

МІНІСТЭРСТВА
ПА НАДЗВЫЧАЙНЫХ СІТУАЦЫЯХ
РЭСПУБЛІКІ БЕЛАРУСЬ

Проект
МИНИСТЕРСТВО
ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ПАСТАНОВА

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

_____ № _____

г. Мінск

г. Минск

Об утверждении Правил
по обеспечению промышленной
безопасности при эксплуатации
технологических трубопроводов

На основании подпункта 7.4 пункта 7 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 29 декабря 2006 г. № 756, Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемые Правила по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов.
2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 июня 2020 г.

Министр

УТВЕРЖДЕНО

Постановление Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
_____ 2019 № ____

ПРАВИЛА
по обеспечению промышленной
безопасности при эксплуатации
технологических трубопроводов

РАЗДЕЛ I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1 ОБЛАСТЬ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ

1. Настоящие Правила по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий, случаев производственного травматизма на опасных производственных объектах, при эксплуатации стальных технологических трубопроводов (далее – трубопроводы).

Настоящие правила распространяются на стальные технологические трубопроводы, предназначенные для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа до условного давления 320 МПа и рабочих температур от –196 °С до °700 °С на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных производственных объектах, за исключением включенных в перечень потенциально опасных объектов и производств и связанных с ними видов деятельности, имеющих специфику военного применения, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 января 2013 г. № 66.

2. Настоящие Правила не распространяются на трубопроводы:
магистральные (газопроводы, нефтепроводы, нефтепродуктопроводы), промысловые;
газопроводных систем и объектов газопотребления, на которых находятся или может находиться природный газ;
линий водоснабжения и канализации;
атомных и тепловых станций, котельных установок, линий тепловых сетей;
входящие в состав и являющихся неотъемлемой частью оборудования (смазочных систем компрессоров, насосов, трубопроводы обогрева (спутники), импульсные линии), передвижных агрегатов.

3. Отступления от требований настоящих Правил должны быть согласованы в соответствии с подпунктом 20.24.1 пункта 20.24 единого перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утверждённого постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 г. № 156.

4. В настоящих Правилах применяются термины и определения в значениях, определенных Законом Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности» и техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (далее – ТР ТС 032/2013), принятого решением Совета Евразийской экономической комиссии от 2 июля 2013 г. № 41, а также следующие термины и определения:

граница технологического трубопровода – это арматура либо ответный фланец к фланцу арматуры (оборудования), а в случае отсутствия арматуры – сварной шов, связывающий технологический трубопровод с арматурой (оборудованием);

деталь трубопровода – составная часть трубопровода, предназначенная для соединения отдельных его участков с изменением или без изменения направления или проходного сечения (отвод, переход, тройник, заглушка, фланец) или крепления трубопроводов (опора, подвеска, болт, гайка, шайба, прокладка);

допустимая толщина стенки – толщина стенки, при которой возможна работа детали на расчетных параметрах в течение назначенного срока службы; она является критерием для определения достаточных значений фактической толщины стенки;

давление внутреннее, давление наружное – избыточное давление, действующее на внутренние или наружные поверхности стенки трубопровода;

давление пробное – избыточное давление, при котором производится испытание оборудования на прочность;

давление рабочее – максимальное избыточное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса;

давление разрешенное – максимально допустимое избыточное давление для оборудования (элемента), установленное на основании оценки соответствия и (или) контрольного расчета на прочность;

давление расчетное – давление, на которое производится расчет на прочность оборудования;

давление номинальное (условное) – расчетное давление при температуре 20 °С, используемое при расчете на прочность трубопроводов сосудов (узлов, деталей, арматуры);

диаметр номинальный, условный проход – числовое обозначение размера, равное округленному значению внутреннего диаметра, которое указывается для всех компонентов оборудования, кроме компонентов, указанных по наружному диаметру или по размеру резьбы. Номинальный диаметр и условный проход указываются в миллиметрах без обозначения размерности;

заглушка – отъемная деталь, позволяющая герметично закрывать отверстие штуцера или бобышки;

избыточное давление – разность абсолютного давления и давления окружающей среды, показываемого барометром;

испытания на прочность – испытания, проводимые для определения значений воздействующих факторов, вызывающих выход значений характеристик свойств объекта за установленные пределы или его разрушение;

кованный отвод – отвод, изготовленный из поковки с последующей механической обработкой;

класс опасности вещества – показатель степени воздействия на организм человека вредных веществ;

метод неразрушающего контроля – метод контроля, при котором не должна быть нарушена пригодность объекта к применению;

метод разрушающего контроля – метод контроля, при котором может быть нарушена пригодность объекта к применению;

методика испытаний – организационно-методический документ, обязательный к выполнению, включающий метод испытаний, средства и условия испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта, формы предоставления данных и оценивания точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды;

опора – устройство для установки трубопровода в рабочем положении и передачи нагрузок от трубопровода на фундамент или несущую конструкцию;

отвод – фасонная часть трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока рабочей среды на угол от 15 до 180°;

отвод крутоизогнутый – отвод, изготовленный гибкой радиусом от одного до трех номинальных наружных диаметров трубы;

программа испытаний – организационно-методический документ, обязательный к выполнению, устанавливающий объект и цели испытаний, виды, последовательность и объем проводимых экспериментов, порядок, условия, место и сроки проведения испытаний, обеспечение отчетности по ним, а также ответственность за обеспечение и проведение испытаний;

расчетная толщина стенки трубопровода – толщина стенки, теоретически необходимая для обеспечения прочности детали трубопровода при воздействии внутреннего или наружного давления;

ревизия трубопроводов – комплекс мероприятий по определению технического состояния трубопроводов, включающих в себе: испытания для оценки уровня безопасности и надежности конструкции трубопровода, проведение технической диагностики;

ремонт трубопроводов – комплекс операций по восстановлению исправности и работоспособности трубопроводов и восстановлению ресурса трубопроводов и их деталей;

сборочная единица – изделие, составные части которого подлежат соединению между собой на организации-изготовителе с применением сборочных операций (сварки, свинчивания, развальцовки и других);

секторный отвод – отвод, изготовленный из сварных между собой секторов, выполненных из листа, бесшовных или стальных труб;

соединение фланцевое – неподвижное разъемное соединение частей 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;

специализированная организация – организация, имеющая специальное разрешение (лицензию) на право осуществления деятельности в области промышленной безопасности в части выполнения работ и (или) услуг по проектированию, монтажу, наладке, ремонту, обслуживанию трубопроводов (либо выборке из указанного перечня работ (услуг));

срок службы – период времени в календарных годах, установленный при проектировании и исчисляемый со дня ввода в эксплуатацию трубопровода;

стальной трубопровод (технологический трубопровод) – техническое устройство, состоящее из труб, деталей, арматуры, плотно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования технологической среды, входящее в состав производств с химическими, физико-химическими, физическими процессами;

стыковое сварное соединение – соединение, в котором свариваемые элементы примыкают друг к другу торцевыми поверхностями и включают в себя шов и зону термического влияния;

температура рабочей среды – минимальная (максимальная) температура среды при нормальном протекании технологического процесса;

температура стенки расчетная – температура, при которой определяются физико-механические характеристики, допускаемое напряжение материала и проводится расчет на прочность элементов оборудования;

температура стенки допустимая – максимальная (минимальная) температура стенки, при которой допускается эксплуатация оборудования;

технологическая среда – сырьевые материалы, реакционная масса, полупродукты и другие газообразные и жидкие продукты, находящиеся и перемешивающиеся в технологической аппаратуре (технологической системе);

условия эксплуатации трубопровода – совокупность факторов, действующих на трубопровод при его эксплуатации;

фактическая толщина стенки трубопровода – толщина стенки, измеренная на определяющем параметре эксплуатации участке трубопровода (детали) при изготовлении или в процессе эксплуатации;

фасонная часть (деталь) трубопровода – деталь или сборочная единица трубопровода или трубной системы, обеспечивающая изменение направления, слияние или деление, расширение или сужение потока рабочей среды;

штуцер – элемент, предназначенный для присоединения к сосуду, емкостному оборудованию, трубопроводу других трубопроводов, трубопроводной арматуры, контрольно-измерительной арматуры;

эксплуатационная документация – конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности с другими документами определяют правила эксплуатации изделия и (или) отражают сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы;

элемент трубопровода – сборочная единица трубопровода, предназначенная для выполнения одной из основных функций трубопровода (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец и другое);

эстакада – надземное открытое горизонтальное или наклонное протяжное сооружение, состоящее из ряда опор и пролетного строения и находящееся в здании или вне его;

этажерка – многоярусное каркасное сооружение (без стен), свободно стоящее в здании или вне его и предназначенное для размещения и обслуживания технологического и прочего оборудования.

5. Рабочие (служащие) по профессиям (должностям), связанным с ведением работ на потенциально опасных объектах, должны иметь

удостоверение, выданное в соответствии с Инструкцией о порядке выдачи удостоверения на право обслуживания потенциально опасных объектов, утвержденной постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 июля 2016 г. № 31.

6. Приведение существующих трубопроводов к требованиям настоящих Правил осуществляется при реконструкции или модернизации на опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных производственных объектах, технических устройств.

7. Для труб, арматуры и соединительных частей трубопроводов условные (PN) и соответствующие им пробные ($P_{пр}$), а также рабочие ($P_{раб}$) давления должны определяться проектом на трубопровод. При отрицательной рабочей температуре среды условное давление определяется при температуре 20 °С.

8. Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от расчетных параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды применительно к действующему сортаменту труб. При выборе толщины стенки труб и деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии их изготовления (гибка, сборка, сварка).

За расчетное давление в трубопроводе принимаются:

расчетное давление для аппарата, с которым соединен трубопровод; для напорных трубопроводов (после насосов, компрессоров, газодувок) максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания; а для поршневых машин – давление срабатывания предохранительного клапана, установленного на источнике давления;

для трубопроводов с установленными на них предохранительными клапанами – давление настройки предохранительного клапана.

9. Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с аппаратом, должны быть рассчитаны на прочность с учетом давления испытания аппарата.

10. При расчете толщины стенок трубопроводов прибавку на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки следует выбирать исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии.

11. При выборе материалов и изделий для трубопроводов следует руководствоваться требованиями настоящих Правил, а также указаниями, устанавливающих их сортамент, номенклатуру, типы, основные параметры, условия применения и тому подобное. При этом следует учитывать:

расчетное давление и расчетную температуру транспортируемой среды;

свойства транспортируемой среды (агрессивность, пожаровзрывоопасность, вид и степень опасности);

свойства материалов и изделий (прочность, хладостойкость, стойкость против коррозии, свариваемость и тому подобное);

отрицательную температуру окружающего воздуха для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях.

За расчетную отрицательную температуру воздуха при выборе материалов и изделий для трубопроводов следует принимать:

среднюю температуру наиболее холодной пятидневки района с обеспеченностью 0,92, если рабочая температура стенки трубопровода, находящегося под давлением или вакуумом, положительная;

абсолютную минимальную температуру данного района, если рабочая температура стенки трубопровода, находящегося под давлением или вакуумом, может стать отрицательной от воздействия окружающего воздуха.

12. Для трубопроводов и арматуры проектной организацией устанавливаются сроки службы, что должно быть отражено в проектной документации и внесено в паспорт трубопровода.

13. После истечения расчетного срока службы допускается эксплуатация трубопроводов при удовлетворительных результатах ревизии трубопроводов и оценки технического состояния трубопровода в соответствии с методиками, утвержденными техническим руководителем организации-владельца трубопровода или с привлечением специализированной организации.

ГЛАВА 2 КЛАССИФИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

14. Трубопроводы в зависимости от свойств транспортируемой среды подразделяются на группы (А, Б, В) и в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) – на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Обозначение группы определенной транспортируемой среды включает в себя обозначение группы среды (А, Б, В) и обозначение подгруппы (а, б, в), отражающее класс опасности вещества.

Обозначение группы трубопровода в общем виде соответствует обозначению группы транспортируемой среды. Обозначение

«трубопровод группы А (б)» обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А (б).

Наиболее ответственной категорией считается I категория, а наиболее ответственная группа – группа А (а).

15. Трубопроводы высокого давления свыше 10 МПа всегда относятся к I категории.

16. Категория трубопроводов с давлением до 10 МПа включительно определяется в зависимости от группы (подгруппы) транспортируемого вещества и от рабочих параметров среды (давления и температуры) согласно приложению 1.

Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи от аппаратов и систем, связанных непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), расположенные за пределами помещений могут быть отнесены к V категории.

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

18. Класс опасности технологических сред определяется разработчиком проекта на трубопровод на основании классов опасности веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений.

19. Категории трубопроводов устанавливаются разработчиком проекта для каждого трубопровода и указываются в проекте на трубопровод.

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

Группа трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов, устанавливается по компоненту, требующему отнесения трубопровода к более ответственной группе. При этом, если при содержании в смеси вредных веществ 1, 2 и 3-го классов опасности концентрация одного из них наиболее опасна, группу смеси определяют по этому веществу.

В случае, когда наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в незначительном количестве, вопрос об отнесении трубопровода к менее ответственной группе или категории решается проектной организацией.

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

Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или превышающей температуру их самовоспламенения, или рабочей температурой ниже -40°C , а также

несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях, следует относить к I категории.

РАЗДЕЛ II МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 3 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

21. Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для изготовления трубопроводов, подтверждаются соответствующими паспортами или сертификатами. Материалы и готовые изделия, не имеющие паспортов или сертификатов, допускается применять только для трубопроводов II и ниже категорий и после их проверки и испытания в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА.

Материал деталей трубопроводов, как правило, должен соответствовать материалу соединяемых труб. При применении и сварке разнородных сталей следует руководствоваться указаниями соответствующих обязательных для соблюдения требований ТНПА.

Допускается по заключению специализированных организаций применение труб и деталей трубопроводов из материалов, не указанных в обязательных для соблюдения требованиях ТНПА.

22. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов на давление свыше 10 МПа до 320 МПа и температуру от -50 до 540 °С следует применять стандартные материалы и полуфабрикаты.

23. Условия применения материалов для коррозионных сред, содержащих водород, окись углерода, аммиак, определяются согласно приложениям 2-4.

24. Параметры применения сталей согласно приложению 2 относятся также к сварным соединениям при условии, что содержание легирующих элементов в металле шва не ниже, чем в основном металле. Сталь марок 15X5М и 15X5М-III допускается применять при температуре до 540 °С при парциальном давлении водорода не более 6,7 МПа.

25. Условия применения марок сталей для скорости карбонильной коррозии не более 0,5 мм/год устанавливаются согласно приложению 3.

Условия применения марок сталей для скорости азотирования не более 0,5 мм/год устанавливаются согласно приложению 4.

26. Качество и свойства полуфабрикатов подтверждаются сертификатами и соответствующей маркировкой. При отсутствии или неполноте сертификата или маркировки следует провести все

необходимые испытания с оформлением их результатов протоколом, дополняющим или заменяющим сертификат.

27. Изготовитель полуфабрикатов должен осуществлять контроль химического состава материала. В сертификат следует вносить результаты химического анализа, полученные непосредственно для полуфабриката, или данные по сертификату на заготовку, использованную для его изготовления.

28. Контроль механических свойств металла полуфабрикатов следует выполнять путем испытаний на растяжение при 20 °С с определением временного сопротивления разрыву, условного или физического предела текучести, относительного удлинения, относительного сужения, на ударный изгиб.

29. Испытанию на ударный изгиб подвергаются полуфабрикаты на образцах с концентраторами типа U (КСУ) и типа V (КСV) при температуре 20 °С, а также при отрицательных температурах в случае, когда изготовленное из полуфабрикатов изделие будет эксплуатироваться при этих условиях.

Значения ударной вязкости при всех температурах испытаний для КСУ должны быть не менее 30 Дж/кв.см, для КСV – не менее 25 Дж/кв.см.

30. Нормированные значения механических свойств при повышенных температурах и температура испытаний указываются в технической документации на полуфабрикаты, предназначенные для работы при повышенных температурах.

31. Для материала полуфабрикатов, предназначенных для работы при температуре выше 400 °С, определяется величина сопротивления ползучести металла.

ГЛАВА 4 ТРУБЫ

32. Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из стали, обладающей технологической свариваемостью, с отношением предела текучести к пределу прочности не более 0,75, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16% и ударной вязкостью не ниже КСУ = 30 Дж/кв.см при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

33. Трубы в зависимости от параметров транспортируемой среды необходимо выбирать в соответствии с технической документацией.

34. Бесшовные трубы, изготовленные из слитка, а также фасонные детали из этих труб допускается применять для трубопроводов групп А

и Б категорий I и II при условии проведения их контроля методом ультразвуковой дефектоскопии (далее – УЗД) в объеме 100% по всей поверхности.

35. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, а также вещества, относящиеся к группе А (а), следует применять бесшовные горяче- и холоднодеформированные трубы. Допускается применение электросварных труб условным диаметром более 400 мм для трубопроводов, транспортирующих вещества, относящиеся к группе А (а), и сжиженные углеводородные газы при скорости коррозии металла до 0,1 мм/год, с рабочим давлением до 2,5 МПа и температурой до 200 °С, прошедших термообработку, 100% контроль сварных швов (УЗД или радиография) при положительных результатах механических испытаний образцов из сварных соединений в полном объеме, в том числе и на ударную вязкость (КСУ).

36. Трубы электросварные со спиральным швом допускается применять только для прямых участков трубопроводов.

37. Электросварные трубы, применяемые для транспортирования веществ групп А (б), Б (а), Б (б), за исключением сжиженных газов, давлением свыше 1,6 МПа и групп Б (в) и В давлением свыше 2,5 МПа, а также с рабочей температурой свыше 300 °С, должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы подвергнуты 100% неразрушающему контролю (радиографическим или ультразвуковым методом) и испытанию на загиб или ударную вязкость.

Допускается применение нетермообработанных труб с соотношением наружного диаметра трубы к толщине стенки, равным или более 50 для транспортирования сред, не вызывающих коррозионного растрескивания металла.

38. Электросварные трубы, контактирующие со средой, вызывающей коррозионное растрескивание металла, независимо от давления и толщины стенки должны быть в термообработанном состоянии, а их сварные швы равнопрочны основному металлу и подвергнуты 100% контролю неразрушающими методами (радиографическим или ультразвуковым методом).

39. Для трубопроводов следует применять трубы с нормированным химическим составом и механическими свойствами металла (группа В).

40. Трубы должны быть испытаны изготовителем пробным гидравлическим давлением, указанным в сертификате качества на трубы о гарантируемой величине пробного давления.

41. Допускается не проводить гидроиспытания бесшовных труб, если они подвергались по всей поверхности контролю неразрушающими методами.

42. Трубы из углеродистой полуспокойной стали допускается применять для сред группы В при толщине стенки не более 12 мм в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже -30°C при обеспечении температуры стенки трубопровода в процессе эксплуатации не ниже -20°C .

Трубы из углеродистой кипящей стали допускается применять для сред группы В при толщине стенки не более 8 мм и давлении не более 1,6 МПа в районах с расчетной температурой воздуха не ниже -10°C .

43. Пределы применения материала труб, виды испытаний и контроля устанавливаются обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и указываются в технической документации.

44. Бесшовные трубы изготавливаются из катаной или ковальной заготовки.

45. Для каждой трубы предусматриваются гидравлические испытания. Величина пробного давления указывается в технической документации на трубы.

46. Трубы должны поставляться в термообработанном состоянии, обеспечивающем заданный уровень механических свойств и остаточных напряжений.

На конце каждой трубы ставят клеймо, содержащее следующие данные: номер плавки, марка стали, изготовитель и номер партии.

47. Трубы с внутренним диаметром 14 мм и более контролируются радиографическим, ультразвуковым, магнитопорошковым, капиллярным (цветным) и другими методами контроля. Трубы с диаметром менее 14 мм контролируются магнитопорошковым или капиллярным (цветным) методом.

48. Трубы из коррозионно-стойких сталей, если это предусмотрено проектом на трубопровод, испытываются на склонность к межкристаллитной коррозии (МКК).

49. Для изготовления поковок следует применять качественные углеродистые, низколегированные, легированные и коррозионно-стойкие стали.

ГЛАВА 5 ПОКОВКИ

50. Поковки для деталей трубопроводов следует относить к группам IV и IVK.

51. Размеры поковок принимаются с учетом припусков на механическую обработку, допусков на размеры, технологических напусков и напусков для проб.

52. Поковки из углеродистых, низколегированных и легированных сталей, имеющие один из габаритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм, подлежат поштучному контролю ультразвуковым или другим равноценным методом.

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

ГЛАВА 6 ФЛАНЦЫ

53. Конструкцию фланцев и материалов для них следует выбирать с учетом параметров рабочих сред в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и (или) рекомендациями специализированных (проектных) организаций.

54. Плоские приварные фланцы применяются для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 МПа и температуре среды не выше 300 °С. Для трубопроводов групп А и Б с условным давлением до 1 МПа применяются фланцы, предусмотренные на условное давление 1,6 МПа.

55. Для трубопроводов, работающих при условном давлении свыше 2,5 МПа независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 °С независимо от давления применяются фланцы приварные встык.

56. Фланцы приварные встык должны изготавливаться из поковок или бандажных заготовок.

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

57. Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев осуществляется согласно приложению 5.

58. Для трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б технологических блоков I категории взрывоопасности, не допускается применение фланцевых соединений с гладкой уплотнительной поверхностью, за исключением случаев применения спирально навитых прокладок с ограничительным кольцом.

ГЛАВА 7 КРЕПЕЖНЫЕ ДЕТАЛИ

59. Крепежные детали для фланцевых соединений и материалы для них следует выбирать в зависимости от рабочих условий и марок сталей фланцев.

Для соединения фланцев при температуре выше 300 °С и ниже –40°С независимо от давления следует применять шпильки.

60. При изготовлении шпилек, болтов и гаек твердость шпилек или болтов должна быть выше твердости гаек не менее чем на 10-15 НВ.

61. На материалы, применяемые для изготовления крепежных изделий, а также на крепежные детали должны быть сертификаты изготовителей.

При отсутствии сертификата на материал изготовитель крепежных изделий должен провести проверку (аттестацию) материалов для определения их физико-механических характеристик (в том числе химического состава) и составить сертификат.

62. Не допускается изготавливать крепежные детали из кипящей, полуспокойной, бессемеровской и автоматной сталей.

63. Материал заготовок или готовые крепежные изделия из качественных углеродистых, а также теплоустойчивых и жаропрочных легированных сталей должны быть термообработаны.

64. Не допускается изготавливать резьбу методом накатки в случае применения крепежных деталей из сталей аустенитного класса при рабочей температуре среды свыше 500°С.

65. Материалы крепежных деталей следует выбирать с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца при разнице в значениях коэффициентов линейного расширения материалов не выше 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 при рабочей температуре среды не более 100 °С.

66. Шпильки, гайки, фланцы и линзы допускается изготавливать из сортового проката.

67. Материал шпилек, гаек, фланцев и линз, изготовленных из сортового проката, должен соответствовать обязательным для соблюдения требованиям ТНПА и технической документации на данные изделия.

68. Пределы применения сталей различных марок для фланцев и крепежных деталей, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать обязательным для соблюдения требованиям ТНПА и технической документации.

69. Гайки и шпильки изготавливаются из сталей разных марок, а при изготовлении из стали одной марки – с разной твердостью. При этом твердость гайки должна быть ниже твердости шпильки не менее чем на 10-15 НВ.

ГЛАВА 8 ПРОКЛАДОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

70. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды и ее рабочих параметров в соответствии с проектом на трубопровод, обязательными для соблюдения требованиями ТНПА, технической документацией и (или) по рекомендациям специализированных организаций.

71. Не допускается повторное использование прокладок из неметаллических материалов после разборки фланцевого соединения.

ГЛАВА 9 ФАСОННЫЕ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ

72. Фасонные детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации следует выбирать в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и технической документации, а также по проекту на трубопровод.

Фасонные детали трубопроводов следует изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых отвечает требованиям проекта на трубопровод, обязательным для соблюдения требованиям ТНПА и технической документации, а также условиям свариваемости с материалом присоединяемых труб.

73. Детали трубопроводов для сред, вызывающих коррозионное растрескивание металла, независимо от конструкции, марки стали и технологии изготовления подлежат термообработке.

Допускается местная термообработка сварных соединений секционных отводов и сварных из труб тройников, если для их изготовления применены термообработанные трубы.

ГЛАВА 10 СВАРНЫЕ ДЕТАЛИ

74. При выборе сварных деталей трубопроводов в зависимости от агрессивности среды, температуры и давления следует руководствоваться обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и технической документацией.

75. Сварку элементов трубопровода и контроль качества сварных стыков следует производить в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА, технической и проектной документацией.

Технология сварки должна быть аттестована.

76. Ответвление от трубопровода выполняется одним из следующих способов:

без укрепления;

с помощью тройника;

укрепленное штуцером и накладкой;

укрепленное накладкой;

укрепленное штуцером;

укрепленное накладками на основной и ответвляемый трубопровод;
крестообразное.

Виды ответвлений на трубопроводах согласно приложению 6.

Не допускается усиление тройниковых соединений с помощью ребер жесткости.

77. Присоединение ответвлений по способу «без укрепления» применяется в тех случаях, когда ослабление основного трубопровода компенсируется имеющимися запасами прочности соединения.

78. При выборе способа присоединения ответвлений к основному трубопроводу следует отдавать предпочтение способам «с помощью тройника», «укрепленное штуцером и накладкой», «укрепленное накладками на основной и ответвляемый трубопровод».

79. Накладку на ответвляемый трубопровод (присоединение по способу «укрепленное накладками на основной и ответвляемый трубопровод») устанавливают при отношении диаметров ответвляемого и основного трубопроводов не менее 0,5.

80. Сварные тройники применяют при давлении P_y до 10 МПа.

81. Отводы сварные с условным проходом DN 150–400 мм следует применять для технологических трубопроводов при давлении P не более 6,3 МПа.

82. Отводы сварные с условным проходом DN 500–1400 мм допускается применять для технологических трубопроводов при давлении PN не более 2,5 МПа.

83. Сварные концентрические и эксцентрические переходы с условным проходом DN 250–400 мм допускается применять для технологических трубопроводов при давлении PN до 4 МПа, а с DN 500–1400 мм – при PN до 2,5 МПа.

Пределы применения стальных переходов в зависимости от температуры и агрессивности среды должны соответствовать пределам применения присоединяемых труб для аналогичных марок сталей. Сварные швы переходов подлежат 100% контролю ультразвуковым или радиографическим методом.

84. Допускается применение лепестковых переходов для технологических трубопроводов с условным давлением PN не более 1,6 МПа и условным диаметром 100 – 500 мм. Не допускается устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транспортирования сжиженных газов и веществ группы А (а).

85. Лепестковые переходы следует сваривать с последующим 100% контролем сварных швов ультразвуковым или радиографическим методом.

86. После изготовления лепестковые переходы следует подвергать высокотемпературному отпуску.

87. Сварные крестовины допускается применять на трубопроводах из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше 250 °С.

88. Крестовины из электросварных труб допускается применять при давлении P_y не более 1,6 МПа, при этом они должны быть изготовлены из труб, рекомендуемых для применения при давлении P_y не менее 2,5 МПа.

Крестовины из бесшовных труб допускается применять при давлении PN не более 2,5 МПа при условии изготовления их из труб, рекомендуемых для применения при давлении PN не менее 4 МПа.

ГЛАВА 11

ГНУТЫЕ И ШТАМПОВАННЫЕ ДЕТАЛИ

89. Для технологических трубопроводов следует применять, как правило, крутоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, гнутые и штампосварные отводы.

90. Гнутые отводы, изготавливаемые из бесшовных труб, применяются вместо крутоизогнутых и сварных отводов в тех случаях, когда требуется максимально снизить гидравлическое сопротивление трубопровода, на

трубопроводах с пульсирующим потоком среды (с целью снижения вибрации), а также на трубопроводах при условном проходе DN менее 25 мм. Пределы применения гладкогнутых отводов с радиусом гиба $R \geq 2D_n$ из труб действующего сортамента должны соответствовать пределам применения труб, из которых они изготовлены.

91. При выборе радиуса гиба гладкогнутых отводов следует руководствоваться обязательными для соблюдения требованиями ТНПА, проектной и (или) технической документацией. Минимальную длину прямого участка от конца трубы до начала закругления следует принимать равной диаметру D_n трубы, но не менее 100 мм.

ГЛАВА 12 ЗАГЛУШКИ

92. Заглушки рекомендуется выбирать в зависимости от рабочих параметров среды и конкретных условий эксплуатации.

93. Температурные пределы применения материалов фланцевых заглушек или заглушек, устанавливаемых между фланцами, следует принимать с учетом температурных пределов применения материалов фланцев.

94. Быстросъемные заглушки выпускают и устанавливают в соответствии с проектом на трубопровод. Приварные плоские и ребристые заглушки можно применять для технологических трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б при давлении PN до 2,5 МПа.

95. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, а также быстросъемные заглушки не следует применять для разделения двух трубопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо.

96. Качество и материал заглушек подтверждаются сертификатом. Заглушка должна иметь видимый хвостовик, окрашенный в красный цвет. На каждой съемной заглушке на хвостовике, а на поворотных заглушках – на цилиндрической поверхности, следует обозначать номер заглушки (номер партии), марку стали, условное давление PN и условный проход DN.

97. Установку и снятие заглушек отмечают в специальном журнале, где отражаются: дата и время установки и снятия, место установки, номер, условное давление и диаметр заглушки, а также подпись лица, установившего и снявшего заглушку.

ГЛАВА 13 СВАРОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

98. Сварочные материалы должны иметь сертификаты качества.

99. При отсутствии сертификатов, применения сварочных материалов допускается после получения положительных результатов оценки всех сварочно-технологических свойств и характеристик (в том числе проверка химического состава и механических свойств наплавленного металла).

100. При наличии требований по стойкости сварных соединений против межкристаллитной коррозии аустенитные сварочные материалы испытываются на склонность к межкристаллитной коррозии.

101. Сварочные материалы должны быть проконтролированы:

каждая партия сварочных материалов – на наличие сертификата завода изготовителя, наличие соответствующей маркировки на упаковке и на сварочных материалах;

каждая партия сварочных материалов – внешним осмотром и измерением;

каждая партия сварочных материалов – на сварочно-технологические свойства;

каждая партия сварочных материалов – на соответствие содержания легирующих элементов нормированному составу путем спектрального анализа наплавленного металла, выполненного легированными сварочными материалами (например, Э-09Х1М, Э-09Х1МФ, аустенитных и др.);

каждая бухта (моток, катушка) легированной сварочной проволоки – на наличие основных легирующих элементов, путем спектрального анализа.

102. Перед началом сварочных работ и в случае отсутствия указаний производителя допускается использовать режимы прокали электродов согласно требованиям производителя и приложению 7.

РАЗДЕЛ III УСТРОЙСТВО ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 14 ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ

103. Сварка сборочных единиц должна производиться в соответствии с требованиями технических условий на изготовление трубопроводов, утвержденных инструкций или технической

документации, содержащих указания по технологии сварки трубопроводов, применению присадочных материалов, видам и объему контроля, а также по предварительному и сопутствующему подогреву и термической обработке.

104. Изготовление сборочных единиц может производиться организациями, которые располагают техническими возможностями и специалистами, обеспечивающими качество изготовления сборочных единиц в полном соответствии с требованиями настоящих Правил, стандартов или технических условий.

105. Трубы, поковки, детали и сварочные материалы комплектуются сертификатами соответствия, паспортами и маркируются.

106. Перед монтажом и ремонтом технологических трубопроводов следует осуществлять входной контроль труб, деталей трубопроводов и сварочных материалов на соответствие их требованиям сертификатов качества, настоящих Правил.

107. Объем и методы входного контроля металла сборочных единиц и элементов трубопроводов проводятся согласно приложению 8.

108. Для входного контроля трубы, поковки, детали и сварочные материалы предъявляются партиями.

109. Заковы, плены, песочницы, раковины, обнаруженные внешним осмотром на обрабатываемых поверхностях поковок, могут быть допущены при условии, что их глубина не превышает 75% фактического одностороннего припуска на технологическую обработку.

110. Для механических испытаний отбирают трубы и поковки с наибольшей и наименьшей твердостью.

111. С одного конца каждой отобранной трубы отрезают:

2 образца для испытаний на растяжение при температуре 10 – 35 °С;

2 образца для испытаний на ударный изгиб при температуре 20 °С;

2 образца для испытаний на растяжение при рабочей температуре;

2 образца для испытаний на ударный изгиб при отрицательной температуре;

1 образец для исследования микроструктуры;

1 образец для испытания на сплющивание;

1 образец для испытания на статический изгиб.

112. От каждой отобранной поковки вырезают:

1 образец для испытания на растяжение при температуре 10 – 35 °С;

2 образца для испытаний на ударный изгиб при температуре 20 °С;

2 образца для испытаний на ударный изгиб при отрицательной температуре.

113. Для макроисследования металла труб допускается использовать образцы, на которых определялся ударный изгиб.

114. При неудовлетворительных результатах испытаний, проведенных в соответствии с требованиями пунктов 111 – 112 настоящих Правил, хотя бы по одному из показателей по нему должны производиться повторные испытания на удвоенном количестве образцов, взятых от других труб (поковок) той же партии.

При неудовлетворительных результатах повторных испытаний проводятся повторные испытания каждой трубы (поковки). Трубы (поковки), показавшие неудовлетворительные результаты, бракуются.

115. Химический состав металла труб, поковок, деталей указывается в сертификатах (паспортах) на заготовку.

116. Металл труб и поковок из стали марки 03X17H14M3 следует подвергать контролю на содержание ферритной фазы. Содержание ферритной фазы не должно превышать 0,5 балла (1-2%).

117. На поверхностях готовых колен и отводов допускаются следы от зажима матриц.

118. Отклонения габаритных размеров сборочных единиц должны соответствовать 16-му качеству. Суммарное отклонение габаритных размеров сборочной единицы не должно превышать ± 10 мм.

119. Габаритные размеры и масса сборочных единиц, в том числе и в упаковке, не должны превышать установленных габаритов и нагрузок для перевозки транспортными средствами.

120. Смещение кромок по внутреннему диаметру в стыковых швах труб и деталей трубопроводов допускается в пределах 10% от толщины стенки, но не более 1 мм. При смещении более чем на 1 мм должна производиться расточка по внутреннему диаметру под углом 12-15°. Глубина расточки не должна выходить за пределы расчетной толщины стенки.

121. Смещение кромок по наружному диаметру в стыковых швах труб и деталей трубопроводов не должно превышать 30% толщины более тонкой трубы или детали, но не более 5 мм. В случае превышения указанных значений на трубе или детали трубопровода с наружной стороны должен быть выполнен скос под углом 12-15°. При сборке труб с деталями трубопроводов, на которых не допускается скос, следует применять переходники, обеспечивающие допускаемое смещение.

ГЛАВА 15 РАЗМЕЩЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

122. Прокладка трубопроводов должна осуществляться по проекту на трубопровод.

123. Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

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, испытаниям;

изоляция 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.

124. При выборе трассы трубопровода следует предусматривать возможность самокомпенсации от температурных деформаций за счет поворотов трасс.

Трасса трубопроводов должна располагаться, как правило, со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек.

125. Трубопроводы необходимо проектировать с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов следует принимать 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 принимаются 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 должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

126. Для трубопроводов групп А, Б прокладка должна быть 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 тому подобное), 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. При прокладке в земле рабочая температура трубопровода не должна превышать 150 °С.

При прокладке трубопроводов в тоннелях и проходных каналах необходимо руководствоваться обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и технической документацией.

127. Каналы для трубопроводов групп А и Б следует выполнять из сборных негорючих конструкций, перекрывать железобетонными негорючими конструкциями (железобетонными плитами), засыпать песком и при необходимости предусматривать защиту от проникновения в них грунтовых вод.

128. Прокладка трубопроводов в полупроходных каналах допускается только 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 следует 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.

129. В местах ввода (вывода) трубопроводов групп А, Б в цех (из цеха) по каналам или тоннелям следует предусматривать средства по предотвращению попадания вредных и горючих веществ из цеха в канал и обратно (установка диафрагм из негорючих материалов или устройство водо- и газонепроницаемых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектом на трубопровод).

130. Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций как по горизонтали, так и по вертикали следует принимать с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях согласно приложению 9.

При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников, принятые согласно приложению 9 расстояния А и Б следует

проверять исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в свету не менее:

для неизолированных трубопроводов при DN до 600 мм – 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 принимается не менее 100 мм.

Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяется суммированием табличных размеров b_i , где $b_i = b_1, b_2, \dots, b_8$.

При расположении фланцев в разных плоскостях (вразбежку) расстояние между осями неизолированных трубопроводов следует определять суммированием b_4 большего диаметра и $b_5 - b_8$ меньшего диаметра.

131. При проектировании трубопроводов в местах поворотов трассы следует учитывать возможность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и других нагрузок.

132. При совместной прокладке трубопроводов и электрических кабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться обязательными для соблюдения требованиями ТНПА.

133. Не допускается прокладка технологических трубопроводов внутри помещений и в помещениях электrorаспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, в помещениях трансформаторов, вентиляционных камер, тепловых пунктов, на путях эвакуации персонала (лестничные клетки, коридоры и тому подобное), а также транзитом через помещения любого назначения.

Трубопроводы групп А и Б, прокладываемые вне опасного производственного объекта, следует располагать от зданий, где возможно нахождение людей, на расстоянии не менее 50 м при наземной прокладке и не менее 25 м при подземной прокладке.

134. При проектировании трубопроводных трасс рекомендуется учитывать возможность реконструкции, для этого при определении размеров конструкций следует предусматривать резерв как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции.

135. Не допускается размещение арматуры, компенсаторов, дренажных устройств, разъемных соединений в местах пересечения наземными трубопроводами железных и автомобильных дорог, пешеходных переходов, над дверными проемами, под и над окнами и балконами. В случае необходимости применения разъемных соединений (например, для трубопроводов с внутренним защитным покрытием) должны предусматриваться защитные поддоны и козырьки.

Фланцевые соединения на трубопроводах для агрессивных жидкостей в местах проходов и проездов оснащаются защитными кожухами, обоймами.

136. Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с условным проходом до 100 мм), 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 условным проходом до 200 мм исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми – ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкобрасываемым конструкциям не допускается.

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

При этом трубопроводы с веществами, контакт между которыми недопустим, следует располагать на максимальном удалении друг от друга. Расстояние определяется проектом на трубопровод.

При двух- и трехъярусной прокладке трубопроводов их следует 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 – по возможности на максимальном удалении друг от друга.

138. Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами, как правило, не допускается. Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами, допускается при наличии обоснования в проекте о нецелесообразности их размещения в других местах.

139. При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), а также на заводских эстакадах должны предусматриваться проходные площадки из

несгораемых материалов. Ширина свободного прохода площадок должна быть не менее 0,6 м с перилами высотой не менее 1 м, а для обслуживания арматуры, контрольно-измерительных приборов и другого оборудования – не менее 0,8 м. Через каждые 200 м и в торцах эстакады должны быть установлены лестницы вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

140. Применение гладких площадок и ступеней маршевых лестниц, а также выполнение их из прутковой (круглой) стали запрещается.

141. 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 должно быть, как правило, не более 1,5 м.

Для перехода через трубопроводы должны быть оборудованы пешеходные мостики.

142. Допускается крепление трубопроводам других трубопроводов меньшего диаметра. Такой способ крепления не допускается, если несущий трубопровод транспортирует:

технологические среды групп А, Б;

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

вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже 80% от температуры веществ в несущем трубопроводе.

Возможность крепления трубопроводов должна подтверждаться расчетом и обосновываться в проекте на трубопровод.

143. При прокладке паропроводов совместно с другими трубопроводами следует дополнительно руководствоваться обязательными для соблюдения требованиями ТНПА.

144. Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, следует заключать в специальные гильзы или футляры. Сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляров или гильз не допускаются.

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

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительные конструкции, зазор между трубопроводом и гильзой (с обоих концов) должен заполняться негорючим материалом, допускающим перемещение трубопровода вдоль его продольной оси.

145. На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыво- и пожароопасные вещества, должны

устанавливаться огнепреградители. На выбросах от аппаратов с азотным дыханием и на выбросах от предохранительных клапанов огнепреградители могут не устанавливаться при обосновании в проекте на трубопровод.

146. Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б следует располагать, как правило, вне машинных залов. Отключающая (запорная) от коллектора арматура на всасывающем трубопроводе со средами групп А и Б в каждой машине должна быть установлена 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, предусматривается установка обратных клапанов между компрессором и запорной арматурой.

147. Прокладка технологических трубопроводов в каналах допускается при соответствующем обосновании в проекте на трубопровод и с учетом пунктов 133, 135 настоящих Правил.

148. Межцеховые трубопроводы групп А и Б не допускается прокладывать под и над зданиями.

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

149. Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог и железнодорожных путей должны быть проложены в защитных металлических и бетонных трубах, концы которых должны отстоять от головки рельсов или от обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до подошвы шпалы железнодорожного пути должно быть не менее 1 м; до полотна автодороги – не менее 0,5 м.

150. Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами должна быть 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.

151. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть не менее:

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

до бордюра автодороги – 1,0 м.

152. Подземные трубопроводы следует монтировать только на сварных соединениях, за исключением присоединения фланцевой или муфтовой арматуры и фланцевых заглушек. Арматуру и фланцевые заглушки на подземных трубопроводах необходимо устанавливать в специальных подземных камерах или колодцах. Вне камер и колодцев можно размещать только приварные заглушки.

153. Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередачи выполняется в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА.

Воздушные линии электропередачи на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости от напряжения:

при напряжении до 1 кВ расстояние над трубопроводом должно составлять 1,0 м;

при напряжении от 1 до 20 кВ расстояние над трубопроводом должно составлять 3,0 м;

при напряжении от 35 до 110 кВ расстояние над трубопроводом должно составлять 4,0 м;

при напряжении до 150 кВ расстояние над трубопроводом должно составлять 4,5 м;

при напряжении до 220 кВ расстояние над трубопроводом должно составлять 5,0 м.

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

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

154. При подземной прокладке трубопроводов в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов они должны располагаться в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету следует принимать при следующих условных диаметрах трубопроводов:

до 300 мм – не менее 0,4 м;

более 300 мм – не менее 0,5 м.

155. Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной защитой (изоляция).

156. Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть 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, должны располагаться на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

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

158. В обоснованных случаях допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов с обоснованиями в проекте на трубопровод.

159. В местах пересечения подземных трубопроводов с путями электрифицированных железных дорог применяются диэлектрические прокладки.

160. Запрещается размещать арматуру, фланцевые и резьбовые соединения, линзовые и волнистые компенсаторы и дренажные устройства на трубопроводах, расположенных над железнодорожными путями, автодорогами и пешеходными дорожками.

161. При необходимости во фланцевых соединениях (например, на гуммированных трубопроводах) под трубой во всю ширину полотна дороги должен быть установлен сплошной поддон с соответствующим уклоном, обеспечивающий отвод жидкости (в случае течи фланцевых соединений) за пределы полотна дороги.

162. В целях использования несущей способности трубопроводов допускается закреплять к ним трубопроводы меньших диаметров с обязательным расчетом труб большего диаметра на допустимый прогиб.

163. Не разрешается, закреплять трубопроводы малых диаметров к трубопроводам:

транспортирующим высокоагрессивные, ядовитые, токсичные вещества и сжиженные газы;

работающим под давлением от 6,3 МПа и выше;

при температуре среды выше 300 °С и ниже –40 С;

если температура самовоспламенения веществ в прикрепляемом трубопроводе превышает 0,8 значения температуры веществ в несущем трубопроводе.

164. Транзитная прокладка любых технологических трубопроводов под зданиями и над ними не допускается.

ГЛАВА 16 УСТРОЙСТВО ДРЕНАЖА И ПРОДУВКИ ТРУБОПРОВОДОВ

165. Трубопроводы независимо от транспортируемого продукта должны иметь дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

Необходимость специальных устройств для дренажа и продувки определяется проектом в зависимости от назначения и условий работы трубопровода.

166. Опорожнение трубопроводов, как правило, должно производиться в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При невозможности обеспечения полного опорожнения (при наличии «мешков», обратных уклонов и так далее) в нижних точках трубопроводов следует предусматривать специальные дренажные устройства непрерывного или периодического действия.

167. Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, должны иметь дренажные устройства для непрерывного удаления жидкости.

В качестве дренажных устройств непрерывного действия в зависимости от свойств и параметров среды могут применяться конденсатоотводчики, гидравлические затворы, сепараторы и другие устройства с отводом жидкости в закрытые системы и сборники.

168. Непрерывный отвод дренируемой жидкости из трубопровода предусматривается из специального штуцера-кармана дренажа, ввариваемого в дренируемый трубопровод.

Диаметр штуцера-кармана дренажа в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода следует принимать согласно приложению 10.

На трубопроводах условным диаметром менее 100 мм штуцера-карманы не предусматриваются.

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

169. В качестве дренажных устройств периодического действия следует 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

быстросъемная заглушка. Дренажные устройства для аварийного опорожнения следует проектировать стационарными.

Для продуктов 1-го и 2-го классов опасности и сжиженных газов устройства для опорожнения с помощью гибких шлангов не допускаются.

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

170. 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, должен быть предусмотрен в концевых точках дренажный штуцер с вентилем (и быстросъемной заглушкой – для токсичных продуктов).

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из паропровода при его продувке, а также из трубопроводов другого назначения в случае необходимости их продувки паром принимаются в зависимости от диаметра трубопровода согласно приложению 11.

171. Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания в первую очередь используются устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического дренажа предусматриваются штуцера, ввариваемые непосредственно в дренируемый трубопровод.

Диаметры дренажных штуцеров рекомендуется принимать согласно приложению 12.

172. Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожароопасных продуктов и веществ 1-го и 2-го классов опасности, должны быть предусмотрены в начальных и конечных точках трубопровода штуцера с арматурой и быстросъемной 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 должен производиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки (промывки) съемные участки или шланги должны быть сняты, а на запорную арматуру установлены быстросъемные заглушки.

Диаметры штуцеров для продувки и промывки принимаются в зависимости от диаметра трубопровода, но не менее указанных в пункте 168 настоящих Правил.

173. Применение гибких шлангов для удаления сжиженных газов из стационарного оборудования не допускается.

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

174. Трубопроводы с технологическими средами 1, 2 и 3-го классов опасности следует продувать в специальные сбросные трубопроводы с последующим использованием или обезвреживанием продувочных газов и паров. Продувку остальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные свечи в атмосферу.

175. Схема продувки трубопровода и расположение продувочных свечей определяются при проектировании в каждом конкретном случае с соблюдением технической документации.

176. Продувочные свечи должны иметь устройства для отбора проб с арматурой, а продувочные свечи для горючих и взрывоопасных продуктов – также огнепреградители.

177. Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точках должны иметь дренажные отверстия и штуцера с арматурой либо другие устройства, исключая возможность скопления жидкости в результате конденсации.

178. Все виды конденсатоотводящих устройств и все дренажные трубопроводы, размещаемые вне помещений, должны быть надежно защищены от замерзания теплоизоляцией и обогревом.

ГЛАВА 17 ОПОРЫ И ПОДВЕСКИ ТРУБОПРОВОДОВ

179. Трубопроводы следует монтировать на опорах или подвесках. Расположение опор (неподвижных, скользящих, катковых, пружинных и так далее), подвесок и расстояние между ними определяются проектом на трубопровод.

При отсутствии необходимых по нагрузкам и другим параметрам стандартных опор и подвесок должна быть разработана их конструкция.

Опоры и подвески следует располагать по возможности ближе к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям и тому подобное.

180. Опоры и подвески рассчитываются 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.

181. Опоры и подвески располагаются на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

182. Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой, при необходимости исключения потерь холода следует применять опоры с теплоизолирующими прокладками.

183. Материал элементов опор и подвесок, привариваемых к трубопроводу, должен соответствовать материалу трубопровода.

Для элементов опор и подвесок, непосредственно соприкасающихся с трубопроводом, следует также учитывать температуру транспортируемого вещества.

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

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

186. В проекте на трубопровод при необходимости указываются величины предварительного смещения подвижных опор и тяг подвесок, а также данные по регулировке пружинных опор подвесок.

При применении подвесок в проекте на трубопровод указываются длины тяг в пределах от 150 до 2000 мм, кратные 50 мм.

187. Опоры под трубопроводы должны устанавливаться с соблюдением следующих требований:

они должны плотно прилегать к строительным конструкциям;

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

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

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

тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых удлинений, должны быть установлены отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые удлинения, должны устанавливаться с наклоном в сторону, обратную удлинению;

пружины опор и подвесок должны быть затянуты в соответствии с указаниями в проекте на трубопровод; на время монтажа и гидравлического испытания трубопроводов пружины разгружаются распорными приспособлениями;

опоры, устанавливаемые на дне лотков и каналов, не должны препятствовать свободному стоку воды по дну лотка или канала.

188. При необходимости уменьшения усилий от трения следует устанавливать специальные конструкции опор, в том числе шариковые и катковые.

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

189. Подвижные и неподвижные опоры трубопроводов с сероводородсодержащими средами должны применяться, как правило, хомутовые. Применение приварных к трубопроводу деталей опор без последующей термообработки трубопровода не допускается.

190. Приварка элементов подвижных опор к трубопроводам из термически упрочненных труб и труб контролируемой прокатки не допускается.

ГЛАВА 18 КОМПЕНСАЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ДЕФОРМАЦИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

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

В тех случаях, когда проектом на трубопровод предусматривается продувка паром или горячей водой, компенсирующая способность трубопроводов должна быть рассчитана на эти условия.

192. Не допускается применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах, транспортирующих среды групп А и Б.

193. Не допускается установка линзовых, сальниковых и волнистых компенсаторов на трубопроводах с условным давлением свыше 10 МПа.

194. П-образные компенсаторы следует применять для трубопроводов всех категорий. Их изготавливают либо гнутыми из цельных труб, либо с использованием гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов.

195. Для П-образных компенсаторов гнутые отводы следует применять только из бесшовных, а сварные – из бесшовных и сварных прямошовных труб. Применение сварных отводов для изготовления П-образных компенсаторов допускается в соответствии с указаниями пункта 200 настоящих Правил.

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

197. П-образные компенсаторы должны быть установлены горизонтально с соблюдением необходимого общего уклона. В виде исключения (при ограниченной площади) их можно размещать вертикально петлей вверх или вниз с соответствующим дренажным устройством в низшей точке и воздушниками.

198. П-образные компенсаторы перед монтажом должны быть установлены на трубопроводах вместе с распорными приспособлениями, которые удаляют после закрепления трубопроводов на неподвижных опорах.

199. При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующимися газами для каждой линзы должен быть предусмотрен дренаж конденсата. Патрубок для дренажной трубы изготавливают из бесшовной трубы. При установке линзовых компенсаторов с внутренним стаканом на горизонтальных трубопроводах с каждой стороны компенсатора должны быть предусмотрены направляющие опоры на расстоянии не более $1,5 D_y$ компенсатора.

200. При монтаже трубопроводов компенсирующие устройства должны быть предварительно растянуты или сжаты. Величина предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства указывается в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки может изменяться на величину поправки, учитывающей температуру при монтаже.

201. Качество линзовых, сильфонных компенсаторов, подлежащих установке на трубопроводах, должно подтверждаться паспортами или сертификатами.

ГЛАВА 19 ТРЕБОВАНИЯ К СНИЖЕНИЮ ВИБРАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

202. Для оборудования и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, следует предусматривать в проектах на трубопроводы меры и средства, способы по снижению

вибрации, допустимые уровни вибрации, методы и средства контроля и исключению возможности аварийного разрушения и разгерметизации системы.

На трубопроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой рабочей среды 300 °С и выше должны быть установлены указатели перемещений для контроля за расширением трубопроводов и наблюдения за правильностью работы опорно-подвесной системы. Места установки указателя и расчетные значения перемещений по ним должны быть указаны в проекте трубопровода.

К указателям тепловых перемещений должен быть обеспечен свободный доступ.

203. Для устранения вибрации трубопроводов от пульсации потока у поршневых машин должна предусматриваться установка буферных и акустических емкостей, обоснованная соответствующим расчетом, и в случае необходимости – установка специальных гасителей пульсации.

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

204. Конструкцию и габариты буферных и акустических емкостей для гашения пульсации, места установки выбирают по результатам расчета.

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

ГЛАВА 20 ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ, ОБОГРЕВ

205. Необходимость применения тепловой изоляции трубопровода определяется в каждом конкретном случае в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа его прокладки, требований технологического процесса, охраны труда и взрывопожаробезопасности.

206. Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

при необходимости предупреждения и уменьшения тепло- или холодопотерь (для сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок и тому подобное);

при температуре стенки трубопровода за пределами рабочей или обслуживаемой зоны выше $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на рабочих местах и в обслуживаемой зоне при температуре выше $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ – во избежание ожогов;

при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

207. При прокладке трубопровода с обогреваемыми спутниками тепловая изоляция осуществляется совместно с обогреваемыми спутниками.

208. Необходимость обогрева, выбор теплоносителя, диаметр обогреваемого спутника и толщина теплоизоляции определяются проектом на основании соответствующих расчетов.

209. Тепловая изоляция трубопроводов осуществляется после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие спутники также должны быть испытаны и приняты комиссией по акту до нанесения тепловой изоляции.

При монтаже обогревающих спутников особое внимание должно быть обращено на отсутствие гидравлических «мешков» и правильное осуществление дренажа во всех низших точках.

210. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода следует 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 $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ должен входить пароизоляционный слой. Необходимость в пароизоляционном слое при температуре транспортируемых веществ свыше $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ определяется расчетом.

211. Для арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов должны предусматриваться съемные теплоизоляционные конструкции. Толщина тепловой изоляции этих элементов должна приниматься равной 0,8 от толщины тепловой изоляции труб.

212. Для трубопроводов с рабочей температурой выше $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ не допускается применение однослойных теплоизоляционных конструкций из формованных изделий (перлитцементных, известковокремнеземистых, совелитовых, вулканитовых).

213. Не допускается 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 эксплуатационного персонала (коридорах, лестничных клетках и других).

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

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

216. Для трубопроводов, подверженных вибрации, не рекомендуется предусматривать порошкообразные теплоизоляционные материалы, минеральную вату и вату из непрерывного стеклянного волокна.

ГЛАВА 21

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ И ОКРАСКА ТРУБОПРОВОДОВ

217. При транспортировке агрессивных веществ защиту от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов следует обеспечивать с учетом химических и физических свойств веществ, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.

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

219. Оценку степени агрессивности воздействия окружающей среды и защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов следует осуществлять с использованием металлических и неметаллических защитных покрытий.

220. Для защиты трубопроводов от подземной коррозии в проекте на трубопровод предусматриваются решения по обеспечению их надежной эксплуатации.

221. Решение о необходимости электрохимической защиты принимается на основании коррозионных исследований, выполняемых с целью выявления на участках прокладки трубопроводов опасности почвенной коррозии или коррозии блуждающими токами.

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

223. Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже 20 °С и подлежащие тепловой изоляции, следует защищать от коррозии, как трубопроводы без тепловой изоляции.

224. При электрохимической защите трубопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения.

225. При проектировании мероприятий по антикоррозионной защите трубопроводов конструктивные решения должны обеспечивать доступность осмотра и восстановление антикоррозионных покрытий.

226. Оознавательную окраску и маркировку трубопроводов и их элементов следует выполнять согласно приложению 14.

РАЗДЕЛ IV ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РЕМОНТНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

ГЛАВА 22 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

227. Ремонт на трубопроводах с заменой участков трубопроводов и элементов трубопроводов с применением сварки выполнять на основании актов отбраковки с приложением схем дефектных участков трубопроводов.

Ремонтные работы на трубопроводах, не затрагивающих изменение конструкции трубопроводов, следует производить в соответствии с требованиями настоящих Правил с разработкой технологии на сварку.

228. Не допускается отступление от проекта на трубопровод без проведения согласования в установленном порядке с разработчиком проекта либо со специализированной организацией.

229. При проведении ремонтно-монтажных работ на трубопроводах следует осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам соответствия, стандартам, техническим условиям и другой технической документации. Результаты входного контроля оформляются актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

230. Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки, могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии,

устранения дефектов, испытания, экспертизы и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

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

232. При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в трубопровод, необходимо визуальным осмотром (без разборки) проверить полноту соответствия их требованиям документации и комплектности.

233. Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей и других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

234. Специальные виды очистки внутренних поверхностей трубопроводов (обезжиривание, травление), если нет других указаний в проекте на трубопровод, могут выполняться после монтажа в период пусконаладочных работ.

235. При изготовлении (доизготовлении), монтаже, ремонте, применяемые методы и виды сварки трубопроводов и их элементов должны производиться в соответствии с проектной документацией на трубопровод.

236. Для выполнения сварки должно применяться исправное сварочное и вспомогательное оборудование, обеспечивающее стабильное ведение сварочного процесса, установку и регулирование параметров режима сварки, регламентируемых технологическим процессом сварки (WPS).

Сварочные работы должны осуществляться под контролем (руководством) специалиста сварочного производства.

237. Перед началом сварки должно быть проверено качество сборки соединяемых элементов, а также состояние стыкуемых кромок и прилегающих к ним поверхностей.

238. При сборке не допускается подгонка кромок ударным способом или местным нагревом.

239. Все основные и вспомогательные материалы, конструкции и элементы трубопроводов, из высоколегированных сталей, прошедшие входной контроль должны перед началом сборочно-сварочных работ подвергаться дополнительному спектральному анализу. Существующие (ранее эксплуатируемые) элементы трубопроводов содержащие легирующие элементы, участвующие в сварке, так же должны подвергаться дополнительному спектральному анализу перед началом проведения работ с применением сварки.

240. Результаты дополнительного спектральному анализу должны быть оформлены протоколом (актом или заключением), а изделие промаркировано перед началом сборочно-сварочных работ.

241. Материалы, не прошедшие дополнительного спектрального анализа, не могут быть допущены к производству сборочно-сварочных работ.

242. Трубопроводы допускается присоединять только к установленному в проектное положение оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного натяжения. Неподвижные опоры прикрепляют к опорным конструкциям после соединения трубопроводов с оборудованием.

243. При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки.

244. Монтаж трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок в соответствии с требованиями проекта на трубопровод. Сборочные единицы и узлы трубопроводов должны быть уложены не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокидывания или разворота.

245. Сварщики могут производить сварочные работы тех видов, которые указаны в их аттестационных свидетельствах, удостоверениях (сертификатах).

246. Сварщик, впервые приступающий в данной организации (монтажной или ремонтной) к сварке трубопроводов, независимо от наличия удостоверения (сертификата) должен перед допуском к работе пройти проверку путем сварки контрольного пробного сварного соединения, максимально приближенного к условиям и технологическим особенностям производства. Конструкцию контрольных сварных соединений, а также методы и объем контроля качества устанавливает руководитель сварочных работ.

247. Расстояние от фланца арматуры, или фланца компенсатора до стены, перегородки, или перекрытия должно быть не менее 400 мм.

248. В местах расположения измерительных диафрагм вместо них при монтаже допускается временно устанавливать монтажные кольца.

249. Трубы, фланцы и фасонные детали трубопроводов из легированных сталей, независимо от наличия сертификатов и заводской маркировки (DN(Dy), PN(Py), марка стали), можно применять для трубопроводов только после предварительной проверки марки стали (химическим анализом, спектральным анализом и тому подобное) непосредственно перед проведением ремонтно-монтажных работ.

250. Разметка труб и деталей производится способами, не нарушающими качества последних и обеспечивающими четкое нанесение на заготовках осевых линий, размеров и форм, необходимых при изготовлении деталей и сборке их в узлы.

251. Гибку труб из углеродистой и легированной стали производят в холодном и горячем состоянии различными способами. Способ гибки должен обеспечивать необходимое качество изготовления.

252. Трубы из легированной стали (в том числе из нержавеющей) не рекомендуется гнуть с наполнителем в горячем состоянии.

253. Трубы из углеродистых сталей марок Ст 2, Ст 3, 10, 20 можно гнуть различными способами в холодном и горячем состоянии (в том числе с нагревом ТВЧ) без последующей термообработки, если она не предусмотрена проектом на трубопровод.

254. Трубы толщиной стенки до 20 мм из сталей марок 10Г2, 12Х1МФ и 15ГС гнуть в холодном состоянии без последующей термообработки, если она не предусмотрена проектом на трубопровод.

255. Трубы из легированной нержавеющей стали аустенитного класса марок 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 08Х17Н16М3Т, 10Х23Н18 следует гнуть при нагреве ТВЧ до 1050 – 1200 °С и охлаждать за индуктором водой, без последующей термообработки. Гибка труб при этом совмещается с термической обработкой – аустенизацией. При их гибке нельзя допускать понижения температуры нагрева ниже 900 °С, так как могут образоваться трещины из-за уменьшения пластичности металла.

256. Трубы из легированной стали мартенситного класса марок 15Х5, 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х5МА, 12Х8ВФ, а также из легированной стали перлитного класса марок 15ХМ, 30ХМА следует гнуть на станках с нагревом ТВЧ и последующей термообработкой, которая должна восстановить свойства материала. Режимы термообработки труб после гибки устанавливаются согласно приложению 13.

257. При гибке труб поперечные сварные швы на гнутых участках труб не допускаются.

При гибке прямошовных электросварных и водогазопроводных труб продольные швы следует располагать в зоне наименьших деформаций (на боковых поверхностяхгиба).

258. Технологию гибки труб устанавливают по техническим условиям. Радиусыгиба принимают не менее двух наружных диаметров трубы, но не менее указанных:

1) при гибке труб в холодном состоянии на специальных станках по размерам, указанным в паспортах этих станков;

2) при гибке труб с нагревом и набивкой песком – не менее 3,5 наружных диаметров трубы;

3) при гибке труб с нагревом ТВЧ – не менее 3,0 наружных диаметров трубы.

Допускаются радиусыгиба менее указанных в пунктах 2 и 3, если способ гибки гарантирует сохранение толщины стенки в любом местегиба, равной не менее 85% номинальной толщины с учетом минусового допуска.

259. При гибке труб допускаются следующие отклонения от геометрических размеров и формы детали:

угловые отклонения осевых линий не должны превышать 2 мм/м при $DN \leq 200$ мм и 3 мм/м при $DN > 200$ мм;

отклонение радиусагиба (при $R \leq 4D_n$) не должно превышать значений согласно приложению 15.

260. При гибке труб допускаются следующие изменения их сечения в зонегиба:

овальность сечений в местегиба, определяемая как отношение разности наибольшего и наименьшего наружных диаметров к номинальному наружному диаметру, не должна превышать 8%;

толщина стенки в любом местегиба должна быть не менее 85% номинальной толщины с учетом минусового допуска.

261. На внутренней стороне гнутых участков допускается плавная волнистость с наибольшей высотой гофр, равной номинальной толщине стенки трубы, но не более 10 мм.

Расстояние между гофрами должно быть не менее трехкратной толщины стенки трубы.

262. При гибке труб допускается дополнительная холодная или горячая подгибка их. При этом запрещается горячая подгибка труб из углеродистой стали при температуре ниже 700 °С и выше 1000 °С, из легированной стали при температуре ниже 800 °С, а из нержавеющей стали типа 12X18Н10Т – при температуре ниже 900 °С. Термообработка труб из легированной стали после горячей подгибки обязательна.

При подгибке не допускаются трещины, раковины, надрывы, расслоения и растяжки с образованием утонения.

263. Расстояние от ближайшего поперечного сварного шва до начала закруглениягиба должно быть не меньше наружного диаметра трубы, но не менее 100 мм (исключая случаи крутозагнутых отводов).

264. Вварка штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

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

265. Допускается вварка штуцеров в отбортованные заглушки, при этом ось штуцера должна совпадать с осью трубопровода, а его условный проход должен быть не более половины условного диаметра заглушки.

266. Разделку концов труб и деталей трубопроводов и сборку их под сварку, а также сварку следует производить в соответствии с требованиями, изложенными в главе 29 настоящих Правил.

267. При сопряжении двух труб, труб с деталями, деталей между собой угловые отклонения (излом осей) не должны превышать 2,5 мм/м, но не более 8 мм на весь последующий прямой участок трубопровода; линейные отклонения (смещение осей) не должны превышать 3 мм на каждый метр длины трубопровода, но не более 10 мм на всю длину.

268. При сборке поперечных сварных стыков продольные сварные швы соединяемых элементов должны быть смещены поворотом вокруг продольной оси элементов относительно друг друга.

269. Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений должны быть затянуты, сварные стыки заварены (при необходимости термообработаны) и проконтролированы в соответствии с требованиями проекта на трубопровод.

270. Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали принимается согласно приложению 16.

271. Несоосность уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев не должна превышать удвоенного отклонения согласно приложению 16, при этом зазор должен быть одинаковым по всей окружности и соответствовать толщине прокладки.

272. При сборке фланцев с трубами и деталями следует симметрично располагать отверстия под болты и шпильки относительно оси фланцевого соединения. Смещение отверстий двух смежных фланцев не должно превышать половины разности номинальных диаметров отверстия и устанавливаемого болта (или шпильки).

273. При сборке фланцевых соединений следует выполнять следующие требования:

гайки болтов должны быть расположены с одной стороны фланцевого соединения;

высота выступающих над гайками концов болтов и шпилек должна быть не менее 1 шагов резьбы;

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

болты и шпильки соединений трубопроводов должны быть смазаны, а трубопроводов, работающих при температуре свыше 300 °С, предварительно покрыты высокотемпературной смазкой. Мягкие прокладки натираются с обеих сторон сухим графитом;

диаметр отверстия прокладки не должен быть менее внутреннего диаметра трубы и должен соответствовать внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца;

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

274. При ремонте и установке опор необходимо соблюдать следующие требования:

трубы должны плотно, без зазоров и перекосов укладываться на подушки неподвижных опор, хомуты для крепления труб плотно прилегать к трубе и не допускать ее перемещения в неподвижной опоре;

верхние плоскости опор должны быть выверены по уровню, если это требование предусмотрено проектом на трубопровод;

ролики, шарики и катки должны свободно вращаться и не выпадать из гнезд, опорные поверхности прилегать по всей площади соприкосновения без перекосов;

сжатие пружин на опорах и подвесках должно быть обеспечено распорными приспособлениями; пружины при установке следует затягивать в соответствии с указаниями проекта на трубопровод;

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 необходимого уклона трубопровода устанавливаются под подошву опоры, установка прокладок между трубой и опорой не допускается;

при креплении опор на стенах или колоннах кронштейны должны прилегать не к штукатурке, а к бетону или кирпичной кладке;

при укладке трубопроводов сварные стыки необходимо располагать на расстоянии не менее 50 мм от опор и подвесок;

при укладке на опоры труб, имеющих продольные сварные швы, необходимо располагать их так, чтобы они были доступны для осмотра.

275. Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески должно обеспечить (при необходимости) возможность его термообработки и контроля.

Расстояние от штуцера или другого элемента с угловым (тавровым) швом до начала гнутого участка или поперечного сварного шва трубопровода должно быть не менее наружного диаметра трубы, но не

менее 50 мм для труб с наружным диаметром до 100 мм. Для труб с наружным диаметром 100 мм и более это расстояние должно быть не менее 100 мм.

Длина прямого участка между сварными швами двух соседних гибов должна составлять не менее 100 мм при условном диаметре менее 150 мм и 200 мм при условном диаметре от 150 мм и выше. При применении крутоизогнутых отводов допускается расположение сварных соединений в начале изогнутого участка и сварка между собой отводов без прямых участков.

276. Минимальное расстояние между осями швов соседних несопрягаемых стыковых сварных соединений (поперечных, продольных, меридиональных хордовых, круговых и др.) должно быть не менее номинальной толщины свариваемых деталей, но не менее 100 мм при толщине стенки более 8 мм и не менее 50 мм при толщине стенки 8 мм и менее.

277. Вновь монтируемую арматуру перед установкой следует подвергать ревизии и гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

278. Арматура, имеющая механический или электрический привод, до передачи ее в монтаж должна проходить проверку работоспособности привода.

279. Положение корпуса арматуры относительно направления потока среды и установка осей штурвалов определяются проектом на трубопровод.

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

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

282. П-образные компенсаторы, расположенные в горизонтальной плоскости, следует устанавливать с соблюдением общего уклона трубопровода, указанного в рабочей документации.

283. Осевые компенсаторы следует устанавливать соосно с трубопроводами.

284. При установке компенсаторов направление стрелки на их корпусе должно совпадать с направлением движения вещества в трубопроводе.

285. При монтаже компенсаторов должны исключаться скручивающие нагрузки относительно продольной оси и провисание их под действием собственной массы и массы примыкающих трубопроводов, а также должна обеспечиваться защита гибкого элемента от механических повреждений и попадания искр при сварке.

286. Монтажная длина сильфонных, линзовых и сальниковых компенсаторов принимается с учетом поправок на температуру наружного воздуха при монтаже.

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

288. При монтаже сальниковых компенсаторов обеспечивается свободное перемещение подвижных частей и сохранность набивки.

289. Сварное соединение, перед сваркой которого следует производить растяжку компенсатора, должно быть указано в проекте на трубопровод. Допускается во избежание снижения компенсационной способности компенсатора и его перекоса использовать соединение, расположенное на расстоянии не менее $20D_H$ от оси симметрии компенсатора.

290. Линзовые, сильфонные и сальниковые компенсаторы следует 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 удаляются.

291. Отклонение трубопроводов от вертикали (если нет указаний в проекте на трубопровод) не должно превышать 2 мм на один метр длины трубопровода.

292. При монтаже вертикальных участков трубопроводов должны быть предусмотрены меры, исключаящие возможность сжатия компенсаторов под действием массы вертикального участка трубопровода.

293. Окончательное закрепление трубопроводов в каждом температурном блоке при укладке на эстакадах, в каналах или лотках должно производиться начиная от неподвижных опор.

294. Монтаж трубопроводов, пересекающих железнодорожные пути, автодороги, проезды и другие инженерные сооружения, следует производить по согласованию с железнодорожными, автотранспортными и другими службами, владельцами данных сооружений (объектов).

295. Для обогрева трубопроводов преимущественно применяются трубопроводы D_y не менее 20 мм с соединением их на сварке (за исключением мест установки фланцевой арматуры).

Крепление трубопроводов обогрева к трубопроводам должно обеспечивать свободную компенсацию тепловых удлинений трубопроводов.

296. 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.

297. Сильфонную арматуру следует устанавливать на трубопроводах после их испытания, промывки и продувки. На время испытания, промывки и продувки вместо сильфонной арматуры необходимо временно устанавливать инвентарные катушки.

ГЛАВА 23 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

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

299. Газовую сварку стыков из низколегированных закаливающих сталей (15ХМ, 12Х1МФ и другие) следует применять при монтаже и ремонте труб с условным диаметром до 40 мм и толщиной стенки не более 5 мм при давлении до 10 МПа.

300. Сварка трубопроводов и их элементов производится в соответствии с технической документацией.

301. К производству сварочных работ трубопроводов I–V категорий, включая прихватку и приварку временных креплений, следует допускать сварщиков, аттестованных в установленном порядке.

302. Допускается применение газа МАФ (метилацетилен-алеиновая фракция) в качестве заменителя ацетилена при условии соответствия полученных соединений требованиям необходимой эксплуатационной надежности.

303. Резка труб и подготовка кромок под сварку производятся механическим способом. Допускается применение газовой резки для труб

из углеродистых, низколегированных и теплоустойчивых сталей, а также воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб должен быть предусмотрен припуск на механическую обработку, величина которого определяется нормативно-технической документацией, но менее 1 мм для углеродистых и низколегированных сталей и не менее 3 мм для теплоустойчивых сталей.

304. Газовую, воздушно-дуговую и плазменную резку труб из закаливаемых теплоустойчивых сталей необходимо производить с предварительным подогревом до 200-250 °С и медленным охлаждением под слоем теплоизоляции.

305. После огневой резки труб из закаливаемых теплоустойчивых сталей подготовленные под сварку кромки должны быть проконтролированы капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией или травлением. Обнаруженные трещины удаляются путем дальнейшей механической зачистки всей поверхности кромки.

306. Отклонение от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образу ющей не должно быть более:

0,5 мм – для DN до 65 мм;

1,0 мм – для DN свыше 65 до 125 мм;

1,5 мм – для DN свыше 125 до 500 мм;

2,0 мм – для DN свыше 500 мм.

307. Подготовленные под сварку кромки труб и других элементов, а также прилегающие к ним участки по внутренней и наружной поверхностям шириной не менее 20 мм должны быть очищены от ржавчины и загрязнений до металлического блеска и обезжирены.

308. Сборка стыков труб под сварку, как правило должна производиться 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.

309. Технологические крепления должны быть изготовлены из стали того же класса, что и свариваемые трубы. При сборке стыков из закаливаемых теплоустойчивых сталей технологические крепления могут быть изготовлены из углеродистых сталей.

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

311. При сборке труб и других элементов с продольными швами последние должны быть смещены относительно друг друга. Смещение

должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм. При сборке труб и других элементов с условным диаметром 100 мм и менее продольные швы должны быть смещены относительно друг друга на величину, равную одной четверти окружности трубы (элемента).

312. При сборке стыка необходимо предусмотреть возможность свободной усадки металла шва в процессе сварки. Не допускается выполнять сборку стыка с натягом.

313. При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не должно превышать 30% от толщины тонкостенного элемента, но не более 3 мм. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается за счет наклонного расположения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15° .

314. Допустимое смещение кромок по внутреннему диаметру не должно превышать значений согласно приложению 17. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то плавный переход в месте стыка должен быть обеспечен путем проточки конца трубы с меньшим внутренним диаметром под углом не более 15° . Для трубопроводов с P_y до 10 МПа допускается калибровка концов труб методом цилиндрической или конической раздачи.

315. 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 должно превышать:

1,5 мм – для трубопроводов РН свыше 10 МПа и трубопроводов I категории;

2,5 мм – для трубопроводов II-V категорий.

316. Способ сварки и сварочные материалы при выполнении прихваток должны соответствовать способу и сварочным материалам при сварке корня шва.

317. Прихватки необходимо выполнять с полным проваром и полностью переплавлять их при сварке корневого шва.

318. К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к основному сварному шву. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, должны быть удалены механическим способом.

319. Прихватки должны быть равномерно расположены по периметру стыка. Их количество, длина и высота зависят от диаметра и толщины трубы, а также способа сварки в документации.

320. Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 МПа, может осуществляться на остающихся подкладных кольцах или съемных медных кольцах.

ГЛАВА 24 ПОДГОТОВКА ТРУБ ПОД СВАРКУ

321. При отсутствии специальных указаний форму разделки кромок под сварку необходимо выбирать согласно приложению 18.

322. При сборке стыков трубопроводов должно быть обеспечено правильное фиксированное взаимное расположение стыкуемых труб и деталей.

323. Разностенность и смещение кромок при стыковке под сварку труб, деталей трубопроводов и арматуры не должны превышать 10% толщины стенок стыкуемых элементов, но не более 3 мм. Если разностенность стыкуемых элементов, смещение кромок превышает указанные значения, то должен быть обеспечен плавный переход от элемента с большей толщиной стенок к элементу с меньшей толщиной путем односторонней или двухсторонней механической обработки конца элемента с большей толщиной стенок. При этом угол α скоса поверхности перехода не должен превышать 15° согласно пунктам а, б, в приложения 19.

324. При разнице в фактической толщине стенок менее 30% толщины стенки тонкого элемента, но не более 3 мм, допускается осуществлять указанный плавный переход с помощью сварного шва согласно пункту г приложения 19.

325. Трубы и детали трубопроводов, фактические размеры концов которых находятся в пределах допускаемых отклонений по государственному стандарту или техническим условиям, но не позволяют выполнить требования к точности сборки стыка под сварку, необходимо калибровать. Присоединительные концы калибруют с помощью конических или разжимных оправок.

326. Концы труб и деталей из сталей марок ВСт3, 10, 20, 10Г2, 15ГС, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т можно калибровать в холодном состоянии без последующей термообработки.

327. При калибровке концов труб и деталей допускается увеличение (уменьшение) периметров их присоединительных концов на 2% (по сравнению с фактическим).

328. После калибровки концов сварных труб и деталей необходимо проверить деформированную часть на отсутствие надрывов и трещин путем осмотра наружной и внутренней поверхности с помощью лупы четырех- шестикратного увеличения, а в сомнительных случаях – цветным или люминесцентным методами.

329. Подрезку труб и подготовку кромок под сварку предпочтительно проводить механическим способом.

330. Допускается газовая, воздушно-дуговая и плазменная резка. Перед газовой, воздушно-дуговой и плазменной резкой трубы из сталей 15ХМ, 12ХМ, 30ХМ, 12ХМФ, 15Х5М, 15Х5ВФ и других закаливаемых сталей необходимо предварительно подогреть до 200-250 °С и затем медленно охладить под слоем теплоизоляции.

331. После огневой резки кромки труб из закаливаемых сталей должны быть зачищены наждачным кругом на глубину не менее 3 мм от максимальной впадины реза. После зачистки поверхность фаски должна быть проконтролирована цветным дефектоскопом или протравлена 30%-ным раствором азотной кислоты на отсутствие трещин. Обнаруженные трещины удаляют, зачищая всю поверхность фаски. После огневой резки кромки труб из углеродистых сталей зачищают на глубину 1 мм от наибольшей впадины реза.

332. Для труб из аустенитных сталей также допускается воздушно-дуговая, плазменная или кислородно-флюсовая резка. Кромки труб после резки должны быть обработаны наждачным кругом на глубину не менее 1 мм от большей впадины реза.

333. При сборке и прихватке должна быть обеспечена правильная центровка сопрягаемых частей трубопровода.

334. Отклонения линейных и угловых размеров согласно приложению 20.

335. Перед сборкой труб под сварку проверяют правильность подготовки фасок, наличие поверхностных видимых дефектов, кромки стыкуемых труб должны быть зачищены до металлического блеска с внутренней и наружной сторон на расстоянии не менее 20 мм. На зачищенных поверхностях не должно быть загрязнений, масла, влаги, окалины и продуктов коррозии.

336. Торцы труб при загрязнении обезжиривают ацетоном, бензином, уайт-спиритом.

337. Контроль сборки выполняется специалистами служб отдела качества или специалистами сварочного участка (производства).

338. В зависимости от требований, предъявляемых к трубопроводу, и технологических возможностей при сварке сборку стыков труб проводят следующим образом:

без технологических подкладных колец на прихватках длиной не более 25 мм, расстояние между которыми должна составлять 200 – 250 мм (но не менее трех прихваток на стык). Высота прихватки не должна превышать высоту первого слоя шва. При сварке первого слоя прихватку нужно переплавить. Чтобы качество формирования корневого шва отвечало вышеуказанным требованиям, допускается применять флюс-пасту или поддув аргоном;

на остающихся подкладных кольцах кольца прихватывают со стороны разделки короткими участками (не более 15 мм). Допускается прихватывать кольцо изнутри (для труб с условным проходом 150 мм) к одной из стыкуемых труб короткими участками (не более 15 мм). После стыковки трубы прихватывают между собой.

339. При сборке труб из аустенитных сталей подкладные кольца размещают в одной из стыкуемых труб, прихватывают в двух местах короткими прихватками высотой 2-3 мм и приваривают ниточным швом с катетом 3-4 мм согласно приложению 21. На выступающую часть подкладного кольца надвигают другую стыкуемую трубу, зазор между трубами устанавливают 4-5 мм; эту трубу также приваривают ниточным швом к подкладному кольцу. Такого же порядка сборки необходимо придерживаться при сварке труб из разнородных сталей, одна из которых аустенитная, а также при сварке труб из закаливающих сталей (15ХМ и др.) аустенитными электродами.

340. Стальные подкладные кольца должны быть изготовлены, как правило, из той же марки стали, что и свариваемые трубы. Допускается полосовая сталь 12Х18Н10Т для трубопроводов из аустенитных сталей (12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 20Х23Н18Т, 08Х22Н6Т и так далее) либо из стали 10 – для трубопроводов из углеродистых, низко- и среднелегированных сталей при сварке их перлитными электродами.

341. При сварке трубопроводов из низко- и среднелегированных сталей (12МХ, 15Х5М и так далее) аустенитными электродами в качестве материала для изготовления остающихся подкладных колец можно использовать стали типа 15Х5М, 1Х2М1. При сварке электродами Э-10Х25Н13Г2 допускается применять подкладные кольца из сталей 12Х18Н9, 12Х18Н10Т и им подобных.

342 Между подкладным кольцом и внутренней поверхностью трубы должен быть зазор не более 0,5 мм.

343. На съемном медном подкладном кольце (для труб с условным проходом до 200 мм). При этом разница по внутренним диаметрам стыкуемых труб и зазор между кольцом и трубой не должны превышать 1 мм.

344. Трубы на съемном кольце собирают с зазором 4 мм и прихватывают. После заварки первого слоя шва электродами диаметром 3 мм подкладное кольцо удаляют.

345. На тальковых или керамических подкладных кольцах толщиной 5–10 мм, наружный диаметр которых должен быть на 1 мм меньше внутреннего диаметра трубы. Ширина кольца должна быть несколько больше ширины шва. По окончании сварки стык простукивают молотком, вследствие чего кольцо распадается на куски, которые удаляют из трубы ершами, промывкой водой или продувкой воздухом.

346. При сборке должна быть обеспечена свободная установка кромок свариваемых труб (без натяга) с равномерным зазором по всей окружности стыка.

347. Прихватку труб при сборке должны выполнять сварщики такой же квалификации, как и производящие сварку. Сварщик может приступить к выполнению прихваток, только соблюдая требования сборки стыков и после разрешения специалиста сварочного производства (мастера).

348. Во всех случаях прихватку производят теми же электродами, которыми пользуются при сварке труб из данной стали и с предварительным подогревом, если он предусмотрен при сварке.

349. После удаления шлака каждую прихватку тщательно проверяют на отсутствие пор и трещин. При наличии дефектов прихватку удаляют, стык подготавливают и прихватывают вновь. На трубах из ферритных, полуферритных, подкаливающихся сталей прихватки следует удалять только механической обработкой.

350. Сварку и прихватку труб в секции желательно выполнять в цеховых условиях. Место, где производится сварка в монтажных условиях, должно быть защищено от ветра, атмосферных осадков и попадания загрязнений.

351. Допускаемая температура окружающего воздуха при сварке и условия подогрева стыков перед прихваткой и сваркой устанавливаются согласно приложению 22. Сварку следует проводить в отапливаемом помещении или использовать временные отапливаемые укрытия, обеспечивающие нужную температуру.

352. При сварке элементов трубопроводов можно выполнять поворотные и неповоротные стыки. Предпочтение следует отдавать первым, так как они выполняются более легко и высококачественно.

353. Сварку поворотных стыков следует выполнять в нижнем его положении.

354. В случаях, когда непрерывное вращение стыка затруднено, сварку первого слоя целесообразно (чтобы обеспечить сплошной провар)

выполнять за два поворота с последовательностью, установленной согласно приложению 23.

355. Порядок выполнения сварки корневого шва и последующих слоев неповоротных стыков труб устанавливается согласно приложению 24. Смещение точек начала сварки каждого из слоев – 20-25 мм.

356. Дугу следует зажигать в разделке шва или на наплавленном металле. Кратер швов должен быть тщательно заплавлен частными короткими замыканиями электрода. Выводить кратер на основной металл не разрешается. При замыкании кольцевых швов начало шва необходимо перекрывать на 15-20 мм с предварительной зачисткой металла шва от шлака.

357. Начинать и заканчивать сварку продольных стыков необходимо на выводных планках. При сварке продольных швов без планок сварной шов следует начинать, отступив от начала стыка на 100-150 мм с последующей заваркой стыка в обратном направлении.

358. При смене электрода или случайных обрывах дуги зажигать ее снова следует, отступив 15-20 мм от кратера, предварительно очистив это место от шлака и окалины.

359. Перед наложением каждого последующего слоя необходимо тщательно удалить шлак и проверить предыдущий слой на отсутствие трещин и пор. При обнаружении таковых дефектное место полностью удалить и повторно заварить.

360. Трубы из сталей типа 12Х1МФ, 15ХМ, 15Х5М, 12Х8ВФ перлитными электродами необходимо сваривать без перерывов в работе. При вынужденных перерывах должно быть обеспечено медленное и равномерное охлаждение металла путем изоляции его асбестом или другим теплоизоляционным материалом. Перед возобновлением сварки стык следует тщательно очистить от шлака, произвести визуальный контроль и подогреть до рекомендуемой температуры.

361. При сварке труб из аустенитных сталей перед наложением каждого последующего слоя стык должен полностью остыть до температуры не выше 100 °С, а в случае сварки при отрицательной температуре – до температуры подогрева.

362. При двусторонней сварке сварной шов, соприкасающийся с агрессивной средой, следует выполнять последним.

363. По окончании сварки стыки труб и околошовная зона очищают от шлака, брызг и окалины.

364. После выполнения работ по контролю и испытанию сварных швов трубопроводов и их элементов, сварные швы и контролируемый участок околошовной зоны подлежат защите от поверхностной коррозии

путем огрунтовке поверхностей.

ГЛАВА 25 КЛЕЙМЕНИЕ

365. Все сварные швы подлежат клеймению, позволяющему установить сварщика, выполняющего эти швы. Клеймение производится сварщиком, выполнившим сварное соединение.

366. Каждый сварщик должен выполнить свое клеймо высотой символов 8-10 мм на расстоянии от шва 35-50 мм.

367. Ответственным лицом за процедуру клеймения, качество выполнения и результаты оформления является мастер участка (мастер по сварке).

368. Способ маркировки должен исключать наклеп, подкалку или недопустимое утонение толщины основных материалов и обеспечить сохранность маркировки в течение всего периода эксплуатации изделия.

369. Наплавка клейма запрещается.

370. Клеймение необходимо выполнять перед контролем сварного соединения и замаркировать так, чтобы их положение было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

371. Если шов с наружной и внутренней сторон заваривается разными сварщиками, клеймо ставятся только с наружной стороны через дробь, в числителе клеймо сварщика с наружной стороны шва, в знаменателе с внутренней стороны.

372. Если все сварные соединения трубопровода выполнены одним сварщиком, то маркировку каждого сварного соединения можно не производить. В этом случае клеймо сварщика следует ставить на другом открытом участке детали и место клеймения заключить в рамку, наносимую несмываемой краской. Место клеймения должно быть указано в исполнительной схеме, приложенной к сварочной документации.

373. Если сварное соединение выполнялось несколькими сварщиками, то на нем должны быть поставлены клейма всех сварщиков, участвовавших в его выполнении.

374. Клеймение сварных швов трубопроводов с толщиной стенки менее 6,0 мм допускается производить электрографом или несмываемыми красками.

375. Допускается при выполнении ремонтных работ вместо клеймения сварных швов прилагать к паспорту оборудования

исполнительную схему расположения швов с указанием фамилий сварщиков с их росписью (по согласованию с заказчиком).

ГЛАВА 26 РУЧНАЯ ЭЛЕКТРОДУГОВАЯ СВАРКА ПОКРЫТЫМИ ЭЛЕКТРОДАМИ

376. Выбор электродов осуществляется согласно приложению 25.

377. Применение аустенитных электродов при сварке труб из закаливающихся низко- и среднелегированных сталей (12ХМФ, 15ХМ, 15Х5М, 15Х5ВФ и 12Х8ВФ) допускается для кольцевых и угловых (врезки элементов трубопроводов) стыков трубопроводов.

378. При выборе марки электродов для сварки трубопроводов из высоколегированных сталей, работающих в агрессивных средах, вызывающих коррозионное и коррозионно-усталостное растрескивание, структурно-избирательную и точечную коррозию, следует дополнительно руководствоваться рекомендациями проекта на трубопровод или специализированной организации.

379. Для сварки разнородных сталей не допускается применять электроды на основе металлов Х25Н13 или Х25Н20 с дополнительным легированием активными карбидообразующими элементами: титаном, ниобием, ванадием, вольфрамом (например, Х25Н12Т).

380. Выбор электродов и основных условий сварки разнородных сталей осуществляется согласно приложению 26.

381. При сварке разнородных сталей каждую свариваемую кромку подогревают до температуры согласно приложению 22.

382. После сварки аустенитными электродами труб из закаливающихся (12ХМ, 15ХМ и др.) или разнородных сталей, одна из которых закаливающаяся, термообработка сварных соединений не допускается.

383. Электроды и основные условия сварки кольцевых стыков труб из двухслойной стали Ст3 + 08Х13, 10 + 08Х13, 20 + 08Х13 при ремонте выбираются согласно приложению 27, где представлены также конструктивные элементы подготовки кромок и порядок заполнения разделки шва. Технологию сварки двухслойных труб из других марок выбирают в каждом конкретном случае отдельно.

384. Режимы для ручной электродуговой сварки покрытыми электродами, диаметр электрода и число проходов в зависимости от диаметра и толщины стенок труб устанавливаются согласно приложению 28.

385. Сварка легированных и высоколегированных сталей производится постоянным током обратной полярности короткой дугой.

386. Чтобы уменьшить перегрев и обеспечить максимальную коррозионную стойкость металла околошовной зоны коррозионно-стойких сталей, их сварку, а также сварку закаливаемых сталей следует выполнять при минимальном токе и максимально возможных скоростях без поперечных колебаний электрода в соответствии с данными согласно приложению 28.

387. Последовательность наложения слоев при электродуговой сварке стыков вертикально и горизонтально расположенных труб осуществляется согласно приложению 29.

388. Перед сваркой аустенитными электродами стыков труб из разнородных сталей с толщиной стенки более 14 мм кромки труб низко- и среднелегированных сталей должны быть облицованы путем двух- или трехслойной наплавки с последующей зачисткой наждачным кругом согласно приложению 30. Electroды для наплавки и температуру подогрева выбирают согласно приложению 22. Режимы наплавки должны соответствовать требованиям настоящих Правил.

ГЛАВА 27 РУЧНАЯ АРГОНОДУГОВАЯ СВАРКА НЕПЛАВЯЩИМСЯ ЭЛЕКТРОДОМ

389. Сборку и сварку труб из сталей Ст3, Ст4, 10, 20, 16ГС, 12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 08Х18Н10Т (12Х 18Н10Т), 10Х17Н13М2Т (03Х17н14М2), 12Х21Н5Т с условным проходом менее 100 мм и толщиной стенки не более 10 мм с применением ручной аргонодуговой сварки неплавящимся (вольфрамовым) электродом следует выполнять в следующих технологических вариантах:

сварной шов выполняется комбинированным методом, при котором корневой слой сваривается ручной аргонодуговой сваркой неплавящимся электродом с введением в зону дуги специальной присадочной проволоки, последующие слои – ручной электродуговой сваркой покрытыми электродами;

сварной шов полностью выполняется ручной аргонодуговой сваркой неплавящимся электродом с присадочной проволокой.

Для стыков труб с толщиной стенки 4 мм и более предпочтение следует отдавать комбинированному методу; при меньшей толщине стенки более экономично сваривать стык полностью ручной аргонодуговой сваркой.

390. Разностенность и смещение кромок при стыковке под сварку труб не должны превышать значений, указанных в настоящих Правилах. При разности диаметров более 1 мм необходимо обработать конец трубы в соответствии с настоящими Правилами.

391. Зазор в собранном стыке после прихватки должен составлять:

0,5-1,0 мм для толщины стенки 1,0-2,0 мм;

1,0-1,5 мм для толщины стенки 2,5 – 3,0 мм;

1,0-2,0 мм для толщины стенки 3,0-10,0 мм.

392. Прихватку следует выполнять не менее чем в двух местах с использованием присадочной проволоки диаметром 1,6 – 2 мм той же марки, какая будет применяться для сварки данного стыка. Длина прихваток – 5-10 мм, высота – 1,5-2 мм.

393. При зазоре в стыке не более 0,5 мм прихватки можно выполнять без присадочной проволоки (путем оплавления кромок); исключение составляют стыки труб из сталей 10 и 20, которые всегда следует прихватывать с использованием присадки.

394. Наложение прихваток при температуре окружающего воздуха выше 5 °С производят без подогрева стыка, за исключением стыка труб из сталей 12Х2МФСР и 12Х2МФБ, прихватка которых производится с подогревом до 200-300 °С независимо от температуры окружающего воздуха.

395. Требования к прихватке и сварке при отрицательной температуре установлены согласно приложению 31.

396. Подготовка труб под сварку, выбор режима сварки, диаметра и марки присадочной проволоки и вольфрамового стержня производятся согласно приложениям 32-34.

397. В труднодоступных местах первый (корневой) слой стыков труб допускается выполнять без применения присадочной проволоки при условии, если зазор и смещение кромок не превышают 0,5 мм, а притупление кромок – 1 мм. Исключение составляют стыки труб из сталей 10 и 20, которые всегда необходимо сваривать с применением присадки.

398. Высота слоя, выполненного ручной аргонодуговой сваркой, должна быть 2-2,5 мм.

399. Взаимное расположение горелки и присадочной проволоки при ручной аргонодуговой сварке вертикального и горизонтального стыков осуществляется согласно приложению 35. Угол α (между электродом и радиусом трубы в месте сварки) зависит от качества защиты и конструктивных особенностей горелки.

400. Проволоку необходимо подавать в сварочную ванну навстречу движению горелки, которую перемещают справа налево, при этом корневой слой сваривают почти без колебательных движений поперек шва

как проволоки, так и электрода; при наложении последующих слоев горелке сообщают колебательные движения поперек шва. Конец проволоки должен всегда находиться под защитой аргона. Не следует резко подавать конец проволоки в жидкую ванну, так как это может вызвать разбрызгивание металла.

401. В начале сварки в среде аргона горелкой подогревают кромки и присадочный пруток, для чего в первый момент, как только возбудится дуга (длина дуги 1-1,5 мм), сваривают одновременно кромки труб и конец присадки; только после того как образуется ванночка, можно начинать сварку, сообщая горелке поступательное движение. В процессе наложения корневого слоя нужно следить за полным проплавлением кромок и отсутствием непровара. Степень проплавления можно определить по форме ванночки расплавленного металла: хорошему проплавлению соответствует ванна, вытянутая в сторону направления сварки, недостаточному – круглая или овальная.

402. При комбинированном методе сварки заполнение основной части разделки шва (после наложения корневого слоя ручной сваркой неплавящимся электродом в среде аргона) производится электродуговой сваркой.

ГЛАВА 28 ГАЗОВАЯ СВАРКА

403. Газовая сварка допускается для труб из углеродистых и низколегированных (не подкаливающихся) сталей диаметром до 80 мм и толщиной стенки не более 3,5 мм.

404. Газовая сварка труб из перлитных подкаливающихся сталей (12МХ, 15Х5М и так далее) допускается только для труб малого диаметра (до 45 мм) при толщине стенки не более 5 мм, в основном при ремонте и монтаже контрольно-измерительной аппаратуры.

405. Для нержавеющей аустенитных и ферритных сталей газовая сварка не допускается.

406. Форма подготовки кромок труб при газовой сварке устанавливается согласно приложению 36.

407. При газовой сварке в качестве присадки применяют сварочную проволоку диаметром 2-3 мм. Марку проволоки подбирают по марке свариваемой стали согласно приложению 37. Во избежание образования свищей стыки труб из стали 20 следует сваривать с присадочной проволокой Св-08МХ.

408. Подогнанные стыки труб необходимо прихватывать не менее чем в двух точках. Для прихватки используют ту же присадочную

проволоку и наконечник горелки, которые будут применяться для сварки данного стыка. Прихватки должны быть в дальнейшем полностью перекрыты основным швом.

409. Прихватывать стыки обязан сварщик, который будет сваривать данный стык.

410. Угол наклона горелки α относительно поверхности свариваемого изделия зависит от толщины свариваемого металла и составляет:

10° – при толщине до 1,0 мм;

20° – при толщине 1,0-3,0 мм;

30° – при толщине 3,0-5,0 мм.

Угол наклона проволоки относительно поверхности свариваемого изделия составляет 30–45°.

411. Трубы при толщине стенки менее 3 мм сваривают горелкой с наконечником № 1 или № 2, при толщине стенки 3-5 мм – горелкой с наконечником № 2 или № 3.

412. Диаметр присадочной проволоки подбирают в зависимости от толщины свариваемого металла и способа сварки. При правом способе сварки стыков труб со стенкой толщиной до 3 мм необходимо применять проволоку диаметром 2 мм, толщиной более 3 мм – диаметром 3 мм, при левом способе сварки стыков труб со стенкой толщиной до 5 мм – проволоку диаметром 3 мм.

413. Сварку ведут участками длиной 10-15 мм. Сначала участок пролуживают, то есть сплавляют кромки труб (обычно без добавления присадки), затем на него накладывают первый слой шва. То же самое выполняют на следующем участке, и так далее.

414. При толщине стенки труб до 4 мм сварку производят в один слой, при большей толщине – в два слоя. Второй слой следует выполнять лишь по окончании сварки корневого слоя на всем периметре стыка. Перед сваркой и прихваткой стык следует подогреть сварочной горелкой для выравнивания температуры металла. Подогрев производят и после вынужденных перерывов в сварке.

415. Сварку труб следует выполнять нормальным (восстановительным) пламенем при соотношении кислорода и ацетилена в газовой смеси 1:1,2.

416. При сварке труб из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей для уменьшения выгорания легирующих элементов основного и присадочного материалов необходимо поддерживать сварочную ванну в более густом состоянии, чтобы пребывание присадочного материала в жидком состоянии было минимальным.

417. В процессе сварки конец присадочной проволоки должен находиться в расплавленном металле во избежание насыщения шва кислородом и азотом воздуха.

418. Во время сварки одного стыка нельзя допускать перерыва в работе до заполнения всей разделки стыка. При вынужденных перерывах и по окончании сварки пламя горелки во избежание образования трещин, усадочных раковин и пор следует отводить от расплавленного металла постепенно.

419. В процессе сварки и остывания стыка из низколегированной стали нельзя допускать сквозняков внутри труб, для чего их концы следует закрывать пробками.

ГЛАВА 29

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СВАРКИ СТЫКОВ ИЗ ТЕПЛОУСТОЙЧИВЫХ ХРОМОМОЛИБДЕНОВЫХ СТАЛЕЙ БЕЗ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

420. Настоящая технология распространяется на сварку кольцевых и угловых (врезки трубных элементов) стыков трубопроводов из сталей 1X2M1, 15X5M, 15X5МУ, 15X5ВФ, X9M, 12X8ВФ электродами аустенитного класса без термической обработки при производстве монтажных и ремонтных работ на открытых площадках нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

421. Технологией предусмотрена сварка трубопроводов диаметром до 550 мм с толщиной стенки до 30 мм.

422. Технологией предусмотрено выполнение сварочных работ при положительных и отрицательных температурах окружающего воздуха, но не ниже -30°C , с обязательным выполнением специальных технологических мероприятий.

423. Сварщики, впервые приступающие к сварке высоконикелевыми электродами (АНЖР-1, АНЖР-2 и др.), независимо от наличия удостоверений, должны пройти дополнительную практическую подготовку.

424. Для приобретения навыков при сварке этими электродами и заварить контрольный стык, качество которого контролируют и результаты регистрируют в протоколе. Контрольные стыки сваривают также сварщики, имеющие перерыв в работе 2 месяцев.

425. Тип и марку электрода для облицовки кромок и сварки в зависимости от температуры эксплуатации и агрессивности среды выбирают согласно приложению 38.

426. Химический состав наплавленного металла и механические свойства шва и наплавленного металла, выполненного электродами должны соответствовать требованиям согласно приложению 39.

427. Подготовка кромок под сварку выполняется механическим способом, а их форму выбирают согласно приложению 30.

428. Сборку элементов трубопроводов под сварку в зависимости от толщины стенки элемента и содержания никеля в наплавленном металле производят с предварительной наплавкой кромок или без нее.

429. Сборка и сварка стыков с толщиной стенки до 14 мм включительно электродами с содержанием никеля до 25% (марки ОЗЛ-6, АНЖР-3 и им подобные) и с толщиной стенки до 20 мм включительно электродами с содержанием никеля 40% и более (марки АНЖР-2, АНЖР-1 и им подобные) производится без наплавки кромок.

430. В остальных случаях необходима наплавка кромок. При этом кромки стыков толщиной до 26 мм можно наплавлять всеми рекомендованными электродами в зависимости от рабочих условий, а при большей толщине стыка наплавка производится электродами, содержащими не менее 40% никеля в стержне с учетом рабочих условий.

431. Кромки наплавляют одиночными кольцевыми валиками электродом диаметром не более 3 мм при токе 60–80 А с соблюдением последовательности от внутренней поверхности трубы к наружной.

432. Как исключение допускается наплавка электродами диаметром 4 мм на максимальной скорости без поперечных колебаний электрода при токе 90–110 А. Ширина валиков не должна превышать двух диаметров электрода. Наплавка производится не менее чем в два слоя. Толщина наплавленного слоя после зачистки поверхности наплавки должна составлять $(6 \pm 0,5)$ мм и $(7 \pm 0,5)$ мм при сварке стыка электродами 3 и 4 мм соответственно.

433. Прихватку при сборке стыков с наплавленными или ненаплавленными кромками, наплавку кромок, а также сварку стыка можно производить в зависимости от температурных условий и марки электродов без предварительного подогрева или с подогревом согласно приложению 40. При необходимости подогрева прихватку и сварку необходимо выполнять непосредственно после подогрева без охлаждения стыка ниже рекомендованной температуры окружающего воздуха согласно приложению 40.

434. Прихватку и сварку стыков с кромками, облицованными электродами с содержанием 25% никеля и более, производят этими же электродами, а при меньшем содержании никеля любыми аустенитными электродами согласно приложению 40.

435. Прихватку стыков и корень шва выполняют электродами диаметром 3 мм, оставшуюся часть разделки можно заварить электродами диаметром 4 мм.

436. Сварку следует выполнять при постоянном токе обратной полярности (плюс на электроде) короткой дугой. Режим ручной электродуговой сварки выбирают согласно приложению 41. Количество проходов многослойного шва в зависимости от толщины стенки трубного элемента и диаметра электрода выбирают согласно приложению 42.

437. При выполнении всех проходов шва, особенно первого, необходимо следить за полным проваром кромок. Поверхность корневого шва с внутренней стороны стыка должна быть ровной с небольшим усилением и плавным переходом к металлу свариваемых частей. Заканчивать сварку прохода необходимо с заходом на начало шва (на 5-10 мм) и задержкой на одном месте перед обрывом дуги.

438. Корневой слой необходимо наплавлять без оплавления острой кромки разделки у внутренней поверхности трубы и связанного с этим недопустимого повышения доли основного металла в металле шва, для чего кромку следует притупить шлифовальным кругом до 2 мм. Наплавы шва внутрь трубы не должны превышать 1 мм. Наплавы большей величины удаляют шлифовальной машинкой. Если обычные приемы сварки не позволяют получить корневой слой, отвечающий этим требованиям, то рекомендуется корневые слои наплавлять с применением медного водоохлаждаемого ползуна, отформованного по внутреннему диаметру трубы и перемещаемого по мере наложения корневого слоя согласно приложению 43. Допускается применение медных колец без водяного охлаждения с толщиной стенки не менее 14-20 мм.

439. При сварке стыков, собранных на прихватках, особое внимание следует уделять выполнению корневого шва. Корневой шов выполняют следующим образом:

заваривают в диаметрально противоположных частях стыка участки шва, свободные от прихваток;

выбирают наждачным кругом оставшиеся прихватки до толщины 0,5-1 мм;

заваривают оставшуюся часть корневого шва.

Наложение корневого слоя с применением медной водоохлаждаемой пластины осуществляется согласно приложению 43.

440. Для обеспечения отжигающего воздействия швов на структуру зоны термического влияния, исключения мартенситной структуры, повышения работоспособности последовательность наложения швов при сварке электродами с содержанием никеля 13% без облицовки и с облицовкой кромок необходимо соблюдать согласно приложению 44.

Слои шва на кромках трубы необходимо накладывать на максимальных скоростях без колебаний электрода. Величина «В» при диаметре электрода 3 мм должна составлять $(6\pm 0,5)$ мм, при диаметре 4 мм – $(7\pm 0,5)$ мм.

441. Концы труб перед сваркой рекомендуется закрыть для предотвращения образования тяги воздуха.

442. Для обеспечения необходимого качества сварных соединений, особенно в тех случаях, когда требуется подогрев, рекомендуется тщательно соблюдать непрерывность термического цикла выполнения операций, включающего предварительный и сопутствующий подогрев, прихватку при сборке, сварку корневого шва, многопроходную сварку при заполнении разделки и охлаждение стыка. При вынужденных перерывах в работе необходимо обеспечить медленное и равномерное охлаждение сварного стыка под слоем теплоизоляции. При этом любые статические и особенно ударные нагрузки в зоне стыка недопустимы. Перед возобновлением сварки стык необходимо снова нагреть.

443. Подогрев перед наплавкой и сваркой производят любыми средствами, обеспечивающими равномерный прогрев до требуемой температуры всей толщины трубы в зоне стыка шириной, равной трем-четырем толщинам стенки, но не менее 50 мм в каждую сторону от стыка. Односопловые газовые горелки допускается применять только на элементах трубопроводов условным проходом не более 100 мм. При этом применяются асбестовые или стальные воронки согласно приложению 45, позволяющие более равномерно вводить тепло в металл.

444. Предварительный и сопутствующий подогрев при отрицательных температурах окружающего воздуха, ввиду большой скорости охлаждения, следует выполнять устройствами электронагрева с регулируемой температурой; индукционными нагревателями (токами промышленной и высокой частоты), разъемными муфельными печами, пальцевыми нагревателями и так далее.

445. Подогрев в этих условиях необходимо производить с обеих сторон стыка согласно приложению 46, что позволяет получить оптимальную схему распределения температуры. При этом расстояние от стыка до нагревателя должно быть 50-100 мм.

446. При сварке в условиях отрицательной температуры окружающего воздуха температура стыка не должна быть меньше нижнего предела температуры подогрева.

447. Температуру подогрева необходимо контролировать с помощью термокарандашей, термошупа, термопары с потенциометром и другими нерегистрирующими или регистрирующими средствами контроля.

448. На сварные стыки, которые требуется подогреть перед сваркой с последующей термообработкой, должны быть установлены нагреватели и теплоизоляция в соответствии с инструкциями или документацией на термообработку. В случае подогрева стыка при сварке без последующей термообработки наружная поверхность трубы, примыкающая к стыку, длиной не менее четырех диаметров при D_u не более 250 мм и длиной не менее 1 м при D_u более 250 мм на каждую сторону перед прихваткой покрывается плотным слоем теплоизоляции. При температуре окружающего воздуха выше $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ толщина изоляции должна быть 10-12 мм (листовой или шнуровой асбест), при более низкой температуре – 80-100 мм. При этом оголенная часть трубопровода в зоне сварного стыка при сварке не должна превышать 170-200 мм. По окончании сварки, а также при случайных перерывах процесса оголенную часть трубопровода со стыком необходимо закрыть плотным слоем теплоизоляции, толщина которой указана выше.

ГЛАВА 30 ИСПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

449. При сдаче вновь смонтированного трубопровода, исполнитель оформляет и передает заказчику исполнительную документацию:

свидетельство о монтаже;

журнал сварочных работ на трубопроводах I-II категории по форме согласно приложению 47;

журнал производства работ;

аксонометрическая схема сварных стыков трубопроводов I-V категории с указанием на ней: номеров стыков, клейм сварщиков, характеристики труб, фасонных деталей, установленной арматуры (P_u , D_u), приборов КИПиА (P_u , D_u), углов поворота, опор и подвесов.

схемы трубопроводов I, II категории за подписями производителя работ (мастера), лиц ответственных за производство сварочных работ, главного инженера монтажной организации и скрепляются печатью, схемы трубопроводов III-V категории за подписью лиц ответственным за производство сварочных работ;

заклучения по результатам неразрушающего контроля;

акт о проведении промывки(продувки) трубопроводов;

акты о проведении гидроиспытаний и пневмоиспытаний (согласно требований проекта на трубопровод) на прочность, плотность и герметичность;

список сварщиков, термистов;

удостоверения сварщиков, термистов;

журнал термообработки;
 инструкцию по сварке (технологии);
 сертификаты сварочных материалов;
 протокол проверки сварочно-технологических свойств электродов;
 сертификаты на материалы;
 акты входного контроля;
 справки о дополнительном спектральном анализе труб и фитингов, содержащих легирующие элементы перед началом сборочно-сварочных работ;
 акт о проведении растяжки (сжатия) компенсаторов;
 паспорта на арматуру, компенсаторы, пружинные опоры (подвесы);
 протоколы механических испытаний контрольных сварных соединений.

450. При сдаче трубопровода из ремонта, исполнитель ремонтных работ оформляет и передает заказчику исполнительную документацию:

удостоверение о качестве ремонта трубопровода согласно приложению 48;

удостоверения сварщиков, термистов;
 журнал термообработки;
 инструкцию по сварке (технологии);
 сертификаты сварочных материалов;
 протокол проверки сварочно-технологических свойств электродов;
 сертификаты на материалы;
 акты входного контроля на материалы;
 паспорта на трубопроводную арматуру и компенсаторы;
 заключение по результатам контроля сварных соединений;
 справки о дополнительном спектральном анализе труб и фитингов, содержащих легирующие элементы перед началом сборочно-сварочных работ;
 акт о проведении растяжки (сжатия) компенсаторов;
 исполнительная схема отремонтированного участка трубопровода с нумерацией сварных соединений с указанием клейм сварщиков;
 протоколы механических испытаний контрольных сварных соединений. .

451. Руководитель организации, эксплуатирующей трубопроводы, устанавливает порядок хранения исполнительной документации.

ГЛАВА 31

ДОКУМЕНТАЦИЯ И МАРКИРОВКА ТРУБОПРОВОДОВ ИЛИ СБОРОЧНЫХ ЕДИНИЦ, ПОСТАВЛЯЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЯМИ-

ИЗГОТОВИТЕЛЯМИ

452. Каждый трубопровод или сборочная единица поставляется 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 заказчику;

один экземпляр – в упаковочном ящике;

один экземпляр – на упаковочном ящике.

453. Сборочные единицы из нержавеющей стали и стали 20ЮЧ маркируются контрастной несмываемой краской.

454. Сборочные единицы из других сталей маркируются клеймением.

455. Маркировка наносится на расстоянии не менее 200 мм от одного из присоединительных концов с указанием в числителе шифра технологической установки, в знаменателе – шифра линии трубопровода.

456. Схема маркировки сборочных единиц должна быть единой для всех трубопроводов в технологической схеме или проекте на трубопровод.

Места маркировки обводятся контрастной несмываемой краской и покрываются бесцветным устойчивым лаком.

457. Детали, арматура, не вошедшие в сборочные единицы, маркируются несмываемой краской номером трубопроводной линии по монтажной спецификации.

458. Каждое упаковочное место труб, поставляемых метражом и входящих в поставочный блок, маркируется с указанием номера технологической установки, номера поставочного блока, номера трубопроводной линии и буквой «Г». Бирки с маркировкой, нанесенной ударным способом, крепятся с обоих концов упаковки.

459. С каждой трубопроводной линией потребителю направляется следующая техническая документация:

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 (низкого и высокого давления);
спецификация;
заключение о техническом контроле.

РАЗДЕЛ V ТРЕБОВАНИЯ К ТЕРМООБРАБОТКЕ

ГЛАВА 32 ОБЩЕЕ ТРЕБОВАНИЯ

460. Термообработку сварных соединений трубопроводов производят в соответствии с требованиями проекта или инструкции по сварке на трубопровод для исключения закалочных структур сварного соединения, придания ему необходимых физико-механических свойств, снижения остаточных сварочных напряжений, обеспечения необходимых коррозионных свойств.

461. Термообработку сварных стыков труб из сталей Х9М, 15Х5М, 1Х2М1 выполняют сразу после сварки, не допуская охлаждения стыка до температуры ниже 300 °С. Стыки труб из сталей 12ХМ, 15ХМ, 12ХМФ, 12Х1МФ допускается подвергать термообработке с перерывом не более 8 ч по окончании сварки.

462. До термообработки такие стыки запрещается подвергать нагрузкам, проводить с ними какие-либо работы, кантовать, транспортировать.

463. Режим термической обработки сварных соединений выбирают согласно приложению 49.

464. Сварные стыки при термообработке трубопроводов необходимо выполнять способом, обеспечивающим соблюдение режима нагрева, выдержки при заданной температуре и охлаждения.

465. Основной способ нагрева под термообработку трубопроводов – электронагрев индукционным способом токами промышленной (50 Гц) и повышенной частоты, нагревателями активного сопротивления.

466. При отрицательной температуре окружающего воздуха термообработку необходимо производить только электронагревателями.

467. Ширина термообрабатываемой зоны со сварным швом посередине должна быть не менее пяти толщин более толстой из свариваемых труб.

468. При вынужденном прекращении термообработки (прекращение электропитания, повреждение нагревательного устройства и так далее)

термообрабатываемый участок должен быть охлажден до температуры, установленной согласно приложению 49, при этом до окончания термообработки не допускается со стыком производить какие-либо работы.

469. При вынужденных перерывах в процессе термообработки под длительностью выдержки понимают суммарное время нахождения стыка при температуре термообработки.

470. При вынужденных перерывах в процессе термообработки (отключение электроэнергии, выход из строя нагревателя) следует обеспечить медленное охлаждение сварного соединения до 300 °С. При повторном нагреве время пребывания сварного соединения при температуре выдержки суммируется с временем выдержки первоначального нагрева.

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

472. Участки трубопровода, расположенные возле нагреваемого при термообработке кольца, покрываются теплоизоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине.

473. Для трубопроводов, независимо от конструкции, материального исполнения, параметров эксплуатации, применение газопламенного метода термообработки не допускается.

474. При проведении термической обработки должны соблюдаться условия, обеспечивающие возможность свободного теплового расширения и отсутствие пластических деформаций.

475. Термообработку одного и того же сварного соединения допускается производить не более 3 раз.

476. Термообработке подлежат:

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

сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей при толщине 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 при толщине стенки

трубы и штуцера соответственно более 30 и 25 мм;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегированных сталей независимо от толщины стенки, предназначенные для эксплуатации в средах, содержащих сероводород, при наличии требований в проекте на трубопровод, либо если в рабочей среде присутствует вода в жидкой фазе и выполняется одно из следующих условий: содержание растворённого сероводорода превышает 50 ppm по массе; водородный показатель рН водного раствора составляет менее 4; водородный показатель рН водного раствора превышает 7,6 и концентрация сенильной кислоты более 20 ppm по массе; парциальное давление газовой фазы сероводорода более 0,0003 МПа;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами и приварные детали трубопроводов из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей независимо от толщины стенки;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами, а так же приварные детали трубопроводов из углеродистых и низколегированных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (жидкий аммиак, аммиачная вода, растворы едкого натрия и калия, азотнокислого натрия, калия, аммония, кальция, этаноламина, азотной кислоты и др.), и об этом есть указание в проекте на трубопровод;

стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, а так же приварные детали трубопроводов стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температуре более 350 °С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, должны подвергаться стабилизирующему отжигу (по указаниям в проекте на трубопровод);

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

477. К проведению работ по термической обработке сварных соединений допускаются термисты-операторы, прошедшие специальную подготовку и аттестованные в соответствующем порядке.

478. Аттестация термистов-операторов проводится комиссией по аттестации сварщиков.

ГЛАВА 33 ТИПОВОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ТЕРМИЧЕСКОЙ

ОБРАБОТКИ

479. При термической обработке выполняют следующие технологические операции:

выбирают тип и количество нагревательных устройств и схемы их рационального размещения и включения;

устанавливают преобразователи, нагревательные устройства и теплоизоляцию;

включают преобразователи в измерительную цепь потенциометра;

соединяют нагревательное устройство с источником питания;

осуществляют нагрев, выдержку и охлаждение сварного соединения;

демонтируют теплоизоляцию, нагревательные устройства и преобразователи;

проводят контроль качества сварных соединений путем измерения твердости;

оформляют техническую документацию по термической обработке.

480. Нагрев, выдержку и охлаждение сварного соединения необходимо производить по WPS или по инструкции на выполнение послесварочной термической обработки (PWHT).

481. Изменение режимов термической обработки сварных соединений допускается в случаях, когда это предусмотрено проектной документацией.

482. Термической обработке подвергаются вертикальные сварные соединения горизонтально расположенных трубопроводов и горизонтальные сварные соединения вертикально расположенных трубопроводов. К горизонтально расположенным следует относить такие трубопроводы, ось которых отклонена от горизонтального положения на угол до 45° . К вертикально расположенным следует относить такие трубопроводы, ось которых отклонена от вертикального положения на угол до 45° включительно.

483. При наличии двух и более одинаковых сварных соединений рекомендуется групповая термическая обработка. При этом следует контролировать температуру каждого сварного соединения. При групповой термической обработке сварных соединений труб диаметром до 159 мм с использованием индукционного нагрева токами промышленной частоты 50 Гц допускается установка одного преобразователя при условии:

сварные соединения должны иметь одинаковые диаметр, толщину стенки, марку стали и конструкцию («труба + труба», «труба + задвижка» и так далее);

до начала термической обработки сварные соединения должны

иметь одинаковую температуру;

марка, толщина и местоположение теплоизоляции должны быть одинаковыми для каждого сварного соединения;

расположение индукторов должно быть одинаковым для каждого сварного соединения.

484. Сварные соединения следует подвергать термической обработке непосредственно после сварки, если продолжительность допустимого перерыва между окончанием сварки и началом термической обработки не указана в WPS.

485. Перед началом термической обработки необходимо обеспечить свободное перемещение трубопровода в продольном направлении относительно его оси путем устранения возможных заземлений и временного снятия, ближайших к сварному соединению, неподвижных опор, а также заглушить торцы трубопровода. При термической обработке вертикальных сварных соединений во избежание прогиба трубопровода следует устанавливать временные опоры или подвески по обе стороны от сварного шва на расстоянии не более 1 м от оси шва. При термической обработке горизонтальных сварных соединений следует предусмотреть ограничение осевых усилий на термообрабатываемое сварное соединение от труб и технологического оборудования.

486. Термическую обработку сварных соединений трубопроводов следует выполнять до холодного натяга трубопроводов.

487. Демонтаж теплоизоляции, нагревательного устройства и преобразователей разрешается производить только после охлаждения сварного соединения до температуры ниже 300 °С.

488. При проведении термической обработки сварных соединений при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С толщину слоя теплоизоляции следует увеличить в 1,5-2 раза как в нагреваемой зоне, так и на прилегающих к этой зоне участках трубопровода. Крепление теплоизоляции следует производить металлическими поясками.

ГЛАВА 34

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

489. Контроль качества сварных соединений после проведения термической обработки должен производиться путём:

наличия инструкции на выполнение послесварочной термической обработки (PWHT) или WPS;

проверки соблюдения режимов термообработки, согласно диаграмме (картограмме) выполненной автоматическим самопишущим приборам;

измерения твердости металла во всех зонах сварного соединения с помощью приборов статического или динамического действия.

490. Измерение твердости сварных соединений должно проводиться в соответствии с требованиями главы 47 настоящих Правил.

ГЛАВА 35 ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

491. Оформление отчётно-технической документации должно осуществляться в течение термической обработки.

492. В качестве отчетной технической документации о проведении термической обработки должны представляться:

удостоверение термист-оператора;

инструкции на выполнение послесварочной термической обработки (PWHT) или WPS;

диаграмма (картограмма) автоматической регистрации термической обработки;

журнал термической обработки, сварных соединений трубопроводов согласно приложению 50;

исполнительная схема трубопроводов;

протокол замеров твердости сварных соединений после термической обработки.

493. На записанной в координатах «температура-время» диаграмме режима термической обработки необходимо привести:

номер линии трубопровода;

номер сварного соединения по исполнительной схеме;

марку или сочетание марок стали труб;

диаметр и толщину стенки трубопровода;

дату проведения термической обработки;

скорость протяжки диаграммной ленты потенциометра;

подпись термиста-оператора, ответственного за проведение термической обработки;

подпись руководителя работ по термической обработке с грифом «Принято».

494. Диаграмме необходимо присвоить порядковый номер, соответствующий номеру сварного соединения в журнале термической обработки сварных соединений трубопроводов по форме согласно приложению 49.

495. При проведении групповой, термической обработки отчетная техническая документация должна оформляться отдельно на каждое сварное соединение.

РАЗДЕЛ VI КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ГЛАВА 36 ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

496. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- визуальный осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- определение содержания ферритной фазы;
- спектральный анализ;
- измерение твердости;
- механические испытания;

контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии, метод акустической эмиссии и другие), предусмотренными проектом на трубопровод;

гидравлические или пневматические испытания.

Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после проведения термообработки.

Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными документацией методами.

497. Пооперационный контроль предусматривает:

проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов на изготовление и поставку;

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);

проверку температуры предварительного подогрева;

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

проверку режимов термообработки сварных соединений;

визуальный осмотр и измерения готового сварного соединения.

Пооперационный контроль должен проводиться лицом, ответственным за сварку, или под его наблюдением.

498. Сварные швы после сварки и термообработки (если требуется) подвергаются контролю. Методы и объем контроля установлены согласно приложению 51. Неразрушающему контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется технической документацией на объект, но во всех случаях должно быть не ниже установленной согласно приложению 52.

499. Дефекты сварных соединений подлежат устранению в установленном порядке.

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

501. К неразрушающему контролю основного металла и сварных соединений методами, перечисленными в пунктах 496 и 497 настоящих Правил, допускаются специалисты, прошедшие специальную теоретическую подготовку, практическую подготовку, подтверждение квалификации и сертификацию в соответствии с действующими в Республике Беларусь государственными стандартами, определяющими требования к квалификации и сертификации персонала в области неразрушающего контроля. Уровень квалификации специалистов, выполняющих неразрушающий контроль с расшифровкой и оценкой результатов должен быть не ниже 2-го. Проверка знаний (аттестация) указанных специалистов проводится не реже одного раза в 12 месяцев.

502. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом следует производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов, рассчитанных на $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа, и для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже -70°C , после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

503. Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают 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.

504. Перед контролем сварные соединения должны быть замаркированы так, чтобы их положение было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

ГЛАВА 37 ВИЗУАЛЬНЫЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

505. Визуальному контролю и измерениям специалистом сварочного производства подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

506. По результатам визуального контроля и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

форма и размеры шва должны соответствовать требованиям конструкторской документации на сварные соединения трубопроводов;

поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой; ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы, трещины, выходящие на поверхность шва или основного металла в зоне сварки, не допускаются;

Допускаются отдельные поры в количестве не более 3 на 100 мм сварного шва с размерами, не превышающими указанных согласно приложений 53 и 54 для балла 1. Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы согласно приложению 55 по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор), следует пропорционально уменьшать.

507. Переход от наплавленного металла к основному должен быть 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. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не должна превышать 30% длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов на $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа, а также в трубопроводах I категории, работающих при температуре ниже -70°C , не допускаются подрезы, трещины в шве, в зоне термического влияния и в основном металле, а отклонения от прямолинейности сваренных встык труб не должны превышать величин, установленных требованиями настоящих Правил.

ГЛАВА 38 РАДИОГРАФИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

508. При радиографическом контроле следует обеспечить чувствительность для трубопроводов на $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа, категорий I и II – на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III, IV и V – на уровне класса 3.

509. Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует проводить по балльной системе.

Суммарный балл качества сварного соединения определяется сложением наибольших баллов, полученных при отдельной оценке качества соединений по плоскостным (трещины, несплавления, непровары) и объемным (поры, шлаковые включения) дефектам, согласно приложениям 53 и 54.

При оценке качества соединений трубопроводов в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор) согласно приложению 54 сварным соединениям, в которых объемные дефекты не обнаружены, присваивается балл 0. При оценке качества сварных соединений в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов согласно приложению 54 сварным соединениям, в которых плоскостные дефекты не обнаружены, присваивается балл 0.

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

Сварным соединениям с конструктивным непроваром присваивается балл 0.

При необходимости точная глубина непровара определяется 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.

В заключении или журнале радиографического контроля следует указать балл сварного соединения, определенный согласно приложению 53, наибольший балл участка сварного соединения, определенный согласно приложению 54, а также суммарный балл качества сварного соединения (например: $0/2 = 2$ или $6/6 = 12$).

Сварные соединения, оцененные указанным или большим баллом, подлежат исправлению и повторному контролю. Сварные соединения трубопроводов III и IV категорий, оцененные соответственно суммарным баллом 4 и 5, исправлению не подлежат, но необходимо подвергнуть дополнительному контролю удвоенное от первоначального объема количество стыков, выполненных данным сварщиком.

Если при дополнительном контроле для трубопроводов III и IV категорий хотя бы один стык будет оценен соответственно баллом 4 и 5, контролю подвергают 100% стыков, выполненных данным сварщиком.

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

скоплений и сетки дефектов.

511. Число отдельных пор, длина которых меньше установленных согласно приложению 53 не должно превышать: 10 – для балла 1; 12 – для балла 2; 15 – для балла 3 на любом участке снимка длиной 100 мм, при этом их суммарная длина не должна быть больше, установленных согласно приложению 53.

Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы, согласно приложению 55, по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) следует пропорционально уменьшать.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа, в которых обнаружены скопления включений (пор), следует увеличить на один балл.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов всех категорий, в которых обнаружены цепочки включений (пор), следует увеличить на один балл.

ГЛАВА 39 УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ

512. Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам ультразвукового контроля должна соответствовать нормам допустимым дефектам в сварных швах трубопроводов с давлением до 10 МПа, выявленных при ультразвуковом контроле, согласно приложению 55.

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

Протяженные дефекты считаются 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.

При неудовлетворительных результатах контроля этими методами хотя бы одного стыка контролируют удвоенное число стыков, выполненных данным сварщиком. При неудовлетворительных результатах повторного контроля производят контроль всего числа стыков.

Сварщика, допустившего брак, отстраняют от сварочных работ до повторной аттестации в соответствующем порядке.

ГЛАВА 40 КАПИЛЛЯРНЫЙ И МАГНИТОПОРОШКОВЫЙ КОНТРОЛЬ

513. При капиллярном контроле должен быть обеспечен уровень чувствительности не ниже второго.

Сварные соединения трубопроводов с $P_{\text{раб}}$ до 10 МПа по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если:

индикаторные следы дефектов отсутствуют;

все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра) согласно приложению 54 для балла 2;

суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает суммарной длины согласно приложению 55 для балла 2.

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

Сварные соединения трубопроводов с $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже -70 °С, считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют.

514. Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля считаются годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

ГЛАВА 41 КОНТРОЛЬ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

515. Определение содержания ферритной фазы следует производить в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей, рассчитанных на $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа, в объеме 100% на сборочных единицах, предназначенных для работы при температуре свыше 350 °С, а в остальных случаях по требованию проекта на трубопровод.

516. Спектральному анализу на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с $P_{\text{раб}}$ 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.

517. Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей с $R_{раб}$ свыше 10 МПа подлежат спектральному анализу в объеме 100%.

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

ГЛАВА 42 ИЗМЕРЕНИЕ ТВЁРДОСТИ

519. Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиево-вольфрамовых и хромомолибденованадиево-вольфрамовых сталей.

520. Измерение твердости на сварных соединениях трубопроводов следует производить после проведения термической обработки.

521. Измерение твердости необходимо производить на двух диаметрально противоположных участках по периметру сварного соединения не менее чем в пяти точках на каждом участке: по центру шва, в зоне термического влияния на расстоянии 1–2 мм в обе стороны от границ сплавления и на основном металле на расстоянии 10–20 мм в обе стороны от границ сплавления.

На соединениях труб и деталей трубопроводов с условным проходом D_y 100 мм и менее измерение твердости следует производить на одном участке, на сварных соединениях штуцеров с трубами – в одном из доступных мест.

На штуцерах, размеры которых не позволяют выполнить замер твердости и на сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится.

522. Результаты измерения твердости должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации. При отсутствии таких требований значения твердости не должны превышать

установленных согласно приложению 56.

523. При твердости, превышающей допустимую, сварные соединения следует подвергнуть спектральному анализу и при положительных его результатах – повторной термообработке.

524. Качество сварных соединений по результатам спектрального анализа считается неудовлетворительным, если выявлено несоответствие используемых сварочных материалов предусмотренным в проекте на трубопровод.

При получении неудовлетворительных результатов должен быть выполнен спектральный анализ всех однотипных сварных соединений.

ГЛАВА 43 МЕХАНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

525. Механические свойства стыковых сварных соединений при изготовлении трубопроводов должны подтверждаться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

526. Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с условным диаметром до 150 мм или не более пятидесяти стыков с диаметром 175 мм и выше.

Механические свойства стыковых сварных соединений при монтаже и ремонте трубопроводов должны подтверждаться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

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 условному диаметру являются соединения:

DN 6-32 мм;

DN 50-50 мм;

DN 175 мм и выше.

527. Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований должно соответствовать следующим требованиям:

при DN трубы 6-32 мм необходимо 4 контрольных соединения;

при DN трубы 50-150 мм необходимо 2 контрольных соединения;

при DN трубы 175 мм и более необходимо 1 контрольное соединение.

При необходимости проведения испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии должно быть сварено на два соединения

больше, чем указано для DN 6-32 мм, и на одно соединение больше для DN 50 мм и выше. При диаметре труб DN 450 мм и выше допускается сваривать контрольные сварные соединения из пластин.

528. Из контрольных сварных соединений должны изготавливаться образцы для следующих видов испытаний:

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

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

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

на статический изгиб – два образца;

для металлографических исследований – два образца (по требованию проекта на трубопровод);

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

для испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии – четыре образца (по требованию проекта на трубопровод).

Испытания на ударный изгиб проводятся на образцах с концентратором типа U (КСУ).

529. Образцы необходимо вырезать методами, не изменяющими структуру и механические свойства металла. Не допускается применение правки заготовок образцов, как в холодном, так и в горячем состоянии.

530. Испытание на статическое растяжение стыковых соединений труб с условным проходом до 50 мм может быть заменено испытанием на растяжение целых стыков со снятым усилением.

Испытание на статический изгиб сварных соединений труб с условным проходом до 50 мм может быть заменено испытанием целых стыков на сплющивание.

531. Результаты механических испытаний сварных соединений должны соответствовать требованиям согласно приложению 57.

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

Испытанию на ударный изгиб подвергаются сварные соединения

труб с толщиной стенки 12 мм и более.

532. В разнородных соединениях прочность оценивается по стали с более низкими механическими свойствами, а ударная вязкость и угол изгиба – по менее пластичной стали.

533. При проведении металлографических исследований (по требованию проекта на трубопровод) определяются наличие в сварном соединении недопустимых дефектов и соответствие формы и размеров сварного шва установленным требованиям.

534. Качество сварных соединений по результатам испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии (по требованию проекта на трубопровод) считается удовлетворительным, если результаты испытаний соответствуют установленным требованиям.

ГЛАВА 44 ИСПРАВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

535. При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю подвергается 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 следует подвергать 100% сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

536. Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, контроле неразрушающими физическими методами. В стыках, забракованных по результатам радиографического контроля, исправлению подлежат участки шва, оцененные наибольшим баллом. В случае, если стык забракован по сумме одинаковых баллов, исправлению подлежат участки с непроваром.

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) подлежат участки сварного шва, если размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превышают значений согласно приложению 58.

Одно и то же место сварного соединения допускается исправлять не более трех раз.

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка требуется произвести выборку размером более допустимого согласно приложению 56, следует полностью удалить, а на его место вварить катушку.

РАЗДЕЛ VII ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ И ПРИЁМКЕ СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 45 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

537. Трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при указании в проекте), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются визуальному осмотру, испытанию на прочность и плотность, а также дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления, если испытание на герметичность предусмотрено проектом.

538. Испытания проводятся под руководством лица, ответственного за их безопасную эксплуатацию и оформляются актом.

539. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода.

540. При визуальном осмотре трубопровода проверяются: правильность установки и работоспособность запорных устройств; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке.

541. Испытанию, как правило, подвергается весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками.

542. При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок трубопровода) отсоединяется от оборудования и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) допускается, если конструкция трубопровода не позволяет произвести установку заглушек (отсутствие фланцевых соединений).

Установка заглушек между трубопроводами и (или) оборудованием, которые испытываются одновременно (в составе блока) не требуется.

543. При проведении испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники – уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки должны быть заглушены.

544. Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками и пребывание около них людей не допускается.

545. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры должны быть класса точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 мм и шкалой на номинальное давление $4/3$ измеряемого. Один манометр устанавливается у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой – в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

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

547. Испытание на прочность и плотность трубопроводов с условным давлением до 10 МПа может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводится гидравлическим способом.

Замена гидравлического испытания пневматическим допускается в следующих случаях:

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

при температуре окружающего воздуха ниже 0°C и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

548. Испытание на прочность и плотность трубопроводов, рассчитанных на условное давление свыше 10 МПа, следует проводить гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов с условным давлением до 50 МПа допускается замена гидравлического испытания пневматическим при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (только при положительной температуре окружающей среды).

На этот вид испытания разрабатывается инструкция, содержащая мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопроводов в случае обнаружения роста критического дефекта методом акустико-

эмиссионного сигнала. Инструкция утверждается техническим руководителем организации.

549. При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами величину давления при испытании трубопроводов на прочность и плотность (до ближайшей отключающей задвижки) следует принимать как для аппарата.

550. Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи от аппаратов и систем, связанных непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), могут не испытываться, если нет указаний в проекте на трубопровод.

551. Дополнительные испытания трубопроводов на герметичность могут проводиться пневматическим способом.

552. Порядок и методика проведения испытаний определяются проектом на трубопровод.

553. Испытание трубопроводов на прочность и плотность следует проводить одновременно независимо от способа испытания.

554. При неудовлетворительных результатах испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены.

Подчеканка сварных швов и устранение дефектов во время нахождения трубопровода под давлением не допускаются.

ГЛАВА 46

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

555. Трубопроводы необходимо подвергать испытанию на прочность и плотность перед пуском их в эксплуатацию, после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, после консервации или простоя более одного года, при изменении параметров работы, а также периодически в сроки, указанные в главе 55 настоящих Правил, но не реже одного раза в 8 лет.

556. Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С или специальные смеси (для трубопроводов высокого давления).

Если гидравлическое испытание производится при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С, следует принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопровода.

После окончания гидравлического испытания трубопровод следует полностью опорожнить и продуть до полного удаления воды.

557. Величина пробного давления на прочность (гидравлическим

или пневматическим способом) устанавливается проектом. При отсутствии требований в проекте величина пробного давления должна составлять не менее

$$P_{пр} = 1,25 \cdot P_{расч} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа,}$$

где $P_{расч}$ – расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при t – максимальной положительной расчетной температуре.

558. Величина пробного давления на прочность при периодическом испытании и при испытании после работ указанных в пункте 569 настоящих Правил должна составлять не менее

$$P_{пр} = 1,25 \cdot P_{раб} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа,}$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при t – максимальной положительной расчетной температуре.

Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы эквивалентное напряжение в стенке трубопровода при пробном давлении не превышало 90% предела текучести материала при температуре испытания.

Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред следует принимать равной 0,2 МПа.

560. Арматуру следует подвергать гидравлическому испытанию пробным давлением после изготовления или ремонта.

561. При заполнении трубопровода водой воздух следует удалять полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в технической документации.

562. При испытаниях обстукивание трубопроводов не допускается.

563. Испытываемый трубопровод допускается заливать водой непосредственно от водопровода или насосом при условии, чтобы давление, создаваемое в трубопроводе, не превышало испытательного давления.

564. Требуемое давление при испытании создается гидравлическим прессом или насосом, подсоединенным к испытываемому трубопроводу

через два запорных вентиля.

После достижения испытательного давления трубопровод отключается от пресса или насоса.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

565. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются 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.

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

ГЛАВА 47 ПРОМЫВКА И ПРОДУВКА ТРУБОПРОВОДА

567. Трубопроводы должны промываться или продуваться в соответствии с указаниями проекта на трубопровод.

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

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

568. Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом или инертным газом.

569. Продувка трубопроводов должна производиться под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продувка трубопроводов,

работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа или вакуумом, должна производиться под давлением не более 0,1 МПа.

570. Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте на трубопровод, должна составлять не менее 10 минут.

571. Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки.

572. Во время промывки или продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

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

ГЛАВА 48

СДАЧА-ПРИЕМКА СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

574. Сдача-приемка трубопроводов после монтажа осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил и проекта на трубопровод.

575. До начала пусконаладочных работ готовится необходимая документация, в том числе свидетельство о монтаже.

576. Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре без масштаба. Он должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений с выделением монтажных швов. Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывается расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и в свидетельстве о монтаже должна быть единой. Для трубопроводов с условным давлением 10 МПа и более нумеруются все разъемные соединения.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

577. Перечни скрытых работ при монтаже трубопроводов указываются в технической документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

578. Перечень документов на сборочные единицы, детали и

материалы, применяемые при монтаже трубопровода, включают в состав свидетельства о монтаже.

579. Комплектовать свидетельство о монтаже участков трубопроводов следует на технологический блок или технологический узел, указанный в проекте на трубопровод, и необходимо прилагать к нему все акты, протоколы, паспорта, сертификаты, чертежи и другие необходимые документы.

ГЛАВА 49

ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

580. Пневматическое испытание на прочность проводится для трубопроводов рабочим давлением 10 МПа и ниже с учетом требований настоящих Правил, если давление в трубопроводе выше – с учетом требований раздела XII настоящих Правил.

581. Пробное давление при периодических пневматических испытаниях устанавливается проектом. При отсутствии требований в проекте величина пробного давления должна составлять не менее

$$P_{пр} = 1,15 \cdot P_{раб} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t},$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С;

$[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при t – максимальной положительной расчетной температуре.

582. Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом.

583. В случае установки на трубопроводе арматуры из серого чугуна величина давления испытания на прочность должна составлять не более 0,4 МПа.

584. Пневматическое испытание трубопроводов на прочность в действующих цехах, а также на эстакадах и в каналах, где уложены трубопроводы, находящиеся в эксплуатации, допускается в обоснованных случаях безопасными методами.

585. Пневматическое испытание следует проводить по документации, утвержденной техническим руководителем организации, эксплуатирующим трубопроводы.

586. При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью, равной 5% от $P_{пр}$ в минуту, но не более 0,2 МПа в минуту с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

при рабочем давлении до 0,2 МПа – осмотр производится при давлении, равном 0,6 от пробного давления, и при рабочем давлении;

при рабочем давлении выше 0,2 МПа – осмотр производится при давлении, равном 0,3 и 0,6 от пробного давления, и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления не допускается. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, не допускается.

Места утечки определяются по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии сварных швов и фланцевых соединений мыльной эмульсией и другими методами.

Дефекты устраняются при снижении избыточного давления до нуля и отключении компрессора.

587. На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая (безопасная) зона. Минимальное расстояние зоны должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы зоны огораживаются и обозначаются согласно документации на испытания.

588. Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в безопасной зоне не допускается.

Окончательный осмотр трубопровода допускается после того, как испытательное давление будет снижено до рабочего.

589. Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов, следует располагать в безопасной зоне.

590. Для наблюдения за безопасной зоной устанавливаются посты визуального наблюдения. Число постов определяется исходя из условий, чтобы охрана и безопасность зоны были надежно обеспечены.

ГЛАВА 50

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

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

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность остальных трубопроводов устанавливается проектом на трубопровод.

Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического

оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.

592. Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и (или) продувки. Дополнительное испытание на герметичность для трубопроводов давлением свыше 10 МПа допускается проводить рабочей средой.

593. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему, но не менее 0,1 МПа.

594. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для строящихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указываться в проектной документации для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается не менее 4 часов.

595. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, 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, устанавливается проектом на трубопровод.

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

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

$$K = \frac{250}{D_{вн}}$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр его определяется по формуле

$$D_{cp} = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n}$$

где D_1, D_2, \dots, D_n – внутренний диаметр участков, м;

L_1, L_2, \dots, L_n – длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, м.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяется по формуле

$$\Delta P = 100 \left(1 - \frac{P_{\text{кон}} T_{\text{нач}}}{P_{\text{нач}} T_{\text{кон}}} \right)$$

где ΔP – падение давления, % от испытательного давления;

$P_{\text{кон}}$, $P_{\text{нач}}$ – сумма манометрического и барометрического давления в конце и начале испытания, МПа;

$T_{\text{нач}}$, $T_{\text{кон}}$ – температура в трубопроводе в начале и конце испытания, К.

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

596. 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 следует устанавливать термометры.

597. После окончания дополнительного испытания на герметичность составляется акт либо производится запись в паспорт трубопровода.

РАЗДЕЛ VIII ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 51 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

598. Обслуживание трубопроводов должно осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил, локальных правовых актов (далее – ЛПА), технической и эксплуатационной документации.

599. Руководитель субъекта промышленной безопасности, эксплуатирующей трубопроводы, должен обеспечить содержание трубопроводов в исправном состоянии путем организации надлежащего обслуживания и надзора.

Руководитель субъекта промышленной безопасности на каждой установке (цехе, отделении, участке, парке, объекте) назначает ЛПА лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

При наличии у субъекта хозяйствования трубопроводов протяженностью от 100 километров и выше для ведения надзора за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией трубопроводов руководителем субъекта промышленной безопасности должно быть назначено(ы) лицо(а), по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов. Порядок организации определяется требованиями ЛПА субъекта промышленной безопасности.

600. Лицо по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов должен обеспечить надлежащий технический надзор за техническим состоянием, безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов.

601. Лицо по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов обязан осуществлять контроль за:

соблюдением работниками опасных производственных и потенциально опасных объектов субъекта промышленной безопасности требований ЛПА и эксплуатационных документов в области промышленной безопасности;

выполнением предусмотренных требованиями (предписаниями) на устранение нарушений, рекомендациями на устранение нарушений по результатам мониторингов, приказами, распоряжениями, актами технического расследования аварий, инцидентов и несчастных случаев мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации трубопроводов, профилактике аварий и производственного травматизма;

своевременным проведением соответствующими службами планово-предупредительных ремонтов, осмотров, испытаний, ревизий;

регулярным и качественным ведением эксплуатационной и ремонтной документации (паспортов, формуляров, эксплуатационных журналов и т.п.) на трубопроводы;

реконструкцией опасных производственных объектов, потенциально опасных объектов, в части соблюдения требований промышленной безопасности при монтаже, ремонте трубопроводов;

наличием необходимых сертификатов, деклараций соответствия, на применяемые технические устройства.

602. Лицо по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов имеет право:

свободно посещать помещения, площадки, участки, установки, цеха, связанные с эксплуатацией трубопроводов;

участвовать в деятельности комиссии по расследованию причин аварий, инцидентов и несчастных случаев, происшедших при эксплуатации трубопроводов.

участвовать в работе комиссии по проверке знаний у специалистов и обслуживающего трубопроводы персонала;

отстранять от обслуживания трубопроводов персонал, допустивший нарушения инструкций или показавший неудовлетворительные знания во время периодической или внеочередной проверки знаний и тренировок по плану ликвидации аварий (далее – ПЛА);

представлять руководителю опасного производственного объекта, потенциально опасного объекта предложения по привлечению к

ответственности работников, допустивших нарушения правил и инструкций по эксплуатации трубопроводов.

603. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов должно обеспечить:

- содержание трубопроводов в исправном состоянии;
- выполнение контроля за состоянием металла и сварных соединений деталей трубопроводов в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- своевременную подготовку трубопроводов к ревизии и испытанию на прочность и плотность;
- своевременное устранение выявленных неисправностей;
- обслуживание трубопроводов подготовленным и аттестованным персоналом;
- выполнение обслуживающим персоналом инструкций.

604. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов обязано:

- осматривать трубопроводы в рабочем состоянии в период эксплуатации;
- ежедневно (в рабочие дни) проверять записи в сменном журнале;
- участвовать и проводить ревизию и испытания трубопроводов на прочность и плотность;
- хранить паспорта трубопроводов и инструкции;
- своевременно выполнять предписания, выданные контролирующими органами;
- прекратить эксплуатацию трубопровода при выявлении неисправностей, которые могут привести к авариям или травмированию людей.

605. Лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов имеет право:

- запрещать обслуживание трубопроводов персоналом, допускающим нарушения требований инструкций или показавшим неудовлетворительные знания;
- представлять руководителю субъекта промышленной безопасности, эксплуатирующей трубопроводы, предложения по привлечению к ответственности специалистов из числа лиц обслуживающего персонала, нарушающих требования правил и инструкций;
- представлять руководителю субъекта промышленной безопасности предложения по устранению причин, приводящих к нарушению требований настоящих Правил и инструкций.

606. По каждой установке (по каждому цеху, отделению, участку, парку, объекту) составляется перечень трубопроводов и разрабатывается эксплуатационная документация.

607. На все трубопроводы высокого давления (свыше 10 МПа) и трубопроводы низкого давления (до 10 МПа включительно) категорий I, II, III, а также трубопроводы всех категорий, транспортирующие вещества при скорости коррозии металла трубопровода 0,5 мм/год, составляется паспорт трубопровода по форме согласно приложению 59. Все вышеперечисленные трубопроводы подлежат регистрации в организации, являющейся владельцем трубопровода.

608. К паспорту трубопровода прилагается исполнительная схема трубопровода с указанием на ней:

марки стали, диаметров и толщин труб;

рабочей среды, рабочих параметров среды (давление, температура);

мест расположения опор, компенсаторов, подвесок;

арматуры и её параметров;

воздушников и дренажных устройств, сварных соединений;

мест проведения ультразвуковой толщинометрии элементов трубопровода;

указателей для контроля тепловых перемещений и проектных величин перемещений (при указании в проекте на трубопровод);

устройств для измерения ползучести (при указании в проекте на трубопровод).

609. Для трубопроводов, на которые не составляются паспорта, на каждой установке (в каждом цехе, отделении, участке, парке, объекте) следует завести эксплуатационный журнал.

610. Паспорт трубопровода и эксплуатационный журнал хранятся на объекте и заполняется лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

611. Трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, при необходимости требуется периодически обследовать и контролировать в целях оценки технического состояния, если это предусмотрено проектом на трубопровод.

612. 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) при наличии требований в проекте на трубопровод следует осуществлять контроль за ростом остаточных деформаций в установленном порядке.

ГЛАВА 52

КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

613. В период эксплуатации трубопроводов обслуживающий персонал должен осуществлять постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, крепежа, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и так далее с ежесменными записями результатов в сменном (вахтовом) журнале.

614. При периодическом контроле следует проверять:

техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и при необходимости неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных участков и тому подобное;

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

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

615. Результаты периодического контроля оформляются актом или фиксируются в паспорте трубопровода (эксплуатационном журнале). Порядок оформления результатов периодического контроля определяется техническим руководителем организации.

616. Требования к трубопроводам, подверженным вибрации согласно приложению 60.

617. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях допускается производить без снятия изоляции. В необходимых случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

618. Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов снижена до 60 °С, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен и подготовлен к проведению ремонтных работ. За своевременное устранение дефектов отвечает лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

619. При наружном осмотре проверяется вибрация трубопроводов, а также состояние:

изоляции и покрытий;
сварных швов;

фланцевых и муфтовых соединений;
крепежа;
устройств для установки приборов;
опор;
компенсирующих устройств;
дренажных устройств;
арматуры и ее уплотнений;
реперов для замера остаточной деформации;
сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

ГЛАВА 53 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

620. Трубопроводы комплектуются следующей технической документацией:

проектная документация (в том числе расчеты);
свидетельство о монтаже трубопровода;
перечень трубопроводов;
паспорт трубопровода (с исполнительной схемой);
эксплуатационный журнал трубопроводов;
акты ревизии (отбраковки) трубопровода;
акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;
удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающее качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;
журнал термической обработки сварных соединений трубопроводов;
результаты оценки технического состояния трубопроводов работающих в водородсодержащих средах;
журнал установки-снятия заглушек;
заключения обследований, проверок.

РАЗДЕЛ IX ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 54 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

621. Основными методами контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов являются периодическая ревизия и испытание на прочность и плотность.

Результаты ревизии и испытания на прочность и плотность служат основанием для определения возможности его дальнейшей эксплуатации.

После истечения расчетного срока службы допускается эксплуатация трубопроводов при удовлетворительных результатах ревизии и оценки технического состояния трубопровода в соответствии с методиками, утвержденными техническим руководителем организации-владельца трубопровода или с привлечением специализированной организации.

Ревизию трубопроводов проводят под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию.

622. Сроки проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10 МПа устанавливаются в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, условий эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизии. Периодичность проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10 МПа устанавливается согласно приложению 61.

623. Отсрочка сроков проведения ревизии трубопроводов допускается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию, но не может превышать 12 месяцев. Основанием для продления сроков является акт проверки технического состояния трубопроводов, который в установленном порядке утверждается техническим руководителем организации, эксплуатирующим трубопроводы.

624. Периодические испытания трубопроводов на прочность и плотность проводят под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию, как правило, во время проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением до 10 МПа принимаются равными удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям настоящих Правил для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

625. Порядок проведения испытания трубопроводов должен соответствовать требованиям раздела IX настоящих Правил.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустико-эмиссионного контроля.

626. Результаты периодических испытаний трубопроводов заносятся в паспорт трубопровода (эксплуатационный журнал) лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию.

ГЛАВА 55 РЕВИЗИЯ

627. Приступать к ревизии трубопроводов следует после выполнения необходимых подготовительных работ (отключения трубопровода и освобождения его от продукта, охлаждения (отогрева), промывки, пропарки, продувки).

628. При проведении ревизии внимание следует уделять 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).

629. При ревизии трубопроводов следует:

провести наружный осмотр трубопровода;
измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля;

произвести ревизию воротников фланцев визуальным осмотром (в случае разборки трубопровода);

при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах (околошовной зоне) или при возникновении сомнений в их качестве произвести контроль неразрушающими методами (радиографический или ультразвуковой либо другими методами контроля);

проверить состояние муфт, фланцев, их уплотнительных поверхностей и резьбы, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на осматриваемом трубопроводе;

провести проверку состояния и условий работы опор, крепежных деталей и выборочно прокладок;

провести проверку механических свойств металла труб, деталей и элементов трубопровода, сварных швов, работающих при высоких температурах и в водородсодержащих средах, если это предусмотрено проектом на трубопровод;

при необходимости измерить деформации на участках трубопроводов по состоянию на время проведения ревизии (произвести замеры наружного диаметра трубопровода в двух противоположных точках в одном сечении), если это предусмотрено проектом на трубопровод;

при необходимости провести контроль твердости крепежных изделий фланцевых соединений, работающих при температуре 400 °С (для

трубопроводов высокого давления);

провести выборочную разборку резьбовых соединений на трубопроводе, осмотр и контроль резьбовыми калибрами;

провести ревизию постоянных заглушек, установленных для отключения части трубопровода и остающихся в эксплуатации.

630. Количество участков для проведения толщинометрии и число точек замера для каждого участка определяются в соответствии с документацией и в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях, а также на прямых участках трубопроводов.

При этом, как правило, на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной до 20 м и межцеховых трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять замер толщины стенок не менее чем в трех доступных для измерения местах. Количество мест замеров для каждого участка определяет лицо, проводящее ревизию трубопровода.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте следует производить в 3-4 точках по периметру, а на отводах – не менее чем в 4-6 точках.

Для трубопроводов категорий I, II, III, а также для трубопроводов всех категорий, транспортирующих вещества при скорости коррозии металла трубопровода 0,5 мм/год, результаты замеров фиксируются в паспорте трубопровода.

Ревизию постоянно действующих участков факельных линий, не имеющих байпасов, проводят без их отключения путем измерения толщины стенки ультразвуковыми толщиномерами и обмыливания фланцевых соединений.

631. Места частичного или полного удаления изоляции при ревизии трубопроводов определяются конкретно для каждого участка трубопровода.

632. При неудовлетворительных результатах ревизии следует определить границу дефектного участка трубопровода и выполнить замеры толщины стенки всех доступных элементов трубопровода.

633. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода (эксплуатационный журнал). При необходимости составляются акты ревизии (отбраковки), к которым при необходимости прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Акты и остальные документы прикладываются к паспорту трубопровода или хранятся совместно с паспортом.

634. Трубы, элементы трубопроводов и арматуры, в том числе литой (корпуса задвижек, вентили, клапаны и тому подобное), подлежат отбраковке, если:

при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и тому подобное);

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

изменились механические свойства металла;

при контроле сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;

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

трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;

уплотнительные элементы изнашивались и не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

635. Фланцы отбраковываются при:

неудовлетворительном состоянии уплотнительных поверхностей;

наличии трещин, раковин и других дефектов;

деформации;

уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;

срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах высокого давления, а также при наличии люфта в резьбе, превышающего допустимые пределы. Линзы и прокладки овального сечения отбраковываются при наличии трещин, забоин, сколов, смятин уплотнительных поверхностей, деформации.

636. Крепежные детали отбраковываются:

при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;

в случаях изгиба болтов и шпилек;

при остаточной деформации, приводящей к изменению профиля резьбы;

в случае износа боковых граней головок болтов и гаек;

в случае снижения механических свойств металла ниже допустимого уровня.

637. Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковываются в следующих случаях:

толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенсатора;

толщина стенки сильфона достигла 0,5 мм, а расчетная толщина стенки сильфона имеет более низкие значения;

при наработке компенсаторами допустимого числа циклов с учетом условий эксплуатации в пожароопасных и токсичных средах.

638. Нормы отбраковки деталей трубопроводов следует указывать в технической и эксплуатационной документации.

639. Отбраковочные величины толщины стенок элементов трубопроводов и арматуры следует указывать в проектной документации на трубопровод с учетом требований нормативно-технических документов.

ГЛАВА 56 НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

640. Отбраковочные толщины стенок элементов (труба, отвод, переход, тройник, заглушка, сварные швы и т.д.) трубопроводов подлежат отбраковке, если в результате ревизии окажется, что под действием коррозии и эрозии толщина стенки их уменьшилась и достигла значения, определяемого по формуле:

$$\delta_{отб} = \max(s_R + c_1; s_{\min}),$$

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубы или детали трубопровода;

c_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки c_{11} и максимального уплотнения при технологических операциях c_{12} :

$$c = c_{11} + c_{12},$$

где c_{11} – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, принимаемая по стандартам и техническим условиям. Если минусовый допуск на толщину стенки по стандартам или техническим условиям задается в процентах, то вычисление прибавки следует вести от номинальной толщины стенки трубы или детали трубопровода;

c_{12} – прибавка для компенсации максимального утончения при технологических операциях;

s_{\min} – минимальная толщина стенки труб и деталей трубопровода при эксплуатации, согласно приложению 62;

В случае, если измерение фактической толщины стенки проводится не менее чем в четырех точках по периметру сечения трубы или детали трубопровода (при этом должно приниматься наименьшее полученное значение), допускается принимать $c_1 = 0$.

641. Трубы, детали технологических трубопроводов и сварные стыки подлежат отбраковке:

если толщина стенки трубопровода, вычисленная по формуле в соответствии с пунктом 640 настоящих Правил выйдет за пределы отбраковочного размера во время работы до ближайшей очередной ревизии;

если при ударе молотком массой 1,0-1,5 кг на трубе остаются вмятины;

если на трубе имеются пропуски через контрольное отверстие;

если при просвечивании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;

если трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания.

Во всех случаях наименьшая допустимая толщина стенки должна определяться согласно приложению 62.

642. Изношенные корпуса литых задвижек, вентилях, клапанов и литых деталей трубопроводов отбраковывают в следующих случаях:

уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;

толщина стенки корпуса достигла значения, определяемого по формуле:

$$\delta_{отб} = 3,8 D_y \cdot P_{раб} / 2 [\sigma],$$

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки, при которой корпус задвижки, клапана, вентиля, фитинга должен быть изъят из эксплуатации, мм; D_y – условный проход, мм; $P_{раб}$ – рабочее, давление в корпусе, МПа; $[\sigma]$ – допускаемое номинальное напряжение материала корпуса арматуры, которое выбирают в зависимости от рабочей температуры согласно приложениям 63- 65;

толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших установленных согласно приложению 66.

643. Фланцы отбраковывают:

при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;

при наличии трещин, раковин и других дефектов;

при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

644. Крепежные детали отбраковывают:

при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;

в случае изгиба, болтов и шпилек;

при остаточных деформациях, приводящих к изменению профиля резьбы;

в случае износа боковых граней головок болтов и гаек.

645. Резьбовые соединения трубопроводов отбраковывают при

срыве или коррозионном износе резьбы.

646. Сильфонные компенсаторы отбраковывают в следующих случаях:

толщина стенки сильфона достигла расчетной толщины, указанной в паспорте компенсатора;

толщина стенки сильфона достигла 0,5 мм в случаях, когда расчетная толщина сильфона имеет более низкие значения.

647. Линзовые компенсаторы отбраковывают если толщина линзы в любом ее сечении достигла значения, определяемого по формуле:

$$\delta_{отб} = \lambda D_в \sqrt{1,1 P_{пр} / \sigma_t},$$

где $\delta_{отб}$ – отбраковочная толщина линзы, см; $\lambda = \sqrt{(1-\beta)(1-\beta^2)/(8\beta^2)(2+\beta)}$ – коэффициент; $\beta = D_в / d$ – коэффициент, учитывающий форму линзы; $D_в$ – внутренний диаметр трубопровода; d – внутренний диаметр линзы; $P_{пр}$ – пробное давление, в зависимости от условного давления, на которое рассчитан компенсатор, МПа; σ_t – минимальное значение предела текучести материала линзы, принимаемое по государственным стандартам на материал, МПа, либо по паспортным данным компенсатора.

РАЗДЕЛ X ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

ГЛАВА 57 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

648. По способу присоединения к трубопроводу арматуру разделяют на фланцевую, муфтовую, цапковую и приварную. Муфтовая и цапковая чугунная арматура рекомендуется для трубопроводов с условным проходом D_y не более 50 мм, транспортирующих негорючие нейтральные среды. Муфтовая и цапковая стальная арматура может применяться на трубопроводах для всех сред при условном проходе D_y не более 40 мм.

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

По эксплуатационному назначению трубопроводная арматура условно подразделяется на запорную, регуливающую, предохранительную, распределительную, защитную и фазоразделительную.

Применяемая трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям безопасности, предъявляемым к промышленной трубопроводной арматуре.

650. Трубопроводную арматуру следует поставлять комплектной, проверенной, испытанной и обеспечивающей расконсервацию без

разборки.

651. Поставляемая арматура должна комплектоваться эксплуатационной документацией и документами, подтверждающими соответствие арматуры требованиям технических регламентов Республики Беларусь и таможенного союза.

652. Эксплуатационная документация включает в себя индивидуальный паспорт на изделие либо общий паспорт на изделие одного типоразмера из одной партии, техническое описание и инструкцию (руководство) по эксплуатации.

Эксплуатационная документация должна содержать следующие обязательные сведения: нормативный документ, по которому изготовлена продукция, технические характеристики и параметры продукции, сведения, подтверждающие проведение заводом-изготовителем испытаний на прочность и плотность, а также сведения о классе герметичности затвора, данные по химическому составу, механическим свойствам, режимам термообработки и результатам контроля качества изготовления.

Сведения о продукции должны быть достаточными для обеспечения ее работоспособного и исправного состояния в течение установленного срока службы.

653. На арматуре следует указывать наименование или товарный знак завода-изготовителя, условное (номинальное) давление, условный (номинальный) диаметр, марку материала.

654. Арматуру, не имеющую эксплуатационной документации и маркировки, можно использовать для трубопроводов категории V только после ее ревизии, испытаний с оформлением дубликатов документов.

Чугунную арматуру с условным проходом более 200 мм независимо от наличия паспорта, маркировки и срока хранения перед установкой следует подвергнуть ревизии и гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

655. Материал арматуры для трубопроводов следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды. Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

656. При выборе арматуры с электроприводом следует руководствоваться условиями безопасной работы со взрывозащищенным электрооборудованием.

ГЛАВА 58

УСЛОВИЯ ВЫБОРА И ПРИМЕНЕНИЯ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

657. Для уменьшения усилий при открывании запорной арматуры с ручным приводом и условным проходом свыше 500 мм при условном давлении до 1,6 МПа включительно и с условным проходом свыше 350 мм при условном давлении свыше 1,6 МПа ее рекомендуется снабжать обводными линиями (байпасами) для выравнивания давления по обе стороны запорного органа. Условный проход обводной линии согласно приложению 67.

658. При выборе типа запорной арматуры следует руководствоваться следующими положениями:

основным типом запорной арматуры, рекомендуемой к применению для трубопроводов с условным проходом от 50 мм и выше, является задвижка, имеющая минимальное гидравлическое сопротивление, надежное уплотнение затвора, небольшую строительную длину и допускающая переменное направление движения среды;

клапаны (вентили) рекомендуется применять для трубопроводов диаметром до 50 мм; при большем диаметре они могут быть использованы, если гидравлическое сопротивление запорного устройства не имеет существенного значения или при ручном дросселировании давления;

краны следует применять, если применение другой арматуры недопустимо или нецелесообразно;

применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей) не допускается.

659. Запорная трубопроводная арматура по герметичности затвора выбирается из условий обеспечения норм герметичности.

Классы герметичности затворов следует 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 P_y более 4 МПа;

класс С – для веществ группы В на P_y менее 4 МПа.

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

Для сред со скоростью коррозии более 0,5 мм/год арматуру выбирают по рекомендациям специализированных организаций и обосновывают ее выбор в проекте на трубопровод.

661. Арматуру из ковкого чугуна марки не ниже КЧ 30-6 и из серого чугуна марки не ниже СЧ 18-36 следует применять для трубопроводов, транспортирующих среды группы В, с учетом ограничений, указанных в

пункте 662 настоящих Правил.

662. 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 –30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не более 1,6 МПа. При этом для рабочих давлений среды до 1 МПа применяется арматура, рассчитанная на давление P_y не менее 1,6 МПа, а для рабочих давлений более 1 МПа – арматура, рассчитанная на давление не менее 2,5 МПа.

663. Не допускается 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).

664. Не допускается 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.

665. Арматуру из серого и ковкого чугуна не допускается 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, содержащие 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.

666. На трубопроводах, работающих при температуре среды ниже 40 °С, следует 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/кв.см.

667. Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной арматуры из ковкого чугуна при температуре ниже 30 °С, если заводом-изготовителем не регламентируются другие температурные пределы, а также в пределах параметров и условий, изложенных в пункте 661 настоящих Правил.

668. Запорная арматура с условным проходом D_y более 400 мм должна применяться с управляющим приводом (шестеренчатым, червячным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и другим). Выбор типа привода обуславливается соответствующими требованиями технологического процесса и устанавливается в проекте на трубопровод. Запорная арматура с электроприводом должна иметь дублирующее ручное управление.

669. В гидроприводе арматуры следует применять негорючие и незамерзающие жидкости, соответствующие условиям эксплуатации.

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

671. Быстродействующая арматура с приводом должна отвечать требованиям безопасного ведения технологического процесса.

672. При ручном приводе можно применять дистанционное управление арматурой с помощью цепей, шарнирных соединений и тому подобное.

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

674. Арматуру, устанавливаемую на трубопроводах высокого давления, следует изготавливать в соответствии с чертежами и техническими условиями на эту арматуру. Материалы применяются в соответствии со спецификацией чертежей.

675. Детали арматуры не должны иметь дефектов, влияющих на прочность и плотность при ее эксплуатации.

Поковки, штамповки, литые подлежат неразрушающему контролю (радиография, УЗД или другой равноценный метод).

Обязательному контролю подлежат также концы патрубков литой приварной арматуры.

Не допускаются срывы резьбы шпинделя, втулки и наружной резьбы патрубков корпуса и фланцев.

Резьба на корпусе патрубков и фланцев должна быть метрической с крупным шагом и полем допуска 6g. Форма впадин резьбы закругленная. Уплотнительные поверхности должны быть тщательно притерты. Раковины, свищи, плены, волосовины, трещины, закаты, риски и другие дефекты, снижающие герметичность, прочность и надежность уплотнения, недопустимы.

676. Для трубопроводов с рабочим давлением свыше 35 МПа применение литой арматуры не допускается.

677. Арматуру с фланцами, имеющими гладкую уплотнительную поверхность, в трубопроводах высокого давления применять не допускается.

678. При применении линзовых и овальных прокладок уплотняющую поверхность фланцев арматуры при условном давлении до 20 МПа и выше следует выполнять в соответствии с обязательными для соблюдения требованиями ТНПА и технической документацией.

Арматуру с уплотнением фланцев «выступ-впадина» в случае применения специальных, например асбометаллических, прокладок допускается применять при рабочих давлениях не выше 35 МПа.

ГЛАВА 59 РАЗМЕЩЕНИЕ АРМАТУРЫ

679. На вводах трубопроводов в цехи, технологические узлы и установки и выводах должна устанавливаться запорная арматура. На вводах трубопроводов для горючих газов, в том числе сжиженных, а также для трубопроводов для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей диаметром 400 мм и более должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублированием.

Запорная арматура с дистанционным управлением должна располагаться 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 следует располагать в пунктах управления, операторных и других безопасных местах. Управление арматурой допускается располагать в производственных помещениях при условии дублирования его из безопасного места.

680. На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры должны обеспечивать возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппарата, а также всего трубопровода.

Необходимость применения арматуры с дистанционным приводом или ручным определяется условиями технологического процесса и обеспечением безопасности работы, а также требованиями нормативно-технической документации по промышленной безопасности.

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

682. Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, следует снабжать обводной (байпасной) линией с соответствующими запорными устройствами. При

невозможности по условиям безопасности осуществления ручного регулирования технологическим процессом требуется устройство байпасной линии с регулирующим клапаном.

683. При установке привода к арматуре маховики для ручного управления должны открывать арматуру движением против часовой стрелки, а закрывать – по часовой стрелке.

684. Направление осей шпинделей должно определяться в проектной документации и быть безопасным.

685. На запорной арматуре устанавливаются указатели, показывающие ее состояние: «открыто», «закрывается».

686. При расположении арматуры на трубопроводе следует руководствоваться указаниями, имеющимися в технических условиях и нормативно-технической документации.

687. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов массой более 30 кг, требующих периодической разборки, проектом на трубопровод предусматриваются переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

688. На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов предусматривается установка обратных клапанов.

Обратный клапан устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой. На центробежных насосах, работающих в системе без избыточного давления, допускается обратные клапаны не ставить.

689. На трубопроводах, подающих вещества групп А и Б в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, устанавливаются обратные клапаны.

Обратный клапан должен размещаться между емкостью и запорной арматурой на подводящем трубопроводе. Если один и тот же трубопровод служит для подачи и отбора продукта, то обратный клапан не устанавливается.

690. Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов), работающих под давлением 4 МПа и выше, на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А, Б (а), Б (б), следует устанавливать два запорных органа с дренажным устройством между ними с условным проходом 25 мм, соединенным с атмосферой. На дренажной арматуре устанавливаются съемные заглушки.

Дренажные устройства трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред должны соединяться с закрытой системой дренажа.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп с рабочим давлением менее 4 МПа, а также групп Б (в), В вне зависимости

от давления, может устанавливаться один запорный орган и дренажное устройство с заглушкой на дренажной арматуре.

691. В случае возможности повышения давления, в том числе за счет объемного расширения жидких сред, свыше расчетного на трубопроводах должны устанавливаться предохранительные устройства. Сбросы от предохранительных клапанов должны отвечать требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

692. Трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,8 м от уровня пола помещения или площадки, с которой производят управление. При частом использовании арматуры привод следует располагать на высоте не более 1,6 м.

При размещении арматуры на высоте более, чем указано, для ее обслуживания должны предусматриваться стационарные или переносные площадки, лестницы и ограждения. Время закрытия (открывания) запорной арматуры должно соответствовать требованиям проекта на трубопровод.

693. 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, необходимо предусматривать редуцирующее устройство (автоматическое для непрерывных процессов или ручное для периодических) с манометром и предохранительным клапаном на стороне низкого давления.

ГЛАВА 60 ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕВИЗИЯ, РЕМОНТ И ИСПЫТАНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

694. Во время эксплуатации следует принять необходимые меры по организации постоянного и тщательного контроля за исправностью арматуры, а также за своевременным проведением ревизий, ремонта.

695. При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на состояние набивочных материалов (качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку).

696. Асбестовая набивка, пропитанная жировым составом и прографиченная, может быть использована для рабочих температур не выше 200 °С.

697. Для температур выше 200 °С и давления до 25 МПа допускается применять прографиченную асбестовую набивку, если кольцо пересыпать слоем сухого чистого графита толщиной не менее 1 мм.

698. Для высоких температур следует применять специальные набивки, в частности асбометаллические, пропитанные особыми составами, стойкими к разрушению и вытеканию под влиянием транспортируемой среды и высокой температуры.

699. Для давления свыше 32 МПа и температур более 200 °С следует применять специальные набивки.

700. Сальниковые набивки арматуры следует изготавливать из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры. Из такого шнура на оправке следует нарезать заготовки колец со скошенными под углом 45° концами.

701. Кольца набивки следует укладывать в сальниковую коробку, смещая линии разреза и уплотнение каждого кольца. Высоту сальниковой набивки следует принимать такой, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую камеру не более чем на 1/6-1/7 ее высоты, но не менее чем на 5 мм.

Сальники следует подтягивать равномерно без перекоса грундбуксы.

702. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения следует следить за чистотой поверхности шпинделя и штока арматуры.

703. Прокладочный материал для уплотнения соединения крышки с корпусом арматуры следует выбирать с учетом химического воздействия на него транспортируемой среды, а также в зависимости от давления и температуры.

704. Ход шпинделя в задвижках и вентилях должен быть плавным, а затвор при закрывании или открывании арматуры должен перемещаться без заедания.

705. Предохранительные клапаны обслуживаются в соответствии с ЛПА организации.

706. Не допускается применять добавочные рычаги при открывании и закрывании арматуры.

707. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода.

708. Ревизию и ремонт арматуры следует производить в специализированных мастерских или ремонтных участках. В обоснованных случаях допускается ревизия арматуры путем ее разборки и осмотра непосредственно на месте установки (приварная арматура,

крупногабаритная, труднодоступная и так далее) с обеспечением необходимых мер безопасности.

709. При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, должны быть выполнены следующие работы:

визуальный осмотр;

разборка и осмотр состояния отдельных деталей;

осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;

притирка уплотнительных поверхностей (при необходимости);

сборка, опробование, опрессовка и испытание на прочность и плотность.

710. Арматуру, подлежащую ревизии, ремонту и испытанию, определяет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию, исходя из опыта эксплуатации. Следует в первую очередь проводить ревизию, ремонт и испытание арматуры, работающей в наиболее сложных условиях, при этом соблюдать принцип чередования. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актами.

711. Арматура после ревизии и ремонта должна быть подвергнута следующим испытаниям:

на плотность и прочность всех деталей, находящихся под давлением;

на герметичность соединений, сальниковых уплотнений и затвора.

РАЗДЕЛ XI

ТРЕБОВАНИЯ К МАНОМЕТРАМ, УСТАНОВЛИВАЕМЫМ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

ГЛАВА 61

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

712. Количество, тип манометров и места установки манометров определяют разработчики проекта на трубопровод.

713. Манометры должны иметь класс точности не ниже:

2,5 – при рабочем давлении технологического трубопровода до 2,5 МПа;

1,5 – при рабочем давлении технологического трубопровода свыше 2,5 МПа.

714. Манометр должен выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

715. На шкале манометра должна быть нанесена красная черта, указывающая рабочее давление в технологическом трубопроводе. Взамен красной черты разрешается прикреплять к корпусу манометру

металлическую пластину, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

716. Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу.

717. Номинальный диаметр корпуса манометров, устанавливаемых на высоте:

до 2 м от уровня площадки наблюдения за ними, должен быть не менее 100 мм;

на высоте от 2 до 3 м – не менее 160 мм.

718. Установка манометров на высоте более 3 м от уровня площадки не разрешается.

719. Между манометром и технологическим трубопроводом должен быть установлен трехходовой кран или заменяющее его устройство, позволяющее проводить периодическую проверку манометра с помощью контрольного.

В необходимых случаях манометр в зависимости от условий работы и свойств среды, находящейся в технологическом трубопроводе, должен снабжаться или сифонной трубкой, или масляным буфером, или другими устройствами, предохраняющими его от непосредственного воздействия среды и температуры и обеспечивающими его надежную работу.

720. Манометр не допускается к применению в случаях, когда:

отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки; просрочен срок поверки;

стрелка при его отключении не возвращается к нулевому показанию шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного прибора;

разбито стекло или имеются повреждения, которые могут отразиться на правильности его показаний.

ГЛАВА 62 КОНТРОЛЬ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

721. Поверка манометров с их опломбированием или клеймением должна производиться не реже одного раза в 12 месяцев, Кроме того, не реже одного раза в 6 месяцев должна производиться дополнительная проверка рабочих манометров контрольным манометром с записью результатов в журнале контрольной проверки манометров. А при отсутствии контрольного манометра допускается дополнительную проверку производить поверенным рабочим манометром, имеющим с проверяемым манометром одинаковую шкалу и класс точности.

722. Запрещается эксплуатация трубопроводов при отсутствии, с неисправными или отключенными манометрами, предусмотренными проектом на трубопровод, технологическим регламентом и конструкцией трубопровода.

РАЗДЕЛ XII ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДАМ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ (СВЫШЕ 10 МПа)

ГЛАВА 63 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

723. Конструкция трубопровода должна обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, наружного и внутреннего осмотра, контроля и ремонта, удаления из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

724. Если конструкция трубопровода не позволяет проведения наружного и внутреннего осмотров, контроля или испытаний, в проекте на трубопровод должны быть указаны методика, периодичность и объем контроля и ремонта, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

725. Соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа, следует 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. Соединения трубопроводов под давлением свыше 35 МПа следует выполнять по специальным требованиям и техническим условиям.

726. Вварка штуцеров в сварные швы, а также в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов запрещена.

727. Для соединения элементов трубопроводов из высокопрочных сталей с временным сопротивлением разрыву 650 МПа и более следует использовать муфтовые или фланцевые соединения на резьбе.

ГЛАВА 64 ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА

728. Детали трубопроводов высокого давления следует изготавливать из поковок, объемных штамповок и труб. Допускается применение других видов заготовок, если они обеспечивают безопасную работу в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации.

729. Отношение внутреннего диаметра ответвления к внутреннему диаметру основной трубы в кованных тройниках-вставках принимается не менее 0,25. Если соотношение диаметра штуцера и диаметра основной трубы менее 0,25, применяют тройники и штуцера.

730. Конструкция и геометрические размеры тройников, сваренных из труб, штампосварных колец, гнутых отводов и штуцеров, должны соответствовать требованиям проекта на трубопровод.

731. Отношение внутреннего диаметра штуцера (ответвления) к внутреннему диаметру основной трубы в сварных тройниках принимается не выше значения 0,7.

732. Применение отводов, сваренных из секторов, запрещено.

733. Гнутые отводы после гибки подвергают термической обработке.

734. Отводы, гнутые из стали марок 20, 15ГС, 14ХГС, после холодной гибки подвергают отпуску при условии, что до холодной гибки трубы подвергались закалке с отпуском или нормализации.

735. Для разъемных соединений следует применять фланцы резьбовые и фланцы, приваренные встык с учетом требований настоящих Правил.

736. В качестве уплотнительных элементов фланцевых соединений следует применять металлические прокладки – линзы плоские, восьмиугольного, овального и других сечений.

737. На деталях трубопроводов, фланцах резьбовых, муфтах и крепежных изделиях выполняется стандартная резьба. Форма впадин наружных резьб должна быть закругленной. Допуски на резьбу – 6Н, 6g. Качество резьбы проверяется свободным прохождением резьбового калибра.

738. В случае изготовления крепежных деталей холодным деформированием они подвергаются термической обработке – отпуску. Накатка резьбы на шпильках из аустенитной стали для эксплуатации при температуре более 500 °С не допускается.

ГЛАВА 65

ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

739. Требования к очистке, смазке, сборке, соосности и зазорам в разъемных соединениях трубопроводов устанавливаются в проектной документации или нормативно-технической документации.

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

740. Крепежные детали должны быть одной партии и затянуты с помощью устройств, обеспечивающих контроль усилия затяжки. Порядок сборки соединений и контроль усилия затяжки должен быть отражён в производственной инструкции (технологической карте) с учетом величин, приведенных в рабочей документации или (при её отсутствии) согласно приложению 68.

741. В собранном фланцевом соединении шпильки должны выступать из гаек не менее чем на один виток резьбы.

Не допускается установка шайб между фланцами и гайками. При накрутке фланца резьбовая часть присоединительного конца трубы должна выступать от торца фланца на один шаг резьбы.

742. Расстояние между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках, перекрытиях и других строительных конструкциях следует принимать с учетом возможности сборки и разборки соединения с применением механизированного инструмента. При этом для трубопроводов с условным диаметром до 65 мм указанное расстояние принимается не менее 300 мм и не менее 500 мм для трубопроводов большего диаметра и указывается в проектной документации.

ГЛАВА 66

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

743. Ревизия трубопроводов высокого давления производится периодически в сроки, установленные проектом на трубопровод или техническими условиями в зависимости от параметров среды и условий эксплуатации, а при отсутствии требований проекта на трубопровод и технических условий не реже одного раза в 4 года, за исключением указанных ниже:

в производстве аммиака трубопроводы, предназначенные для транспортирования азотоводородных и других водородсодержащих газовых смесей при температуре среды до 200 °С, – через 12 лет, при температуре среды свыше 200 °С – через 8 лет;

в производстве метанола трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей, содержащих кроме водорода окись углерода, при температуре среды до 200 °С, – через 12 лет, при температуре среды свыше 200 °С – через 6 лет;

в производстве капролактама трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200 °С, – через 10 лет, трубопроводы, предназначенные для транспортирования окиси углерода при температуре свыше 150 °С, – через 8 лет;

в производстве синтетических жирных спиртов (СЖС) трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200 °С, – через 10 лет, при температуре среды свыше 200 °С – через 8 лет; трубопроводы, предназначенные для транспортирования пасты (катализатор с метиловыми эфирами) при температуре среды до 200 °С, – через 3 года;

в производстве мочевины:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования плава мочевины от колонны синтеза до дросселирующего вентиля, – через 1 год;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования аммиака от подогревателя до смесителя при температуре среды до 200 °С, – через 12 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углекислого газа от компрессора до смесителя при температуре среды до 200 °С, – через 6 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углеаммонийных солей (карбамата) при температуре среды до 200 °С – через 4 года.

Ревизию трубопроводов, предназначенных для транспортирования других жидких и газообразных сред и других производств, следует также производить:

при скорости коррозии до 0,1 мм/год и температуре до 200 °С – через 10 лет;

при скорости коррозии до 0,1 мм/год и температуре 200 – 400 °С – через 8 лет;

для сред со скоростью коррозии до 0,65 мм/год и температурой среды до 400 °С – через 6 лет.

Отсрочка сроков проведения ревизии трубопроводов допускается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую надежную и безопасную эксплуатацию, но не может превышать 12 месяцев. Основанием для продления сроков является акт проверки технического

состояния трубопроводов, который в установленном порядке утверждается техническим руководителем предприятия (организации), эксплуатирующим трубопроводы.

744. Сроки проведения гидравлического испытания для трубопроводов высокого давления должны быть не реже:

для трубопроводов с температурой до 200 °С – один раз в 8 лет;

для трубопроводов с температурой свыше 200 °С – один раз в 4 года.

745. Объем ревизии трубопроводов высокого давления определяется проектом на трубопровод или техническими условиями, а при их отсутствии – владельцем трубопровода согласно методике (инструкции) по проведению ревизии, утвержденной техническим руководителем организации, эксплуатирующей трубопроводы.

746. При проведении ревизии технологических трубопроводов высокого давления необходимо выполнить:

1. наружный осмотр всех элементов трубопровода;

2. контроль твердости крепежных изделий фланцевого соединения (одно на выбор) каждого трубопровода;

3. ревизию контрольного участка трубопровода (выбирается один прямой участок протяженностью 1,0 погонный метр) или съемного участка, которая включает:

снятие изоляции;

наружный осмотр;

внутренний осмотр съемного участка или трубопровода после разборки (при наличии фланцевых и муфтовых соединений);

измерение толщины стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля;

измерение деформации (замеры наружного диаметра трубопровода в двух противоположных точках в одном сечении) если это предусмотрено проектом на трубопровод;

при обнаружении, в процессе осмотра контрольного участка трубопровода высокого давления, дефектов в сварных швах (околошовной зоне) или при возникновении сомнений в их качестве произвести контроль неразрушающими методами (радиографический, ультразвуковой и так далее);

проверку состояния муфт, фланцев, их уплотнительных поверхностей и резьбы, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на контрольном участке;

при возникновении сомнений в качестве металла проверить его механические свойства и химический состав.

Дополнительно проводится (по решению владельца трубопровода):

акустико-эмиссионный мониторинг на рабочих параметрах во время последующей эксплуатации трубопроводов;

проверка механических свойств и металлографическое исследование структуры металла шпилек, работающих при температуре свыше 400 °С.

747. Отбраковочные толщины стенок элементов трубопроводов и арматуры указываются в проектной или конструкторской документации.

748. Если в проектной или конструкторской документации не указаны отбраковочные толщины, то за отбраковочный размер должны приниматься значения согласно приложению 69.

749. Результаты ревизии считаются удовлетворительными, если обнаруженные отклонения находятся в допустимых пределах.

При неудовлетворительных результатах ревизии следует дополнительно проверить еще два аналогичных участка, из которых один должен быть продолжением ревизуемого участка, а второй - аналогичным ревизуемому участку.

750. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков следует провести ревизию всех элементов трубопровода (в доступных местах), а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях.

751. Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

752. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода. При необходимости составляются акты ревизии (отбраковки), к которым прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Акты и остальные документы прикладываются к паспорту или хранятся отдельно совместно с паспортом.

753. После истечения расчетного срока службы допускается эксплуатация трубопроводов при удовлетворительных результатах ревизии трубопроводов и оценки технического состояния трубопровода в соответствии с методиками, утвержденными техническим руководителем организации-владельца трубопровода или с привлечением специализированной организации.

Приложение 1

к Правилам обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Классификация трубопроводов с давлением до 10 МПа

Среда		Категория трубопроводов									
Группа	Наименование	I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб}}$, МПа	$T_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$T_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$T_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$T_{\text{раб}}$, °С	$P_{\text{раб}}$, МПа	$T_{\text{раб}}$, °С
А	Вещества с токсичным действием:	независимо	независимо	–	–	–	–	–	–	–	–
	а) чрезвычайно и высокоопасные вещества классов 1 и 2										
	б) умеренно опасные вещества 3 класса	свыше 2,5	свыше +300 и ниже –40	до 2,5	от –40 до +300	–	–	–	–	–	–
		вакуум ниже 0,08 (абс)	свыше +300 и ниже –40	вакуум от 0,08 (абс)	от –40 до +300						

Среда		Категория трубопроводов									
Гру ппа	Наименование	I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{МПа}$	$T_{\text{раб}}, ^\circ\text{C}$
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества	свыше 2,5	свыше +300 и ниже -40	до 2,5	от -40 до +300	-	-	-	-	-	-
	а) горючие газы (ГГ)										
		вакуум ниже 0,08 (абс)	свыше +300 и ниже -40	вакуум от 0,08 (абс)	от -40 до +300						
Б	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	свыше 2,5	свыше +300 и ниже -40	свыше 1,6 до 2,5	свыше +120 до +300	до 1,6	от -40 до +120	-	-	-	-
		вакуум ниже 0,08 (абс)	свыше +300 и ниже -40	вакуум ниже 0,095 от 0,08 (абс)	свыше +120 до +300	вакуум от 0,095	от -40 до +120				

Среда		Категория трубопроводов									
Гру ппа	Наименование	I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб}}, \text{ МПа}$	$T_{\text{раб}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{ МПа}$	$T_{\text{раб}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{ МПа}$	$T_{\text{раб}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{ МПа}$	$T_{\text{раб}}, \text{ }^\circ\text{C}$	$P_{\text{раб}}, \text{ МПа}$	$T_{\text{раб}}, \text{ }^\circ\text{C}$
	в) горючие жидкости (ГЖ)	вакуум ниже 0,003 (абс)	свыше +350 и ниже -40	вакуум ниже 0,08 от 0,003 (абс)	свыше +250 до +350	вакуум ниже 0,095 от 0,08 (абс)	свыше +120 до +250	вакуум от 0,095	от -40 до +120		
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества	свыше 10,0	свыше +450 и ниже -40	свыше 6,3	свыше +350 до +450	свыше 2,5 до 6,3	Свыше +250 до +350	свыше 1,6 до 2,5	свыше +120 до +250	до 1,6	свыше - 40 до +120
		вакуум ниже 0,003 (абс)	свыше +450 и ниже -40	вакуум ниже 0,08 от 0,003 (абс)	свыше +350 до +450	вакуум от 0,08 (абс)	свыше +250 до +350	вакуум от 0,08 (абс)	свыше +120 до +250	вакуум от 0,08 (абс)	свыше - 40 до +120

Примечание. Обозначение диапазонов «до N» и «от N» включают в себя значение N.

Приложение 3
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Максимально допустимое парциальное давление
оксида углерода, МПа

Тип стали	Парциальное давление, МПа при температуре, °С	
	до 100	свыше 100
Углеродистые и низколегированные с содержанием хрома до 2%	24,0	-
Низколегированные с содержанием хрома свыше 2 до 5%	-	10,0
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	-	24,0

Приложение 4
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Максимально допустимые температуры применения сталей
в средах, содержащих аммиак, °С

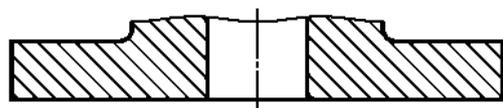
Марка стали	Температура, °С, при парциальном давлении аммиака, МПа		
	свыше 1,0 до 2,0	свыше 2,0 до 5,0	свыше 5,0 до 8,0
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	300	300	300
14ХГС, 30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	340	330	310
15Х1М1Ф, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ, 15Х5М, 20Х3МВФ, 15Х5М-III	360	350	340
08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 03Х17Н14М3, 10Х17Н13М2Т, 1РХ17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т	540	540	540

Приложение 5

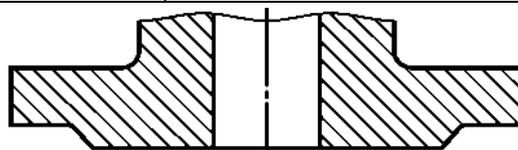
к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Выбор уплотнительной поверхности фланцев

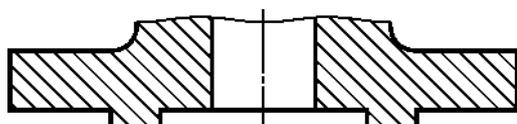
Среда	Давление P_N , МПа	Рекомендуемый тип уплотнительной поверхности
Все вещества группы, В	$\leq 2,5$	Плоскость
Все вещества групп А и Б, кроме А (а) и ВОТ (высокотемпературный органический теплоноситель)	$\leq 2,5$	Плоскость
Все группы веществ, кроме ВОТ	$> 2,5$	Выступ-впадина
Вещества группы А (а)	$\leq 0,25$	Плоскость
Вещества группы А (а)	$> 0,25$	Выступ-впадина
ВОТ	Независимо	Шип-паз
Фреон, аммиак	Независимо	Выступ-впадина
Все группы веществ при вакууме (абс)	От 0,095 до 0,05	Плоскость с уплотнительными канавками
Все группы веществ при вакууме (абс)	От 0,05 до 0,01	Шип-паз



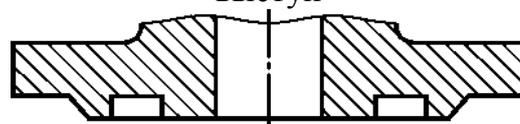
Исполнение А – Плоскость



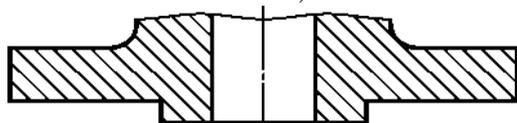
Исполнение В – Соединительный выступ



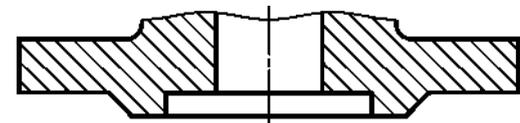
Исполнения С, L – Шип



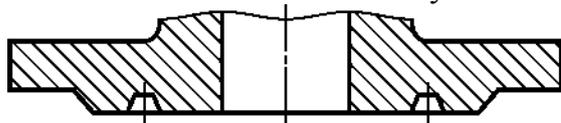
Исполнения D, M – Паз



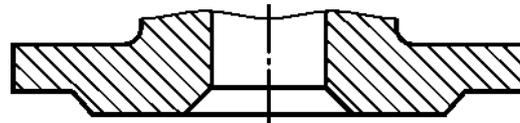
Исполнение Е – Выступ



Исполнение F – Впадина



Исполнение J – Под прокладку овального сечения

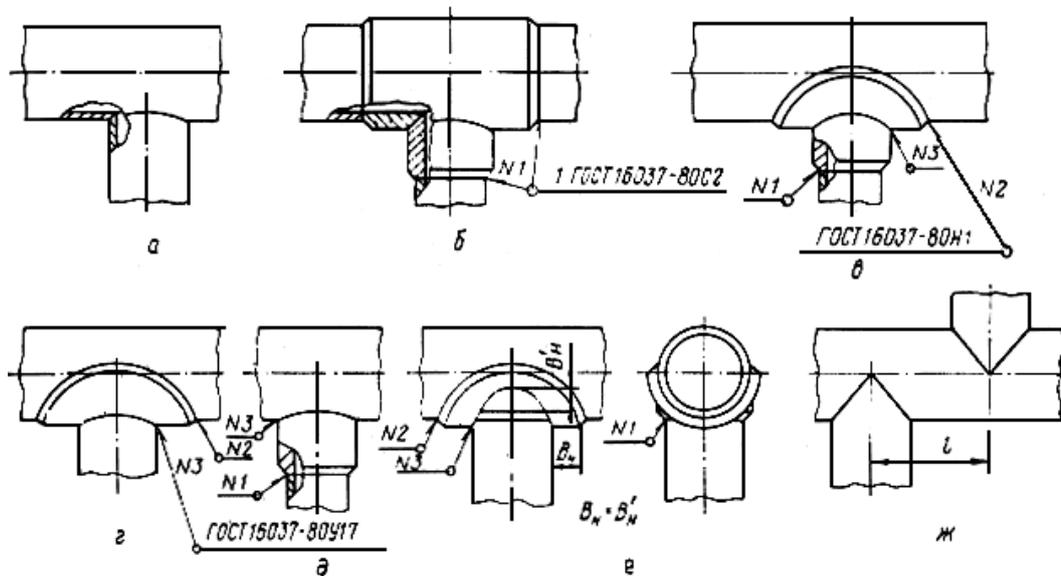


Исполнение K – Под линзовую прокладку

Уплотнительные поверхности фланцев арматуры и соединительных частей трубопроводов

Приложение 6
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Виды ответвлений на трубопроводах



Ответвления на технологических трубопроводах:

а – без укреплений; б – с помощью тройника; в – укрепленное штуцером и накладкой; г – то же, накладкой; д – то же, штуцером; е – то же, накладками на основной и ответвляемый трубопровод; B_n, B'_n – ширина накладки на основной и ответвляемый трубопровод; ж – крестообразное

Приложение 7

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Режимы прокалки и сроки хранения электродов после прокалки

Марка электродов	Температура в печи при загрузке электродов, °С не более	Скорость подъема температуры, °С/ч	Температура прокалки, °С	Время выдержки, ч	Охлаждение с печью при закрытых дверцах до температуры, °С	Охлаждение с печью при открытых дверцах до температуры, °С	Срок годности после прокалки, сут.
АНО-3, АНО-4С, МР-3, ОЗС-4, ОЗС-12, ОЗС-17Н, РБУ-4, ВП-8	100	100-150	180-200	1	150	100-120	5
ОЗЛ-6, ОЗЛ-8, ЗИО-8, НИАТ-5, ЦЛ-11, ЦТ-15, НВ-40, ЯФ-1, АНЖР-1, АНЖР-2, КТИ-5, КТИ-7, ОЗЛ-9А, АНВ-20, АНВ-17, ЦТ-26, ОЗЛ-17У, ОЗЛ-20, НЖ-13, СЛ-16	150	100-200	200-250	1	100	100-120	5
ЦЛ-20, ТМЛ-1, ХЗМ-1, ЦУ-2ХИ, УОНИ/10Х13, УОНИ13/45МХ, ЦЛ-38, ЦЛ-17, ЦЛ-14, ЦЧ-4	150	100-200	350-400	1	200	100-150	5
УОНИ-13/45, УОНИ-13/55, АНО-11, ДСК-50, СМ-11, ТМУ-21У, ВП-4, ВП-6, УП-2/55, УП-2/45	150	100-200	350-400	1,5	200	100-150	5

Приложение 8
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Объемы входного контроля металла сборочных единиц
и элементов трубопроводов высокого давления

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Трубы	Анализ сертификатных и паспортных данных	100%
	Осмотр наружной и внутренней поверхности	
	Проверка маркировки	
	Контроль наружного диаметра и толщины стенки	
Электроды	Проверка наличия сертификатов (паспортов)	100%
	Проверка наличия ярлыков на упаковке и соответствия их данных сертификатам	
	Проверка сварочно-технологических свойств электродов путем сварки тавровых соединений	
Сварочная проволока	Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных техническим требованиям	100%
	Проверка наличия бирок на мотках и соответствия их данных сертификатам	
Защитный газ	Проверка наличия сертификата (паспорта)	100%
	Проверка наличия ярлыков на баллонах и соответствия их данных сертификату	

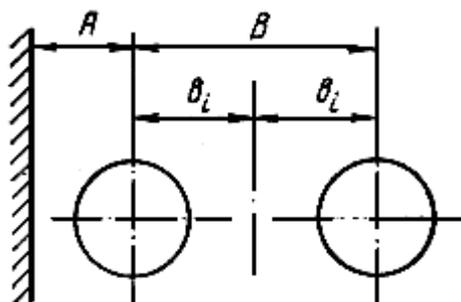
Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Фасонные детали (отводы, тройники, переходы, заглушки, изготовленные методом горячей штамповки или протяжки и кованые), другие детали	Анализ сертификатных (паспортных) данных	100 %
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая 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	
Проверка габаритных и присоединительных размеров		
Металлические уплотнительные прокладки	Анализ сертификатных (паспортных) данных	100 %
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая прокладка
	Визуальный осмотр уплотнительной поверхности	
	Проверка геометрических размеров	Две прокладки от партии
Шпильки, болты, гайки	Анализ паспортных данных	100 %
	Проверка типа шпилек	Каждая шпилька Каждая деталь
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	
	Проверка длины шпилек	Каждая шпилька Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений	

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
	Проверка качества резьбы резьбовыми калибрами	
Сварные соединения узлов трубопроводов и сварных фасованных деталей	Внешний осмотр	100%
	Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350 °С	100% (при отсутствии документации на данный вид контроля)
Отводы гнутые	Анализ паспортных данных	100 %
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин	
	Замер овальности	
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	
	Ультразвуковой контроль сплошности металла в местегиба	Каждый отвод (при отсутствии документа на данный вид контроля)
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждый отвод из легированной марки стали

Приложение 9

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий, мм, не менее



Условный проход трубопроводов, DN, мм	Для изолированных трубопроводов при температуре стенки, °С						Для неизолированных трубопроводов									
							без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении среды, МПа							
	ниже -30		от -30 до 19		от 20 до 600				до 1,6		2,5 и 4		6,3		10,0	
	A	b ₁	A	b ₂	A	b ₃	A	b ₄	A	b ₅	A	b ₆	A	b ₇	A	b ₈
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

Условный проход трубопроводов, DN, мм	Для изолированных трубопроводов при температуре стенки, °С						Для неизолированных трубопроводов									
							без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении среды, МПа							
	ниже -30		от -30 до 19		от 20 до 600				до 1,6		2,5 и 4		6,3		10,0	
	А	b ₁	А	b ₂	А	b ₃			А	b ₄	А	b ₅	А	b ₆	А	b ₇
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 Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Размеры диаметра штуцера-кармана дренажа в зависимости от диаметра
дренируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, DN, мм	От 100 до 125	От 150 до 175	От 200 до 250	От 300 до 350
Диаметр штуцера-кармана, DN, мм	50	80	100	150

Диаметр трубопровода, DN, мм	От 400 до 450	От 500 до 600	От 700 до 800	От 900 до 1200
Диаметр штуцера-кармана, DN, мм	200	250	300	350

Приложение 11
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры
для удаления конденсата из трубопровода при его продувке

Диаметр трубопровода, DN, мм	До 70	От 80 до 125	От 150 до 170	От 200 до 250
Диаметр штуцера и арматуры, DN, мм	25	32	40	50

Диаметр трубопровода, DN, мм	От 300 до 400	От 450 до 600	От 700 до 800	От 900 до 1200
Диаметр штуцера и арматуры, DN, мм	80	100	125	150

Приложение 12
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Диаметры дренажный штуцеров для опорожнения трубопроводов
от воды после гидравлического испытания

Диаметр трубопровода, DN, мм	От 25 до 80	От 100 до 150	От 175 до 300	От 350 до 450	От 500 до 700	От 800 до 1200
Диаметр штуцера, DN, мм	15	20	25	32	40	50

Приложение 13

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Режимы термообработки труб после гибки

Марка сталей	Вид термической обработки	Температура нагрева, °С	Скорость нагрева, °С/ч	Время выдержки при данной температуре, ч	Охлаждающая среда	Скорость охлаждения, °С/ч	Дополнительные условия
Аустенитные стали							
12X18H10T	Стабилизирующий отжиг	850-900	100	2,0-2,5	Воздух	Произвольная	После гибки в холодном состоянии
10X17H13M2T	Аустенизация: посадка в печь при 800 °С	1050-1100	Возможно быстрее	15-20 мин	Воздух или вода	"	То же
Мартенситные стали							
15X5ВФ	Отжиг	950-870	100	2,0	Вместе с печью до 600 °С	15-20	Охлаждение при открытой дверце печи
15X5М, 15X5, 12X5МА	Изотермический отжиг: загрузка в печь при 700 °С	850-860	30-40	0,5	Вместе с печью до 730 °С	60-70	При загрузке в холодную печь, скорость нагрева 100 °С/ч
	С последующей выдержкой при 730 °С	730	-	0,5	Вместе с печью до 700 °С	10-15	Охлаждение при открытой дверце печи

Марка сталей	Вид термической обработки	Температура нагрева, °С	Скорость нагрева, °С/ч	Время выдержки при данной температуре, ч	Охлаждающая среда	Скорость охлаждения, °С/ч	Дополнительные условия
	(повторная)						
Перлитные стали							
30ХМА, 15ХМ	Нормализация: посадка в печь при 700 °С	850-900	100	1	Воздух	200-500	Во время охлаждения изделие укрыть изоляционным материалом
	с последующим отпуском	650-680	300-400	2-3	Воздух	Возможно медленнее	-
20	Нормализация	880-900	Произвольная	1	Воздух	Произвольная	-
	с последующим отпуском	680-700	Произвольная	2-3	"	Возможно медленнее	-

Примечание. При соответствующей регулировке режимов нагрева и охлаждения для толстостенных труб из углеродистой и низколегированной сталей можно совместить гнутье с термической обработкой путем самоотпуска закаленной наружной поверхности труб за счет тепла внутренних слоев металла.

Приложение 14
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Опознавательная окраска и маркировка трубопроводов

Опознавательная окраска и цифровое обозначение укрупненных групп
трубопроводов

Транспортируемое вещество		Образцы и наименование цветов опознавательной окраски
Цифровое обозначение группы	Наименование	
1	Вода	Зеленый
2	Пар	Красный
3	Воздух	Синий
4	Газы горючие	Желтый
5	Газы негорючие	
6	Кислоты	Оранжевый
7	Щелочи	Фиолетовый
8	Жидкости горючие	Коричневый
9	Жидкости негорючие	
0	Прочие вещества	Серый

Примечания:

1. Опознавательную окраску трубопроводов следует выполнять сплошной по всей поверхности коммуникаций или отдельными участками.

2. Метод выполнения опознавательной окраски должен выбираться в зависимости от расположения трубопроводов, их длины, диаметра, числа располагаемых совместно линий, требований техники безопасности и производственной санитарии, условий освещенности и видимости трубопроводов для обслуживающего персонала и общего архитектурного решения.

3. Окраску трубопроводов участками рекомендуется выполнять в цехах с большим числом и большой протяженностью коммуникаций, а также в тех случаях, когда по условиям работы из-за повышенных требований к цветопередаче и характеру архитектурного решения интерьера нежелательна концентрация ярких цветов.

4. Опознавательную окраску по всей поверхности трубопроводов рекомендуется применять при небольшой длине и относительно небольшом числе

коммуникаций, если она не ухудшает условия работы в цехах.

5. На наружных установках опознавательную окраску по всей поверхности рекомендуется применять только в тех случаях, когда это не вызывает ухудшения условий эксплуатации вследствие воздействия на коммуникации солнечной радиации.

6. При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся внутри производственных помещений, остальную поверхность коммуникаций рекомендуется окрашивать в цвет стен, перегородок, потолков и прочих элементов интерьеров, на фоне которых находятся трубопроводы. При этом не допускается окрашивать трубопроводы между участками опознавательной окраской, принятой для обозначения других укрупненных групп веществ.

Цвета опознавательной окраски для предупреждающих колец

Наименование сигнальных цветов	Свойства транспортируемого вещества
Красный	Легковоспламеняемость, огнеопасность и взрывоопасность
Желтый	Опасность или вредность (ядовитость, токсичность, способность вызывать удушье, термические или химические ожоги, радиоактивность, высокое давление или глубокий вакуум и др.)
Зеленый	Безопасность или нейтральность

Примечания:

1. При нанесении колец желтого цвета по опознавательной окраске трубопроводов газов и кислот кольца должны иметь черные каемки шириной не менее 10 мм.

2. При нанесении колец зеленого цвета по опознавательной окраске трубопроводов воды кольца должны иметь белые каемки шириной не менее 10 мм.

По степени опасности для жизни и здоровья людей или эксплуатации предприятия вещества, транспортируемые по трубопроводам, должны подразделяться на три группы, обозначаемые соответствующим количеством предупреждающих колец

Группа	Количество предупреждающих колец	Транспортируемое вещество	Давление в кгс/см	Температура в °С
1	Одно	Горючие (в том числе сжиженные и активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости)	До 25	От -70 до 250
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	До 64	От -70 до 350
2	Два	Продукты с токсическими свойствами (кроме сильнодействующих ядовитых веществ и дымящихся кислот)	До 16	От -70 до 350
		Горючие (в том числе сжиженные) активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости	От 25 до 64	От 250 до 350 и от -70 до 0
3	Три	Негорючие жидкости и пары, инертные газы	От 64 до 100	От 340 до 450 и от -70 до 0
		Сильнодействующие ядовитые вещества (СДЯВ) и дымящиеся кислоты	Независимо от давления	От -70 до 700
3	Три	Прочие продукты с токсическими свойствами	Св. 16	От -70 до 700
		Горючие (в том числе сжиженные) и активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости	Независимо от давления	От 350 до 700
3	Три	Негорючие жидкости и пары, инертные газы	Независимо от давления	От 450 до 700
		Сильнодействующие ядовитые вещества (СДЯВ) и дымящиеся кислоты	Независимо от давления	От -70 до 700

Приложение 15
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Допуск на радиус гиба в зависимости от диаметра изгибаемой трубы

DN , мм	80	80-100	125	150	200
Допуск на радиус гиба (при $R \leq 4D_n$), мм	± 5	± 8	± 10	± 12	± 16

Приложение 16
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности
фланца

Диаметр трубы (детали), мм	25-60	60-160	160-400	400-750	Свыше 750
Отклонение, мм	0,15	0,25	0,35	0,5	0,6

Приложение 17
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

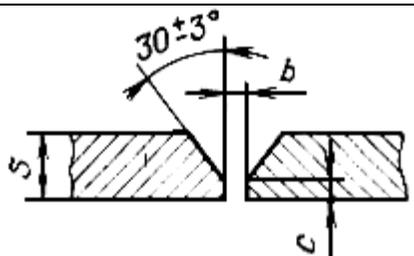
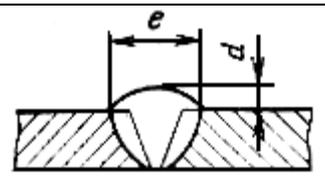
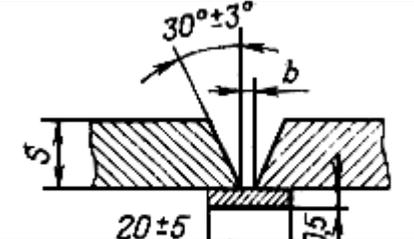
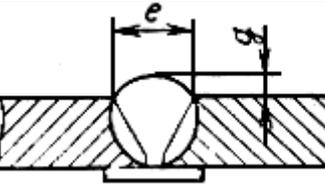
Допустимое смещение внутренних кромок
при сборке стыков труб

Условное давление, PN, МПа	Категория трубопроводов	Величина смещения в зависимости от номинальной толщины стенки, S, мм	
		кольцевой шов	продольный шов
Свыше 10 до 320 и I категории при температуре ниже $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$		0,10S, но не более 1 мм	
До 10 (100)	I и II	0,15S, но не более 2 мм	0,10S, но не более 1 мм
	III и IV	0,20S, но не более 3 мм	0,15S, но не более 2 мм
	V	0,30S, но не более 3 мм	0,20S, но не более 3 мм

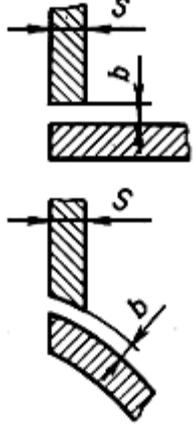
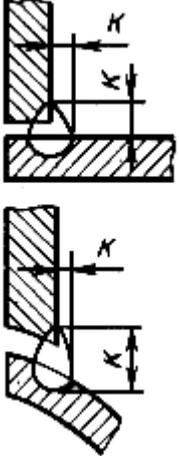
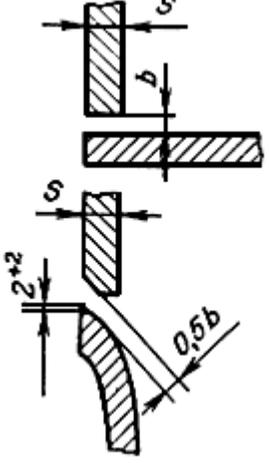
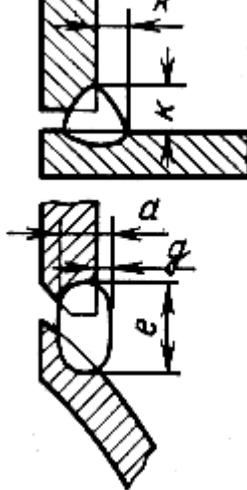
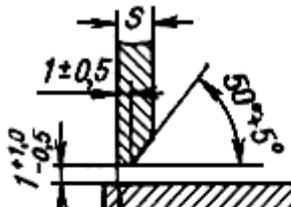
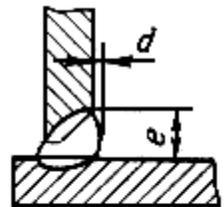
Приложение 18

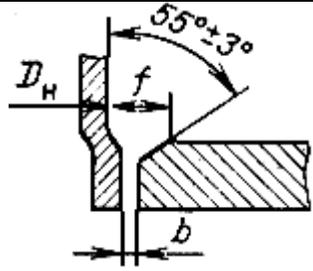
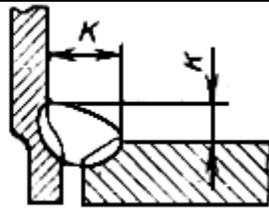
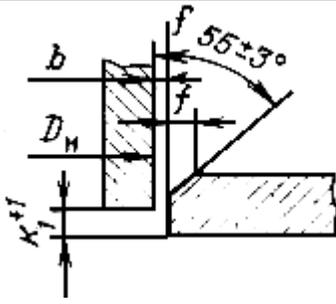
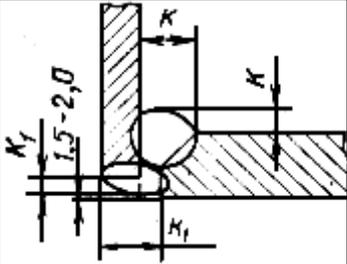
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

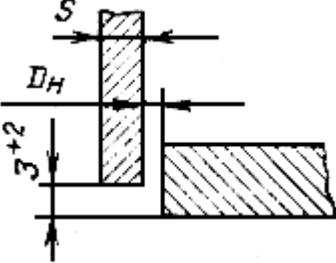
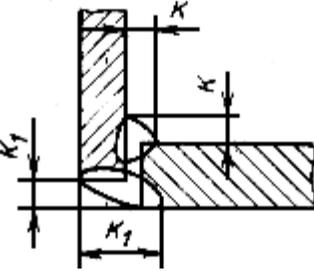
Форма разделки кромок под ручную сварку

Характеристика стыка	Тип соединения (ГОСТ 16037-80)	Вид		Конструктивные размеры								
		кромки свариваемых деталей	сварного шва	S	b	c	e	g	δ	D_K	k	k_1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Без подкладного кольца	С17			3-7	$1,5^{+0,5}$	$1,0^{+0,5}$	9^{+3}_{-2}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-
				8-14	$2,0^{+1,0}$	$1,0^{\pm 0,5}$	18^{+6}_{-5}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
				16-20	$2,0^{+1,5}$	$1,5^{\pm 0,5}$	28^{+5}_{+6}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
На остающейся цилиндрической подкладке	С19			2-5	$2^{+1,0}$	-	9^{+3}_{-2}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-

					6-12	$3^{+1,0}_{-0,5}$	-	16^{+6}_{-4}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-
					14-20	$5^{\pm 1,0}$	-	27^{+8}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
То же	C49				6-12	$3^{+1,0}_{-0,5}$	-	16^{+5}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	2,5 (при D_y до 150 включительно) 3,0 (при D_y более 150)	-	-	-
					14-20	$5^{\pm 1,0}$	-	27^{+7}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$				
На съемной подкладке	C18				2-5	$2^{+1,0}$	-	10^{+2}_{-3}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-
					6-12	$3^{+1,0}_{-0,5}$	-	18^{+3}_{-5}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-
					14-20	$4^{+1,0}$	-	29^{+5}_{-6}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
					25-40	$6^{\pm 1,0}$	-	45^{+12}_{-6}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
Приварка фланца к патрубку	C17				3-6	$1,5^{+0,5}$	$1,5^{+0,5}$	9^{+2}_{-4}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	-	-	-	-
					7-16	$2,0^{+2,0}_{-0,5}$	$1,5^{+0,5}$	20^{+8}_{-10}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
					18-20	$2,0^{+2,0}_{-0,5}$	$1,5^{+0,5}$	26^{+8}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-
					25-40	$2,0^{+2,0}_{-0,5}$	$1,5^{+0,5}$	48^{+8}_{-8}	$3,0^{+2,0}_{-1,5}$	-	-	-	-

Пересечение осей труб	У17			2-20	>2	-	-	-	-	-	1,3 толщины более тонкой детали	-
То же	У18			2-25 4-6	>2 -	- -	- 10^{+3}_{-2}	- 3^{+2}	- -	- -	То же -	- -
То же	У19			8-10 12-14	- -	- -	16^{+4}_{-2} 22^{+5}_{-3}	3^{+2} 5^{+2}	- -	- -	- -	- -

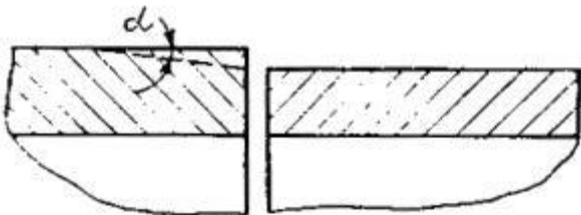
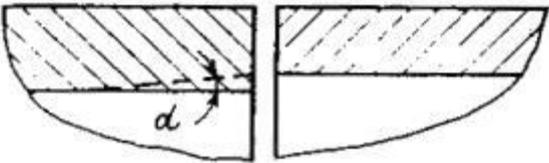
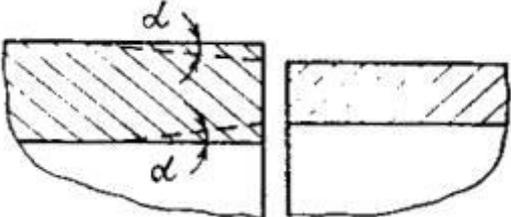
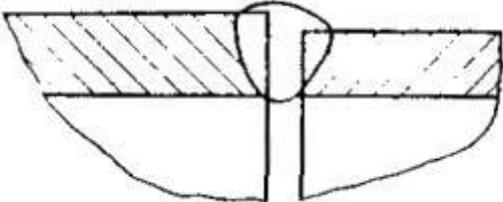
				16-25	-	-	33^{+6}_{-9}	5^{+2}	-	-	-	-		
Сварка труб с фланцами	У15			-	-	-	-	-	-	14-25	<3	>0,5		
				-	-	-	-	-	-	-	-	32-57	<4	>0,5
				-	-	-	-	-	-	-	-	76-159	<5	>0,5
										194	<6	>0,5		
То же	У8			-	>0,5	-	-	-	-	14-57	3-4	S (при S до 3 включительно) 3 (при S выше 3)		
				-	>1,0	-	-	-	-	-	78-530	5-6		
				-	>1,5	-	-	-	-	-	219-530	7-10		

"	У5			2-15	0,5; 1; 1,5*	-	-	-	-	-	S + 1	S (при S до 3 включительно) 3 (при S выше 3)
---	----	---	--	------	-----------------	---	---	---	---	---	-------	--

Примечание. При сварке соединений типов У15 и У8 $f = K = 1$. 0,5 - при DN до 45 включительно; 1,0 - при DN выше 45 до 194 включительно; 1,5 - при DN выше 194.

Приложение 19
к Правилам по обеспечению
промышленной
безопасности при
эксплуатации
технологических
трубопроводов

Схемы обработки концов труб и деталей различной
толщины под сварку

Характеристика стыка	Схема обработки
1	2
С наружным скосом кромки	
С внутренним скосом кромки	
С двухсторонним скосом кромки	
Без скоса кромок	

Приложение 20
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Отклонение линейных и угловых размеров сопрягаемых частей
трубопровода

Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности
фланца к оси трубы или детали

Условный диаметр трубы (детали), D_v	Отклонение
От 25 до 60	0,15
От 60 до 160	0,25
От 160 до 400	0,35
От 400 до 750 вкл.	0,50
Свыше 750	0,60

Отклонение от перпендикулярности подготовленных под сварку торца
труб, относительно образующей, должно быть не более, мм

Условный диаметр трубы D_v	Отклонение
До 65 вкл.	0,5
Свыше 65 до 125 вкл.	1,0
Свыше 125 до 500 вкл.	1,5
500	2,0

Допустимое смещение внутренних кромок при сборке труб

Характеристика трубопровода	Значение смещения в зависимости от номинальной толщины стенки T_n , мм		
	кольцевой шов	продольный шов	
Высокого давления	$0,10 T_n$ но не более 1	—	
Низкого давления	I, II	$0,15 T_n$ но не более 2	$0,10 T_n$ но не более 1
	III, IV	$0,20 T_n$ но не более 3	$0,15 T_n$ но не более 2
	V	$0,30 T_n$ но не более 3	$0,20 T_n$ но не более 3

Допустимые отклонения от размеров наружных диаметров и толщины стенок труб и фасонных деталей

в миллиметрах

Наружный диаметр, D_n	Допустимое отклонение +/-	Трубы		Фасонные детали	
		Толщина стенки	Допустимое отклонение +/-	Толщина стенки	Допустимое отклонение +/-
45	2	4	1	3	2
68	3	5	1	4	2
93	4	6	1	5	3
122	5	7	1	6	3
169	5	9,5	1,5	8	3
211	5	11,5	1,5	10	3

Механические свойства сварных соединений

Марка стали	Предел прочности при температуре 20 °С	Угол изгиба в градусах, не менее, при толщине стенки		Ударная вязкость (КСУ) Дж/см ² , не менее при температуре испытаний	
		до 20 мм вкл.	св. 20 мм	20 °С	- 20 °С и ниже
Углеродистые	Не ниже нижнего предела прочности основного металла по техническим требованиям для данной марки стали	100	100	50	50
Марганцовистые, кремне-марганцовистые		80	60	—	—
Хромокремнемарганцовистые		70	50	—	—
Хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые, хромованадиевыевольфрамовые, хромомолибденованадиево-вольфрамовые		50	40	—	—
Аустенитичные		100	100	70	—

Примечания:

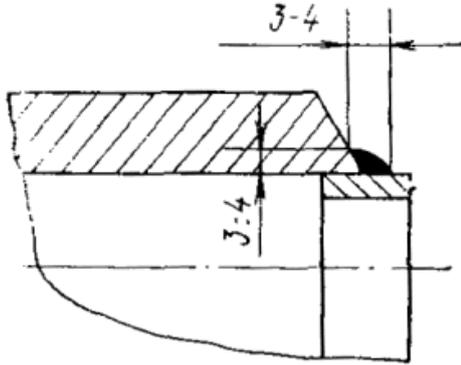
1. Показатели механических свойств сварных соединений должны определяться как среднеарифметическое значение результатов испытаний отдельных образцов. Результаты испытаний на статическое растяжение и статический изгиб считаются неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значения ниже установленных требований на 10%.

Результаты испытаний на ударный изгиб считаются неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значения ниже установленных требований.

2. Испытания на ударный изгиб подвергаются сварные соединения труб с толщиной стенки 12 мм и более. По требованию заказчика испытания на ударный изгиб должны производиться для труб с толщиной стенки 6-11 мм.

Приложение 21
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Размещение подкладного кольца



Приложение 22

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Допускаемая температура окружающего воздуха при сварке и условия подогрева стыков перед прихваткой и сваркой

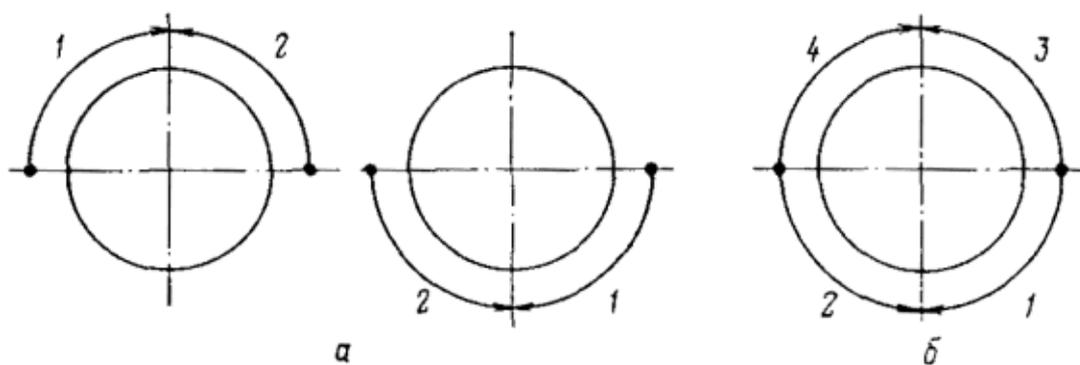
Сталь	Толщина свариваемой стали, мм	Допускаемая температура воздуха, °С	Тип электрода	Необходимость подогрева при сварке при отрицательных температурах
Углеродистая с содержанием углерода до 0,2%	До 16	До -20	Перлитный	Не требуется
	"	Ниже -20 ¹	"	До 100-150 °С
Углеродистая с содержанием углерода более 0,2%, 10Г2, 17ГС15Х5М, 15Х5ВФ ² , 15Х5М-У	Свыше 16	До 0	Перлитный	Не требуется
	"	Ниже 0 до -20 [*]	"	до 100-150 °С
	До 16	До -10	"	Не требуется
	"	Ниже -10 [*]	"	До 100-150 °С
	Свыше 16	До -10 [*]	Аустенитный	До 150-200 °С
	"	"	Перлитный	До 200-300 °С
	До 10	Выше +5	Аустенитный (Ni<40%)	Не требуется
	12-14	"	"	До 250-350 °С
	До 20	"	"	Не требуется
	Независимо	Ниже +5	"	До 250-350 °С
"	"	"	До 100-150 °С	
Аустенитная	Независимо	Выше 0° С	Перлитный	300-400 °С
	"	До -10	Аустенитный	Не требуется
	"	До -20 [*]	"	До 150-250 °С

Примечания:

1. Сварка при температурах ниже приведенных должна производиться по специальной технологии.
2. Технологические особенности сварки теплоустойчивых сталей аустенитными электродами должны отвечать требованиям главы 35.

Приложение 23
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

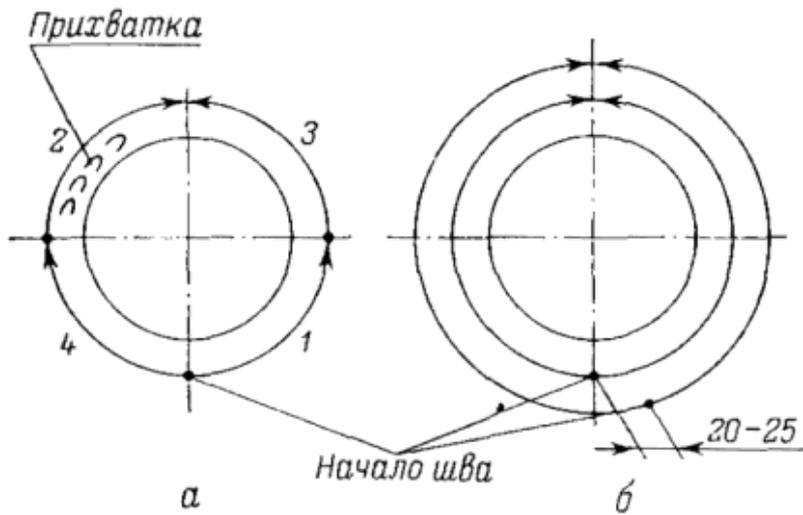
Последовательность сварки первого слоя при выполнении сварки за два поворота.



a - первый; *б* - второй.

Приложение 24
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Последовательность сварки неповоротного стыка



Приложение 25

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Сварочные материалы для ручной сварки

Марка сталей	Рабочие условия		Тип и марка электродов	Примечание
	температура, °С	требования по стойкости к МКК		
Ст2сп, Ст2пс, Ст3сп, Ст3пс, Ст4сп	От –15 до +300	-	Э42 (СМ-5, АНО-6, АНО-1) Э46 (АНО-4, МР-3 ¹ , 03С-4)	-
ВСт2сп, ВСт3сп, ВСт4сп, ВСт2пс, ВСт3пс	От –30 до +300	-	Э42А (УОНИ 13/45, СМ-11) Э46А (УОНИ 13/55, 03С-20Р)	-
10, 20, 25	От –30 до +450	-	Э42А, Э46А, Э50А (УП-1/55, УОНИ 13/55, АНО-11, АНО-9, К-5А), Э46 (МР-3 ¹)	-
10Г2	От –70 до +450	-	Э50А (УОНИ-13/55, УП-1/55, К-5А и др.)	-
17ГС	От –40 до +450	-	Э50А	-
12Х1МФ	От –40 до +570	-	ЦЛ-20-67, ЦЛ-39 при рабочей температуре не более 570 °С, Э-09Х1МФ (ЦЛ-20) при рабочей температуре не более 540 °С	Подогрев под сварку с последующей термообработкой
15ХМ, 15ХМА	От –40 до +560	-	ЦЛ-38; ЦУ-2ХМ	Подогрев под сварку с последующей термообработкой

Марка сталей	Рабочие условия		Тип и марка электродов	Примечание
	Марка сталей	Рабочие условия		
15XM, 15XMA	От -40 до +450	Есть при эксплуатации в средах, не вызывающих МКК и коррозионное растрескивание	Э-11X15H25M6AG2 (НИАТ-5, ЭА-395/9)	Подогрев под сварку до 150-200 °С без последующей термообработки
15XM, 15XMA**	От -40 до +450	Есть при эксплуатации в средах, вызывающих МКК и коррозионное растрескивание	УОНИ 13/45 ² Ø3 мм - 2 валика корневой части шва; Э-11X15H25M6AG2 (НИАТ-5, ЭА-395/9) - заполнение оставшейся разделки	Сварка перлитными электродами - подогрев 200-250 °С, аустенитными - 150-200 °С
15X5M, 15X5M-У, 15X5ВФ	От -40 до +550	-	Э-10X5МФ (ЦЛ-17)	Подогрев под сварку и термообработка
12X8ВФ	От -40 до +600	-	ЭГЛ-4	Подогрев под сварку и термообработка
12X18H10T	От -196 до +350	Нет	Э-07X20H9 (03Л-8)	-
12X18H10T	От -196 до +600	Нет	Э-07X20H9 (03Л-8)	-
12X18H10T	От -196 до 450	Есть	Э-08X20H9Г2Б (ЦЛ-11, 03Л-7, Л-40М, АНВ-23) Э-08X19H10Г2Б (ЦТ-15-1, ЗИО-3)	-
12X18H10T	От -196 до +600	Есть	Э-08X19H10Г2Б (ЦТ-15, ЗИО-3, ЦТ-15-1 для корневых швов)	Для работы при 450-600 °С в агрессивных средах необходим стабилизирующий отжиг

Марка сталей	Рабочие условия		Тип и марка электродов	Примечание
	Марка сталей	Рабочие условия		
10X17H13M2T, 08X17H15M3T	От -196 до +450	Есть	Э-02X20H14Г2М2 (03Л-20) Э-02X19H18Г5АМ3 (АНВ-17) Э-08X17H8М2 (НИАТ-1) Э-06X19H11Г2М2 (ЦЛ-4) Э-09X19H10Г2М2Б (НЖ-13)	
10X17H13M2T, 08X17H15M3T	От -196 до +700	Есть	Э-09X19H10Г2М2Б (НЖ-13) с содержанием ферритной фазы от 3 до 6%	Для работы при температуре более 450 °С необходим устанавливающий отжиг
10X17H13M2T, 08X17H15M3T	От -196 до +700	Нет	Э-02X20H14Г2М2 (03Л-20) Э-02X19H18Г5АМ3 (АНВ-17) Э-06X18H11Г4М2 (АНВ-26) Э-09X19H10Г2М2Б (НЖ-13) с содержанием ферритной фазы от 3 до 6%	
12X21H5T, 08X22H6T 08X22H6T	От -40 до +300 От -40 до +300	Нет Есть	Э-07X20H9 (03Л-8) Э-08X19H10Г2Б (Л-40М, ЦТ-15; ЦЛ-11, ЗИО- 3, ЦТ-15-1) Э-08X20H9Г2Б (03Л-7)	Без требований по равнопрочности

Марка сталей	Рабочие условия		Тип и марка электродов	Примечание
	Марка сталей	Рабочие условия		
20Х23Н18	От -40 до +700	Нет	Э-28Х24Н16Г6 (03Л-9А) Э-10Х25Н13Г2 (03Л-6)	Для температуры эксплуатации 850-1000 °С

Примечания:

1. Электроды МР-3 допускаются к применению для сред, не вызывающих коррозионного растрескивания при температуре эксплуатации не ниже -15 °С.

2. Подготовка кромок осуществляется с притуплением в корневой части 4-5 мм, которая наплавляется одиночными кольцевыми валиками без колебаний перлитными электродами УОНИ 13/45 Ø3 мм с подогревом до температуры 200-250 °С. Полученная наплавка механическим способом (наждачным кругом и др.) обрабатывается заподлицо с поверхностью фаски и внутренней поверхностью трубы с соблюдением размеров притупления по настоящему руководству.

Приложение 26

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Выбор электродов и основных условий сварки разнородных сталей

Группа сталей	Марка сталей	I Ст3, 10, 20	IIa 10Г2, 09Г2С	IIб 12МХ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	III 15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	IV 12ХМФ, 12Х1МФ подогрев при наплавке шва: перлитного до 300-350 °С; аустенитного до 200-300 °С	V 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 300- 400 °С; аустенитного до 250-300 °С	VI Аустенитные марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ст 3, 10, 20	Э42, Э42А	Э42А, Э50А	Э42А, подогрев по IIб	Э42А, подогрев по III	Э42А, подогрев по IV	Э42А, подогрев по V	Э-10Х25Н13Г2
IIa	10Г2, 09Г2С	Э42А, Э50А	Э50А	То же	То же	То же	То же	То же
IIб	12МХ, подогрев при наплавке шва:							-
	перлитного	Э42А,	Э42А,	Э-МХ, подогрев	Э-МХ, подогрев	ЭМХ, подогрев	Э-МХ, подогрев	

Группа сталей	Марка сталей	I Ст3, 10, 20	IIa 10Г2, 09Г2С	IIб 12МХ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	III 15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	IV 12ХМФ, 12Х1МФ подогрев при наплавке шва: перлитного до 300-350 °С; аустенитного до 200-300 °С	V 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 300- 400 °С; аустенитного до 250-300 °С	VI Аустенитные марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	до 200-250 °С	подогрев по IIб	подогрев по IIб	по IIб, термообработка 680-700 °С, выдержка 3 ч	по III, термообработка 710-730 °С, выдержка 3 ч	по IV, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	по V, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	
	аустенитного до 150-200 °С	-	-	Э-11Х15Н25М6АГ2, подогрев по IIб, для температуры эксплуатации до 450 °С в средах, не вызывающих МКК и коррозионное растрескивание под напряжением УОНИ 13/45 Ø 3 мм - два валика корневой части шва; Э-11Х15Н25М6АГ2 - заполнение оставшейся разделки, подогрев по IIб. Для температуры эксплуатации до 450 °С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию и коррозионное		Подогрев по IV, остальное то же, что и для соединения групп IIб аустенитными электродами	Подогрев по V, остальное то же, что для соединения групп IIб аустенитными электродами	Э-10Х25Н13Г2 подогрев по IIб для температуры эксплуатации до 350 °С Э- 11Х15Н25М6АГ2, для температуры эксплуатации 350- 450 °С, в средах, не вызывающих коррозионное растрескивание и МКК

Группа сталей	Марка сталей	I Ст3, 10, 20	IIa 10Г2, 09Г2С	IIб 12МХ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	III 15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	IV 12ХМФ, 12Х1МФ подогрев при наплавке шва: перлитного до 300-350 °С; аустенитного до 200-300 °С	V 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 300- 400 °С; аустенитного до 250-300 °С	VI Аустенитные марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
				растрескивание под напряжением*				
III	15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С	Э42А, подогрев по III	Э42А, подогрев по III	Э-МХ, подогрев по III, термообработка 710-730 °С, выдержка 3 ч	То же, что и для группы IIб перлитного шва	То же, что и для группы IIб перлитного шва	То же, что и для группы IIб перлитного шва	-
	аустенитного до 150-200 °С	-	-	То же, что и для группы IIб аустенитного шва	То же, что и для группы IIб аустенитного шва	То же, что и для группы IIб аустенитного шва	То же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по III, остальное то же, что для соединения группы IIб с группой VI
IV	12ХМФ, 12Х1МФ, подогрев при наплавке шва:							
	перлитного до 300-350 °С	Э42А, подогрев по IV	Э42А, подогрев по IV	Э-МХ, подогрев по IV, термообработка	Э-МХ, подогрев по IV, термообработка	Э-ХМ, подогрев по IV, термообработка	Э-ХМ, подогрев по IV, термообработка	

Группа сталей	Марка сталей	I Ст3, 10, 20	IIa 10Г2, 09Г2С	IIб 12МХ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	III 15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	IV 12ХМФ, 12Х1МФ подогрев при наплавке шва: перлитного до 300-350 °С; аустенитного до 200-300 °С	V 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 300- 400 °С; аустенитного до 250-300 °С	VI Аустенитные марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
				740-760 °С, выдержка 3 ч	740-760 °С, выдержка 3 ч	740-760 °С, выдержка 3 ч	740-760 °С, выдержка 3 ч	
	аустенитного до 200-300 °С	-	-	Подогрев по IV, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по IV, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по IV, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по IV, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по IV, остальное то же, что для соединения группы IIб с группой VI
V	15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва:							
	перлитного до 300-400 °С	Э42А, подогрев по V	Э42А, подогрев по V	Э-МХ, подогрев по V, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	Э-ХМ, подогрев по V, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	Э-ХМФ, подогрев по V, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	Э-Х5МФ, подогрев по V, термообработка 740-760 °С, выдержка 3 ч	-

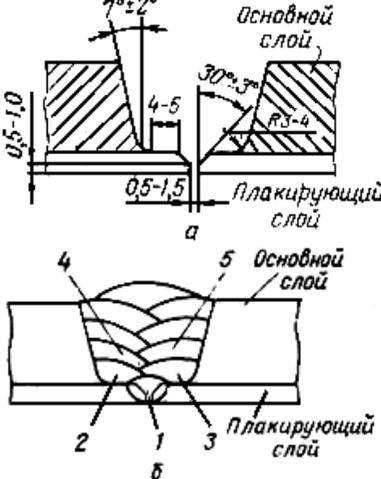
Группа сталей	Марка сталей	I Ст3, 10, 20	IIa 10Г2, 09Г2С	IIб 12МХ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	III 15ХМ, 15ХМА, подогрев при наплавке шва: перлитного до 200-250 °С; аустенитного до 150-200 °С	IV 12ХМФ, 12Х1МФ подогрев при наплавке шва: перлитного до 300-350 °С; аустенитного до 200-300 °С	V 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, подогрев при наплавке шва: перлитного до 300- 400 °С; аустенитного до 250-300 °С	VI Аустенитные марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	аустенитного до 250-350 °С	-	-	Подогрев по V, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по V, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Подогрев по V, остальное то же, что и для группы IIб аустенитного шва	Э-10Х25Н13Г2, Э- 11Х15Н25 М6АГ2, Э-08Х24Н40М7Г2, подогрев по V для температуры эксплуатации до 525 °С, Э- 08Х24Н40М7Г2 для температуры эксплуатации выше 525 °С	То же, что для соединения групп V без обеспечения стойкости против МКК

Примечание. Подготовка кромок осуществляется с притуплением в корневой части равным 4-5 мм, которое наплавляется одиночными кольцевыми валиками без колебаний электрода перлитными электродами УОНИ 13/45 Ø3 мм с подогревом до температуры, необходимой для более легированной теплоустойчивой стали. Полученная механическим способом наплавка (наждачным кругом и др.) обрабатывается заподлицо с поверхностью фаски и внутренней поверхностью трубы с соблюдением размеров притупления по настоящему руководству.

Приложение 27

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Выбор электродов, основных условий сварки и конструктивному оформлению кольцевого сварного соединения из двухслойных сталей Ст3+08X13; 10+08X13; 15,20+08X13

Конструктивные элементы подготовки кромок	Температура эксплуатации трубопровода, °С	Типы рекомендуемых электродов
	<p>До 350¹</p> <p>350-450²</p>	<p>Э-10Х25Н13Г2</p> <p>Э-11Х15Н25М6АГ2, Э-08Х24Н40М7Г2</p>

Примечания:

1. Сварка швов 1-3 (рис.б) производится электродами диаметром 3 мм на минимальном паспортном режиме, обеспечивающем полный провар и сплавление кромок. Для сварки швов 4, 5 и так далее допускаются электроды диаметром 4 мм.
2. После сварки шва 1 выполняется цветная дефектоскопия металла шва и околошовной зоны, после заполнения всей разделки - рентгеновское или гамма-просвечивание 100%-ной длины шва.

Приложение 28

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Режимы ручной электродуговой сварки покрытыми электродами

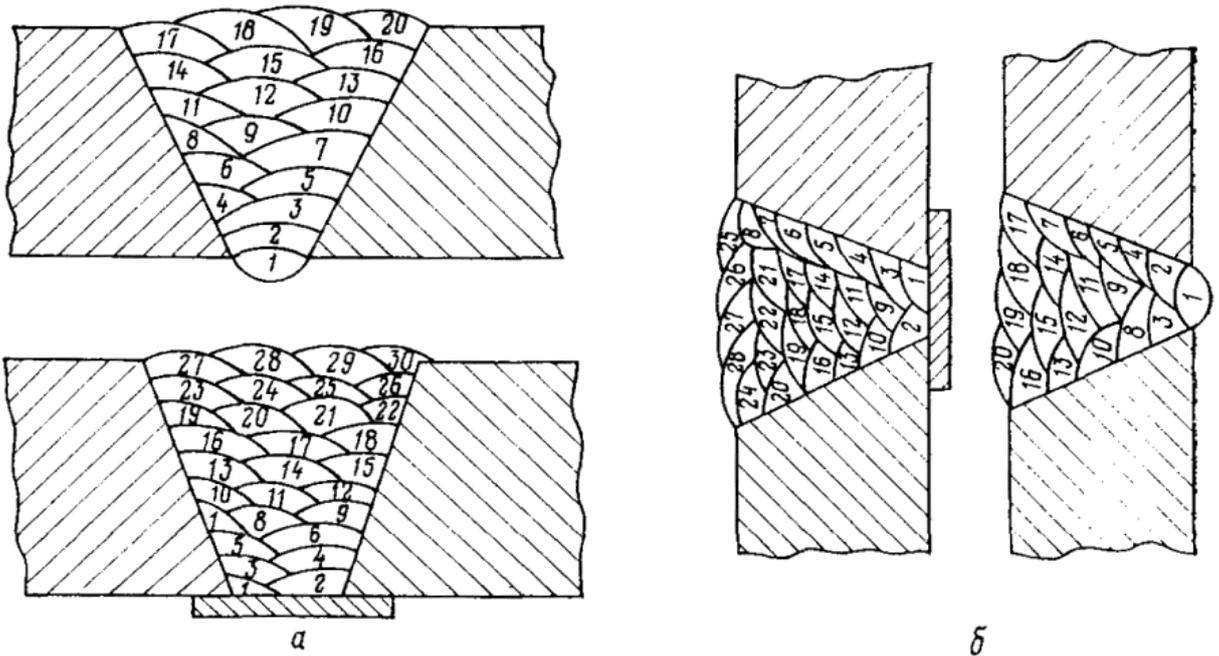
Толщина стенки труб, мм	Число слоев	При горизонтальной оси труб				При вертикальной оси труб			
		число валиков	номер слоев	диаметр электрода, мм, не более	сварочный ток, А	число валиков	номер слоев	диаметр электрода, мм, не более	сварочный ток*, А
3-6	1-2	1-2	1-2	2,5-3	<u>80-100</u> 100-120	3-4	1-4	2,5-3	<u>80-100</u> 100-120
6-10	2-3	2-4	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	3-6	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120
6-10	2-3	2-4	3	4	<u>110-130</u> 120-160	3-6	3	4	<u>110-130</u> 120-160
10-13	3-4	3-5	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	7-9	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120
10-13	3-4	3-5	3-4	4	<u>110-130</u> 120-160	7-9	3-4	4	<u>110-130</u> 120-160
13-16	4-5	5-7	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	9-12	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120
13-16	4-5	5-7	3-5	4	<u>110-130</u> 120-160	9-12	3-5	4	<u>110-130</u> 120-160
17-22	5-8	7-14	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	11-15	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120

Толщина стенки труб, мм	Число слоев	При горизонтальной оси труб				При вертикальной оси труб			
		число валиков	номер слоев	диаметр электрода, мм, не более	сварочный ток, А	число валиков	номер слоев	диаметр электрода, мм, не более	сварочный ток*, А
17-22	5-8	7-14	3-8	4	<u>110-130</u> 120-160	11-15	3-8	4	<u>110-130</u> 120-160
23-27	8-12	11-18	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	16-20	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120
23-27	8-12	11-18	3-12	4	<u>110-130</u> 120-160	16-20	3-12	4	<u>110-130</u> 120-160
28-32	12-16	15-20	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120	20-25	1-2	3	<u>80-100</u> 100-120
28-32	12-16	15-20	3-16	4	<u>110-130</u> 120-200	20-25	3-16	4	<u>110-130</u> 120-200

Примечание. При сварке неповоротных стыков сила тока должна быть примерно на 15% ниже. В числителе дана сила тока при сварке аустенитными электродами, в знаменателе - перлитными.

Приложение 29
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

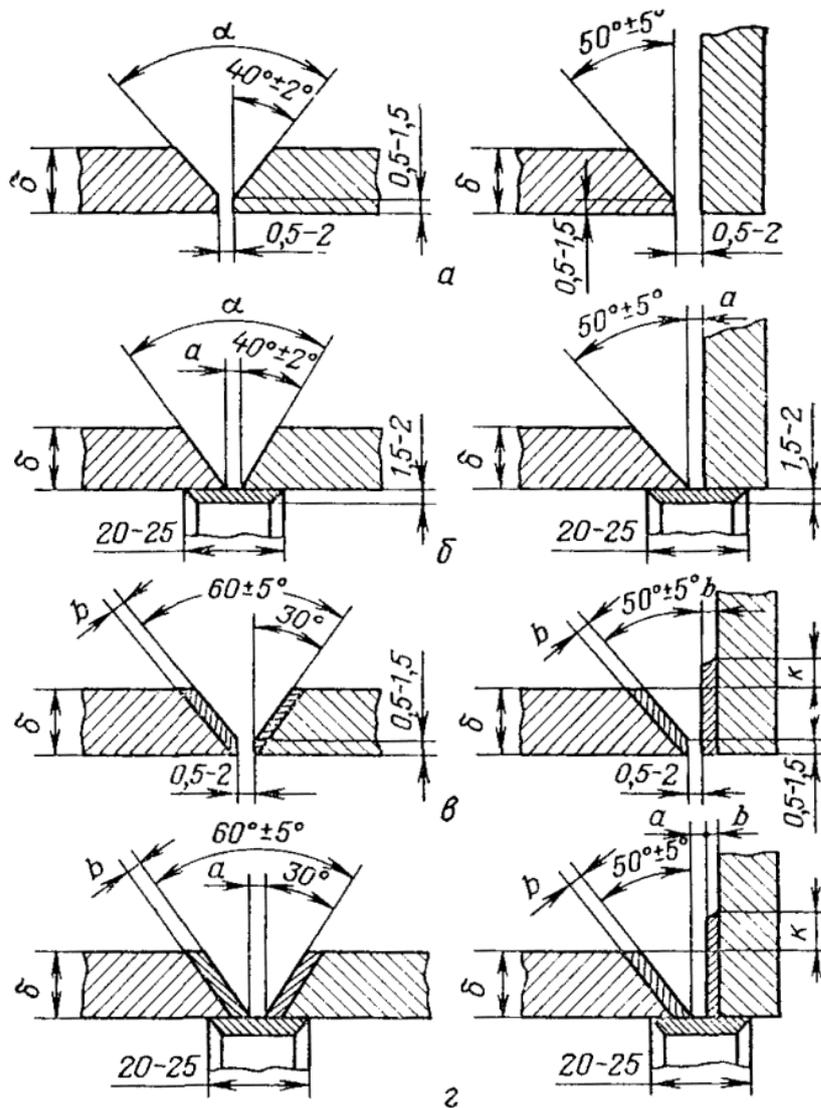
Последовательность наложения слоев при сварке стыков.



а - вертикальных; б - горизонтальных.

Приложение 30
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Подготовка кромок и сборка под сварку кольцевых угловых
соединений



a - без наплавки кромок и без подкладного кольца; *б* - то же, с остающимся подкладным кольцом; *в* - с наплавкой кромок без подкладного кольца; *г* - то же и с остающимся подкладным кольцом.

Толщина стенки δ , мм	< 10	12 - 20	20 - 30
Зазор a , мм	3 - 4	5 - 6	7
Превышение наплавки k , мм	7	8	9
Угол α	80	60	60
Диаметр электрода d , мм	3	4	-
Толщина наплавки b , мм	$6 \pm 0,5$	$7 \pm 0,5$	-

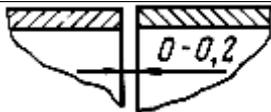
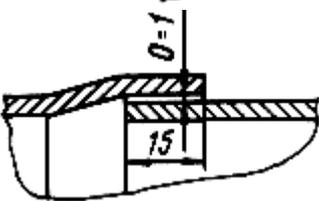
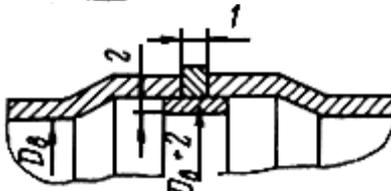
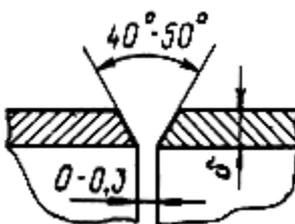
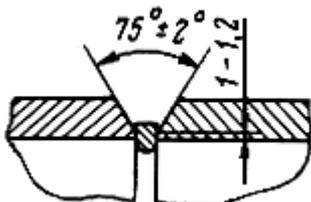
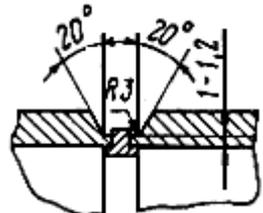
Приложение 31
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Требования к аргодуговой сварке стыков труб при температуре
окружающего воздуха ниже 0 °С

Свариваемые стали	Толщина свариваемых элементов, мм	Минимальная температура окружающего воздуха, при которой допускается сварка, °С	Температура подогрева свариваемых элементов, °С
Углеродистая Ст 2, Ст 3, стали 10, 15, 20	До 16	-20	-
	Более 16	-20	100-200
Углеродистая с содержанием углерода выше 0,24%	До 16	-10	-
	Более 16	-10	100-200
15ГС, 10Г2С1, 14ХГС и другие низколегированные стали	До 10	-25	-
	Более 10	-10	150-250
12МХ, 15ХМ, 20ХМЛ	До 10	-20	-
	Более 10	-10	250-350
12Х1МФ, 15Х1М1ФЛ, 20ХМЛФ, 15Х1МФЛ	До 10	-20	-
	Более 10	-10	350-450
12Х2МФСР, 12Х2МФБ	До 7	-10	-
	Более 7	-10	350-450
Аустенитные	Независимо от толщины стенки	-20	-

Приложение 32
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Подготовка кромок труб при аргонодуговой сварке

Тип соединений	Форма подготовленных кромок	Размеры труб, мм	
		наружный диаметр, D_n	толщина стенки, S
Стыковое		8-26	1-2,5
С одним раструбом		8-26	1-2,5
С двумя раструбами, подкладным и присадочным кольцами		8-26	1-2,5
Стыковое с разделкой кромок		16-219	3-6
Стыковое с расплавляемыми вставками		40 и более	3,5-7
Стыковое с расплавляемыми вставками		100 и более	Более 7
Врезка труб		8-26	1-25

Тип соединений	Форма подготовленных кромок	Размеры труб, мм	
		наружный диаметр, D_n	толщина стенки, S
Врезка труб		15 и более	3,5 и более

Приложение 33

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Режимы ручной аргодуговой сварки

Толщина стенок трубы, мм	Диаметр присадочной проволоки, мм	Диаметр вольфрамового электрода, мм	Сварочный ток, А		Напряжение на дуге, В	Расход аргона, л/мин	Число слоев
			на первом слое	на последующих слоях			
1	1,6	2	50-70	–	10-15	4-5	1
1,5	1,6	2	80-110	–	10-15	4-5	1
2	2	2	80-110	–	10-15	5-6	1
2,5	2	3	90-110	–	10-15	5-6	1
3	2	3	90-110	–	10-15	6-7	1
4	2	3	90-110	110-140	10-15	6-8	2

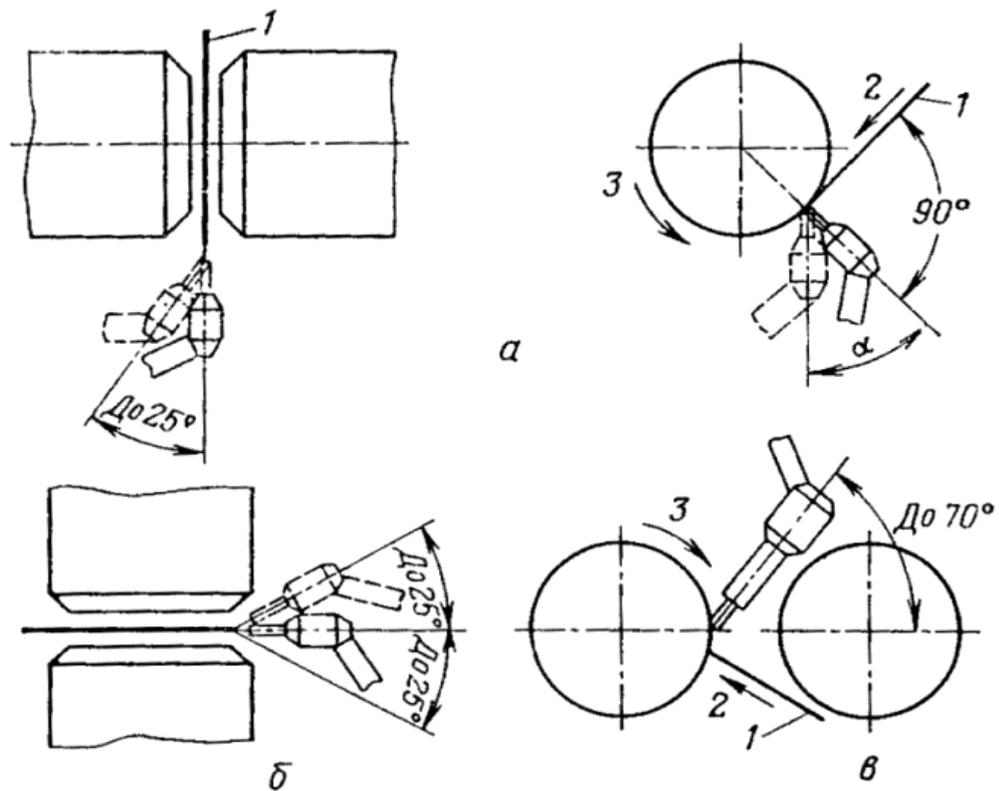
Приложение 34
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Сварочные материалы при аргонодуговой сварке

Марка свариваемой стали	Марка присадочной проволоки
Ст 2, Ст 3, Ст 4	Св-08Г2С
10, 15, 20, 15ГС, 10Г2С1, 14ХГС и другие низколегированные стали	Св-08ГС
12МХ, 15ХМ, 12Х1МФ	Св-08МХ
15Х1М1Ф	Св-08ХМ
12Х1МФ, 15Х1М1Ф	Св-08ХМФА
	Св-08ХГСМФА
12Х2МФБ, 12Х2МФСР	Св-08МХ
	Св-08ХМ
	Св-08ХМФА
	Св-08ХГСМФА
08Х18Н10Т	Св-02Х18Н9
	Св-06Х19Н9Т
	Св-08Х19Н10Т
10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т	Св-04Х19Н11М3
08Х17Н16М3Т	Св-06Х19Н10М3Т
12Х21Н5Т(1Х21Н5Т)	Св-06Х19Н9Т
	Св-07Х18Н9ТЮ
	Св-08Х19Н10Б
	0Х18Н9ФБС

Приложение 35
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

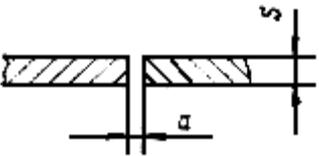
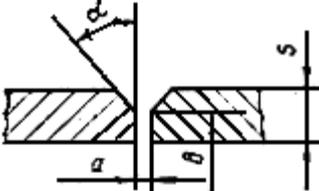
Взаимное расположение горелки и присадочной проволоки при ручной
аргодуговой сварке неплавящимся электродом неповоротных стыков
труб



а - сварка в обычных условиях вертикального стыка; *б* - то же, горизонтального стыка; *в* - сварка в стесненных условиях горизонтального стыка с удлиненным наконечником; 1 - проволока; 2 - направление подачи проволоки; 3 - направление сварки.

Приложение 36
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Форма подготовки кромок труб при газовой сварке

Вид кромок в поперечном сечении	S , мм	Конструкционные размеры		
		a , мм	b , мм	α
	1-1,5	$1^{-0,5}$	-	-
	1-2,0 2-3,5	$1^{-0,5}$ $1,5 \pm 0,5$	- $1,5 \pm 0,5$	- $30^\circ \pm 3^\circ$ ($25^\circ - 45^\circ$)

Примечание. В скобках приведены допустимые пределы угла скоса кромок отличного от оптимального из-за неточности обработки или из-за изготовления труб.

Приложение 37
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Материалы для газовой сварки труб

Марка стали труб	Марка присадочной проволоки
10, 15, 20, ВСт2кп, ВСт2сп, ВСт2пс, ВСт3кп, ВСт3сп, ВСт3 Гпс, ВСт3пс, 15Л, 20Л, 25Л, ВСт4сп	Св-08, Св-08А, Св-08ГА, Св-08ГС, Св-08Г2С, Св-08МХ
15ГС, 16ГС, 16ГТ, 17ГС, 14ГН, 16ГН, 09Г2С, 10Г2С1, 15Г2С, 14ХГС, 10ГСЛ	Св-08Г2С, Св-08ГС
12МХ, 15ХМ, 12Х2М1, 20ХМЛ	Св-08МХ, Св-08ХМ
12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 20ХМФЛ	Св-08МХ, Св-08ХМ
15Х1М1ФЛ	Св-08ХМФА

Приложение 38

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Типы и марки электродов для сварки трубных элементов технологических трубопроводов из термоустойчивых хромомолибденовых сталей без термообработки

Марка сталей	Температура $P_{\text{раб}}$ стенки трубного элемента	Типы и марки электродов		Область применения
		рекомендуемые	допускаемые	
Для установок и блоков первичной переработки нефти и гидроочистки топлив и масел				
1X2M1	До 350 °С	Э-06X25H40M7Г2 (АНЖР-2)	Э-10X25H13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)	На установках первичной переработки нефти: на линиях отбензиненной нефти; мазута; гудрона
	350-450 °С	Э-06X25H40M7Г2 (АНЖР-2)	08X25H25M3 (АНЖР-3)	
15X5M, 15X5МУ, 15X5ВФ, 12X8ВФ, X9M	450-550 °С	Э-06X25H40M7Г2 (АНЖР-2)	-	На линиях среднестиллятных фракций и других трубопроводах, кроме указанных в п.18.8 а
	До 450°	Э-06X25H40M7Г2 (АНЖР-2)	Э-10X25H13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)	На установках гидроочистки: на линиях сырья; газосырьевой смеси; стабильного гидрогенизата и других трубопроводах, кроме указанных в п.18.81 а
	450-525 °С	Э-06X25H40M7Г2 (АНЖР-2)	08X25H25M3 (АНЖР-3) Э-11X15H25M6АГ2 (ЭА-395/9) Э-10X25H13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)	

Марка сталей	Температура $P_{раб}$ стенки трубного элемента	Типы и марки электродов		Область применения
		рекомендуемые	допускаемые	
	525-550 °С	Э-06Х25Н40М7Г2 (АНЖР-2)	08Х25Н25М3 (АНЖР-3) Э-11Х15Н25М6АГ2 (ЭА-395/9)	
Для установок термического и каталитического крекинга, замедленного коксования, каталитического риформинга и обессеривания сырья, деасфальтизации, селективной очистки масел, депарафинизации, "Дуосол", битумной, водородной, вакуумной перегонки масел, вторичной перегонки бензина				
1Х2М1	До 350 °С	Э-10Х25Н13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)		Для сварки всех линий трубопроводов
	350-450 °С	08Х25Н25М3 (АНЖР-3) Э-11Х15Н25М6АГ2 (ЭА-395/9)	Э-10Х25Н13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)	
	450-550 °С	Э-06Х25Н40М7Г2 (АНЖР-2)	08Х25Н25М3 (АНЖР-3) Э-11Х15Н25М6АГ2 (ЭА-395/9)	
15Х5М; 15Х5МУ, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, Х9М	До 450 °С	Э-10Х25Н13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)		
	450-525 °С	Э-06Х25Н40М7Г2 (АНЖР-2)	08Х25Н25М3 (АНЖР-3) Э-11Х15Н25М6АГ2 (ЭА-395/9) Э-10Х25Н13Г2 (ОЗЛ-6 и им подобные)	
15Х5М, 15Х5МУ,	525-550 °С	Э-06Х25Н40М7Г2 (АНЖР-2)	08Х25Н25М3 (АНЖР-3)	Для сварки всех линий трубопровода

Марка сталей	Температура $P_{\text{раб}}$ стенки трубного элемента	Типы и марки электродов		Область применения
		рекомендуемые	допускаемые	
15X5ВФ, 12X8ВФ, X9М			Э-11X15Н25М6АГ2 (ЭА-395/9)	

Примечания:

1. Электроды с более высоким содержанием никеля могут применять во всех случаях, где рекомендованы электроды с меньшим содержанием этого элемента. Например, электроды типа Э-06X25Н40М7Г2 могут применять вместо электродов типа Э-10X25Н13Г2.

2. Выбор электродов для сварки сочетаний сталей разного уровня легирования при эксплуатации с температурой выше 350 °С производят по менее легированной стали; при более низкой температуре - по любой из свариваемых сталей с учетом конкретных условий эксплуатации.

3. Применение электродов типа Э-10X25Н13Г2 для сварки трубных элементов с рабочей температурой стенки 450 °С и выше допускается только при содержании ферритной фазы в наплавленном металле до 5%.

4. При сварке трубных элементов из сталей типа 15X5М с температурой стенки до 350 °С и из стали 1X2М1 с температурой стенки до 350 °С на установках первичной переработки нефти и гидроочистки, где по коррозионным условиям в качестве основных рекомендованы электроды Э-06X25Н40М7Г2, допускается применение этих электродов для сварки корневого слоя шва не менее двух проходов, с заплавлением оставшейся части разделки допускаемыми электродами типа Э-11X15Н25М6АГ2 марки ЭА-395/9 и др.

Приложение 39

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Химический состав наплавленного металла и механические свойства шва и наплавленного металла, выполненного
высоколегированными электродами

Электроды		Химический состав наплавленного металла, %										Механические свойства шва и наплавленного металла			
Марка	Тип	С	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Nb	V	Прочие элементы	S	P	Временное сопротивление разрыву, МПа (кгс/см ²)	Относительно удлинение, %	Ударная вязкость, кгс·м/см ²
											не более				
ОЗЛ-6 и др. ЭА-395/9 АНЖР-3	Э-10Х25Н13Г2	До 0,12	До 1,00	1,00- 2,50	22,5- 27,0	11,5- 14,0	-	-	-	-	0,020	0,03 0	5,5(55)	25	9
	Э-11Х15Н25М6АГ2	0,08- 0,15	0,15- 0,50	1,00- 2,20	14,0- 17,0	23,0- 27,0	5,0- 7,0	-	-	N до 0,2	0,020	0,03 0	6,0(60)	30	12
	08Х25Н25М3	Не более 0,1	Не более 0,35	1,80- 2,50	23,0- 26,0	23,0- 27,0	2,0- 3,5	-	-	Ti 0,05	0,015	0,02 0	6,0(60)	40	13

Электроды		Химический состав наплавленного металла, %										Механические свойства шва и наплавленного металла			
Марка	Тип	С	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	Nb	V	Прочие элементы	S	P	Временное сопротивление разрыву, МПа (кгс/см ²)	Относительно удлинение, %	Ударная вязкость, кгс·м/см ²
До 0,50	Э-06Х25Н40М7Г2	До 0,08		1,50- 2,50	23,0- 26,0	38,0- 41,0	6,2- 8,5	-	-	Ti до 0,05	0,015	0,02 5	6,0(60)	30	12
АНЖР-1	Э-08Х25Н60М10Г2	До 0,1	До 0,35	1,50- 2,50	23,0- 27,0	Основ а	8,5- 11, 0	-	-	Ti до 0,05	0,015	0,02 0	6,5(65)	24	12
ЦТ-28	Э- 08Х14Н65М15В4Г2	До 0,10	До 0,50	1,50- 2,50	12,50 - 15,50	Основ а	13, 50- 16, 0	-	-	W 3,50- 4,50	0,018	0,02 0	5,5(55)	20	10

Приложение 40
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Условия и режим подогрева кромок при сварке и наплавке труб из
теплоустойчивых хромомолибденовых сталей

Применяемые электроды	Температура окружающего воздуха, °С	Толщина стенки, мм	Необходимость и режим подогрева	
			при наплавке кромки	при сварке без наплавки кромок
ОЗЛ-6, ЭА-395/9, АНЖР-3	+5 и выше	10	-	Без подогрева 250-350 °С
		12-14	-	
		16-26	Без подогрева	
АНЖР-2, АНЖР-1	+5 и выше	До 20	-	Без подогрева
		22-30	Без подогрева	

Примечание. При температуре окружающего воздуха ниже +5 °С наплавку кромок и сварку независимо от толщины стыка производят с подогревом до температуры 250-350 °С при использовании электродов с содержанием никеля менее 40% и до температуры 100-150 °С – при более высоком содержании никеля в электродном стержне.

Приложение 41
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Режимы ручной электродуговой сварки

Диаметр электрода, мм	Сила тока для различного положения шва, А		
	нижнего	вертикального	потолочного
3,0	75-85	70-80	60-80
4,0	100-120	100-120	90-110

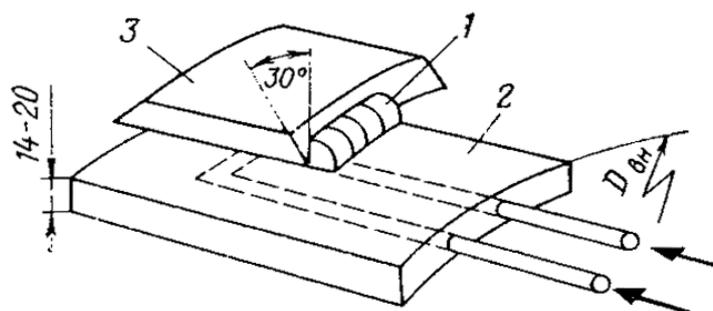
Приложение 42
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Количество проходов многослойного шва

Толщина стенки, мм	Диаметр электрода, мм	Примерное число проходов в шве
6-12	3-4	2-6
13-20	3-4	4-12
21-25	3-4	10-18
26-30	3-4	16-24

Приложение 43
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

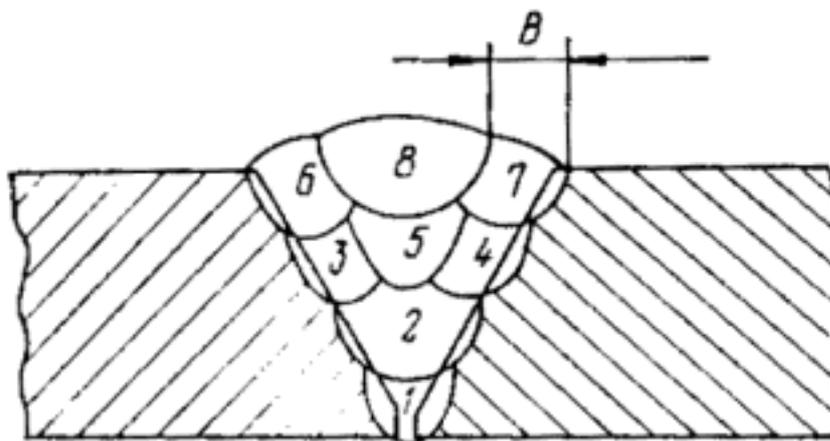
Наложение корневого слоя с применением медной водоохлаждаемой
пластины



1 - корневой слой облицовки; 2 - медная пластина; 3 - труба.

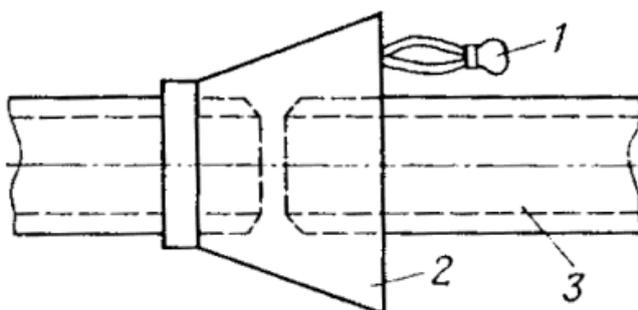
Приложение 44
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Последовательность наложения швов.



Приложение 45
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

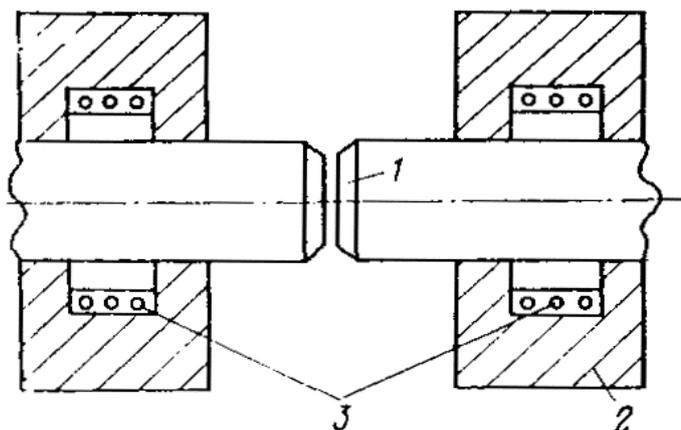
Схема нагрева стыка газовой горелкой



1 - наконечник горелки; 2 - асбестовая или стальная воронка; 3 - свариваемый стык

Приложение 46
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Схема двухстороннего подогрева стыка



1 - стык труб; 2 - теплоизоляция; 3 - нагреватель.

Приложение 47
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Форма

Журнал сварочных работ

Титульный лист

Журнал сварочных работ № _____

Наименование организации, выполняющей работы _____

Наименование объекта строительства _____

Должность, фамилия, инициалы и подпись ответственного за
сварочные работы и ведение журнала _____

Организация, разработавшая проектную документацию, чертежи КМ,
КЖ _____

Шифр проекта _____

Организация, разработавшая проект производства сварочных работ

Шифр проекта _____

Предприятие, изготовившее конструкции _____

Шифр заказа _____

Заказчик (организация), должность, фамилия, инициалы и подпись
руководителя (представителя) технического надзора _____

Журнал начат _____ г.

Журнал окончен _____ г.

1	Дата выполнения работ, смена
2	Наименование соединяемых элементов; марка стали
3	Место или номер (по чертежу или схеме) свариваемого элемента
4	Отметка о сдаче и приемке узла под сварку (должность, фамилия, инициалы, подпись)
5	Марка применяемых сварочных материалов (проволока, флюс, электроды), номер партии
6	Атмосферные условия (температура воздуха, осадки, скорость ветра)
7	Фамилия, инициалы сварщика, номер удостоверения
8	Клеймо
9	Подписи сварщиков, сваривших соединения
10	Фамилия, инициалы ответственного за производство работ (мастера, производителя работ)
11	Отметка о приемке сварного соединения и уровня качества
12	Подпись руководителя сварочных работ
13	Замечания (по контрольной проверке качества производителя работ и др.), выявленные дефекты сварки)

Приложение 48

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Форма

Удостоверение о качестве ремонта трубопровода

Производство (цех) _____

Установка (объект) _____

Согласно акта ревизии и отбраковки трубопроводов от _____ 20__ года, в соответствии с исполнительной схемой, выполнен ремонт участка трубопровода

(наименование и границы)

Трубопровод смонтирован _____

(дата ремонта; наименование организации, проводившей ремонт)

РЕМОНТУ ПОДВЕРГАЛИСЬ СЛЕДУЮЩИЕ УЧАСТКИ ТРУБОПРОВОДА

№ п/п	Наименование элементов трубопровода, подвергавшихся ремонту	Наименование и номер документа, подтверждающего качество материала	Характер производимого ремонта	Данные о примененных материалах	
				Марка стали	ГОСТ или ТУ
1.	2.	3.	4.	5.	6.

Приложение 49

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Режим термической обработки

Марка сталей	Вид термической обработки	Температура нагрева, °С	Время выдержки при заданной температуре, мин	Условия охлаждения	Примечание
1	2	3	4	5	6
12X18H9, 12X18H9T, 08X18H10T, 10X17H13M2T, 10X17H13M3T	Закалка	1080±20	60	На воздухе со снятой теплоизоляцией	Термообработку проводят для снятия остаточных напряжений или при наличии агрессивной среды, вызывающей общую и межкристаллитную коррозию при рабочей температуре до 450 °С
12X18H9T, 08X18H10T, 12X18H10T	Стабилизирующий отжиг	875±25	120	То же	Термообработку проводят для предотвращения склонности к межкристаллитной коррозии при рабочей температуре более 450 °С и для снятия остаточных напряжений после сварки и холодной деформации
12X1MФ, 12XMФ	Высокий отпуск	715±15	При δ до 20 мм - 60 мин; δ 21-45 мм - 120 мин, δ более 45 мм - 180 мин	В теплоизоляции с выключенным нагревателем. При температуре ниже	При сварке аустенитными электродами, а также толщине стенки 8 мм и менее термообработку не проводят

Марка сталей	Вид термической обработки	Температура нагрева, °С	Время выдержки при заданной температуре, мин	Условия охлаждения	Примечание
1	2	3	4	5	6
				300 °С теплоизоляцию и нагреватель можно снять	
12МХ, 15ХМ	Высокий отпуск	680±20	При δ до 20 мм – 60 мин; δ 21-45 мм – 120 мин; δ более 45 мм – 180 мин	То же	То же и термообработку не проводят
12Х18Н9, 08Х18Н10	Отжиг	875±25	120 мин	На воздухе со снятой теплоизоляцией	Термообработка проводится для снятия остаточных напряжений после сварки и холодной деформации
15Х5М, 15Х5МУ, 15Х5, 15Х5ВФ	Высокий отпуск	760±20	При δ до 20 мм – 120 мин; δ 21-60 мм – 180 мин	В теплоизоляции с выключенным нагревателем. При температуре ниже 300 °С теплоизоляцию и нагреватель можно снять	При сварке аустенитными электродами термообработку не проводят
Углеродистые и низколегированные 10, 20, 25, 10Г2, 17ГС и др.	Высокий отпуск	600±25	Считать по формуле (S/25)*1,5	На воздухе без теплоизоляции или с теплоизоляцией	Термообработку проводят для снятия остаточных напряжений и при наличии среды, вызывающей коррозионное растрескивание под напряжением

Приложение 50

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности при
эксплуатации технологических
трубопроводов

Форма

Журнал термической обработки сварных соединений трубопровода

(наименование трубопровода)

установка № _____ цех № _____

№ стыка по схеме, приложенной к «удостоверению о качестве»	Марка стали трубопровода	Режим термической обработки		
		Показания термопары, °С	Время измерения температуры (через каждые 20 мин)	Фамилия термиста
1	2	3	4	5

Твердость после термообработки			Примечание
основной металл	сварной шов	околошовная зона	
1.	2.	3.	4.

Подпись ответственного за термообработку

Приложение 51

к Правилам по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Методы контроля сварных соединений

Операция	Категория трубопровода				
	I	II	III	IV	V
Внешний осмотр и измерения	+	+	+	+	+
Контроль качества неразрушающими методами:	+	+	+	+	По ТУ
– ультразвуковым или радиографическим; – цветным (люминесцентноцветным) или магнитопорошковым (люминесцентномагнитопорошковым)	По условию чертежа, ТУ или при необходимости				
Механические испытания	Проводятся при испытании сварщиков в случаях, предусмотренных главой 47				–
Металлографические исследования	По требованию чертежа или ТУ				–
Контроль на содержание ферритной фазы	По требованию чертежа или ТУ; для аустенитных сталей при температуре выше 350 °С содержание ферритной фазы должно быть не более 5%				–
Испытание на коррозионную стойкость	По требованию чертежа или ТУ				–
Испытание воздухом	По требованию чертежа				–
Испытание гидравлическим давлением	+	+	+	+	+

Примечания:

1. Знак «+» означает, что операция проводится.
2. Швы ферромагнитных сталей толщиной до 16 мм после автоматической сварки разрешается дефектоскопировать магнитографическим методом вместо ультразвукового или радиографического.

Приложение 52
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Объем контроля сварных соединений неразрушающими методами
контроля в % от общего числа сваренных
каждым сварщиком (но не менее одного) соединений

Условия изготовления стыков	Категория трубопроводов				
	I	II	III	IV	V
При изготовлении и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте	100	10	2	1	–
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	10

Приложение 53
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Оценка качества сварных соединений трубопроводов
по результатам радиографического контроля в зависимости
от размеров объемных дефектов (включений, пор)

Оценка в баллах	Толщина стенки, мм	Включения (поры)		Скопления, длина, мм	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм
		ширина (диаметр), мм	длина, мм		
1	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
2	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

Оценка в баллах	Толщина стенки, мм	Включения (поры)		Скопления, длина, мм	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм
		ширина (диаметр), мм	длина, мм		
	Свыше 45	3,5	12,0	15,0	40,0
3	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
6	Независимо от толщины	Включения (поры), скопления, размер или суммарная протяженность которых превышают установленные для балла 3 настоящей таблицы			

Приложение 54
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Оценка качества сварных соединений трубопроводов
по результатам радиографического контроля в зависимости
от величины и протяженности плоских дефектов
(непровары по оси шва, несплавления и другие)

Оценка в баллах	Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва	
	Глубина, % к номинальной толщине стенки	Допустимая суммарная длина по периметру трубы
0	Непровар отсутствует	
	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
1	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
2	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
6	Непровары по оси шва более 20% и более 3 мм	Независимо от длины
	Трещины любой глубины	Независимо от длины
	Несплавления между основным металлом и швом и между отдельными валиками шва	Независимо от длины

Сварные соединения признаются негодными, если суммарный балл равен или больше значений, указанных ниже:

Категория трубопровода	Трубопроводы высокого давления $P_{\text{раб}} > 10 \text{ МПа}$	I категории при температуре ниже $70 \text{ }^\circ\text{C}$	I	II	III	IV	V
Суммарный балл	2	2	3	3	5	6	6

Приложение 55
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов
с давлением до 10 МПа, выявленных при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина стенки, Н, мм	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10Н
	наименьшая фиксируемая, дБ	по отверстию с плоским дном, кв.мм	по зарубке, мм х мм	
8-10	На 6 дБ ниже эхо- сигнала от максимально допустимых эквивалентных дефектов	1,6	1,0 х 2,0	1,5Н
12-18		2,0	2,0 х 2,0	1,5Н
20-24		3,0	3,0 х 2,0	1,5Н

Приложение 5б
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

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
30ХМА, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ	270
20Х3МВФ	300

Приложение 57

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Механические свойства сварных соединений

Стали	Предел прочности при температуре 20 °С	Угол изгиба, не менее, при толщине стенки		Ударная вязкость (КСУ), Дж/кв.см, не менее, при температуре испытаний	
		до 20 мм включительно	более 20 мм	20 °С	-20 °С и ниже
Углеродистые	Не ниже нижнего предела прочности основного металла по стандартам или техническим условиям для данной марки стали	100°	100°	50	30
Марганцовистые, кремнемарганцовистые		80°	60°	–	–
Хромокремне-марганцовистые		70°	50°	–	–
Хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые, хромованадиевольфрамовые, хромомолибденованадиевольфрамовые		50°	40°	–	–
Аустенитные		100°	100°	70	–

Приложение 58
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Допустимые размеры выборки после удаления дефектов
в сварных швах трубопроводов

Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов $P_{\text{раб}}$ свыше 10 МПа , трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже 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 категорий	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 25
Для трубопроводов V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 35

Приложение 59
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Форма

Паспорт трубопровода
(паспорт оформляется в жесткой обложке;
формат 210 x 297 мм)

ПАСПОРТ
трубопровода
регистрационный N _____

Страница 1

Паспорт трубопровода

Наименование предприятия _____
Категория трубопровода _____
Назначение трубопровода _____
Рабочая среда _____
Рабочие параметры среды:
давление, МПа _____
температура, °С _____
Срок службы _____

Наименование участков или обозначение по схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участков трубопровода, п.м.
1	2	3

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче технологического трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных ТНПА Правилами: _____

Страница 2

Технологический _____
ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ
трубопровод _____
смонтирован

наименование монтажной организации

в полном соответствии с проектом, разработанным

наименование проектной организации
по рабочим чертежам _____

номера узловых чертежей

Все опоры и подвески установлены и отрегулированы в соответствии с указанием в проекте.

Род сварки, применявшийся при монтаже трубопровода

Данные о присадочном материале (указать тип, марку, ГОСТ и ТУ)

Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод

а) сведения о трубах и листовом материале

№ п/п	Наименование элементов	Размер	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	2	3	4	5

Страница 3

б) сведения о фланцах и их крепежных деталях

№ п/п	Наименование	Нормальн. ГОСТ, ТУ на фланцы	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Материал фланца		Материал крепеж. дет	
					Марка стали	ГОСТ или ТУ	Марка стали	ГОСТ или ТУ
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Страница 4

в) сведения об арматуре и фасонных частях (литых или кованных)

№ п/п	Наименование	Каталож. обозначен.	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ
1	2	3	4	5	6	7

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим (пневматическим) методом пробным давлением _____, при давлении _____ трубопровод был осмотрен, причем _____ не обнаружено (обнаружено) При испытании на герметичность давлением _____ трубопровод выдержан в течении _____ часов. Падение за время испытания, отнесенное к одному часу, составило _____ проц. в часах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими ТНПА, «Правилами» и признан годным к работе

Подпись владельца трубопровода _____

Подпись представителя
монтажной организации _____

Страница 6-7

ЛИЦО, ОТВЕТСТВЕННОЕ ЗА БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ
ТРУБОПРОВОДА

№ и дата приказа о назначении	Должность, Фамилия, имя, отчество (если такое имеется)	Подпись ответственного лица
1	2	3

Страница 8-19

ЗАПИСИ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА

Дата записи	Основание	Запись о ремонте, переустройстве трубопровода, с описанием произведенных работ
1	2	3

ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Дата	Результаты оценки технического состояния	Срок следующей оценки технического состояния	Подписи ответственных лиц, производивших оценку технического состояния
1	2	3	4

РЕГИСТРАЦИЯ

Трубопровод зарегистрирован за №

(наименование регистрирующего органа)

В паспорте пронумеровано и прошнуровано _____ листов, в том числе чертежей (схем) на _____ листах.

(должность регистрирующего лица)

Приложение 60
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Требования к вибрации

Трубопроводы подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации не более 40 Гц.

Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

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

Для оборудования и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, следует предусматривать в проектах на трубопроводы меры и средства по снижению вибрации и исключению возможности аварийного разрушения и разгерметизации системы.

На трубопроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой рабочей среды 300 °С и выше должны быть установлены указатели перемещений для контроля за расширением трубопроводов и наблюдения за правильностью работы опорно-подвесной системы. Места установки указателя и расчетные значения перемещений по ним должны быть указаны в проекте трубопровода.

К указателям тепловых перемещений должен быть обеспечен свободный доступ.

Приложение 61
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Периодичность проведения ревизий технологических
трубопроводов с 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-го классов и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) (среды группы А)	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 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 3 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

Транспортируемые среды	Категория трубопровода	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год		
		более 0,5	0,1 - 0,5	до 0,1
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 62
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Наименьшая допустимая толщина стенки трубопроводов

Наружный диаметр, мм	≤ 25	≤ 57	≤ 114	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3	3,5	4,0

Приложение 63
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Допускаемые напряжения для углеродистых и низколегированных сталей

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение $ \sigma $, МПа, для сталей марок			
	ВСт3	20 и 20К	09Г2С, 16ГС, 17ГС, 16Г1С, 10Г2С1	10Г2
20	140	147	183	180
100	134	142	160	160
150	131	139	154	154
200	126	136	148	148
250	120	132	145	145
300	108	119	134	134
350	98	106	123	123
375	93	98	116	108
400	85	92	105	92
410	81	86	104	86
420	75	80	92	80
430	71*	75	86	75
440	-	67	78	67
450	-	61	71	61
460	-	55	64	55
470	-	49	56	49
480	-	46**	53	46**

Примечания:

1. Допускаемое напряжение для сталей в данной таблице.
2. При расчетной температуре ниже 20 °С допускаемое напряжение принимают таким же, как и при температуре 20 °С, если допускается применять материал при данной температуре.
3. Для промежуточных значений расчетных температур стенки допускаемое напряжение определяют линейной интерполяцией с округлением результатов до 0,5 МПа (5 кгс/см²) в сторону меньшего значения.
4. Для стальных отливок номинальное допускаемое напряжение принимают равным 80% от номинального допускаемого напряжения, определенного по данной таблице для одноименной марки катаной или ковальной стали, если отливки подвергают 100%-ному контролю неразрушающими методами, и 75% от указанных выше значений для остальных отливок.
5. * Для расчетной температуры стенки 425 °С. ** То же 475 °С.

Приложение 64
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Допускаемые напряжения для жаропрочных, жаростойких и
коррозионно-стойких аустенитных сталей

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение $ \sigma $, МПа, для сталей марок	
	08X18H10T, 08X18H12T, 08X17H13M2T, 08X17H15M3T	12X18H10T, 12X18H12T, 10X17H13M2T, 10X17M13M3T
20	140	160
100	130	152
150	120	146
200	115	140
250	110	136
300	100	130
350	91	126
375	89	124
400	86	121
410	86	120
420	85	120
430	85	119
440	84	118
450	84	117
460	83	116
470	83	115
480	82	115
490	82	114
500	81	113
510	80	112
520	79	112
530	79	111
540	78	111
550	76	111
560	73	101
570	69	97
580	65	90
590	61	81
600	57	74
610	-	68
620	-	62
630	-	57
640	-	52

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение $ \sigma $, МПа, для сталей марок	
	08X18H10T, 08X18H12T, 08X17H13M2T, 08X17H15M3T	12X18H10T, 12X18H12T, 10X17H13M2T, 10X17M13M3T
650	-	48
660	-	45
670	-	42
680	-	38
690	-	34
700	-	30

Примечания:

1. Допускаемое напряжение для сталей.
2. При значениях расчетной температуры ниже 20 °С допускаемое напряжение принимают таким же, как и при температуре 20 °С при условии, если допустимо применение материала при данной температуре.
3. Для промежуточных значений расчетной температуры стенки допускаемое напряжение определяют интерполяцией двух ближайших значений с округлением результатов до 0,5 МПа в сторону меньшего значения.
4. Стали марок 10X17H13M3T, 12X18H10T и 12X18H12T при расчетной температуре свыше 600 °С применять не следует.
5. Для стальных отливок номинальное допускаемое напряжение принимают равным 80% от значения номинального допускаемого напряжения, определенного по данной таблице для одноименной катаной или ковальной стали, если отливки подвергают 100%-ному контролю неразрушающими методами, и 75% от указанных выше значений для остальных отливок.

Приложение 65

к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Допускаемое напряжение для теплоустойчивых
и коррозионно-стойких хромистых сталей

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение $ \sigma $, МПа, для сталей марок				
	12ХМ	12МХ	15ХМ	15Х5М	15Х5М-У
20	147	147	155	146	240
100	-	-	-	141	235
150	-	-	-	138	230
200	145	145	152	134	225
250	145	145	152	127	220
300	141	141	147	120	210
350	137	137	142	114	200
375	135	135	140	110	180
400	132	132	137	105	170
410	130	130	136	103	160
420	129	129	135	101	150
430	127	127	134	99	140
440	126	126	132	96	135
450	124	124	131	94	130
460	122	122	127	91	126
470	117	117	122	89	122
480	114	114	117	86	118
490	105	105	107	83	114
500	96	96	99	79	108
510	82	82	84	72	97
520	69	69	74	66	85
530	60	57	67	60	72
540	50	47	57	54	58
550	41	-	49	47	52
560	33	-	41	40	45
570	-	-	-	35	40
580	-	-	-	30	34
590	-	-	-	28	30
600	-	-	-	25	25

Приложение 66
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Наименьшая допустимая толщина стенки арматуры

Условный проход, мм	80	100	125	150	200
Предельная отбраковочная толщина стенки, мм	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

Приложение 67
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Условный проход обводной линии в зависимости от условного диаметра
задвижки

Условный проход, задвижки, мм	350–600	700–800	1000	1200	1400
Условный проход обводной линии, мм	50	80	100	125	150

Приложение 68
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Величина усилий затяжки шпилек

Диаметр условного прохода, мм	Усилие затяжки ¹ одной шпильки (кН) при условном давлении, МПа										
	20	25	32	40	50	64	80	100	160	250	320
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	1,1	1,2	1,3	1,5	1,5	1,9	2,2	2,5	24,0	24,0	30,0
10	3,1	3,3	3,7	4,0	4,5	5,2	6,0	6,6	36,0	36,0	40,6
15	7,0	7,5	8,2	6,8 ²	7,6 ²	8,8	10,0	11,5	48,0	48,0	55,0
				9,0	10,0						
25	11,8	12,7	13,9	15,8	17,0	19,7	22,6	26,0	46,5	46,5	74,1
32	21,0	22,5	24,5	27,0	20,0 ²	23,0	26,5	31,0	64,5	64,5	100,3
					30,0						
40	21,0	22,5	24,5	27,0	30,0	34,5	39,5	46,0	75,5	82,0	135,5
50	37,5	40,0	44,0	48,5	54,0	62,5	71,0	82,5	91,0	99,8	150,0
65	51,5	55,0	60,0	67,0	74,0	85,0	98,0	114,0	124,0	134,5	167,8
80	77,0	82,0	90,0	99,0	110,0	95,0 ²	110,0 ²	127,0	155,2	-	-
						127,0	145,0				
100	100,0	107,0	117,0	97,0 ²	108,0 ₂	124,0	142,0	165,0	-	-	-
				130,0	144,0						
125	116,0	125,0	136,0	151,0	168,0	194,0	222,0	257,0	-	-	-
150	173,0	185,0	200,0	223,0	250,0	286,0	327,0	380,0	-	-	-
200	280,0	300,0	330,0	290,0 ₂	324,0 ₂	470,0	530,0	620,0	-	-	-

				360,0	400,0						
300	-	-	364,0	-	-	-	-	-	-	-	-
350	-	-	494,0	-	-	-	-	-	-	-	-
400	-	-	522,0	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечания:

1. В таблице даны усилия затяжки для фланцевых соединений со сферическими линзами и прокладками восьмиугольного

2. В числителе – усилие затяжки одной шпильки для фланцевых соединений

DN 15 мм – с четырьмя шпильками;

DN 32 мм – с шестью шпильками;

DN 80 мм – с восемью шпильками;

DN 100 и 200 мм – с десятью шпильками.

В знаменателе – усилие затяжки одной шпильки для соединений

DN 15 мм – с тремя шпильками;

DN 32 мм – с четырьмя шпильками;

DN 80 мм – с шестью шпильками;

DN 100 и 200 мм – с восемью шпильками.

Приложение 69
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации
технологических
трубопроводов

Отбраковочные толщины стенок элементов трубопроводов высокого
давления

Наружный диаметр трубы, мм	≤ 15	≤ 35	≤ 57	≤ 89	≤ 27
Наименьшая допустимая толщина стенки трубы, мм	3,0	4,0	5,0	7,0	9,0

Наружный диаметр трубы, мм	≤ 194	≤ 299	≤ 426	≤ 465
Наименьшая допустимая толщина стенки трубы, мм	12,0	17,0	25,0	35,0