

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
23 апреля 2020 г. № 21

**Об утверждении Правил по обеспечению
промышленной безопасности при эксплуатации
технологических трубопроводов**

Изменения и дополнения:

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 4 февраля 2022 г. № 12 (зарегистрировано в Национальном реестре - № 8/37702 от 12.03.2022 г.) <W22237702p>;

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 5 января 2023 г. № 4 (зарегистрировано в Национальном реестре - № 8/39602 от 24.02.2023 г.) <W22339602p>

На основании подпункта 9.4 пункта 9 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 14 ноября 2022 г. № 405, Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Правила по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов (прилагаются).
2. Настоящее постановление вступает в силу с 1 сентября 2020 г.

Министр

В.А.Вашенко

СОГЛАСОВАНО

Министерство архитектуры
и строительства
Республики Беларусь

Министерство промышленности
Республики Беларусь

Министерство обороны
Республики Беларусь

Государственный комитет
по стандартизации
Республики Беларусь

Белорусский государственный концерн
по нефти и химии

УТВЕРЖДЕНО

Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
23.04.2020 № 21

ПРАВИЛА

**по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических
трубопроводов**

РАЗДЕЛ I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1 ОБЛАСТЬ И ПОРЯДОК ПРИМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ

1. Настоящие Правила устанавливают требования, направленные на обеспечение промышленной безопасности, предупреждение аварий на опасных производственных объектах, при эксплуатации и ремонте стальных технологических трубопроводов (далее – трубопроводы).

Настоящие Правила распространяются на 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, производств и связанных с ними видов деятельности, имеющих специфику военного применения, подлежащих надзору, 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 могут быть допущены в соответствии с подпунктом 19.22.1 пункта 19.22 единого перечня административных процедур, осуществляемых в отношении субъектов хозяйствования, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 сентября 2021 г. № 548.

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» (ТР ТС 032/2013), принятым 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 и плотность;

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, 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 охраны труда 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 – документ, содержащий технические данные, подлежащие проверке при испытании изделий, а также порядок и методы их контроля;

проект – конструкторская и (или) технологическая документация, которая, в совокупности или в отдельности, определяет состав и устройство изделия и содержит необходимые данные для его разработки, изготовления, контроля, эксплуатации, ремонта и утилизации;

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 лицензию на осуществление деятельности в области промышленной безопасности в части выполнения работ и (или) услуг по монтажу, ремонту, обслуживанию, техническому диагностированию стальных технологических трубопроводов (либо выборка из указанного перечня работ (услуг);

срок службы назначенный – календарная продолжительность эксплуатации оборудования, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от его технического состояния;

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

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

температура стенки расчетная – температура, при которой определяются физико-механические характеристики, допускаемое напряжение материала и проводится расчет на прочность элементов 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 – патрубок для соединения трубопровода, емкостей, вентилей и других деталей газовых и жидкостных передаточных и преобразующих систем;

эксплуатационные документы – 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 протяженное 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. Работники, работающие по профессиям рабочих (должностям служащих), связанным с ведением работ на потенциально опасных объектах, должны иметь удостоверение на право обслуживания потенциально опасных объектов, 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 эксплуатации и ремонте опасных производственных объектов и (или) потенциально опасных производственных объектов, технических устройств.

7. Для труб, арматуры и соединительных частей трубопроводов условные (P_N) 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, устанавливающими 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 высокой 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 на основании классов опасности веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений.

19. Категории трубопроводов устанавливаются разработчиком проекта для каждого трубопровода.

20. Допускается в зависимости от условий эксплуатации принимать более высокую (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 высокой группе или категории решается проектной организацией.

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

Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или превышающей температуру их самовоспламенения, или рабочей температурой ниже – 40 °С, а также несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях, следует относить к I категории.

РАЗДЕЛ II

ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РЕМОНТНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ

ГЛАВА 3

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

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

Необходимость разработки технологии на сварку (технологической инструкции сварки) определяется локальными правовыми актами организации (далее – ЛПА).

22. В случае, если на изделия и материалы производителем установлены гарантийные сроки, то после истечения указанных гарантийных сроков изделия и материалы могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания, экспертизы и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

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

24. 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 руководством ответственного специалиста в области сварочного производства.

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

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

27. 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.

28. Результаты дополнительного спектрального анализа должны быть оформлены протоколом (актом или заключением), а изделие промаркировано перед началом сборочно-сварочных работ.

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

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

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

32. Работники, выполняющие сварочные работы могут производить сварочные работы тех видов, которые указаны в их аттестационных свидетельствах сварщика (далее – удостоверение).

33. Работник, выполняющий сварочные работы, впервые приступающий в данной организации (монтажной или ремонтной) к сварке трубопроводов, независимо от наличия удостоверения 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.

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

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

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

37. 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 2.

38. 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.

39. 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.

40. 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 12X18H10T – 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.

41. 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).

42. 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 варка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

43. Допускается варка 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.

44. 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.

45. Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали принимается согласно приложению 3.

46. 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).

47. 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 шага 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.

48. 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.

49. 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.

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

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

52. 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.

53. 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.

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

55. 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 4

ТРЕБОВАНИЯ К СНИЖЕНИЮ ВИБРАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

56. 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.

57. 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.

58. 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 5

ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ, ОБОГРЕВ

59. 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.

60. 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 °С, а на рабочих местах и в обслуживаемой зоне при температуре выше 45 °С – во избежание ожогов;

при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

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

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

63. 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.

64. 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 °С должен входить пароизоляционный слой. Необходимость в пароизоляционном слое при температуре транспортируемых веществ свыше 12 °С определяется расчетом.

65. 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.

66. Для трубопроводов с рабочей температурой выше 250 °С и ниже – 60 °С не допускается применение однослойных теплоизоляционных конструкций из формованных изделий (перлитоцементных, известковокремнеземистых, совелитовых, вулканитовых).

67. 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).

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

69. 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.

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

ГЛАВА 6

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ И ОКРАСКА ТРУБОПРОВОДОВ

71. 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.

72. 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.

73. При бесканальной прокладке подземных трубопроводов средства защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует применять как для трубопроводов без тепловой изоляции.

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

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

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

77. Опознавательную окраску и маркировку трубопроводов и их элементов следует выполнять согласно приложению 4.

ГЛАВА 7 СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

78. 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.

79. Газовую сварку стыков из низколегированных закаливающихся 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.

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

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

82. 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 технической документацией, но менее 1 мм для углеродистых и низколегированных сталей и не менее 3 мм для теплоустойчивых сталей.

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

84. После огневой резки труб из закаливающихся 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.

85. Отклонение от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образующей 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.

86. 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.

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

88. При ремонте (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.

89. При ремонте (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 ремонте (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).

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

91. При ремонте (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°.

92. Допустимое смещение кромок по внутреннему диаметру не должно превышать значений согласно приложению 5. 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 Ру до 10 МПа допускается дополнительная подготовка концов труб методом цилиндрической или конической раздачи.

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

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

95. 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.

96. 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.

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

ГЛАВА 8

ПОДГОТОВКА ТРУБ ПОД СВАРКУ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТОВ

98. При отсутствии специальных указаний форму разделки кромок под сварку необходимо выбирать согласно приложению 6.

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

100. 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 7.

101. 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 7.

102. 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 дополнительно подготовить под сварку. Присоединительные концы дополнительно подготавливают под сварку с помощью конических или разжимных оправок.

103. Концы труб и деталей из сталей марок ВСт3, 10, 20, 10Г2, 15ГС, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т можно дополнительно подготавливать под сварку в холодном состоянии без последующей термообработки.

104. При дополнительной подготовке под сварку концов труб и деталей допускается увеличение (уменьшение) периметров их присоединительных концов на 2 % (по сравнению с фактическим).

105. После дополнительной подготовки под сварку 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.

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

107. После огневой резки кромки труб из закаливающихся 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 % 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.

108. 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.

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

110. Отклонения линейных и угловых размеров определяются согласно приложению 8.

111. 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.

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

113. Контроль сборки выполняется ответственным специалистом в области сварочного производства.

114. 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 должно 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.

115. При сборке труб из аустенитных сталей подкладные кольца размещают в одной из стыкуемых труб согласно приложению 9, прихватывают в двух местах короткими прихватками высотой 2–3 мм и приваривают ниточным швом с катетом 3–4 мм. 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 закаливающихся сталей (15ХМ и др.) электродами астеничного класса.

116. 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 электродами перлитного класса.

117. При сварке трубопроводов из низко- и среднелегированных сталей (12МХ, 15Х5М и так далее) электродами для сварки стали астеничного класса 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.

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

119. 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.

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

121. 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.

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

123. Прихватку труб при сборке должны выполнять работники, выполняющие сварочные работы такой же квалификации, как и производящие сварку. Работник, выполняющий сварочные работы может приступить к выполнению прихваток, только соблюдая требования сборки стыков и после разрешения специалиста сварочного производства (мастера).

124. 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.

125. 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, полужерритных, подкаливающихся сталей прихватки следует удалять только механической обработкой.

126. 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.

127. Допускаемая температура окружающего воздуха при сварке и условия подогрева стыков перед прихваткой и сваркой устанавливаются согласно приложению 10. Сварку следует проводить в отапливаемом помещении или использовать временные отапливаемые укрытия, обеспечивающие нужную температуру.

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

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

130. В случаях, когда непрерывное вращение стыка затруднено, сварку первого слоя целесообразно (чтобы обеспечить сплошной провар) выполнять за два поворота с последовательностью, установленной согласно приложению 11.

131. Порядок выполнения сварки корневого шва и последующих слоев неповоротных стыков труб устанавливается согласно приложению 12. Смещение точек начала сварки каждого из слоев – 20–25 мм.

132. 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.

133. 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.

134. 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.

135. 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.

136. Трубы из сталей типа 12Х1МФ, 15ХМ, 15Х5М, 12Х8ВФ электродами для сварки стали перлитного класса 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.

137. 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.

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

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

140. 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 огрунтовки поверхностей.

ГЛАВА 9 КЛЕЙМЕНИЕ

141. Все сварные швы подлежат клеймению, позволяющему установить работником, выполняющим эти швы. Клеймение производится работником, выполнившим сварное соединение.

142. Каждый работник, выполняющий сварочные работы должен выполнить свое клеймо высотой символов 8–10 мм на расстоянии от шва 35–50 мм.

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

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

145. Наплавка клейма запрещается.

146. 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.

147. Если шов с наружной и внутренней сторон заваривается разными работниками, выполняющими сварочные работы, клеймо ставится только с наружной стороны через дробь, в числителе клеймо работника, выполняющего сварочные работы с наружной стороны шва, в знаменателе с внутренней стороны.

148. Если все сварные соединения трубопровода выполнены одним работником, выполняющим сварочные работы, то маркировку каждого сварного соединения можно не производить. В этом случае клеймо работника, выполняющего сварочные работы 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.

149. Если сварное соединение выполнялось несколькими работниками, выполняющими сварочные работы, то на нем должны быть поставлены клейма всех работников, выполняющих сварочные работы, участвовавших в его выполнении.

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

151. Допускается при выполнении ремонтных работ вместо клеймения сварных швов прилагать к паспорту оборудования исполнительную схему расположения швов с указанием фамилии работников, выполнивших сварочные работы с их подписью (по согласованию с заказчиком).

ГЛАВА 10 ИСПОЛНИТЕЛЬНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

152. При эксплуатации трубопроводов должна быть в наличии следующая исполнительная документация:

свидетельство о монтаже;

журнал сварочных работ на трубопроводах I-II категории по форме согласно приложению 13;

журнал производства работ;

аксонометрическая схема сварных стыков трубопроводов I-V категории с указанием на ней: номеров стыков, клейм работников, выполняющих сварочные работы,

характеристики труб, фасонных деталей, установленной арматуры (Ру, Dy), приборов КИПиА (Ру, Dy), 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, которые скрепляются печатью, схемы трубопроводов III–V категории за подписью лиц, ответственных за производство сварочных работ;

заключения по результатам неразрушающего контроля;
акт о проведении промывки (продувки) трубопроводов;
акты о проведении гидроиспытаний и пневмоиспытаний (согласно требованиям проекта на трубопровод) на прочность, плотность и герметичность;
список работников, выполняющих сварочные работы, термистов;
удостоверения работников, выполняющих сварочные работы, 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.

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

удостоверение о качестве ремонта трубопровода согласно приложению 14;
удостоверения работников, выполняющих сварочные работы, 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;
документы 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 работников, выполняющих сварочные работы;
протоколы механических испытаний контрольных сварных соединений.

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

РАЗДЕЛ III ТРЕБОВАНИЯ К ТЕРМООБРАБОТКЕ

ГЛАВА 11 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

155. Контроль качества сварных соединений после проведения термической обработки должен производиться путем:

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

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

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

156. Измерение твердости сварных соединений должно проводиться в соответствии с требованиями настоящих Правил.

ГЛАВА 12

ОФОРМЛЕНИЕ ОТЧЕТНОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

157. Оформление отчетной технической документации должно осуществляться в течение термической обработки.

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

удостоверение термиста;

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

диаграмма (картограмма) автоматической регистрации термической обработки;

журнал термической обработки сварных соединений трубопроводов согласно приложению 15;

исполнительная схема трубопроводов;

протокол измерений твердости сварных соединений после термической обработки.

159. 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, осуществляющего проведение термической обработки;

подпись ответственного по термической обработке с грифом «Принято».

160. Диаграмме необходимо присвоить порядковый номер, соответствующий номеру сварного соединения в журнале термической обработки сварных соединений трубопроводов по форме согласно приложению 15.

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

РАЗДЕЛ IV

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ГЛАВА 13

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

162. Контроль качества сварных соединений 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.

163. Пооперационный контроль предусматривает:

проверку качества и соответствия труб, сварочных материалов требованиям государственных стандартов и (или) технических условий.

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;

проверку качества сварочных материалов визуально на соответствие документов, удостоверяющих качество, визуальный осмотр и измерения готового сварного соединения.

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

164. Сварные швы после сварки и термообработки (если требуется) подвергают контролю. Методы и объем контроля установлены согласно приложению 16. Неразрушающему контролю подвергают 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 17.

165. Дефекты сварных соединений подлежат устранению в установленном порядке.

166. Контроль качества сварных соединений неразрушающими методами следует проводить в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов.

167. К неразрушающему контролю основного металла и сварных соединений методами, перечисленными в пунктах 162 и 163 настоящих Правил, допускаются работники, прошедшие специальную теоретическую подготовку, практическую подготовку, подтверждение квалификации и сертификацию компетентности персонала. Уровень квалификации специалистов, выполняющих неразрушающий контроль с расшифровкой и оценкой результатов должен быть не ниже 2-го согласно приложению 18.

168. 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 $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$, после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

169. 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.

170. 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 14

ВИЗУАЛЬНЫЙ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

171. 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.

172. 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 приложению 19 для балла 1. Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы согласно приложению 19 по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор), следует пропорционально уменьшать.

173. 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 $P_{раб}$ свыше 10 МПа, а также в трубопроводах I категории, работающих при температуре ниже $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$, 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 15

РАДИОГРАФИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ

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

175. 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 19 и 20.

При оценке качества соединений трубопроводов в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор) согласно приложению 19 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 20 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 20, наибольший балл участка сварного соединения, определенный согласно приложению 19, 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 работником, выполняющим сварочные работы.

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 работником, выполняющим сварочные работы.

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

177. Число отдельных пор, длина которых меньше установленных согласно приложению 19 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 19.

Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы, согласно приложению 19, 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 16

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ

178. Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам ультразвукового контроля должна соответствовать нормам допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов с давлением до 10 МПа, выявленных при ультразвуковом контроле, согласно приложению 21.

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 работником,

выполняющим сварочные работы. При неудовлетворительных результатах повторного контроля производят контроль всего числа стыков.

ГЛАВА 17

КАПИЛЛЯРНЫЙ И МАГНИТОПОРОШКОВЫЙ КОНТРОЛЬ

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

Сварные соединения трубопроводов с $R_{раб}$ 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 19 для балла 2;
- суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает суммарной длины согласно приложению 20 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 $R_{раб}$ свыше 10 МПа и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже -70°C , считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют.

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

ГЛАВА 18

КОНТРОЛЬ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА

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

182. Спектральному анализу на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с $R_{раб}$ до 10 МПа в следующих случаях:

- выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним работником, выполняющим сварочные работы из одной партии сварочных материалов;
- если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;
- если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

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

184. 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 работником, выполнившим данное сварное соединение.

ГЛАВА 19

ИЗМЕРЕНИЕ ТВЕРДОСТИ

185. Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

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

187. 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_u 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 измерение твердости и на сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм, измерение твердости не производится.

188. Результаты измерения твердости должны соответствовать требованиям технических нормативных правовых актов. При отсутствии таких требований значения твердости не должны превышать установленных согласно приложению 22.

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

190. 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 20

МЕХАНИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ

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

192. 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 работником, выполняющим сварочные работы 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.

193. 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.

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

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

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

на ударный изгиб (KCU) 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 (KCU) 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 (KCU).

195. 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.

196. 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.

197. Результаты механических испытаний сварных соединений должны соответствовать требованиям согласно приложению 23.

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.

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

199. 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.

200. 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 21

ИСПРАВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ

201. 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.

202. 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 неповаром.

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 24.

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 22, следует полностью удалить, а на его место варить катушку.

РАЗДЕЛ V

ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ И ПРИЕМКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 22

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

203. Трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, после окончания ремонтных (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.

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

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

206. 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.

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

208. 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.

209. 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.

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

211. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами, прошедшими государственную 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.

212. 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.

213. 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 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

214. 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 главным инженером организации.

215. 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.

216. 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.

217. Дополнительные испытания трубопроводов на герметичность могут проводиться пневматическим способом.

218. Порядок и методика проведения испытаний определяются проектом на трубопровод.

219. Испытание трубопроводов на прочность и плотность следует проводить одновременно независимо от способа испытания.

220. 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 23

ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

221. 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 настоящих Правилах, но не реже одного раза в 8 лет.

222. 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.

223. Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) устанавливается проектом. При отсутствии требований в проекте величина пробного давления должна составлять не менее рассчитанной по формуле (1)

$$P_{\text{пр}} = 1,25P_{\text{расч}} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа,}$$

где $P_{\text{пр}}$ – 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.

224. Величина пробного давления на прочность при периодическом испытании и при испытании после работ, указанных в настоящих Правилах, должна составлять не менее рассчитанной по формуле (2)

$$P_{\text{пр}} = 1,25P_{\text{раб}} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа,}$$

где $P_{\text{раб}}$ – 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.

225. Арматуру следует подвергать гидравлическому испытанию пробным давлением после ремонта.

226. При заполнении трубопровода водой воздух следует удалять полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в технической документации.

227. При испытаниях обстукивание трубопроводов не допускается.

228. Испытываемый трубопровод допускается заливать водой непосредственно от водопровода или насосом при условии, чтобы давление, создаваемое в трубопроводе, не превышало испытательного давления.

229. 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.

230. 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.

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

ГЛАВА 24

ПРОМЫВКА И ПРОДУВКА ТРУБОПРОВОДА

232. Трубопроводы должны промываться или продуваться.

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

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

233. Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1–1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом или инертным газом.

234. 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.

235. Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте на трубопровод, должна составлять не менее 10 минут.

236. Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки.

237. 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.

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

ГЛАВА 25

СДАЧА-ПРИЕМКА СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПОСЛЕ РЕМОНТА (МОНТАЖА)

239. Сдача-приемка трубопроводов после ремонта (монтажа) осуществляется в соответствии с требованиями настоящих Правил и проекта на трубопровод.

240. 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 разъёмные соединения.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

241. Перечни скрытых работ при монтаже трубопроводов указываются в технической документации. Освидетельствование скрытых работ следует производить перед началом последующих работ.

242. Перечень документов на сборочные единицы, детали и материалы, применяемые при монтаже трубопровода, включают в состав свидетельства о монтаже.

243. 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 26

ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

244. 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 настоящих Правил.

245. Пробное давление при периодических пневматических испытаниях устанавливается проектом. При отсутствии требований в проекте величина пробного давления должна составлять не менее рассчитанной по формуле (3)

$$P_{пр} = 1,15 P_{раб} \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t},$$

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.

246. Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом.

247. В случае установки на трубопроводе арматуры из серого чугуна величина давления испытания на прочность должна составлять не более 0,4 МПа.

248. 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.

249. Пневматическое испытание следует проводить по документации, утвержденной техническим руководителем организации, эксплуатирующим трубопроводы.

250. 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.

251. При проведении пневматических испытаний трубопроводов как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая зона, огражденная сигнальной лентой. Расстояние от испытываемого трубопровода до границы охраняемой зоны должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охраняемой зоны обозначаются флажками.

252. Пребывание людей в охраняемой зоне во время подъема давления при испытаниях на прочность запрещается.

Окончательный осмотр трубопровода допускается после того, как испытательное давление будет снижено до рабочего.

253. Компрессор и манометры, используемые при испытании трубопроводов, должны находиться за пределами охраняемой зоны. Подводящую линию от компрессора к испытываемому трубопроводу предварительно проверяют гидравлическим способом на прочность. Манометры, применяемые при испытании трубопроводов, должны быть поверены, опломбированы, иметь диаметр не менее 160 мм и класс точности не ниже 1,5.

254. Для наблюдения за охраняемой зоной необходимо устанавливать контрольные посты. Количество постов для наружных трубопроводов в условиях хорошей видимости определяется из расчета один пост на 200 м длины трубопровода. В остальных случаях количество постов определяется исходя из условий так, чтобы охрана и безопасность зоны были обеспечены надежно.

ГЛАВА 27

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

255. 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.

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

256. 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.

257. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему, но не менее 0,1 МПа.

258. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для вновь вводимых межцеховых, внутрицеховых и межезаводских трубопроводов.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается не менее 4 часов.

259. 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 (4)

$$K = \frac{250}{D_{\text{вн}}},$$

где $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр его определяется по формуле (5)

$$D_{\text{ср}} = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n},$$

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 (6)

$$\Delta P = 100 \times \left(1 - \frac{P_{\text{кон}} T_{\text{нач}}}{P_{\text{нач}} T_{\text{кон}}} \right),$$

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.

260. 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.

261. После окончания дополнительного испытания на герметичность составляется акт либо производится запись в паспорт трубопровода.

РАЗДЕЛ VI ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 28 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

262. Обслуживание трубопроводов должно осуществляться в соответствии с требованиями настоящих Правил, ЛПА, технической и эксплуатационной документации.

263. Руководитель субъекта промышленной безопасности, эксплуатирующей трубопроводы, должен обеспечить содержание трубопроводов в исправном состоянии путем организации надлежащего обслуживания.

Руководитель субъекта промышленной безопасности на каждой установке (цехе, отделении, участке, парке, объекте) назначает ЛПА лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

264. 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.

265. Лицо по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов должно обеспечить надлежащий технический надзор за техническим состоянием, безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов.

266. Лицо по надзору за безопасной эксплуатацией трубопроводов обязано 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 тому подобных) на трубопроводы;

- реконструкцией опасных производственных объектов, потенциально опасных объектов, в части соблюдения требований промышленной безопасности при монтаже, ремонте трубопроводов;

- наличием необходимых сертификатов соответствия, деклараций соответствия, на применяемые технические устройства.

267. 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 по вопросам промышленной безопасности;

отстранять от обслуживания трубопроводов персонал, допустивший нарушения инструкций или показавший неудовлетворительные знания во время периодической или внеочередной проверки знаний по вопросам промышленной безопасности 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.

268. 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 прошедшим проверку знаний по вопросам промышленной безопасности персоналом;

выполнение обслуживающим персоналом инструкции по эксплуатации.

269. 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 по эксплуатации;

своевременно выполнять предписания, выданные контролирующими органами;

прекратить эксплуатацию трубопровода при выявлении неисправностей, которые могут привести к авариям или травмированию людей.

270. 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.

271. По каждой установке (по каждому цеху, отделению, участку, парку, объекту) составляется перечень трубопроводов и разрабатываются эксплуатационные документы.

272. 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 25. Все вышеперечисленные трубопроводы подлежат регистрации в организации, являющейся владельцем трубопровода.

273. 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 ее 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).

274. Для трубопроводов, на которые не составляются паспорта, на каждой установке (в каждом цехе, отделении, участке, парке, объекте) следует завести эксплуатационный журнал.

275. Паспорт трубопровода и эксплуатационный журнал хранятся на объекте и заполняется лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

276. Трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, при необходимости требуется периодически обследовать и контролировать в целях оценки технического состояния.

277. 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 29

КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

278. В период эксплуатации трубопроводов обслуживающий персонал должен осуществлять постоянный (периодический) 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 ежедневными записями результатов в сменном (вахтовом) журнале.

279. 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.

280. Результаты периодического контроля оформляются актом или фиксируются в паспорте трубопровода (эксплуатационном журнале).

Порядок оформления результатов периодического контроля определяется руководителем организации либо уполномоченным должностным лицом.

281. Требования к трубопроводам, подверженным вибрации согласно приложению 26.

282. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях допускается производить без снятия изоляции. В необходимых случаях проводится частичное или полное удаление изоляции.

283. 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 лицу, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

284. 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 измерения остаточной деформации; сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

ГЛАВА 30 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

285. Каждый трубопровод или сборочная единица поставляется со следующей технической 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.

286. Эксплуатируемые 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 VII ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 31 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

287. 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.

288. 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 27.

289. 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.

290. 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.

291. Порядок проведения испытания трубопроводов должен соответствовать требованиям настоящих Правил.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустико-эмиссионного контроля.

292. Результаты периодических испытаний трубопроводов заносятся в паспорт трубопровода (эксплуатационный журнал) лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

ГЛАВА 32 РЕВИЗИЯ

293. Приступать к ревизии трубопроводов следует после выполнения необходимых подготовительных работ (отключения трубопровода и освобождения его от продукта, охлаждения (отогрева), промывки, пропарки, продувки).

294. 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).

295. 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 измерение 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.

296. Количество участков для проведения толщинометрии и число точек измерений для каждого участка определяются в соответствии с документацией и в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

При отсутствии требований к проведению толщинометрии, количество участков и число точек измерения для каждого участка определяет лицо, проводящее ревизию трубопроводов.

Толщину стенок измеряют выборочно на участках, работающих в наиболее сложных условиях, а также выборочно на прямых участках трубопроводов с учетом возможности доступа к контролируемым участкам.

При этом, как правило, на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной до 20 м и межцеховых трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять измерения толщины стенок не менее чем в трех доступных для измерения местах. Количество мест измерений 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 измерений 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.

297. Места частичного или полного удаления изоляции при ревизии трубопроводов определяются конкретно для каждого участка трубопровода.

298. При неудовлетворительных результатах ревизии следует определить границу дефектного участка трубопровода и выполнить измерения толщины стенки всех доступных элементов трубопровода.

299. 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.

300. 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 износились и не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

301. 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.

302. 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.

303. 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.

304. Нормы отбраковки деталей трубопроводов следует указывать в технической и эксплуатационной документации.

305. Отбраковочные величины толщины стенок элементов трубопроводов и арматуры следует указывать в проектной документации на трубопровод с учетом требований технических нормативных правовых актов.

ГЛАВА 33

НОРМЫ ОТБРАКОВКИ

306. Отбраковочные толщины стенок элементов (труба, отвод, переход, тройник, заглушка, сварные швы и так далее) определяются по формуле (7)

$$\delta_{отб} = \max(S_R + c_l S_{min}),$$

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, мм;

c_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки c_{11} и максимального утонения при технологических операциях c_{12} , которая рассчитывается по формуле (8)

$$c = c_{11} + c_{12},$$

где c_{11} – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, принимаемая по государственным стандартам и (или) техническим условиям. Если минусовый допуск на толщину стенки по государственным стандартам и (или) техническим условиям задается в %, то вычисление прибавки следует вести от номинальной толщины стенки трубы или детали трубопровода;

c_{12} – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях;

S_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей трубопровода при эксплуатации, определяемая согласно приложению 28;

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 $c_1=0$.

307. Трубы, детали технологических трубопроводов и сварные стыки подлежат отбраковке:

если толщина стенки трубопровода, вычисленная по формуле согласно пункту 306 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 28.

308. 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 (9)

$$\delta_{отб} = 3,8 \times D_y \times \frac{P_{раб}}{2[\sigma]},$$

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 29–31;

толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших установленных согласно приложению 32.

309. Фланцы отбраковывают:

при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;

при наличии трещин, раковин и других дефектов;
при уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

310. 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.

311. Резьбовые соединения трубопроводов отбраковывают при срыве или коррозионном износе резьбы.

312. 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.

313. Линзовые компенсаторы отбраковывают, если толщина линзы в любом ее сечении достигла значения, определяемого по формуле (10):

$$\delta_{отб} = \lambda D_n \sqrt{1,1 P_{пр} / \sigma_t},$$

где $\delta_{отб}$ – отбраковочная толщина линзы, см;

$$\lambda = \sqrt{(1 - \beta)(1 - \beta^2) / (8\beta^2)(2 + \beta)}$$
 – коэффициент;

$\beta = D_n/d$ – коэффициент, учитывающий форму линзы;

D_n – 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 МПа, принимаемое по паспортным данным компенсатора.

РАЗДЕЛ VIII ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

ГЛАВА 34 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

314. 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.

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

По эксплуатационному назначению трубопроводная арматура условно подразделяется на запорную, регулирующую, предохранительную, распределительную, защитную и фазоразделительную.

Применяемая трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям безопасности, предъявляемым к промышленной трубопроводной арматуре.

316. Трубопроводную арматуру следует поставлять комплектной, проверенной, испытанной и обеспечивающей расконсервацию без разборки.

317. Поставляемая арматура должна комплектоваться эксплуатационными документами и документами, подтверждающими соответствие арматуры требованиям технических регламентов Республики Беларусь и Таможенного Союза.

318. Эксплуатационные документы включают в себя индивидуальный паспорт на изделие либо общий паспорт на изделие одного типоразмера из одной партии, техническое описание и инструкцию (руководство) по эксплуатации.

Эксплуатационные документы должны 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.

319. На арматуре следует указывать наименование или товарный знак завода-изготовителя, условное (номинальное) давление, условный (номинальный) диаметр, марку материала.

320. Арматуру, не имеющую эксплуатационных документов 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.

321. 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.

322. При выборе арматуры с электроприводом следует руководствоваться условиями безопасной работы со взрывозащищенным электрооборудованием.

ГЛАВА 35

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, РЕВИЗИЯ, РЕМОНТ И ИСПЫТАНИЕ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

323. Во время эксплуатации следует принять необходимые меры по организации постоянного и тщательного контроля за исправностью арматуры, а также за своевременным проведением ревизий, ремонта.

324. При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на состояние набивочных материалов (качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку).

325. Асбестовая набивка, пропитанная жировым составом и прографиченная, может быть использована для рабочих температур не выше 200 °С.

326. 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.

327. 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.

328. Для давления свыше 32 МПа и температур более 200 °С следует применять специальные набивки.

329. 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.

330. 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.

331. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения следует следить за чистотой поверхности шпинделя и штока арматуры.

332. 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.

333. Ход шпинделя в задвижках и вентилях должен быть плавным, а затвор при закрывании или открывании арматуры должен перемещаться без заедания.

334. Предохранительные клапаны обслуживаются в соответствии с ЛПА организации.

335. Не допускается применять добавочные рычаги при открывании и закрывании арматуры.

336. 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.

337. 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.

338. 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.

339. 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.

340. 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 IX

ТРЕБОВАНИЯ К МАНОМЕТРАМ, УСТАНОВЛИВАЕМЫМ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

ГЛАВА 36

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

341. Количество, тип манометров и места установки манометров определяют разработчики проекта на трубопровод.

342. 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.

343. Манометр должен выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

344. 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.

345. Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу.

346. 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.

347. Установка манометров на высоте более 3 м от уровня площадки не разрешается.

348. Между манометром и технологическим трубопроводом должен быть установлен трехходовой кран или заменяющее его устройство, позволяющее проводить периодическую проверку манометра с помощью эталонного.

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.

349. Манометр не допускается к применению в случаях, когда:

отсутствует знак о проведении государственной поверки;

истек срок государственной 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 37 КОНТРОЛЬ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

350. Государственная 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 эталонным манометром с записью результатов в журнале контрольной проверки манометров. При отсутствии эталонного манометра допускается дополнительную проверку производить поверенным рабочим манометром, имеющим с проверяемым манометром одинаковую шкалу и класс точности.

351. Запрещается эксплуатация трубопроводов при отсутствии, с неисправными или отключенными манометрами, предусмотренными проектом на трубопровод, технологическим регламентом и конструкцией трубопровода.

РАЗДЕЛ X ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБОПРОВОДАМ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ (СВЫШЕ 10 МПа)

ГЛАВА 38 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

352. 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.

353. 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.

354. 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 (или) техническим условиям.

355. Вварка штуцеров в сварные швы, а также в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов, запрещена.

356. Для соединения элементов трубопроводов из высокопрочных сталей с временным сопротивлением разрыву 650 МПа и более следует использовать муфтовые или фланцевые соединения на резьбе.

ГЛАВА 39

ОСОБЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

357. Требования к очистке, смазке, сборке, соосности и зазорам в разъёмных соединениях трубопроводов устанавливаются технической документацией.

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

358. Крепежные детали должны быть одной партии и затянуты с помощью устройств, обеспечивающих контроль усилия затяжки. Порядок сборки соединений и контроль усилия затяжки должен быть отражен в производственной инструкции (технологической карте) с учетом величин, приведенных в рабочей документации или (при ее отсутствии) согласно приложению 33.

359. 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 навернутом фланце резьбовая часть присоединительного конца трубы должна выступать от торца фланца на один шаг резьбы.

360. 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.

ГЛАВА 40

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

361. 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 азотородородных 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 организации, эксплуатирующей трубопроводы.

362. 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.

363. 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.

364. При проведении ревизии технологических трубопроводов высокого давления необходимо выполнить:

наружный осмотр всех элементов трубопровода;

контроль твердости крепежных изделий фланцевого соединения (одно на выбор) каждого трубопровода;

ревизию контрольного участка трубопровода (выбирается один прямой участок протяженностью 1 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 (измерения 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.

365. Отбраковочные толщины стенок элементов трубопроводов и арматуры указываются в проектной или конструкторской документации.

366. Если в проектной или конструкторской документации не указаны отбраковочные толщины, то за отбраковочный размер должны приниматься значения согласно приложению 34.

367. 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.

368. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков следует провести ревизию всех элементов трубопровода (в доступных местах), а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях.

369. Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

370. 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.

371. 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 по 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 _{раб} , МПа	T _{раб} , °C	P _{раб} , МПа	T _{раб} , °C	P _{раб} , МПа	T _{раб} , °C	P _{раб} , МПа	T _{раб} , °C	P _{раб} , МПа	T _{раб} , °C
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	—	—	—	—	—	—
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества а) горючие газы (ГГ)	вакуум ниже 0,08 (абс)	свыше +300 и ниже –40	Вакуум от 0,08 (абс)	от –40 до +300						
		свыше 2,5	свыше +300 и ниже –40	до 2,5	от –40 до +300	—	—	—	—	—	—
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	вакуум ниже 0,08 (абс)	свыше +300 и ниже –40	вакуум от 0,08 (абс)	от –40 до +300						
		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	—	—	—	—
	в) горючие жидкости (ГЖ)	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				
		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		
		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
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества	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 2
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 3
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 4
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	Желтый
6	Кислоты	Оранжевый
7	Щелочи	Фиолетовый
8	Жидкости горючие	Коричневый
9	Жидкости негорючие	Коричневый
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 охраны труда 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 другие)
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 организации 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
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	От 64 до 100	От 340 до 450 и от –70 до 0
3	Три	Сильнодействующие ядовитые вещества (СДЯВ) и дымящиеся кислоты	Независимо от давления	От –70 до 700
		Прочие продукты с токсическими свойствами	Свыше 16	От –70 до 700
		Горючие (в том числе сжиженные) и активные газы, легковоспламеняющиеся и горючие жидкости	Независимо от давления	От 350 до 700
		Негорючие жидкости и пары, инертные газы	Независимо от давления	От 450 до 700

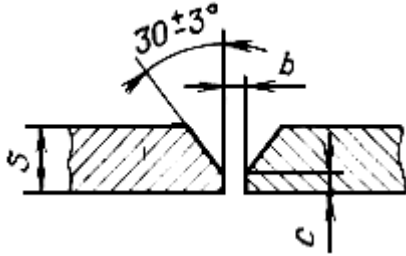
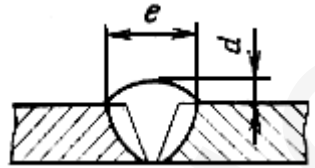
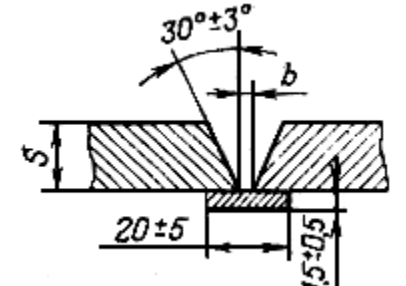
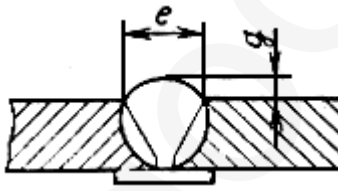
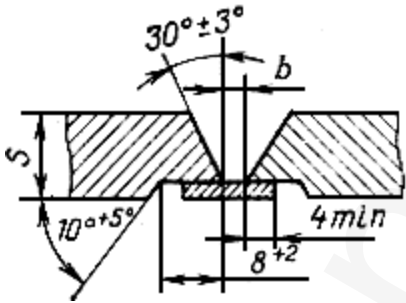
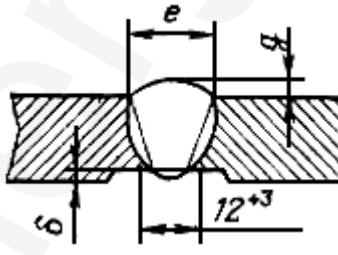
Приложение 5
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации технологических
трубопроводов

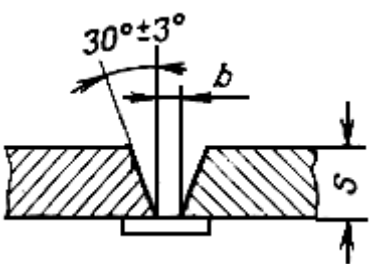
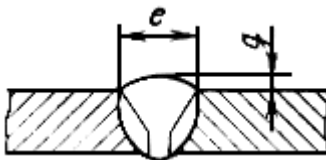
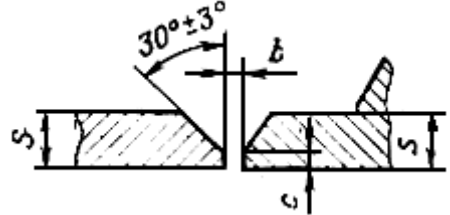
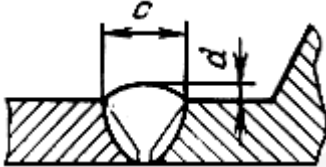
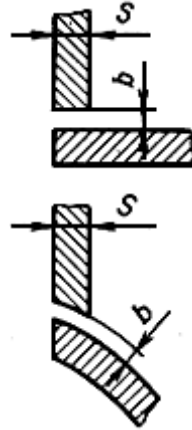
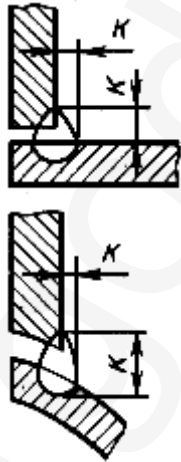
Допустимое смещение внутренних кромок при сборке стыков труб

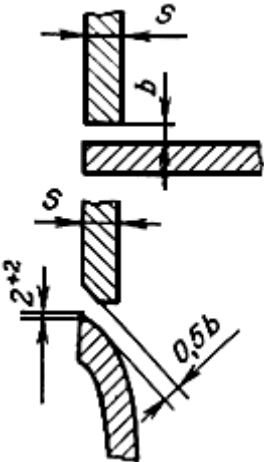
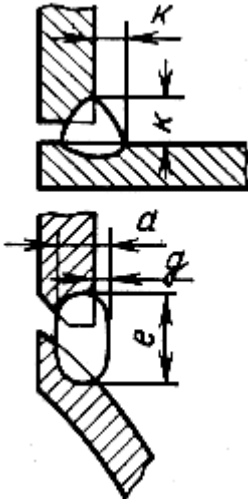
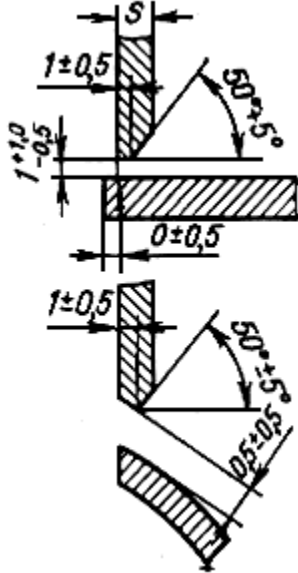
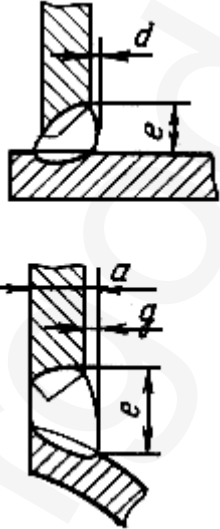
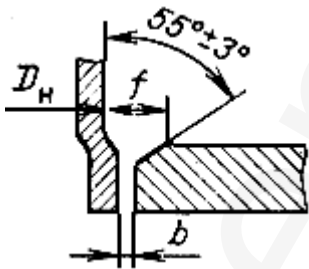
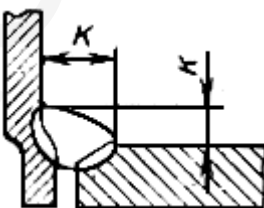
Условное давление, РН, МПа	Категория трубопроводов	Величина смещения в зависимости от номинальной толщины стенки, S, мм	
		кольцевой шов	продольный шов
Свыше 10 до 320 и I категории при температуре ниже -70°C	—	0,10S, но не более 1 мм	—
До 10 (100)	I и II	0,15S, но не более 2 мм	0,10S, но не более 1 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 6
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации технологических
трубопроводов

Форма разделки кромок под ручную сварку

Характеристика стыка	Тип соединения	Вид		Конструктивные размеры, мм								
		кромок свариваемых деталей	сварного шва	S	b	c	e	g	δ	D_k	k	k_1
Без подкладного кольца	C17			3–7	$1,5^{+0,5}_{-0}$	$1,0^{+0,5}_{-0}$	9^{+3}_{-2}	$1,5^{+1,5}_{-1,0}$	—	—	—	—
				8–14	$2,0^{+1,0}_{-0}$	$1,0^{+0,5}_{-0}$	18^{+6}_{-5}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	—	—	—	—
				16–20	$2,0^{+1,5}_{-0}$	$1,5^{+0,5}_{-0}$	28^{+3}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	—	—	—	—
На остающейся цилиндрической подкладке	C19			2–5	$2^{+1,0}_{-0}$	—	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	$5^{+1,0}_{-0}$	—	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	$5^{+1,0}_{-0}$	—	27^{+7}_{-4}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	—	—	—	—
На съемной подкладке	C18			2–5	$2^{+1,0}_{-0}$	—	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	$4^{+1,0}_{-0}$	—	29^{+5}_{-6}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	—	—	—	—

				25–40	$6^{+1,0}$	—	45^{+12}_{-6}	$2,0^{+2,0}_{-1,5}$	—	—	—	—
Приварка фланца к патрубку	С17			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	>2	—	—	—	—	—	То же	—

				4-6	—	—	10_{-2}^{+1}	3^{+2}	—	—	—	—
То же	У19			8-10	—	—	16_{-2}^{+4}	3^{+2}	—	—	—	—
				12-14	—	—	22_{-3}^{+5}	5^{+2}	—	—	—	—
				16-25	—	—	33_{-9}^{+6}	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

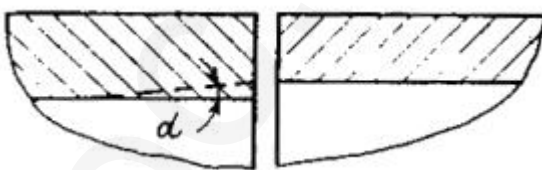
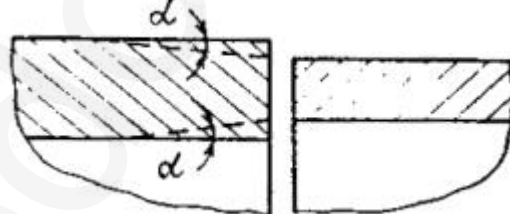
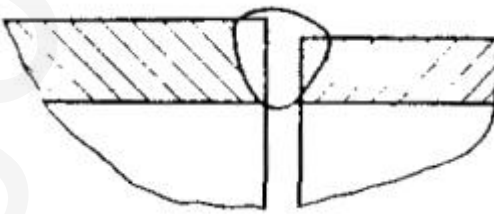
То же	У8			—	>0,5	—	—	—	—	14–57	3–4	<i>S</i> (при <i>S</i> до 3 включительно) 3 (при <i>S</i> выше 3)
				—	>1,0	—	—	—	—	78–530	5–6	
					>1,5	—	—	—	—	219–530	7–10	
То же	У5			2–15	0,5; 1; 1,5*	—	—	—	—	—	<i>S</i> + 1	<i>S</i> (при <i>S</i> до 3 включительно) 3 (при <i>S</i> выше 3)

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 7
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, а	
С внутренним скосом кромки, б	
С двухсторонним скосом кромки, в	
Без скоса кромок, г	

Приложение 8
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, мм**

Условный диаметр трубы (детали), D_y	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_y	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, кремнемарганцовистые		80	60	—	—
Хромокремнемарганцовистые		70	50	—	—
Хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые, хромованадиевые, вольфрамые, хромомолибденованадиевые, вольфрамые		50	40	—	—
Аустенитные		100	100	70	—

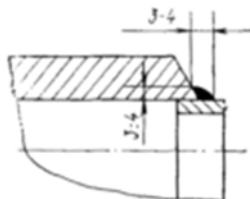
Примечания:

1. Показатели механических свойств сварных соединений должны определяться как среднее арифметическое 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.

Размещение подкладного кольца, мм



Приложение 10
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
	Свыше 16	До 0	Перлитный	Не требуется
	»	Ниже 0 до -20*	»	до 100–150 °С
Углеродистая с содержанием углерода более 0,2 %, 10Г2, 17ГС15Х5М, 15Х5ВФ ² , 15Х5М-У	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
	Независимо	Выше 0° С	Перлитный	300–400 °С
Аустенитная	»	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 настоящих Правил.

Приложение 11
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации технологических
трубопроводов

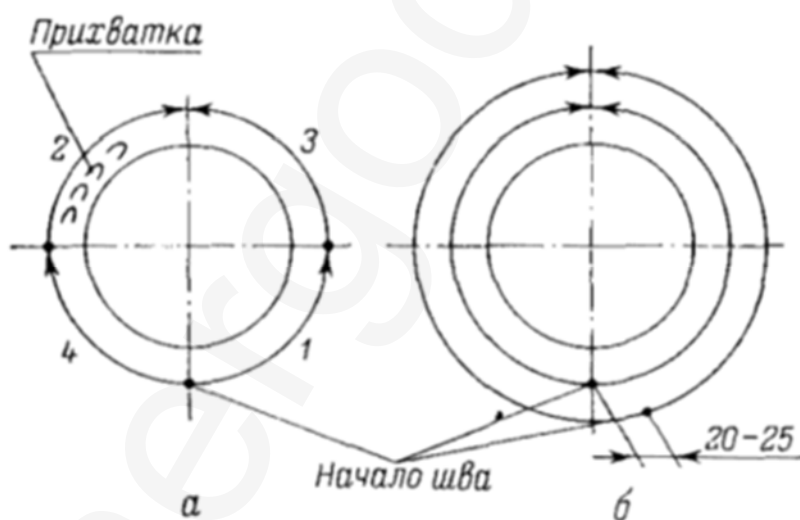
Последовательность сварки первого слоя при выполнении сварки за два поворота

Число поворотов	Последовательность сварки
-----------------	---------------------------

Первый	
Второй	

Приложение 12
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации технологических
трубопроводов

Последовательность сварки неповоротного стыка, мм



Журнал сварочных работ

Титульный лист

Журнал сварочных работ № _____

Наименование организации, выполняющей работы _____

Наименование объекта строительства _____

Должность служащего, 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 _____

Организация, изготовившая конструкции _____

Шифр заказа _____

Заказчик (организация), должность служащего, фамилия, инициалы и подпись
руководителя (представителя) технического надзора _____

Журнал начат _____ г.

Журнал окончен _____ г.

1-я страница

Список руководителей и специалистов, осуществляющих организацию выполнения сварочных работ

Фамилия, собственное имя, отчество (если такое имеется)	Специальность и образование	Занимаемая должность служащего	Дата начала работы на объекте	Отметка о прохождении аттестации и дата	Дата окончания работы на объекте
1	2	3	4	5	6

Список работников, выполнявших сварочные работы на объекте

Фамилия, собственное имя, отчество (если такое есть)	Разряд квалификационный	Номер личного клейма	Аттестационное свидетельство сварщика			Отметка о сварке пробных и контрольных образцов	Заключение о качестве (контрольных образцов)
			Номер	Срок действия	Допущен к сварке (швов в пространственном положении)		

имеется), возраст							
1	2	3	4	5	6	7	8

energodoc.by

Форма

Удостоверение о качестве ремонта трубопровода

Производство (цех) _____ Установка (объект) _____

Согласно акту 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

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 16
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 (люминесцентно цветным) или магнитопорошковым (люминесцентно магнитопорошковым)	По условию чертежа, ТУ или при необходимости				
Механические испытания	Проводятся при испытании сварщиков в случаях, предусмотренных главой 24				–
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 17
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 ремонте в организации трубопровода	100	10	2	1	–
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	10

Приложение 18
к Правилам по обеспечению
промышленной безопасности
при эксплуатации технологических
трубопроводов

Уровни квалификации сертифицированного специалиста

1-й уровень

Специалист, сертифицированный на 1-й уровень квалификации, должен продемонстрировать компетентность проводить неразрушающий контроль в соответствии с письменными инструкциями и под наблюдением персонала 2-го или 3-го уровней.

В соответствии с областью компетентности, определенной сертификатом, персоналу 1-го уровня работодатель может разрешить:

- выполнять настройку оборудования неразрушающего контроля;
- проводить контроль;
- осуществлять регистрацию и классификацию результатов контроля по документированным критериям;
- составлять отчет по результатам.

Персонал, сертифицированный на 1-й уровень, не несет ответственности за выбор метода контроля или оборудования и за оценку результатов контроля.

2-й уровень

Специалист, сертифицированный на 2-й уровень квалификации, должен продемонстрировать компетентность проводить неразрушающий контроль в соответствии с утвержденными или признанными методиками. В соответствии с областью компетентности, определенной сертификатом, персоналу 2-го уровня работодатель может разрешить:

- выбирать технические приемы неразрушающего контроля для применяемого метода неразрушающего контроля;
- определять ограничения применения метода неразрушающего контроля;
- настраивать и проверять настройки оборудования;
- осуществлять контроль и надзор за контролем;
- осуществлять расшифровку и оценку результатов в соответствии с применяемыми государственными стандартами, нормами или техническими условиями;
- разрабатывать письменные инструкции по неразрушающему контролю;
- осуществлять все задачи и надзор за специалистами ниже 2-го уровня;
- руководство персоналом ниже 2-го уровня;
- организацию и представление отчетов по результатам неразрушающего контроля.

3-й уровень

Специалист, сертифицированный на 3-й уровень квалификации, должен продемонстрировать компетентность проводить неразрушающий контроль и руководить операциями неразрушающего контроля, на который он сертифицирован. В соответствии с областью компетентности, определенной сертификатом, персоналу 3-го уровня может быть дано разрешение:

- принимать на себя полную ответственность за оборудование или экзаменационный центр и персонал;
- разрабатывать и утверждать инструкции и методики по неразрушающему контролю;
- определять применение определенных методов, методик и инструкций по неразрушающему контролю;
- осуществлять руководство и надзор за персоналом 1-го и 2-го уровней;
- обеспечивать руководство персоналом неразрушающего контроля на всех уровнях.

Специалист 3-го уровня должен продемонстрировать:

- компетентность в оценке и толковании результатов в соответствии с существующими государственными стандартами, нормами и техническими условиями;
- достаточные практические знания о применении материалов, производстве и технологии для выбора методов неразрушающего контроля, утверждения технических приемов неразрушающего контроля и определения критериев приемки, если они не установлены другим способом;
- общие представления о других методах неразрушающего контроля.

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
	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 20
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

6	или до 10 %, но не более 2 мм	До 1/2 периметра
	или до 5 %, но не более 1 мм	Не ограничивается
	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 °С	I	II	III	IV	V
Суммарный балл	2	2	3	3	5	6	6

Приложение 21
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 22
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 23
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 государственным стандартам или техническим условиям для данной марки стали	100°	100°	50	30
Марганцовистые, кремнемарганцовистые		80°	60°	–	–
Хромокремнемарганцовистые		70°	50°	–	–
Хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые, хромованадиевольфрамовые, хромомолибденованадиевольфрамовые		50°	40°	–	–
Аустенитные		100°	100°	70	–

Примечание. Пределы прочности при температуре 20 °С устанавливаются для каждой марки стали по государственному стандарту или техническим условиям на них.

Приложение 24
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

Паспорт трубопровода
(паспорт оформляется в жесткой обложке;
формат 210 x 297 мм)

ПАСПОРТ
трубопровода
регистрационный № _____

Страница 1

Паспорт трубопровода

Наименование организации _____
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, пог. м
1	2	3

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче технологического трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных ТНПА, Правилами по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов:

Страница 2

ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

Технологический 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 (или) 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	Нормаль, ГОСТ, ТУ на фланцы	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Материал фланца		Материал крепежных деталей	
					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	Каталожные обозначения	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ
1	2	3	4	5	6	7

Страница 5

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 _____ % в часах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с ТНПА, Правилами по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов и признан годным к работе _____

Подпись владельца трубопровода _____

Подпись представителя
монтирующей организации _____

Страница 6–7

ЛИЦО, ОТВЕТСТВЕННОЕ ЗА БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА

№ и дата приказа о назначении	Должность служащего, фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)	Подпись ответственного лица
1	2	3

ЗАПИСИ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА

Дата записи	Основание	Запись о ремонте, переустройстве трубопровода, с описанием произведенных работ
1	2	3

Страница 20–43

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

Страница 44

РЕГИСТРАЦИЯ

Трубопровод зарегистрирован за №

(наименование структурного подразделения)

В паспорте пронумеровано и прошнуровано _____ листов, в том числе
чертежей (схем) на _____ листах.

(должность служащего лица, осуществляющего регистрацию)

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.

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, легко воспламеняющиеся 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
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

Наименьшая допустимая толщина стенки трубопроводов

Наружный диаметр, мм	≤ 25	от 26 до 57	от 57 до 114	от 115 до 219	от 220 до 325	от 326 до 377	от 378 до 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3	3,5	4,0

Приложение 29
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 σ , 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
425	71	—	—	—
430	—	75	86	75
440	—	67	78	67
450	—	61	71	61
460	—	55	64	55
470	—	49	56	49
475	—	46	—	46
480	—	—	53	—

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 % контролю неразрушающими методами, и 75 % от указанных выше значений для остальных отливок.

Приложение 30
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, °C	Допускаемое напряжение σ , 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
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 °C допускаемое напряжение принимают таким же, как и при температуре 20 °C 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 °C 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 кованой стали, если отливки подвергают 100 % контролю неразрушающими методами, и 75 % от указанных выше значений для остальных отливок.

Допускаемое напряжение для теплоустойчивых и коррозионно-стойких хромистых сталей

Расчетная температура стенки сосуда или аппарата, °С	Допускаемое напряжение σ , 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 32
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 33
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
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 34

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