбраковочный размер, мм  | Толщина по замеру,мм  | Метод замера  | Фамилия проверяю-щего  | Подпись  | Примечание  |
|   |   |   |   |   |   |   |   |
| П р и м е ч а н и е — При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации - указать перечень схем, чертежей, документов, подтверждающих качество материалов, сварных швов, проведенных испытаний на прочность, плотность, герметичность. |

**12. РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА**

Трубопровод зарегистрирован №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

В \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ страниц и прошнуровано всего \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_листов,

 а в том числе чертежей на \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(должность регистрирующего лица) (подпись)

М.П.

«\_\_\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20 г.

**Примечание**

Обязательные приложения к паспорту:

 схема (чертеж) трубопровода с указанием размеров участков, номинального диаметра, исходной
и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки опор, арматуры, фланцев, заглушек
и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

 расчет на прочность;

 регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) трубопровода (заполняется
для трубопроводов, ,расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемом помещении) ;

Также к паспорту прилагаются:

акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;

 удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;

 документация по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах;

 Могут быть дополнительно приложены другие документы.

Приложение № 3

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемая классификация трубопроводов \***

| Группа среды | Транспортируемые вещества | Категория трубопроводов |
| --- | --- | --- |
| I | II | III | IV | V |
| *P*расч., МПа | *t*расч., °C | *P*расч., МПа | tрасч., °C | *P*расч., МПа | *t*расч., °C | *P*расч., МПа | *t*расч., °C | *P*расч., МПа | *t*расч, °C |
| А | Вещества с токсичным действием по ГОСТ 12.1.007-76\* «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| а) чрезвычайно опасные вещества класса 1, высокоопасные вещества класса 2 | Незави-симо | Незави-симо |  |  |  |  |  |  |  |  |
| б) умеренно опасные вещества класса 3 | Свыше 2,5 | Свыше 300 или ниже минус 40 | От вакуума 0,08 до 2,5 | От минус 40 до 300 |  |  |  |  |  |  |
| Вакуум ниже 0,08 | Незави-симо |  |  |  |  |  |  |
| Б | Взрывопожароопасные вещества по ГОСТ 12.1.044-88 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения» |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ) | Свыше 2,5 | Свыше 300 или ниже минус 40 | От вакуума 0,08 до 2,5 | От минус 40 до 300 |  |  |  |  |  |  |
| Вакуум ниже 0,08 | Незави-симо |  |  |  |  |  |  |
| б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) | Свыше 2,5 | Свыше 300 или ниже минус 40 | Свыше 1,6 до 2,5 | От 120 до 300 | До 1,6 | От минус 40 до 120 |  |  |  |  |
| Вакуум ниже 0,08 | Незави-симо | Вакуум выше 0,08 | От минус 40 до 300 |  |  |  |  |
| в) горючие жидкости (ГЖ) | Свыше 6,3 | Свыше 350 или ниже минус 40 | Свыше 2,5 до 6,3 | Свыше 250 до 350 | Свыше 1,6 до 2,5 | Свыше 120 до 250 | До 1,6 | От минус 40 до 120 |  |  |
| Вакуум ниже 0,003 | От вакуума 0,003 до вакуума 0,08 | Вакуум выше 0,08 | От минус 40 до 250 |  |  |
| В | Трудногорючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ) | Вакуум ниже 0,003 | Свыше 450 или ниже минус 40 | От вакуума 0,003 до вакуума 0,08 или до 6,3 | Свыше 350 до 450 | Свыше 2,5 до 6,3 | От 250 до 350 | Свыше 1,6 до 2,5 | Свыше 120 до 250 | От вакуума 0,08 до 1,6 | От минус 40 до 120 |
| Свыше 6,3  | От вакуума 0,08 до 1,6  | Ниже минус 40 |
|  *\**  Для вакуумных трубопроводов рекомендуется принимать не расчетное давление, а абсолютное рабочее давление |

Приложение № 4

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемые типы уплотнительной поверхности фланцев**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Среда** | **Номинальное давление *РN*, МПа**  | **Тип уплотнительной поверхности** |
| Все вещества группы В | ≤ 2,5  | С соединительным выступом |
| От 0,25до 6,3 включит | Выступ-впадина или шип-паз |
| Все вещества групп А, Б, кромеА(а) и ВОТ (высокотемпературный теплоноситель) | ≤ 1,0  | С соединительным выступом |
| Вещества групп А(а)  | ≤ 0,25 | С соединительным выступом |
| От 0,25до 6,3 включит | Выступ-впадина или шип-паз |
| ВОТ | Независимо | Шип-паз |
| Фреон, аммиак, водород | Независимо | Выступ-впадина или, шип-паз  |
| Все группы веществ при вакууме | От 0,095 до 0,05 абс. | Выступ-впадина или шип-паз |
| От 0,05 до 0,001 абс.  | Шип-паз |
| Все группы веществ | ≥ 6,3  | Под прокладку овального или восьмиугольного сечения, линзовую прокладку  |

Приложение № 5

к Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

# Рекомендуемые материалы для стальных трубопроводов и деталей трубопроводов

Таблица Г.1 – Материалы труб для трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды

| Марка стали, класс прочности, стандарт или технические условия | Технические требования на трубы (стандарт или технические условия) | Номинальный диаметр,*DN* | Виды испытаний и требований (стандарт или технические условия) | Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.1) | Предельные параметры трубопровода |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальное давление *PN*, МПа  | Максимальная температура, °С | Толщина стенки трубы, мм | Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], oC |
| более 0,35·[σ] | не более 0,35·[σ] |
| Бесшовные трубы |
| 10, 20ГОСТ 1050-88 | ГОСТ 550-75группы А, Б | 10–300 | ГОСТ 550 | Все среды | ≤32  | 475 | ≤12>12 | минус 40минус 30 | минус 40 минус 40 |
| ГОСТ 8731-74,ГОСТ Р 53383-2009группа В,кроме изготовленных из слитка | 50–400 | ГОСТ 8731-74,ГОСТ Р 53383-2009 с гарантией гидроиспытания | Все среды | ≤5 | 475 | ≤12>12 | минус 40минус 30 | минус 40минус 40 |
| 50–400 | ГОСТ 8731-74,ГОСТ Р 53383-2009 с гарантией гидроиспытания | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤5 | 450 | ≤12>12 | минус 40минус 30 | минус 40минус 40 |
| ГОСТ 8733-74,ГОСТ Р 54157-2010группа В | 10–150 | ГОСТ 8733-74,ГОСТ Р 54157-2010 | Все среды с гарантией гидроиспытания | ≤32 | 475 | ≤6 | минус 30 | минус 40 |
| ТУ 14-3-826-79 | 20-50 | ТУ 14-3-826-79 | Все среды | ≤32 | 475 | ≤12 | минус 30 | минус 40 |
| ТУ 14-3-1486-87 | 300, 350, 400 | ТУ 14-3-1486-87 | Все среды | ≤32) | 475 |  | минус 40 | минус 40 |
| ТУ 14-3-587-77 | 500 | ТУ 14-3-587-77 | Все среды | ≤32  | 475 | ≤12>12 | минус 40минус 30 | минус 40минус 40 |
| ТУ 14-3Р-55-2001 | 50-400 | ТУ 14-3Р-55-2001 | Все среды | ≤32  | 475 |  | минус 30 | минус 40 |
| 10, 20ГОСТ 1050-88 | ТУ 14-3-1577-88 | 50-400 | ТУ 14-3-1577-88 | Все среды | ≤32  | 475 |  | минус 40 | минус 40 |
| ТУ 14-3-1128-2000,ТУ 14-3Р-1128-2007 | 50-350 | ТУ 14-3-1128-2000,ТУ 14-3Р-1128-2007 | Все среды | ≤32  | 475 | ≤12>12 | минус 40минус 30 | минус 60минус 40 |
| 10Г2ГОСТ 4543 | ГОСТ 550-75 группы А, Б | 10-300 | ГОСТ 550-75 | Все среды | ≤32  | 475 | <12≥12 | минус 60минус 40  | минус 70минус 60 |
| ГОСТ 8731-74,ГОСТ Р 53383-2009группа В,кроме изготовлен-ных из слитка | 50–400 | ГОСТ 8731-74,ГОСТ Р 53383-2009с гарантией гидроиспытания | Все среды | ≤10  | 475 |  | минус 40 | минус 60 |
| ГОСТ 8733-74,ГОСТ Р 54157-2010группа В | 10–50 | ГОСТ 8733-74,ГОСТ Р 54157-2010с гарантией гидроиспытания | Все среды | ≤10  | 475 | ≤6 | минус 40 | минус 60 |
| ТУ 14-3-826-79 | 20-50 | ТУ 14-3-826-79 | Все среды | ≤10  | 475 | ≤6 | минус 40 | минус 60 |
| 10Г2ТУ 14-3-1577-88 | ТУ 14-3-1577-88 | 50–350 | ТУ 14-3-1577-88 | Все среды | ≤10  | 475 | ≤6>6 | минус 70минус 40 | минус 70минус 60 |
| 09Г2С, 10Г2ГОСТ 19281 | ТУ 14-3-1128-2000,ТУ 14-3Р-1128-2007 | 50-350 | ТУ 14-3-1128-2000,ТУ 14-3Р-1128-2007 | Все среды | ≤63  | 475 |  | минус 60 | минус 70 |
| 15ХМТУ 14-3Р-55-2001 | ТУ 14-3Р-55-2001 | 50–400 | ТУ 14-3Р-55-2001 | Все среды | ≤40  | 560 |  | \*) >0  | минус 40 |
| 12Х1МФ,15Х1М1ФГОСТ 20072 | ТУ 14-3Р-55-2001 | 50–400 | ТУ 14-3Р-55-2001 | Все среды | ≤63  | 570 |  | \*) >0  | минус 40 |
| 15Х5М,15Х5М-УГОСТ 20072 | ГОСТ 550-75 группы А, Б | 20–400 | ГОСТ 550-75 | Все среды | ≤40  | 650 |  | \*) >0 | минус 40 |
| 15Х5М-УГОСТ 20072 | ТУ 14-3Р-62-2002 | 350, 450, 500 | ТУ 14-3Р-62-2002 | Все среды | ≤40  | 650 |  | \*) >0  | минус 40 |
| 20ЮЧТУ 14-3-1652-89,ТУ 14-3-1745-90,ТУ 14-3-1600-89,ТУ 14-3Р-54-2001 | ТУ 14-3-1652-89,ТУ 14-3-1745-90,ТУ 14-3-1600-89,ТУ 14-3Р-54-2001 | 20-400 | ТУ 14-3-1652-89,ТУ 14-3-1745-90,ТУ 14-3-1600-89,ТУ 14-3Р-54-2001 | Все среды | ≤10  | 450 |  | минус 40 | минус 40 |
| 10Х2М1ГОСТ 550 | ГОСТ 550-75 группы А, Б | 50–300 | ГОСТ 550-75 | Все среды | ≤40  | 600 |  | \*) >0 | минус 40 |
| 13Х9МТУ 14-3-457-76 | ТУ 14-3-457-76 | 50–300 | ТУ 14-3-457-76 | Все среды | ≤40  | 650 |  | \*) >0 | минус 40 |
| 15ГСТУ 14-3Р-55-2001 | ТУ 14-3Р-55-2001 |  | ТУ 14-3Р-55-2001 | Все среды | ≤63 | 475 |  | минус 40 | минус 40 |
| 14ХГСТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 | ТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 |  | ТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 | Все среды | ≤63  | 400 |  | минус 50 | минус 50 |
| 30ХМАТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 | ТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 |  | ТУ 14-3-433-78ТУ 14-3-251-74 | Все среды | ≤80  | 475 |  | минус 50 | минус 50 |
| 20Х2МАТУ 14-3-433-78 | ТУ 14-3-433-78 |  | ТУ 14-3-433-78 | Все среды | ≤80  | 400 |  | \*) >0 | минус 40 |
| 18Х3МФТУ 14-3-251-74 | ТУ 14-3-251-74 |  | ТУ 14-3-251-74 | Все среды | ≤80  | 475 |  | \*) >0  | минус 50 |
| 20Х3МВФТУ 14-3-251-74 | ТУ 14-3-251-74 |  | ТУ 14-3-251-74 | Все среды | ≤80  | 510 |  | \*) >0  | минус 50 |
| 08Х18Н10ТГОСТ 5632 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | 50-30010-200 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | Все среды | ≤40  | 700 |  | минус 253 | минус 253 |
| ТУ 14-3-218-80 | 10-80 | ТУ 14-3-218-80 | Все среды | ≤40  | 610 |  | минус 253 | минус 253 |
| 08Х18Н12ТГОСТ 5632 | ТУ 14-3-743-78 | 350-400 | ТУ 14-3-743-78 | Все среды | ≤40  | 700 |  | минус 253 | минус 253 |
| 12Х18Н10ТГОСТ 5632 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | 50-30010-200 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | Все среды | ≤40  | 700 |  | минус 253 | минус 253 |
| 12Х18Н12ТГОСТ 5632 | ТУ 14-3Р-55-2001 | 10-400 | ТУ 14-3Р-55-2001 | Все среды | ≤40 | 700 |  | минус 253 | минус 253 |
| 03Х18Н11ГОСТ 5632 | ТУ 14-3-1401 | 25-80 | ТУ 14-3-1401 | Все среды | ≤40  | 450 |  | минус 196 | минус 196 |
| 03Х17Н14М3ГОСТ 5632 | ТУ 14-3-396-75ТУ 14-3-1348-85ТУ 14-3-1357-85 | 10-6070-200 | ТУ 14-3-396-75ТУ 14-3-1348-85ТУ 14-3-1357-85 | Все среды | ≤40  | 450 |  | минус 196 | минус 196 |
| 08Х17Н15М3ТГОСТ 5632 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | 50–30010-200 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | Все среды | ≤40  | 600 |  | минус 196 | минус 196 |
| 10Х17Н13М2ТГОСТ 5632 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | 50–30010-200 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941 | Все среды | ≤40  | 700 |  | минус 196 | минус 196 |
| 08Х21Н6М2ТГОСТ 5632 | ТУ 14-3-1905 | 70-150 | ТУ 14-3-1905 | Все среды | ≤10  | 300 |  | минус 40 | минус 40 |
| 08Х22Н6ТГОСТ 5632 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941ТУ 14-3-1905 | 50-30010-200 | ГОСТ 9940ГОСТ 9941ТУ 14-3-1905 | Все среды | ≤10  | 300 |  | минус 40 | минус 40 |
| 03ХН28МДТГОСТ 5632 | ТУ 14-3-694ТУ 14-3-751ТУ 14-3-1201 | 25-50 | ТУ 14-3-694ТУ 14-3-751ТУ 14-3-1201 | Все среды | ≤10 | 400 |  | минус 196 | минус 196 |
| 06ХН28МДТ(ЭИ–943) | ТУ 14-3-318ТУ 14-3-763ТУ 14-3-822 | 80-140 | ТУ 14-3-318ТУ 14-3-763ТУ 14-3-822 | Все среды | ≤10 | 400 |  | минус 196 |  |
| ХН32Т | ТУ 1320-003-18648658-90 |  | ТУ 1320-003-18648658-90 | Все среды | ≤10 | 900 |  | минус 70 | минус 70 |
| Электросварные трубы прямошовные |
| Ст3сп5ГОСТ 380 | ГОСТ 10705 группа В | 10-500 | ГОСТ 10705 | Среды групп Б, В | ≤1,6 | 300 |  | минус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 10706 группа В | 400-1400 | ГОСТ 10706 | Среды группы В | ≤2,5  | 300 | ≤12 | минус 20 | минус 40 |
| Среды группы Б кроме СУГ | ≤1,6  | 300 | ≤12 | минус 20 | минус 40 |
| СтЗсп4-5ГОСТ 380 | ТУ 14-3-377-87 | 200-400 | ТУ 14-3-377-87 | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤1,6  | 200 |  | минус 20 | минус 40 |
| ТУ 14-3-1399-86 | 200, 350 | ТУ 14-3-1399-86 | Все среды, кроме группы А (а) и СУГ | ≤1,6  | 300 | ≤10 | минус 20 | минус 40 |
| СтЗпс4СтЗсп4ГОСТ 380 | ГОСТ 10706 группа В | 400-1400 | ГОСТ 10706 | Среды группы Б кроме СУГ | ≤1,6  | 200 |  | минус 20 | минус 40 |
| 20ГОСТ 1050 | ГОСТ 10705 группа В | 10-500 | ГОСТ 10705 | Среды групп А (б), Б, кроме СУГ | ≤2,5 | 300 | ≤12 | минус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 20295 тип 1 | 114-426 | ГОСТ 20295 | Среды групп Б(в), В | ≤2,5 | 400 | ≤10 | минус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 20295 тип 3 | 530-1420 | ГОСТ 20295 | Среды групп А (б), Б (а), Б (б), кроме СУГ | ≤2,5  | 400 |  | минус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 20295 тип 3 | 530-1420 | ГОСТ 20295 | Среды группы А (а) и СУГ | ≤2,5  | 200 |  | минус 20 | минус 40 |
| ТУ 14-3-377-99 | 200-400 | ТУ 14-3-377-99 | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤2,5  | 350 |  | минус 20 | минус 40 |
| К52ГОСТ 20295 | ГОСТ 20295 тип 1 | 114-426 | ГОСТ 20295 | Среды групп А (б), Б (а), Б (б), кроме СУГ | ≤4 | 400 | <12 | минус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 20295 тип 3 | 530-1420 | ГОСТ 20295 | Среды группы А (а) и СУГ | ≤2,5  | 400 |  | минус 40 | минус 40 |
| 17ГС,17Г1СТУ 14-1-1921-76 | ТУ 14-3-620-77 | 76, 500, 700, 800, 1000, 1200 | ТУ 14-3-620-77 | Среды групп Б, В, кроме СУГ | ≤1,6  | 300 | ≤12 | минус 40 | минус 40 |
| 17Г1С-УТУ 14-3-1138-82 | ТУ 14-3-1138-82 | 1200 | ТУ 14-3-1138-82 | Все среды, кроме группы А (а) и СУГ | ≤2,5 | 400 | ≤12 | минус 40 | минус 40 |
| 17Г1С-УТУ 14-3-1424-86 | ТУ 14-3-1424-86 | 1000 | ТУ 14-3-1424-86 | Все среды, кроме группы А (а) и СУГ | ≤2,5  | 400 | ≤12 | минус 40 | минус 40 |
| 13Г2АФТУ 14-3-1424-86 | ТУ 14-3-1424-86 | 1000 | ТУ 14-3-1424-86 | Все среды, кроме группы А(а) и СУГ | ≤2,5  | 400 | ≤12 | минус 60 | минус 60 |
| 12Г2С14ХГСТУ 14-3-1209-86 | ТУ 14-3-1209-86 | 600 | ТУ 14-3-1209-86 | Все среды, кроме группы А и СУГ | ≤1,6  | 250 | ≤12 | минус 40 | минус 40 |
| 09Г2С12ГСБ13ГС-Х08ГБЮ13Г2АФ13Г1С-Х09ГБЮ12Г2СБ09ГФБ13Г1СБ-У10Г2СБ10Г2ФБ10Г2СФБ10Г2ФБЮТУ 14-3-1573-96 | ТУ 14-3-1573-96 |  | ТУ 14-3-1573-96 | Все среды  | ≤5,0 | 300 |  | минус 60 | минус 60 |
| 08X18Н10Т10Х18Н10Т12Х18Н10Т10Х17Н1ЗМ2ТГОСТ 5632 | ГОСТ 11068 | 10-100 | ГОСТ 11068 | Все среды, кроме группы А(а) и СУГ | ≤2,5  | 600 |  | минус 196 | минус196 |
| 03Х18Н1108Х18Н10Т12Х18Н10Т12Х18Н12Т08Х17Н13М2Т10Х17Н13М2ТГОСТ 5632 | ТУ 14-158-135 | 200-400 | ТУ 14-158-135 | Все среды, кроме группы А(а) и СУГ | 5  | 600 |  | минус 196 | минус196 |
| 08Х18Н10Т08Х18Н10ТГОСТ 5632 | ТУ 14-3-1391 | 10–76 | ТУ 14-3-1391 | Все среды, кроме группы А(а) и СУГ | 5 | 610 |  | минус273 | минус273 |
| Электросварные трубы спиральношовные |
| СтЗспЗСтЗсп2СтЗпс2ГОСТ 380 | ТУ 14-3-943-80 | 200-500 | ТУ 14-3-943-80 | Все среды, кроме группы А и СУГ | ≤1,6 | 200 | ≤6≤12 | минус 30минус 20 |  |
| Ст3сп5ГОСТ 380 | ТУ 14-3-954-80 | 500-1400 | ТУ 14-3-954-80 | Все среды, кроме группы А и СУГ | ≤2,5 | 300 | ≤12 | минус 20 | минус 40 |
| 10, 20ГОСТ 1050 | ГОСТ 3262 | 6-150 | ГОСТ 3262 | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤1,6  | 200 | ≤5 | минус 20 | минус 20 |
| 20ГОСТ 1050 | ГОСТ 8696 группа В | 500-1400 | ГОСТ 8696 | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤1,6  | 200 | ≤6>6 | минус 20 | минус 20 |
| ТУ 14-3-684-77 | 500-1400 | ТУ 14-3-684-77 | Среды группы В, кроме пара и горячей воды | ≤1,6 | 200 | ≤12 | минус 40 | минус 40 |
| ТУ 14-3-808-78 | 500-1600 | ТУ 14-3-808-78 | Среды групп Б, В, кроме СУГ | ≤2,5  | 350 | <12≤12 | минус 40минус 30 | минус 40минус 40 |
| К42ГОСТ 20295 | ГОСТ 20295 тип 2 | 150-800 | ГОСТ 20295 | Среды групп Б, В, кроме СУГ | ≤2,5  | 300 |  | минус 30 | минус 40 |

Таблица Г.2 – Рекомендуемые материалы поковок для деталей трубопроводов в зависимости от допустимых параметров эксплуатации

| Марка стали | Технические требования | Допустимые параметры эксплуатации | Вид испытания и дополнительное требование | Номер примечания к данной таблице |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Температура стенки, °С | Давление среды, МПа, не более |
| Ст5спГОСТ 380 | КП 245 ГОСТ 8479 | От минус 20 до 400 | 5 | Группа IV по ГОСТ 8479 | 1, 7 |
| Ст3сп ГОСТ 380 | КП 195 ГОСТ 8479 | От минус 20 до 450 | 1 |
| 20 ГОСТ 1050 | КП 195 КП 215 ГОСТ 8479 | От минус 30 до 475 | Не ограничено | 1, 2, 3, 6, 9 |
| 20К ГОСТ 5520 | КП 195 ГОСТ 8479 | От минус 30 до 475 | 1, 9 |
| 20, 22К ОСТ 108.030.113  | ОСТ 108.030.113  | От минус 30 до 475 | ОСТ 108.030.113  | 2, 6, 9 |
| 22К, 22К-Ш, 22К-ВД, 22К-ВРВТУ 302.02.092  | ТУ 302.02.092  | От минус 30 до 475 | ТУ 302.02.092 [4] | 9 |
| 20КА ТУ 05764417-013  | ТУ 05764417-013  | От минус 40 до 475 | ТУ 05764417-013  | – |
| 20ЮЧ ТУ 26-0303-1532  | ТУ 26-0303-1532  | От минус 40 до 475 | ТУ 26-0303-1532  |
| 16ГСГОСТ 19281 | КП 245 ГОСТ 8479 | От минус 40 до 475 | Группа IV по ГОСТ 8479 | 1, 4, 9 |
| 15ГС, 16ГСОСТ 108.030.113  | ОСТ 108.030.113 ОСТ 26-01-135 | От минус 40 до 475 | ОСТ 108.030.113], ОСТ 26-01-135 ] | 4, 9 |
| 10Г2ГОСТ 4543 | КП 215 ГОСТ 8479 | От минус 70 до 475 | Группа IV по ГОСТ 8479 | 1, 2, 4, 5, 9 |
| 09Г2СГОСТ 19281 | КП 245 ГОСТ 8479 | От минус 70 до 475 | 1, 4, 9 |
| 09ГСНБЦТУ 05764417-013  | ТУ 05764417-013 | От минус 40 до 350 | ТУ 05764417-013] | – |
| 09ХГН2АБТУ 05764417-013  | ТУ 05764417-013  | От минус 60 до 350 |
| 20ХГОСТ 4543 | КП 395 ГОСТ 8479 | От минус 40 до 475 | Группа IV по ГОСТ 8479 | 1 |
| 15ХМ ГОСТ 4543 | КП 275 ГОСТ 8479 | От 0 до 560 |
| 15Х5МГОСТ 20072 | КП 215  | От 0 до 650 |  | Группа IV по ГОСТ 8479  | 1, 2 |
| 15Х5ВФ, 15Х5МГОСТ 20072 | КП 395 ГОСТ 8479 | От 0 до 650 |  | Группа IV по ГОСТ 8479 δ ≥ 13%, ϕ ≥ 35% KCU50 Дж/см2 | 1, 2 |
| 12Х1МФОСТ 108.030.113 | ОСТ 108.030.113  | От 0 до 570 | ОСТ 108.030.113  | – |
| 12МХГОСТ 20072 | КП 235ГОСТ 8479 | От 0 до 450 | Не ограничено | Группа IV по ГОСТ 8479 | 1 |
| 12ХМ, 15ХМТУ 302.02.031  | ТУ 302.02.031 | От 0 до 560 | ТУ 302.02.031  | – |
| 10Х2М1А-АТУ 108.13.39  | ТУ 108.13.39  | От 0 до 560 |  | ТУ 108.13.39 | 10 |
| 10Х2М1А-А, 10Х2М1А-ВД, 10Х2М1А-ШТУ 302.02.121 | ТУ 302.02.121  | От 0 до 560 |  | ТУ 302.02.121  | 10 |
| 20Х2МАОСТ 26-01-135 | ОСТ 26-01-135 | От 0 до 475 | Не ограничено | ОСТ 26-01-135  | – |
| 15Х2МФА-АТУ 302.02.014  | ТУ 302.02.014  | От 0 до 560 |  | Группа II по ТУ 302.02.014  | 10 |
| 08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2ТГОСТ 5632 | ГОСТ 25054 | От минус 40 до 300 |  | Группа IV по ГОСТ 25054 | 1 |
| 12Х18Н9Т, 12Х18Н10ТГОСТ 5632 |  | От минус 253 до 610 |  |  | 1, 2, 8 |
|  | От 610 до 700 | 5  |  |
| 08Х18Н10ТГОСТ 5632 |  | От минус 253 до 610 | Не ограничено |  | 1 |
|  |  | От 610 до 700 | 5  |  |
| 10Х17Н13М2ТГОСТ 5632 |  | От минус 253 до 700 | Не ограничено |  | 1, 8 |
| 03Х18Н11 ГОСТ 5632 |  | От минус 253 до 450 |  | 1 |
| 03Х7Н14М3ГОСТ 5632 |  | От минус 196 до 450 |  | 1 |
| 10Х17Н13М3ТГОСТ 5632 |  | От минус 196 до 600 |  | 1, 8 |
| 08Х17Н15М3ГОСТ 5632 |  | От минус 196 до 600 |  |  | 1, 8 |
| 06ХН28МДТГОСТ 5632 |  | От минус 196 до 400 | 5  |  | 1 |
| 08Х13, 12Х13ГОСТ 5632 |  | От минус 40 до 550 | 6,4 |  | 1, 7 |
| Примечания 1. Допускается применять поковки группы II для невзрывоопасных сред при давлении менее 0,07 МПа. 2. Допускается наравне с поковками применять стальные горячекатаные кольца для изготовления фланцев из сталей марки 20 по ТУ 14-1-1431 и марок 20, 10Г2, 15Х5М, 12Х18Н10Т по ТУ 14-3-375 .3. Допускается применять приварные встык фланцы из поковок группы IV-КП 215 по ГОСТ 8479 и горячекатаных колец из стали марки 20 по ГОСТ 1050 для температуры стенки от минус 30 °С до минус 40 °С при условии проведения термообработки – закалки и последующего высокого отпуска или нормализации после приварки фланца к корпусу или патрубку. (Если патрубок, привариваемый к корпусу изготовлен из стали марки 16ГС (09Г2С, 10Г2)). Ударная вязкость основного металла не менее 30 Дж/см2. Допускается применение ответных фланцев штуцеров из стали марки 20 в термообработанном состоянии при температуре стенки от минус 30 °С до минус 40 °С. 4. Поковки из сталей марок 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2 подвергаются испытаниям на ударный изгиб при температуре стенки ниже минус 30 °С. Ударная вязкость не менее 30 Дж/см2. 5. Допускается применение заготовок, полученных методом электрошлакового переплава из сталей марок 20Ш, 10Г2Ш по ТУ 0251-16 на параметры, аналогичные сталям 20 и 10Г2. 6. Допускается применять поковки из стали марки 20 толщиной в месте сварки не более 12 мм при температуре стенки не ниже минус 40 °С без проведения термической обработки сварного соединения.7. Для изготовления деталей, не подлежащих сварке. 8. При температуре свыше 350 °С для сред, не вызывающих межкристаллитную коррозию. 9. Контроль ультразвуковым методом при условиях, оговоренных в п. 60 настоящего Руководства по безопасности . 10. Для каждой плавки определяется факторJ = (Si + Mn)·(P + Sn)·104 < 100,где концентрация элементов указана в %. |

Таблица Г.3 – Рекомендуемые материалы стальных отливок для деталей трубопровода в зависимости от допустимых параметров эксплуатации

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стали | Технические требования | Допустимые параметры эксплуатации | Вид испытания и дополнительное требование | Номер примечания к данной таблице |
| Температурастенки, °С | Давление среды, МПа,не более |
| 20Л, 25ЛГОСТ 977 | ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302 | От минус 30 до 450 | Не ограничено  | Группа 3 по ГОСТ 977 ТУ 4112-091-00220302 | 1, 2 |
| 35Л, 45ЛГОСТ 977 |  | 3 |
| 20 ГМЛСТ ЦКБА 014-2004  | СТ ЦКБА 014-2004  | От минус 60 до 450 | СТ ЦКБА 014-2004  | – |
| 20ХМЛГОСТ 977 | ГОСТ 977,ТУ 4112-091-00220302  | От минус 40 до 540 | Группа 3по ГОСТ 977 |
| 20Х5МЛГОСТ 977 | От минус 40 до 600 | Группа 3 по ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302  |
| 20Х5ТЛТУ 4112-091-00220302  | ТУ 4112-091-00220302  | От минус 40 до 425 | ТУ 4112-091-00220302  |
| 20Х5ВЛТУ 4112-091-00220302  | От минус 40 до 550 |
| 20Х8ВЛГОСТ 977 | ГОСТ 977,ТУ 4112-091-00220302  | От минус 40 до 600 | Группа 3по ГОСТ 977,ТУ 4112-091-00220302  |
| 20ХНЗЛТУ 4112-091-00220302  | ТУ 4112-091-00220302 | От минус 70 до 450 | ТУ 4112-091- 00220302 и ударная вязкость при температуре минус 70°С, если температура стенки ниже минус 30°С |
| 10Х18Н9Л, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12МЗТЛГОСТ 977 | ГОСТ 977 | От минус 253 до 600 | Группа 3по ГОСТ 977,ТУ 4112-091-00220302 |
| 10Х21Н6М2ЛТУ 4112-091-00220302  | ТУ 4112-091-00220302  | От минус 40 до 300 |  ТУ 4112-091-00220302  |
| 40Х24Н12СЛГОСТ 977 | ГОСТ 977 | От 0 до 1200 | – | Группа 3по ГОСТ 977  |
| 35Х23Н7СЛГОСТ 977 | От 0 до 1000 |  |
| Примечания 1 При содержании углерода более 0,25 % сварка проводится с предварительным подогревом и последующей термической обработкой. 2 Допускается применять отливки из углеродистых сталей марок 20Л, 25Л до температуры стенки минус 40 °С при условии проведения термической обработки в режиме нормализации плюс отпуск или закалка плюс отпуск. 3 Для несвариваемых деталей. |

Таблица Г.4 – Рекомендуемые материалы крепежных деталей
для элементов трубопроводов в зависимости от допустимых параметров эксплуатации

| Марка стали | Технические требования | Допустимые параметры эксплуатации | Назначение |
| --- | --- | --- | --- |
| Температура, °С | Давление среды, МПа, не более |
| Класс прочности 5.6, 6.6, 8.8, 21, 22, 23, 5, 6, 8, 10 ГОСТ Р 52627 | ГОСТ Р 52627 | От минус 30 до 300 | 2,5 | Шпильки, болты, гайки |
| Ст3сп4ГОСТ 380 | СТП 26.260.2043  | От минус 20 до 300 | 2,5 | Шпильки, болты, гайки |
| 10 | Шайбы |
| 10 ГОСТ 1050 | СТП 26.260.2043 ] | От 0 до 300 | 2,5  | Гайки |
| От минус 40 до 450 | 10 | Шайбы |
| 20, 25ГОСТ 1050;ГОСТ 10702 | СТП 26.260.2043 | От минус 40 до 425 | 2,5 | Шпильки, болты |
| 10 | Гайки |
| От минус 40 до 450 | 10 | Шайбы |
| 30, 35, 40, 45ГОСТ 1050;ГОСТ 10702  | СТП 26.260.2043 | От минус 40 до 425 | 10 | Шпильки, болты |
|  | 21 | Гайки |
| От минус 40 до 450 | 21 | Шайбы |
| 30Х, 35Х, 38ХА, 40ХГОСТ 4543  | СТП 26.260.2043 | От минус 40 до 425 | 21 | Шпильки, болты |
| От минус 40 до 450 | Гайки |
| От минус 70 до 45 | Шайбы |
| 30ХГОСТ 4543 | ГОСТ 1049 | От минус 50 до 200 | Не ограничено | Гайки |
| 09Г2СГОСТ 19281, категория 7  | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 425 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 450 | Шайбы |
| 10Г2ГОСТ 4543  | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 425 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 450  | Шайбы |
| 18Х2Н4МАГОСТ 4543 | СТП 26.260.2043 | От минус 70 до 400  | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 450 | Шайбы |
| 12Х13, 20Х13, 30Х13ГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043 | От минус 30 до 475 | 10 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 20Х13ГОСТ 18968 | ГОСТ 20700 | От 0 до 450 | Не ограничено  | Шпильки, болты, шайбы |
| От 0 до 51 | Гайки |
| 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т, 31Х19Н9МВБТГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 600 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 31Х19Н9МВБТГОСТ 5949 | ГОСТ 23304;ГОСТ 20700 | От 0 до 625 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 06ХН28МДТГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 400 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 10Х14Г14Н4ТГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 500 | 21 | Шпильки, болты, |
| 07Х21Г7АН5ГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 400 | Шпильки, болты, |
| 08Х15Н24В4ТРГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 600 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 07Х16Н6ГОСТ 5949 | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 325 | 10 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 10Х11Н22Т3МРГОСТ 20700 | ГОСТ 20700 | От минус 70 до +650 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 30ХМ, 30ХМА, 35ХМГОСТ 4543  | СТП 26.260.2043 | От минус 40 до 450 | 21 | Шпильки, болты |
| От минус 40 до 510 | Гайки |
| От минус 70 до 450 | Шайбы |
| 40ХФАГОСТ 4543 | ГОСТ 10494 | От минус 50 до 400 | Не ограничено  | Шпильки |
| 25Х1МФГОСТ 20072  | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 510 | 21 | Шпильки, болты |
| От минус 40 до 540 | Гайки |
| От минус 70 до 540 | Шайбы |
| 25Х2М1ФТУ 14-1-552 | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 540 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
|  | От минус 70 до 540 | Шайбы |
| 25Х2М1ФГОСТ 20072  | ГОСТ 20700 | От 0 до 535 | Не ограничено  | Шпильки, болты |
| От 0 до 565 |  | Гайки |
| ГОСТ 10494 | От минус 50 до 510 | 10 | Шпильки |
| 20Х1М1Ф1ТР, 20Х1М1Ф1БРГОСТ 20072 | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 565 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 565 |  | Шайбы |
| ГОСТ 20700 | От 0 до 580 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 15ХМГОСТ 4543 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 565 | 21 | Шайбы |
| ГОСТ 20700 | От 0 до 45 | Не ограничено | Шайбы |
| 20ХН3А, 10Г2ГОСТ 4543 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 425 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 450 | Шайбы |
| 37Х12Н8Г8МФБГОСТ 5632  | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 450 | 21 | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 600 | Шайбы |
| 12Х18Н10Т, 08Х18Н10ТГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 600 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 45Х14Н14В2МГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043 | От минус 70 до 600 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 18Х12ВМБФРГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 580 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 12Х1МФГОСТ 20072 | ГОСТ 20700 | От минус 40 до 570 | Не ограничено | Шайбы |
| 08Х16Н13М2БГОСТ 5632 | ГОСТ 20700 | От минус 70 до 625 | Не ограничено  | Шпильки, болты, гайки |
| От минус 70 до 650 |  | Шайбы |
| ХН35ВТГОСТ 5632 | ГОСТ 20700 | От минус 70 до 650 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т, 14Х17Н2ГОСТ 5632  | СТП 26.260.2043  | От минус 40 до 200 | 21 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| СТП 26.260.2043  | От минус 70 до 350 | 2,5 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |

Приложение № 6

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

(Образец)

**Рекомендуемый регламент** **проведения в зимнее время пуска (остановки) или испытаний на герметичность трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением при положительных температурах**

1. Пуск (остановка) или испытание на герметичность в зимнее время,
т.е. повышение (снижение) давления в трубопроводе при повышении (снижении) температуры стенки, рекомендуется осуществлять в соответствии с рисунком 1:

*t*1

*t*2

*t*

*Р*2

*Р*1

*Р*

P1 − давление пуска; P2 − давление рабочее; t1 − минимальная температура воздуха, при которой допускается пуск трубопровода под давлением Р1; t2 − минимальная температура, при которой сталь и ее сварные соединения допускаются для работы под давлением в соответствии с требованиями Приложения 5 к настоящему Руководству по безопасности.

Рисунок 1

2. Давление пуска P1 принимается согласно таблице 1. в зависимости от рабочего давления P2.

Таблица 1.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| P2; МПа  | менее 0,1  | от 0,1 до 0,3  | более 0,3  |
| P1; МПа  | P2 | 0,1  | 0,35P2 |
| Примечание – При температуре t2 ниже или равной t1 давление пуска P1 принимается равным рабочему давлению P2. |

Достижение давлений P1 и P2 осуществляется постепенно по 0,25P1 или 0,25P2
в течение часа с 15-минутными выдержками давлений на ступенях 0,25P1 (0,25P2); 0,5P1 (0,5P2); 0,75P1 (0,75P2), если нет других указаний в проектной документации.

3. Величины температур t1 и t2 принимаются по таблице 2 в зависимости от типа сталей.

Рекомендуемая в целях безопасности скорость подъема (снижения)
температуры - не более 30 °С в час, если нет других указаний в технической документации.

Таблица 2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Марка стали типа | Минимальнаятемпература воздуха t1,°С | Минимальная температура стенки трубопровода t2, °С | Допускаемая средняя температура наиболее холодной пятидневки в районе расположения трубопровода |
| Ст3сп4, Ст3сп5 | минус 40 | минус 20 | не ниже минус 40 °С |
| 10, 20 | минус 40 | минус 30 |
| 10Г2, 15ГС | минус 60 | минус 40 | не регламентируется |
| 09Г2С | минус 60 | минус 60 | не регламентируется |
| 15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Фи все Cr-Mo стали | минус 40 | 0о | не ниже минус 40 °С |
| 20ЮЧ | минус 40 | минус 40 | не регламентируются |
| 08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т | минус 60 | минус 40 | не регламентируется |
| Все аустенитные стали | не регламентируется | не регламентируется | не регламентируется |

Приложение № 7

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемый объем входного контроля сборочных единиц и элементов трубопроводов**

| Материалы и элементы | Вид контроля | Объем контроля |
| --- | --- | --- |
| Трубы | Анализ сертификатных и паспортных данных |  |
| Осмотр наружной и внутренней поверхности | 100 % |
| Проверка маркировки | 100 % |
| Контроль наружного диаметра и толщины стенки | 100 % |
| Магнитная дефектоскопия по наружной поверхности | 100 % труб с наружным диаметром менее 14 мм |
| Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, никеля, молибдена, ванадия, титана в металле труб из легированных марок стали | 100 % |
| Контроль твердости по Бринеллю с обоих концов трубы | 100 % труб с толщиной стенки 5 мм и более |
| Испытание на растяжение | 2 трубы от партии |
| Испытание на ударный изгиб | 2 трубы от партии с толщиной стенки более 12 мм |
| Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля) | 2 трубы от партии |
| Испытание на раздачу (по требованию проектнойдокументации) | 2 трубы от партии |
| Испытание на сплющивание (по требованию проектной документации) | 2 трубы от партии с наружным диаметром 45 мм и более |
| Испытание на изгиб (по требованию проектной документации) | 2 трубы от партии с наружным диаметром менее 45 мм\_ |
| Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проектной документации) | 2 трубы от партии |
| Поковки | Анализ сертификатных и паспортных данных |  |
| Внешний осмотр | 100 % |
| Проверка маркировки | 100 % |
| Проверка размеров | 100 % |
| Магнитопорошковый контроль или капиллярный (цветной) контроль | Выборочно, в местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов |
| Ультразвуковой контроль | Каждая поковка деталей DN 32 и более |
| Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, молибдена, никеля, ванадия, титана в металле поковок из легированных марок стали | 100 % |
| Контроль твердости по Бринеллю | 100 % |
| Испытание на растяжение | 2 поковки от партии |
| Испытание на ударный изгиб | 2 поковки от партии |
| Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документации на данный вид контроля) | Каждая поковка деталей DN менее250 |
| Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проектной документации) | 2 поковки от партии |
| Электроды | Проверка наличия сертификатов (паспортов) |  |
| Проверка наличия ярлыков на упаковке и соответствия их данных сертификатам | 100 % |
| Проверка соответствия качества электродов | По одному электроду из 5 пачек от партии |
| Электроды | Проверка сварочно-технологических свойств электродов путем сварки тавровых соединений | 1 пачка из партии |
| Проверка химического состава и (при наличии требований) содержания ферритной фазы и стойкости к МКК | 1 пачка из партии |
| Сварочная проволока | Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных техническим требованиям | 100 % |
| Проверка наличия бирок на мотках и соответствия их данных сертификатам | 100 % |
| Проверка соответствия поверхности проволоки | 100 % мотков |
| Проверка стилоскопом химического состава проволоки | 1 моток от каждой партии |
| Сварочный флюс | Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных техническим требованиям | 100 % |
| Проверка наличия ярлыков на таре и соответствия их данных сертификату | 100 % |
| Защитный газ | Проверка наличия сертификата (паспорта) |  |
| Проверка наличия ярлыков на баллонах и соответствия их данных сертификату | 100 % |
| Проверка чистоты газа на соответствие сертификату | 1 баллон от партии |
| Фасонные детали тройники, переходы и т.п.) | Анализ сертификатных (паспортных) данных |  |
| Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку | Каждая деталь |
| Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин, повреждений от транспортировки и разгрузки | Каждая деталь |
| Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку | Каждая деталь |
| Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль | Выборочно, в тех местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов |
| Проверка качества резьбы на присоединенных концах и в гнездах под упорные шпильки (внешним осмотром, резьбовыми калибрами, прокручиванием резьбовых фланцев, шпилек) | Каждая деталь |
| Проверка габаритных и присоединительных размеров | Каждая деталь |
| Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана | Каждая деталь из легированной марки стали |
| Металлические уплотнительные прокладки | Анализ сертификатных (паспортных) данных |  |
| Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку | Каждая прокладка |
| Визуальный осмотр уплотнительной поверхности | Каждая прокладка |
| Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль | В сомнительных случаях |
| Проверка геометрических размеров | 2 прокладки от партии |
| Отводы гнутые | Анализ паспортных данных |  |
| Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку | Каждая деталь |
| Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений от транспортировки и разгрузки | Каждая деталь |
| Измерение ультразвуковым методом толщины стенки в месте гиба | Каждая деталь |
| Отводы гнутые | Замер овальности | Каждая деталь |
| Ультразвуковой контроль сплошности металла в месте гиба (при отсутствии документа на данный вид контроля) | Каждая деталь |
| Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль | Выборочно, в местах исправления поверхностных дефектов |
| Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку | Каждая деталь |
| Проверка качества резьбы на присоединительных концах резьбовыми калибрами или прокручиванием резьбовых фланцев | Каждая деталь |
| Проверка габаритных и присоединительных размеров | Каждая деталь |
| Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана | Каждая деталь из легированной марки стали |
| Шпильки, гайки | Анализ паспортных данных |  |
| Проверка типа шпилек | Каждая шпилька |
| Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку | Каждая деталь |
| Проверка длины шпилек | Каждая шпилька |
| Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений | Каждая деталь |
| Проверка качества резьбы резьбовыми калибрами | Каждая деталь |
| Проверка качества и толщины покрытия | Каждая шпилька |
| Сварные соединения | Внешний осмотр | 100 % |
| Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствии документации на данный вид контроля) | 100 % |
| Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля) | 100 % |
| Измерение твердости основного металла, металла шва, зоны термического влияния при отсутствии документации на данный вид контроля) | 100 % соединений из хромомолиб- деновых, хромомолибденованадие- вых и хромомолибденованадие- вольфрамовых сталей; 2 соединения из остальных марок стали |
| Проверка стилоскопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и наплавленном металле | 100 % |
| Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350 °С (при отсутствии документации на данный вид контроля) | 100 % |

Приложение № 8

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

# ПАСПОРТ АРМАТУРЫ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Товарный знак изготовителя | **ПАСПОРТ** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ обозначение паспорта  |  |

|  |  |
| --- | --- |
| Место знакаобращения на рынке | *Сведения о разрешительных документах (декларация о соответствии или сертификат соответствия и др.), номер, дата выдачи и срок действия* |

**1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование изделия | ………*DN*……, *PN*…… |
| Обозначение изделия |   |
| Документ на изготовление и поставку |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  обозначение ТУ |
| Изготовитель (поставщик) |  |
| Заводской номер изделия |  |
| Дата изготовления (поставки) |  |
| Назначение |  |

**2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметра | Значение |
| Диаметр номинальный *DN* | ***В соответствии с* ТУ** |
| Давление номинальное *PN*, МПа и/или рабочее *Р*р |
| Рабочая среда |
| Температура рабочей среды *t*, оС |
| Герметичность затвора  |
| Климатическое исполнение и параметры окружающей среды |
| Тип присоединения к трубопроводу |
| Гидравлические характеристики (коэффициент сопротивления или условная пропускная способность или коэффициент расхода) |
| Масса, кг |
| ***Остальные технические данные и характеристики –*** ***в соответствии с* ТУ** |  |
| Показателинадежности | ***В соответствии с* ТУ** |  |
|  |
| Показатели безопасности | ***В соответствии с* ТУ** |  |
|  |
| Вид привода | Тип (чертеж), зав. № | ***В соответствии с* ТУ** |
| Исполнение  |
| Напряжение, В |
| Мощность, кВт |
| Передаточное число |
| КПД, % |
| Максимальный крутящий момент, *Н*⋅м |
| Масса, кг |  |
| Паспорт |  |
| Дополнительная информация: |  |

 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|   **3. СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ**

|  |  |
| --- | --- |
|  Наименование детали |  Марка материала, стандарт или ТУ |
|  |  |
| Примечание *– Д*ля ответственной арматуры в обоснованных случаях оформляются таблицы с данными для основных деталей (химический состав, механические свойства материалов, сведения о контроле качества материалов) и сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и наплавки. |

 **4. ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наимено-вание, обозначе-ние изделия, зав. № | Вид испытаний | Среда испыта-тельная | Давлениеиспыта-ний, МПа  | Температура испытаний, °С | Давление, при котором произво-дится осмотр, МПа  | Результат испытаний | Дата испыта-ний, № акта |
| По документации |
| Фактический |
|  | Гидравлические испытания | На прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов |  |  |  |  |  |  |
|  |
| На герметичность относительно внешней среды уплотнений подвижных и неподвижных соединений |  |  |  |  |  |  |
|  |
| На герметичность затвора |  |  |  |  | Утечки, см3/мин |  |  |
|  |
| На функционирование (работоспособность) |  |  |  |  |  |  |
|  |

**5. КОМПЛЕКТНОСТЬ**5.1 В комплект поставки входят: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ наименование изделия, обозначение паспорт \_\_\_\_\_\_\_\_\_ – 1 экз. на каждое изделие (или на партию изделий до \_\_\_ штук); обозначение руководство по эксплуатации \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_; обозначение эксплуатационная документация на комплектующие изделия (ПС, РЭ); ведомость ЗИП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_; обозначение комплект запасных частей в соответствии с ведомостью ЗИП |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **6. ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименовании и обоз-начение детали, сбо-рочной единицы | Краткое содержаниеотклонения, несоответствия | Номер отчетапо несоответ- ствию |  Номер разрешения, дата |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

**7. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ**

|  |
| --- |
|  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  наименование изделия обозначение заводской номеризготовлен (а) и принят (а) в соответствии с обязательными требованиями государственных (национальных) стандартов, действующей технической документации и признан(а) годным (ой) для эксплуатации на указанные в настоящем паспорте параметрыНачальник ОТК МП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число\_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_ \_\_ \_ \_ \_ \_ \_ \_   линия отреза при поставке на экспортРуководитель предприятия \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ обозначение документа, по которому производится поставкаМП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число Заказчик (при наличии) МП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число |

**8. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата освидетель-ствования | Результаты освидетельствования | Срок следующего освидетель-ствования | Подпись ответственного лица, осуществля-ющего надзор |
| проверкадокументации | наружный осмотр в доступных местах | внутренний осмотр в доступных местах | гидравлические(пневматические) испытания |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **9. ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УЧЕТ РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Датауста-новки | Место установки | Основные параметры(*РN, t*,рабочая среда) | Наработка  | Вид техничес-кого обслужи-вания | Сведения о ремонте | Долж-ность, подписьвыпол-нившегоработу |
| с начала эксплуата-ции | после пос-леднего ремонта |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

**10. СВЕДЕНИЯ ОБ УТИЛИЗАЦИИ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дата  | Сведения об утилизации | Примечание  |
|  |  |  |
|  |  |  |

|  |
| --- |
| **11. ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ** |

 |

Приложение № 9

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемые расстояния
между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов
до стенок каналов и стен зданий, не менее, мм**

| Номинальный диаметртрубопроводов, DN | Для изолированных трубопроводов | Для неизолированных трубопроводов |
| --- | --- | --- |
| при температуре стенки, °С | без фланцев | с фланцами в одной плоскости при давлении среды, МПа  |
| ниже минус 30 | от минус 30 до 19 | от 20 до 600 | до 1,6  | 2,5 и 4  | 6,3  | 10  |
| А | b1 | А | b2 | А | b3 | А | b4 | А | b5 | А | b6 | А | b7 | А | b8 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | И | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 10 | 190 | 140 | 170 | 120 | 170 | 120 | 60 | 30 | 100 | 70 | 100 | 70 | 110 | 80 | 110 | 80 |
| 15 | 190 | 140 | 170 | 120 | 170 | 120 | 60 | 30 | 100 | 70 | 100 | 70 | 110 | 80 | 110 | 80 |
| 20 | 210 | 160 | 170 | 120 | 200 | 150 | 70 | 40 | 110 | 80 | 110 | 80 | 120 | 90 | 120 | 90 |
| 25 | 220 | 170 | 180 | 130 | 200 | 150 | 70 | 40 | 110 | 90 | 110 | 90 | 120 | 100 | 120 | 100 |
| 32 | 240 | 190 | 180 | 130 | 200 | 150 | 70 | 40 | 120 | 100 | 120 | 100 | 130 | 100 | 130 | 100 |
| 40 | 240 | 190 | 180 | 130 | 200 | 150 | 80 | 50 | 130 | 100 | 130 | 100 | 140 | 110 | 140 | 110 |
| 50 | 270 | 220 | 210 | 160 | 230 | 180 | 80 | 50 | 130 | 110 | 130 | 110 | 140 | 120 | 150 | 130 |
| 65 | 300 | 250 | 240 | 190 | 280 | 230 | 90 | 60 | 140 | 120 | 140 | 120 | 150 | 130 | 160 | 140 |
| 80 | 310 | 260 | 250 | 200 | 310 | 260 | 100 | 70 | 150 | 130 | 150 | 130 | 160 | 130 | 170 | 140 |
| 100 | 370 | 300 | 310 | 240 | 350 | 280 | 110 | 80 | 160 | 140 | 170 | 140 | 180 | 150 | 190 | 160 |
| 125 | 410 | 340 | 350 | 280 | 370 | 300 | 120 | 100 | 180 | 150 | 190 | 160 | 200 | 180 | 210 | 180 |
| 150 | 420 | 350 | 360 | 290 | 380 | 310 | 130 | 110 | 190 | 170 | 200 | 180 | 220 | 200 | 230 | 200 |
| 175 | 440 | 370 | 380 | 310 | 420 | 350 | 150 | 130 | 210 | 180 | 230 | 200 | 240 | 210 | 250 | 220 |
| 200 | 450 | 380 | 390 | 320 | 430 | 360 | 160 | 140 | 220 | 190 | 240 | 210 | 260 | 230 | 270 | 240 |
| 225 | 480 | 410 | 420 | 350 | 440 | 370 | 170 | 150 | 240 | 210 | 260 | 230 | 270 | 240 | 290 | 260 |
| 250 | 500 | 430 | 440 | 370 | 460 | 390 | 190 | 160 | 260 | 230 | 280 | 250 | 290 | 260 | 330 | 300 |
| 300 | 560 | 480 | 500 | 420 | 520 | 440 | 210 | 190 | 280 | 260 | 310 | 280 | 320 | 290 | 350 | 320 |
| 350 | 610 | 530 | 550 | 470 | 550 | 470 | 240 | 210 | 310 | 290 | 340 | 310 | 350 | 330 | 380 | 350 |
| 400 | 690 | 590 | 630 | 530 | 630 | 530 | 260 | 240 | 340 | 320 | 380 | 360 | 390 | 360 | 410 | 390 |
| 450 | 740 | 640 | 680 | 580 | 670 | 560 | 290 | 270 | 370 | 350 | 390 | 370 | 450 | 430 | - | - |
| 500 | 790 | 690 | 730 | 630 | 690 | 590 | 320 | 290 | 410 | 380 | 440 | 410 | 520 | 490 | - | - |
| 600 | 840 | 740 | 780 | 680 | 760 | 660 | 370 | 340 | 470 | 450 | 500 | 470 | - | - | - | - |
| 700 | 880 | 780 | 820 | 720 | 800 | 700 | 410 | 380 | 510 | 480 | 550 | 530 | - | - | - | - |
| 800 | 980 | 860 | 920 | 800 | 860 | 800 | 490 | 450 | 590 | 500 | 650 | 610 | - | - | - | - |
| 900 | 1030 | 910 | 970 | 850 | 970 | 860 | 540 | 550 | 640 | 600 | - | - | - | - | - | - |
| 1000 | 1130 | 960 | 1070 | 900 | 1070 | 900 | 610 | 560 | 730 | 680 | - | - | - | - | - | - |
| 1200 | 1230 | 1060 | 1170 | 1000 | 1170 | 1000 | 710 | 660 | 850 | 800 | - | - | - | - | - | - |
| 1400 | 1330 | 1160 | 1270 | 1100 | 1270 | 1100 | 810 | 760 | 950 | 900 | - | - | - | - | - | - |

Приложение № 10

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемое расстояние между трубопроводом эстакады до линий электропередач**

Рекомендуемое минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередач (нижних проводов с учетом их провисания)

| Напряжение, кВ  | До 1 | От 1 до 20 | От 35 до 110 | 150 | 220 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Расстояние над трубопроводом, м | 1,0 | 3,0 | 4,0 | 4,5 | 5,0 |

Приложение № 11

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

Таблица 1 Рекомендованные значения диаметров штуцера-кармана
в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода

| Номинальный диаметр трубопровода, DN | от 100 до 125 | от 150 до 175 | от 200 до 250 | от 300 до 350 | от 400 до 450 | от 500 до 600 | от 700 до 800 | от 900 до 1200 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр штуцера-кармана, DN | 50 | 80 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 |

Таблица 2 Рекомендуемые значения диаметров дренажных штуцеров
и запорной арматуры для удаления конденсата из паропровода
при его продувке, а также из трубопроводов другого назначения для продувки их паром, определяемые в зависимости от диаметра трубопровода

| Номинальный диаметр трубопровода, DN | до 70 | от 80 до 125 | от 150 до 170 | от 200 до 250 | от 300 до 400 | от 450 до 600 | от 700 до 800 | от 900 до 1200 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр штуцера и арматуры, DN | 25 | 32 | 40 | 50 | 80 | 100 | 125 | 150 |

Таблица 3 Рекомендованные минимальные значения диаметров дренажных штуцеров

| Номинальный диаметр трубопровода, DN | от 25 до 80 | от 100 до 150 | от 175 до 300 | от 350 до 450 | от 500 до 700 | от 800 до 1200 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр штуцера, DN | 15 | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 |

Таблица 4 Рекомендуемые минимальные значения номинального диаметра байпаса

| Номинальный диаметр DNзапорной арматуры | 350 – 600 | 700 - 800 | 1000 | 1200 | 1400 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр DNбайпаса | 50 | 80 | 100 | 125 | 150 |

Приложение № 12

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Отклонение от перпендикулярности к оси уплотнительной поверхности фланца**

|  |  |
| --- | --- |
| Диаметр трубы (детали), мм | Отклонение, мм |
| 25 - 60 | 0,15 |
| 60 - 160 | 0,25 |
| 160 - 400 | 0,35 |
| 400 - 750 | 0,5 |
| Свыше 750 | 0,6 |

Приложение № 13

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Допустимое смещение внутренних кромок при сборке стыков труб**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номинальное давлениеPN, МПа | Категория трубопро-водов | Величина смещения в зависимостиот номинальной толщины стенки S, мм |
| кольцевой шов | продольный шов |
| Свыше 10 до 320 и I категории при температуре ниже минус 700С | − | 0,10S, но не более 1 мм | − |
| До 10 | I и II | 0,15S, но не более 2 мм | 0,10S, но не более 1мм |
| III и IV | 0,20S, но не более 3 мм | 0,15S, но не более2 мм |
| V | 0,30S, но не более 3 мм | 0,20S, но не более3 мм |

Приложение № 14

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемые параметры оценок качества
сварных соединений трубопроводов по результатам
визуального и радиографического контроля
в зависимости от объемных дефектов (включений, пор)**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Категориятрубопровода | Толщина стенки, мм | Включения(поры) | Скопления, длина, мм | Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм |
| ширина(диаметр),мм | длина,мм |
| I,II,IIIБ | До 3 | 0,5 | 1,0 | 2,0 | 3,0 |
| Свыше 3 до 5 | 0,6 | 1,2 | 2,5 | 4,0 |
| Свыше 5 до 8 | 0,8 | 1,5 | 3,0 | 5,0 |
| Свыше 8 до 11 | 1,0 | 2,0 | 4,0 | 6,0 |
| Свыше 11 до 14 | 1,2 | 2,5 | 5,0 | 8,0 |
| Свыше 14 до 20 | 1,5 | 3,0 | 6,0 | 10,0 |
| Свыше 20 до 26 | 2,0 | 4,0 | 8,0 | 12,0 |
| Свыше 26 до 34 | 2,5 | 5,0 | 10,0 | 15,0 |
| Свыше 34 | 3,0 | 6,0 | 10,0 | 20,0 |
| IIIВ | До 3 | 0,6 | 2,0 | 3,0 | 6,0 |
| Свыше 3 до 5 | 0,8 | 2,5 | 4,0 | 8,0 |
| Свыше 5 до 8 | 1,0 | 3,0 | 5,0 | 10,0 |
| Свыше 8 до 11 | 1,2 | 3,5 | 6,0 | 12,0 |
| Свыше 11 до 14 | 1,5 | 5,0 | 8,0 | 15,0 |
| Свыше 14 до 20 | 2,0 | 6,0 | 10,0 | 20,0 |
| Свыше 20 до 26 | 2,5 | 8,0 | 12,0 | 25,0 |
| Свыше 26 до 34 | 2,5 | 8,0 | 12,0 | 30,0 |
| Свыше 34 до 45 | 3,0 | 10,0 | 15,0 | 30,0 |
| Свыше 45 | 3,5 | 12,0 | 15,0 | 40,0 |
| IV, V | До 3 | 0,8 | 3,0 | 5,0 | 8,0 |
| Свыше 3 до 5 | 1,0 | 4,0 | 6,0 | 10,0 |
| Свыше 5 до 8 | 1,2 | 5,0 | 7,0 | 12,0 |
| Свыше 8 до 11 | 1,5 | 6,0 | 9,0 | 15,0 |
| Свыше 11 до 14 | 2,0 | 8,0 | 12,0 | 20,0 |
| Свыше 14 до 20 | 2,5 | 10,0 | 15,0 | 25,0 |
| Свыше 20 до 26 | 3,0 | 12,0 | 20,0 | 30,0 |
| Свыше 26 до 34 | 3,5 | 12,0 | 20,0 | 35,0 |
| Свыше 34 до 45 | 4,0 | 15,0 | 25,0 | 40,0 |
| Свыше 45 | 4,5 | 15,0 | 30,0 | 45,0 |

Приложение № 15

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемый объем контроля
сварных соединений ультразвуковым или радио графическим методом
в % от общего числа сваренных каждым сварщиком соединений**

|  |  |
| --- | --- |
| Условия изготовления стыков  | Категория трубопроводов  |
|  |  I категория при температуре ниже минус 70 °С  | I  | II  | III  | IV  | V  |
| При изготовлении и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте | 100 | 20 | 10 | 2 | 1 | Согласно требованиям п.329 настоящего Руководства по безопасности |
| При сварке разнородных сталей | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 10 |
| При сварке трубопроводов, входящих в блоки I категории | 100 | 100 | 10 | 2 | 1 | \_ |
| взрывоопасности |  |  |  |  |  |  |

Приложение № 16

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемая оценка качества сварных соединений трубопроводов
по результатам радиографического контроля в зависимости
от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления и др.)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кате-гория трубо-прово-да | Вид дефекта, глубина, % к номинальной толщине стенки | Допустимая суммарная длина по периметру трубы |
|  | Непровар отсутствует | - |
| I | Вогнутость корня шва до 10 %, но не более 1,5 мм | До 1/8 периметра |
|  | Выпуклость корневого шва до 10 %, но не более 3 мм | До 1/8 периметра |
| II, III | Непровар по оси шва до 10 %, но не более 2 мм | До 1/4 периметра |
| или до 5 %, но не более 1 мм | До 1/2 периметра |
| IV, V | Непровар по оси шва до 20 %, но не более 3 мм | До 1/4 периметра |
|  | или до 10 %, но не более 2 мм | До 1/2 периметра |
|  | или до 5 %, но не более 1 мм | Не ограничивается |

Приложение № 17

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Допустимые дефекты в сварных швах трубопроводов
РN 10 МПа, выявленных при ультразвуковом контроле**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Номинальная толщинастенки, Н,мм  | Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов  | Условная протяженность цепочки точечныхдефектов на участке сварного шва длиной 10Н |
| Наименьшая фиксируемая, дБ  | По отверcтию с плоcким дном, мм  | По зарубке, мм х мм  |
| 8-10  | На 6 дБ ниже эхо-сигнала от максимально допустимых эквивалентных дефектов  | 1,6  | 1,0 x 2,0  | 1,5Н  |
| 12-18 | 2,0  | 2,0 х 2,0 | 1,5 Н |
| 20-24 | 3,0  | 3,0 x 2,0  | 1,5 Н  |

Приложение № 18

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемая оценка качества сварных соединений по твердости**

| Марка стали | Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, НВ, не более |
| --- | --- |
| 14ХГС | 230 |
| 15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15Х2М1, 15Х5М, 15Х5МУ, 15Х5ВФ | 240 |
| З0ХМА, 20Х2МА, 22ХЗМ, 18ХЗМВ | 270 |
| 20ХЗМВФ | 300 |

Приложение № 19

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопровода**

|  |  |
| --- | --- |
| Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва | Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения |
| Для трубопроводов РN свыше 10 МПа, трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 °С |
| 15 и менее | Не нормируется |
| Более 15 до 30 включительно | До 35 |
| Более 30 до 50 включительно | До 20 |
| Более 50 | До 15 |
| Для трубопроводов I - IV категории |
| 25 и менее | Не нормируется |
| Более 25 до 50 включительно | До 50 |
| Более 50 | До 25 |
| Для трубопровода V категории |
| 30 и менее | Не нормируется |
| Более 30 до 50 включительно | До 50 |
| Более 50 | До 35 |

Приложение № 20

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемое количество контрольных сварных соединений
для проведения механических испытаний и металлографических исследований**

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальный диаметр трубы DN  | Количество контрольных соединений |
| 6 - 40  | 4  |
| 50 - 150  | 2  |
| Свыше 150  | 1  |

Приложение № 21

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Механические свойства сварных соединений**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Минимальные нормы механических свойств сварных соединений |
| для углеро-дистыхсталей | для низко- легированных марганцо-вистых и марганцево-кремнистых сталей | для хромистых, хромомо-либденовых и хромова-надиево-вольфра-мовых сталей | для аустенитно-ферритныхсталей | для аустени-тных сталей |
| Временное сопротивлениеразрыву при температуре 20 ºС | Не ниже нижнего значения временного сопротивления разрыву основного металла по стандарту или техническим условиям для данной марки стали |
| Минимальная ударная вязкость, Дж/см2:- при температуре 20 ºСна образцах KCVна образцах KCU- при температуре ниже минус 20 ºСна образцах KCVна образцах KCU | 35 50 20 30  | 35 50 20 30  | 35 50 20 30  | 30 40 20 30  | ———— |
| Минимальный угол изгиба, градусы:- при толщине не более 20 мм- при толщине более 20 мм | 100100 | 8060 | 5040 | 8060 | 100100 |
| Твердость металла шва сварных соединений НВ, не более | — | — | 240 | 220 | 200 |
| П р и м е ч а н и я: 1 Показатели механических свойств сварных соединений по временному сопротивлению разрыву и углу изгиба определяют как среднеарифметическое результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат считают неудовлетворительным, если хотя бы один из образцов показал значение временного сопротивления разрыву более чем на 7 % и угла изгиба более чем на 10 % ниже норм, указанных в данной таблице. Допускается на одном образце при температурах минус 40 °С и ниже, значение ударной вязкости KCU не менее 25 Дж/см2, KCV– не менее 15 Дж/см2.2 Виды испытаний и гарантированные нормы механических свойств по временному сопротивлению разрыву и ударной вязкости стыковых сварных соединений типа «лист+труба», «труба+литье», «поковка+поковка», «поковка+труба», должны соответствовать требованиям, предъявляемым к материалам с более низкими показателями механических свойств. Для таких сварных соединений угол изгиба не менее:- 70° – для углеродистых сталей и сталей аустенитного класса;- 50° – для низколегированных марганцовистых и марганцево-кремнистых сталей, высоколегированных сталей аустенитно-ферритного класса; - 30° – для низколегированных и среднелегированных (хромистых и хромомолибденовых) сталей и высоколегированных сталей ферритного класса.Контроль механических свойств, а также металлографическое исследование или испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии образцов этих соединений предусматриваются разработчиком технической документации. 3 Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 12ХМ, выполненных ручной электродуговой сваркой ванадийсодержащими электродами, не более 260 НВ при условии, что относительное удлинение металла шва будет не менее 18 %. Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 15Х5МУ не более 270 НВ. |

Приложение № 22

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемая периодичность проведения ревизий трубопроводов давлением до 10 МПа**

| Транспортируемые среды | Категория трубопровода | Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год |
| --- | --- | --- |
| более 0,5 | 0,1- 0,5 | до 0,1 |
| Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) (среды групп А) | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 4 года |
| Взрыво- и пожароопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) [среды группы Б(а), Б(б)] | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 4 года |
| III | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одного раза в 4 года |
| Горючие жидкости (ГЖ) [среды группы Б(в)] | I и II | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 3 года |
| III и IV | Не реже одного раза в год | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одного раза в 4 года |
| Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества (среды группы В) | I и II | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одного раза в 4 года | Не реже одного раза в 6 лет |
| III, IV и V | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одного раза в 6 лет | Не реже одного раза в 8 лет |

Приложение № 23

к Руководству по безопасности
«Рекомендации по устройству и
безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»,
утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784

**Рекомендуемые значения неводов трубы при сборке труб
и деталей с плоскими приварными фланцами в зависимости от номинального диаметра трубы**

| DN трубы | 20 | 20 –50 | 70 – 200 | 225 | 250 – 300 | 350 – 450 |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Недовод, мм | 4 | 5 | 8 | 9 | 10 | 11 |

**Типы электродов в зависимости от свариваемого материала.**

**1.0 Введение**

Несмотря на широкое применение различных механизированных методах сварки плавлением, наибольшее количество сварных конструкций изготовляются методом ручной дуговой сварки.

Ручная дуговая сварка производится штучными электродами, конструктивно представляющими собой металлический стержень с нанесненным на него покрытием соответствующего состава. Один из концов стержня длинной ~30мм. освобожден от покрытия для его зажатия в электродержатель с обеспечение электрического контакта. Второй конец слегка очищается для обеспечения возможности зажигания дуги посредством контакта с изделием.

Применение электродов должно обеспечивать следующиенеобходимые условия: легкое зажигание и устойчивое горение дуги, равномерное расплавление покрытия, равномерное покрытие шва шлаком: легкое удаление шлака после сварки, отсутствие непроваров, пор, трещин в металле шва.

Электроды классифицируются по следующим признакам:

— по материалу, из которого они изготовлены;

— по назначению для сварки определенных сталей;

— по толщине покрытия, нанесенного на стержень;

— по видам покрытия;

— характеру шлака, образующегося при расплавлении покрытия;

— техническим свойствам металла шва;

— по допустимым пространственным положениям сварки или

наплавки

— по роду и полярности применяемого при сварке тока.

**2.0 Классификация и основные ГОСТы на**

**электроды.**

Стальные электроды изготовляют в соответствии с ГОСТ 9466-75,

ГОСТ 9467-75, ГОСТ 100051-75. В ГОСТ 9466-75 электроды

подразделяются на группы в зависимости от свариваемых металлов:

У — углеродистых и низкоуглеродистых конструкционных сталей;

Л — легированных конструкционных сталей;

Г — легированных теплоустойчивых сталей;

В — высоколегированных сталей с особыми свойствами.

Общее назначение электродных покрытий — обеспечивание стабильности горения сварочной дуги и получение металла шва сзаранее заданными свойствами (прочность, пластичность, ударная вязскость, стойкость против коррозии, и др.). Стабильность горения сварочной дуги достигается снижением потенциала ионизации воздушного промежутка между электродом и свариваемой деталью.

Покрытия выполняют защитную функцию, шлаковая защита служит для защиты расплевленного металла шва от воздействия кислорода и азота воздуха путем образования шлаковых оболочек на поверхности капель электродного металла, переходящих через

дуговой промежуток, и для образования шлакового покрова на поверхности расплавленного металла. Шлаковое покрытие уменьшает скорость охлаждения и затвердевания металла шва, способствуя выходу из него газовых и неметаллических включений. Шлакообразующими компонентами являются; титановый концентрат, марганцевая руда, каолин, мрамор, мел, кварцевый песок, доломит, полевой шпат и др.

Легирование металла шва производится для придания специальных свойств наплавленному металлу. Наиболее часто

применяются такие легирующие компоненты как хром, никель, млибден, вольфрам, марганец, титан и др. Легирование металла иногда производится специальной проволокой, содержащей нужные элементы. Чаще металл шва легируют введением легирующих компонентов в состав покрытия электрода. Легирующие компоненты — ферросплавы, иногда чистые металлы.

Для повышения проиводительности, т.е. для увеличения количества наплавляемого металла в единицу времени, в электродные покрытия иногда вводят железный порошок. Введеный в покрытие железный порошок улучшает технологические свойства электродов

(облегчает повторное зажигание дуги, уменьшает скорость охлаждения наплавленного металла, что благоприятно сказывается при сварке в условиях низких температур)

Для закрепления покрытия на стержне используют связывающие компоненты, жидкое стекло имеет также стабилизирующие свойства. При наличии в составе покрытия более 20% железного порошка, к обозначению следует добавить букву Ж.

По видам покрытия электродов подразделяются:

А — с кислым покрытием, содержащим окиси железа, марганца,кремния, иногда титана;

Б — с основным покрытием, имеющим в качестве основы фтористый кальций и карбонад кальция. ( Сварку электродами с основнымпокрытием осуществляют на постоянном токе и обратной полярности. Вследствие малой склонности металла к образованию кристаллизационных и холодных трещин, электроды с этим покрытием используют для сварки больших сечений );

Ц — с целлюлозным покрытием, основные компоненты которых— целлюлоза, мука другие органические составы, создающие газовую защиту дуги и образующие при плавлении тонкий шлак. ( Электроды с целлюлозным покрытием применяют, как правило, для сварки стали малой толщины);

Р — с рутиловым покрытием, основной компонент — рутил. Для

шлаковой и газовой защиты покрытия этого типа вводят соответствующие минеральные и органические компоненты.

При сварке на постоянном и переменном токе разбрызгивание металла незначительно. Устойчивость горения дуги, формирование швов во всех пространственных положениях

хорошее;П — прочие виды покрытий.

При покрытии смешанного вида используют соответствующее

условное обозначение.

2.1 Электроды для сварки конструкционных

и низколегированных сталей Для сталей обычной прочности предназначены электроды:

Э38, Э42, Э46, Э50, Э42А, Э46А, Э50А, Э55 и Э60.

Для констукционных сталей повышенной прочности — электроды:

Э70, Э85, Э100, Э125, Э150. Механические свойства швов и сварных

соединений при применении электродов для сварки конструкционных сталей должны соответствовать определенным нормам.

2.2 Электроды для сварки легированных теплоустойчивых сталей.

Эти стали сваривают электродами девяти типов по ГОСТ 9467-75 которые классифицируют по механическим свойствам к химическому составу наплавленного металла. Буквы, стоящие после буквы Э, показывают гарантированное содержание легирующих элементов в наплавленном металле.

2.3 Электроды для сварки высоколегирванных сталей с особыми свойствами.

Для сварки коррозионно — стойких жаропрочных и жаростойких высоколегированных сталей мартенситного, мартенситно — ферритного, ферритного, аустенитно — ферритного и аустенитного классов существует 49 типов электродов.

**3.0 Производство электродов для ручной дуговой сварки**

В электродном производстве проволоку, поставляемую металлургической промышленностью, правят, разрезают по длинне на прутки, и очищают от различных поверхностных загрязнений.

Стабильность покрытия должна обеспечиваться его достаточно одинаковым количеством, на единице длинны электрода и равномерностью состава в связи с тем, что покрытие представляет собой смесь различных порошкообразных материалов, скрепленных между собой и со стержнем склеивающим связующих. Необходимо стремиться, чтобы замес покрытия в момент нанесения на стержень был достаточно однородным, этого, видимо, можно достичь при достаточной дисперсности тех порошков, которые будут использованы в шихте, и усреднением состава как порошковой шихты, так и замеса со связующим. Измельченности порошков имеет значение и не только для возможности усреднения, выравнивания состава покрытия в каждом его объеме, но и сказывается на кинетике шлакообразования, газовыделения и других важных характеристиках. Действительно: если газовая защита создается, например, распадом карбонадов, нужна их значительная удельная поверхность — отдельные частицы должны быть мелкими. Температура плавления шлака должна быть не очень высокой, а температура плавления его составляющих в поверхности может быть более высокой. Относительно легкоплавким является шлак из смесей, растворов, комплексных соединений и эвтектик, их образование осуществляется легче и быстрее при контакте элементарных окислов по значительной поверхности и малом объеме малой частицы, т.е. опять при достаточно измельченных материалах.

Конечно, различные материалы, используемые в покрытиях, требуют и различного измельчения. Так, целесообразность наличия более крупных частиц для некоторых ферросплавов отмечалась ранее, можно указать и на технологические соображения, вытекающие из требований производства электродов: так, например, большое количество мелкодисперсных фракций в ряде случаев

приводит к образованию трещин в электродных покрытиях в процессе сушки и прокалки электродов. Из таких предпосылок должны вырабатываться требования к наиболее целесообразным размерам частицы различных материалов, используемых при изготовлении конкретных составов электродных покрытий. При этом следует стремиться к максимально допустимому по обеспечению технологии изготовления электродов измельчению шлако- и газообразующих составляющих и к ограничениям размеров частиц ферросплавов и легирующих из соображений их полезного их использования в шихте покрытий.

Однако при производственных методах измельчения материалов обеспечить одинаковый размер огромного количества частиц не удается (всегда получается комплекс частиц различного гранулометрического состава). Повторяемость примерно одинаковых частиц имеет вид кривой, близкой по форме к кривой распределения вероятностей, но с ограничением в области больших размеров частиц (все крупные частицы раздроблены). Такое распределение может быть охарактеризовано просевом через сита.

Обычно применяемые размеры частиц материалов электродных покрытий проверяются ситами с размерами по ГОСТу 3484-53 от 0,45 (т.е. 252 отверстия и 1 см при размере ячейки 0,45мм) до 007.

Порошкообразные измельченные материалы при принятой в нашей стране схеме электродного производства, получаются в электродных цехах переработкой исходной продуктов, поступающих в основном в виде кусков того или иного размера. Правда, некоторые материалы поступают в электродное производство уже в виде порошков (например крахмал, сода) ии измельчения не требуют.

В качество связующих в электродном производстве являются селикатные растворы — натриевые, реже калиевые жидкие стекла. Кроме того, в покрытиях они являются одновременно ионизаторами, а также влияют на формирование состава шлака. В электродном производстве в зависимости от метода нанесения покрытия на стержни — окунанием или опрессовкой, жидкие стекла применяются различной плотности.

Жидкие стекла характеризуются модулем, плотностью, вязскостью и клеющей способностью. На вязскость очень значительно влияет температура жидкого стекла. Весьма важной характеристикой жидкого стекла для оценки состава электродных покрытий является величина сухого остатка.

Раствор жидкого стекла может химически взаимодействовать с ферросплавами — ферросицилием и ферромарганцем.

Нанесение массы покрытия на стержни осуществляется окунанием или опрессовкой. В настоящее время нанесение покрытия окунанием применяется при изготовлении мелких партий специальных электродов (например, для твердых наплавок, сварки цветных металлов). Для электродов общего назначения, а также специальных, но применяемых достаточно широко, изготовляемых массовым методом или большими партиями, покрытия наносят опрессовкой под большим давлением.

Консистенция обмазочной массы для нанесения покрытия тем или другим способом должна быть различной. Так, для нанесения окунанием обмазочная масса должна иметь сметанообразную консистенцию, которая может количественно оцениваться различными технологическими пробами. На Ленинградском Кировском заводе, например, разработана проба по диаметру растекания мерного количества покрытия по горизонтальному стеклянному листу под собственным весом.

Для нанесения покрытий опрессовкой масса должна иметь консистенцию оконной замазки. Контроль за консистенцией возможен продавливанием прессом с постоянной скоростью определенного объема обмазочной массы через калибровое отверстие. В современные высокопроизводительные электрообмазочные агрегаты масса обычно вводится в виде брикетов, форма которых обеспечивает быструю загрузку цилиндра пресса.

Основные показатели качества нанесения покрытия — равномерность его расположения по длине, количество (толщина) покрытия, концентричность расположения относительно стержня определяются и качеством обмазочной массы, и режимом нанесения покрытия. При нанесении окунанием, в этом отношении важны вертикальность извлечения стержня из обмазочной массы, постоянство скорости извлечения и равномерность массы, поддерживаемая периодическим ее перемешиванием. Важно также, чтобы покрытие не стекало по стержню во время сушки. При нанесении покрытия опрессовкой эти хпарктеристики достигаются при правильной конструкции обмазочной головки пресса точным расположением каналов, направляющих стержни, и фильеры, ограничивающей размер покрытия. Наилучшие условия для получения покрытия, расположенного концентрично стержню, достигаются при соосном движении в электрообмазочном агрегате и стержней, и обмазочной массы, выдавливаемой прессом. В связи с большими трудностями создания такой конструкции прессов обычно канал для подачи массы в обмазочную головку изменяет ее приближение с максимальным приближением к касательной по отношению к подаваемым в головку стержня. Высокие давления при этом придают такую плотность покрытию в момент выхода электрода из пресса, что перетекание массы при сушке исключается и сушка происходит в горизонтальном положении. В процессе сушки и прокалки диаметр электрода с покрытием несколько увеличивается - покрытие распухает. Так, для покрытий типа УОНИ-13/45 диаметр электрода увеличивается при сушке на 0,1-0,2 мм. по сравнению с его диаметром в момент его выхода их пресса. Сушка и прокалка электродов должны удалить воду из покрытия. При этом следует учитывать это воды в покрытии много. Сушка может быть естественная, т.е. при комнатной температуре,и ускоренная, в различных печах. При прокалке осуществляется дальнейшее удаление влаги и иногда кристаллизационной воды. Температура прокалка ограничивается как отдельными составляющими покрытия, например при наличии в покрытии органических соединений — температурой их распада, так и отсутствием откалыванием покрытия от стержня

вследствии различия уоэффициента их теплового расширения. Например, покрытия типа УОНИ-13/45 на стержняи из низкоуглеродистой или низколегированной проволоки нельзя прокалывать при температуре выше 500-525`C.

**Заключение**

Производство электродов требует весьма различных технологических операций как по обработке материалов, так и электродов в целом. В электродном производстве имеется три потока обработки металлов: обработка стержней, сыпучих материалов и силикатной глыбы, а также поток обработки электродов с нанесенным на стержень покрытием. Все это требует специфического оборудования, которое становится целесообразным максимально механизировать а автоматизировать только при достаточно большой программе производства

электродов.

**Список использованной литературы:**

Г.А. Николаев «Справочные материалы для сварщиков»

И.П. Иванов «Справочник сварщика»

А.В. Гуревич «Сварочные материалы»

**Составление схем строповки.**

 Строповка – это соединение аппарата с грузозахватными устройствами.

К строповке предъявляют следующие требования:

1) стропить надо так, чтобы положение оборудования было близким к проектному;

2) стропить надо за специально предназначенные устройства (ушки, крюки, цапфы, монтажные штуцера);

3) стропить надо так, чтобы обеспечить возможность расстроповки.

При монтажных работах применяют различные способы строповки аппаратов.

Вертикальные аппараты стропят:

- привязкой к поперечине, прикрепленной внутри аппарата;

- привязкой к поперечине, прикрепленной к торцу фланца бокового штуцера;

- многократным обхватом корпуса аппарата стропами, затягиваемыми на удав.



 Рисунок – Способы строповки крупных вертикальных аппаратов

а – привязка к поперечине, прикрепленной внутри аппарата;

б – привязка к поперечине прикрепленной к торцу фланца бокового штуцера;

в – многократный охват корпуса аппарата стропом, затягиваемым на удав.

 Горизонтальные аппараты стропуют обхватывая их стропами. При строповке угол между ветвями строп должен быть не менее 30º (для обеспечения устойчивости) и не более 90º (для ограничения усилия в ветвях)



Рисунок – Способ строповки горизонтального аппарата



Рисунок – Схема крепления троса

а – штыковой узел; б – к детали; в – к крюку; г – к серьге трактора; д – к оголовку мачты.

 **Технология испытаний мазутных форсунок на стенде.**

**Тема***:*проверка и регулировка форсунок судовых ДВС.

**Цель***:*Приобрести практические навыки по проверке и регулировке форсунок судовых ДВС.

**Оборудование***: испытательный стенд для*, форсунок; форсунка; секундомер; индикатор; свинцовая проволока; инструмент; белая бумага; чистая ветошь

# Испытательный стенд для форсунок4.2.gif (3128 bytes)

Рис.1.Стенд для опрессовки форсунок: 1- насос высокого давления 2 - рычагом, 3 - манометр, 4 - бачок с топливом, 5 - крана подачи топлива 6 - -испытуемая форсунка, и 7 - поддон.



Стендпозволяет проверить следующие параметры:

• давление начала впрыска и качество распыления топлива,

• герметичность запорного конуса (по появлению капли топлива на носике распылителя),

• гидроплотность по запорному конусу и направляющей цилиндрической части (по времени падения).

Прибор состоит из плиты, на которой установлен бак для топлива с камерой впрыска, стойки с держателем плунжерного насоса, гидроаккумулятора, дросселя, манометра, фильтра и трубопроводов. Все приборы, кроме манометра и трубопроводов, закрыты кожухами,

# Форсунка двигателя 4Ч8,5/11

Сопловое отверстие корпуса распылителя закрыто иглой 2, прижатой к уплотняющему конусу через штангу 5 пружиной 6, опирающейся верхним концом на буртик регулировочного винта 9. Корпус распылителя и игла взаимно притерты, образуя прецизионную пару. Раскомплектовка пар в процессе эксплуатации не допускается. Давление пружины на иглу, а следовательно, и давление начала впрыска топлива регулируется винтом 9. После регулировки винт стопорится контргайкой 10. Топливо подводится по каналам в нижнюю кольцевую расточку распылителя.

Когда давление топлива на коническую часть иглы преодолеет усилие пружины, игла распылителя приподнимается, и топливо впрыскивается в вихревую камеру. В конце подачи топлива, когда давление в нагнетательном трубопроводе упадет, игла под действием пружины опустится в седло и разобщит полость форсунки с камерой сгорания.

Давление открытия иглы 135-145 кг/см2

Рис. 3. Форсунка двигателя Ч8.5/11:

1 - корпус распылителя; 2 - игла распылителя; 3 - гайка распылителя 4-корпус форсунки; 5 - штанга; 6 - пружина; 7,13 - прокладка; 8 - гайка пружины; 9 - регулировочный винт; 10 - контргайка; 11 - колпак; 12 - втулка; 14 - болт штуцера

Угол опережения подачи топлива 14-18°ПКВ

**Порядок работы:**

1. Общие сведения;
2. Проверка и регулирование давления открытия иглы форсунки (затяга пружины);
3. Проверка форсунки на герметичность;
4. Число работающих отверстий;
5. Гидравлическая плотность распылителя;
6. Ответить на контрольные вопросы;

**1.** **Общие сведения.** Проверку и регулировку форсунок выполняют в специально отведенном помещении, оборудованном испытательным стендом, принудительной вентиляцией, снабженным приспособлениями и инструментом Проверка и регулировка форсунок производится через определённые промежутки времени, предусмотренные план-графиком или в случае отказа.

Перед этим форсунку разбирают, промывают, осматривают и устраняют неисправности. Все данные предварительных и окончательных проверок и регулировок форсунок рекомендуется заносить в специальный журнал, что позволяет анализировать их техсостояние. Если на цилиндр установлены две или три форсунки, работающие от одного топливного насоса, то подбирать и регулировать их следует попарно, т.к. взаимное регулирование этой пары значительно сказывается на индикаторном процессе в цилиндре.

2***.* Давление открытия иглы форсунки.**Качество распыливания топлива зависит от давления впрыска, регулируемого соответствующим натяжением пружины и для каждой форсунки имеется строго определённое давление впрыска. Давление открытия иглы форсунки проверяют на испытательном стенде. Проверку производять следующим образом:

1. проверяемую форсунку установить в стенд. Топливную трубку насоса навернуть на штуцер форсунки, но не зажимать. Сделать несколько плавных качков для удаления воздуха из трубопровода. Зажать гайку соединения.
2. медленным, но энергичным нажатием рукоятки пресса давление топлива поднимаем до момента открытия иглы форсунки (т.е. до момента впрыскивания топлива), что определяем по резкому падению стрелки манометра. По максимальному отклонению стрелки манометра определяем давление открытия иглы форсунки. Если впрыскивание произведено при большем давлении, чем указано в паспорте, натяжение регулировочной пружины уменьшают, если при меньшем давлении, то увеличивают. Повторением впрыскивания топлива и регулированием натяжения пружины добиваются соответствия показаний манометра давлению, указанному в паспорте. Давление открытия иглы форсунки регулируют с точностью до (0,2-0,5) МПа.

Во время работы вследствие усталости пружины давление открытия иглы снижается. Если форсунка после проверки ставится в запас, то затяг пружины с целью увеличения срока службы лучше ослабить.

**3. Качество распыливания топлива.**Произвести несколько резких качков насоса.Топливо должно распыливаться до туманообразного состояния**.**

**4. Контроль чистоты отверстий.** Для этого ослабить затяг пружины форсунки и прокачивая насос посчитать количество струй топлива вытекающих из сопла.

**5. Подтекание**распылителя проверяют на отсутствие подтекания:

* прокачать форсунку до полного удаления воздуха и насухо вытереть сопло:
* произведём 5-6 впрыскиваний нажатием на рычаг насоса.

Сопло форсунки должно оставаться сухим

1. **Плотность.**

Для проверки поднять давление топлива в прессе немного меньше, чем давление впрыска, не допуска впрыск, например, для нашей форсунки 12 МПа.

Давление начнет снижаться. Включить секундомер, когда стрелка манометра пройдёт отметку 10 МПа и остановить, когда она пройдёт 50 МПа.

Время, которое покажет секундомер и будет характеризовать плотность форсунки. Это время должно находиться в пределах, рекомендованных заводом-изготовителем. Большее значение свидетельствует об излишней плотности, что может стать причиной ухудшении я ходовых качеств иглы распылителя. Меньшие значения говорят о неудовлетворительной плотности. Обычно нормальным считается время 5-7 с.

**Запись в отчете:**

1. Дать обоснование необходимости выполнения этой

2. Описать порядок выполнения работы.

**Контрольные вопросы.**

1. Назначение форсунки, виды форсунок.
2. Что происходит, если давление открытия иглы меньше рекомендованного?
3. Какие причины вызывают подтекание форсунки?
4. Что является главной частью форсунки?
5. Как обнаружить засорение сопловых отверстий при работе двигателя?

Теплоизоляционные материалы, применяемые для изоляции паровых котлов.

Монтаж и демонтаж тепловой изоляции, методы креплений тепловой изоляции.

.

**Темы рефератов**

1 Современные формы организации ремонта теплотехнического оборудования.

2 Современные методы контроля металла.

3 Совершенствование техники ремонта оборудования котельных цехов.

4 Техническое нормирование труда, соответствующего современному уровню техники и организации ремонтных работ.

5 Механические свойства сталей. Испытания сварных образцов и труб.

6 Изменение свойств стали при высоких температурах.

7 Методы улучшения свойств стали.

8 Современные средства механизации подъемно-транспортных работ.

9 Меры безопасности при выполнении такелажных работ.

10 Повреждения трубной системы котла - результат нарушения режимов эксплуатации.

11 Сравнительный анализ повреждений различных поверхностей нагрева котла.

12 Характерные повреждения поверхностей нагрева котла и причины их возникновения.

13 Методы сварки и сварочные материалы.

14 Классификация и характеристика сварочного оборудования.

15 Автоматизация сварочных работ.

16 Технология вальцовочных работ, современные методы и оборудование.

17 Механизация вальцевания труб.

18 Методы испытаний котла после ремонта.

19 Влияние качества и вида топлива на конструкцию и надежную безаварийную работу горелочного устройства.

20 Характерные дефекты горелочных устройств и способы их ликвидации.

21 Современные методы очистки воздухоподогревателей от золовых отложений.

22 Обеспечение плотности уплотнений регенеративных воздухоподогревателей.

23 Анализ степени повреждаемости пластин РВП от расположения и условий эксплуатации.

24 Классификация и виды прессовых соединений в зависимости от условий работы и методов посадки.

25 Современные методы центровки валов.

26 Современные методы балансировки роторов.

27 Механизация слесарно-ремонтных операций.

28 Вредные факторы, влияющие на здоровье слесаря-ремонтника.

29 Организация рабочего места слесаря-ремонтника.

30 Меры безопасности при работе на станках, при пользовании механизированным инструментом.

31 Технологическая последовательность ремонта молотковой мельницы.

32 Особенности производства работ при ремонте тепловых сетей.

33 Монтажные работы при замене трубопроводов тепловых сетей.

34 Земляные работы при ремонте тепловых сетей.

35 Сдача и приемка в эксплуатацию тепловых сетей.

36 Испытание и промывкатеплопроводов.

Вопросы для самоконтроля

1. Что такое система планово-предупредительного ремонта теплотехнического оборудования?

2. Какие виды ремонта теплотехнического оборудования вы знаете?

3. Какие документы должны содержаться в проекте организации работ по капитальному ремонту оборудования?

4. Какую информацию указывают в технологических картах, составляемых на ремонтные работы?

5. Как производится приемка оборудования после ремонта?

6. Что такое качество отремонтированного оборудования и качество ремонт­ных работ?

Вопросы для самоконтроля

1. Каковы основные правила вывода котла в ремонт?

2. Каким условиям должна удовлетворять конструкция лесов, используемых при ремонте котельного оборудования?

3. Перечислите основные повреждения трубной системы котла.

4. Как устраняются механические поврежденияна наружной поверхности кипятильных и эк­ранных труб котлов?

5. Как производят замену труб в трубчатых воздухоподогревателях?

6. Какие ремонтные работы выполняют на горелках котла?

**Балансировка роторов вращающихся механизмов котлов. Составление технических условий на ремонт.**

Особенности центровки и балансировки центробежных и осевых тягодутьевых машин

Составление формуляров на ремонт дымососов и дутьевых вентиляторов.

Вопросы для самоконтроля

1. В чем заключается ремонт зубчатых передач?

2. С какими дефектами подшипники качения подлежат замене?

3. Как выполняется центровка валов?

4. Что проверяют перед выводом в ремонт дымососов и вентиляторов?

5. Как подбирают по массе лопатки перед установкой в ротор центробежного дымососа?

6. Как ремонтируют редуктор шаровой мельницы?

7. Какие детали наиболее подвержены износу в лопастном питателе пыли?

8. Какие ремонтные процедуры выполняют в сепараторах?

Работа с документацией на ремонт оборудования парового котла

Вопросы для самоконтроля

1. Какие виды работ входят в состав планово-предупредительного ремонта теп­ловых сетей?

2. Какие операции включает перечень основных работ при текущем и ка­питальном ремонтах тепловых сетей?

3. Какие особенности следует учитывать при проектировании организации и технологии работ по ремонту тепловых сетей?

4. Как обеспечивается защита от грунтовых вод при ремонте тепловых сетей?

5. В какой последовательности производят работы по засыпке траншей при бесканальной прокладке трубопроводов?

6. Какие виды сварки используют при ремонте тепловых сетей?

7. Для чего используются наружные центраторы и каково их устройство?

8. Каков порядок проведения гидравлического испытания теплопроводов?

9. Что предусматривает текущий ремонт теплового пункта?

 10. Какие работы выполняются при ремонте водоподогревателей тепловых пунктов?