

## Об утверждении Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 359. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 июля 2021 года № 23754.

В соответствии с подпунктом 128) пункта 16 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 октября 2020 года № 701, **ПРИКАЗЫВАЮ:**

**Сноска. Преамбула - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 14.07.2023 № 382 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

1. Утвердить прилагаемую Инструкцию по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов.

2. Комитету промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан;

3) в течении десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Юридический департамент Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан сведения об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр по чрезвычайным ситуациям  
Республики Казахстан*

*Ю. Ильин*

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики  
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство индустрии

## **Инструкция по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов**

### **Глава 1. Общие положения**

1. Инструкция по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов (далее – Инструкция) детализирует порядок обеспечения безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, предназначенных для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 Мегапаскаль (0,01 килограмм силы на квадратный сантиметр) до условного давления 320 Мегапаскаль (3200 килограмм силы на квадратный сантиметр) и рабочих температур от минус 196 градусов Цельсия до 700 градусов Цельсия.

2. К технологическим относятся трубопроводы организаций, имеющих опасные производственные объекты обладающих признаками, установленными статьей 70 Закона Республики Казахстан "О гражданской защите", по которым транспортируют сырье, полуфабрикаты, готовые продукты, пар, воду, топливо, реагенты, вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские нефтепродуктопроводы и газопроводы, находящиеся на балансе организации.

3. При расчете толщины стенок трубопроводов прибавка на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки выбирается исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии.

В зависимости от скорости коррозии сталей среды подразделяются на:

- 1) неагрессивные и малоагрессивные - со скоростью коррозии до 0,1 миллиметра в год (сталь стойкая);
- 2) среднеагрессивные - со скоростью коррозии 0,1 - 0,5 миллиметра в год;
- 3) высокоагрессивные - со скоростью коррозии свыше 0,5 миллиметра в год.

При скорости коррозии 0,1 - 0,5 миллиметра в год и свыше 0,5 миллиметра в год сталь считается пониженностойкой.

4. При выборе материалов и изделий для трубопроводов учитывается, следующее:

- 1) расчетное давление и расчетную температуру транспортируемой среды;
- 2) свойства транспортируемой среды (агрессивность, взрыво- и пожароопасность, вредность);

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

4) 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, становится отрицательной от воздействия окружающего воздуха.

5. Для трубопроводов и арматуры проектной организацией устанавливается срок эксплуатации в проектной документации.

## **Глава 2. Технологические трубопроводы с условным давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр)**

6. Трубопроводы с давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр) включительно в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-пожароопасность и вредность) подразделяются на группы А, Б, В и в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) - на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Классификация трубопроводов приведена в приложении 1 к настоящей Инструкции (далее - Классификация трубопроводов давлением  $P_{у} \leq 10$  Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный)).

7. Категории трубопроводов определяют совокупность технических условий к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

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

9. Категории трубопроводов устанавливаются разработчиком проекта для каждого трубопровода и указываются в проектной документации.

10. В зависимости от условий эксплуатации, принимается более высокая (чем определяемая рабочими параметрами среды) категория трубопроводов.

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).

Группа трубопровода, транспортирующей среды, состоящие из различных компонентов, устанавливается по компоненту, определяющему отнесения трубопровода к более ответственной группе. При содержании в смеси опасных веществ 1, 2 и 3 классов опасности и если концентрация одного из них наиболее опасна, группу смеси определяют по этому веществу.

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

Категория трубопровода устанавливается по параметру, определяющему отнесения его к более ответственной категории.

Для вакуумных трубопроводов учитывается не условное давление, а абсолютное рабочее давление.

Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или превышающей температуру их самовоспламенения или рабочей температурой ниже минус 40 градусов Цельсия, а также несовместимые с водой или кислородом воздуха при нормальных условиях относятся к I категории.

11. Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для производства трубопроводов, подтверждается сертификатом качества (далее – сертификат), установленного в Законе Республики Казахстан "О техническом регулировании". Материалы и изделия, не имеющие сертификатов, допускается применять только для трубопроводов II и ниже категорий, после их проверки и испытания.

Материал деталей трубопроводов соответствует материалу соединяемых труб.

12. Трубы и фасонные детали трубопроводов выполнены из стали, обладающей технологической свариваемостью, с отношением предела текучести к пределу прочности не более 0,75, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 процентов и ударной вязкостью не ниже 30 Джоулей на сантиметр квадратный 3,0 (килограмм силы на сантиметр квадратный) при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

13. Бесшовные трубы, выполненные из слитка, а также фасонные детали для этих труб применяются для трубопроводов групп А и Б первой и второй категорий, при условии проведения их контроля методом ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100 процентов по всей поверхности.

14. Для трубопроводов, транспортирующих сжиженные углеводородные газы, а также вещества, относящиеся к группе А(а), применяются бесшовные горяче- и

холоднодеформированные трубы. Также возможно применение электросварных труб условным диаметром более 400 миллиметров для трубопроводов транспортирующих вещества, относящиеся к группе А(а) и сжиженных углеводородных газов при скорости коррозии металла до 0,1 миллиметров/год, с рабочим давлением до 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр) и температурой до 200 градусов Цельсия, прошедших термообработку, стопроцентный контроль сварных швов (методом ультразвуковой диагностики или просвечивание), при положительных результатах механических испытаний образцов из сварных соединений в полном объеме, в том числе и на ударную вязкость.

15. Для трубопроводов применяются трубы с нормированными химическим составом и механическими свойствами металла (группа В).

16. Трубы испытываются изготовителем пробным гидравлическим давлением или имеют указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

Гидроиспытания бесшовных труб не проводятся, если они подвергались по всей поверхности контролю неразрушающими методами.

17. Трубы электросварные со спиральным швом применяются только для прямых участков трубопроводов.

18. Электросварные трубы для транспортирования веществ групп А(б), Б(а), Б(б), установленные в Классификации трубопроводов давлением  $P_y \leq 10$  Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), за исключением сжиженных газов давлением свыше 1,6 Мегапаскаль (килограмм силы на квадратный сантиметр) и групп Б(в) и В давлением свыше 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр), с рабочей температурой свыше 300 градусов Цельсия применяются в термообработанном состоянии, а их сварные швы подлежат стопроцентному неразрушающему контролю (методом ультразвуковой дефектоскопии или радиографии) и испытанию на загиб или ударную вязкость.

Применение нетермообработанных труб, допускается с соотношением наружного диаметра трубы к толщине стенки, равным или более 50 для транспортирования сред, не вызывающих коррозионное растрескивание металла.

19. Электросварные трубы, контактирующие со средой, вызывающей коррозионное растрескивание металла, независимо от давления и толщины стенки применяются в термообработанном состоянии, а их сварные швы равнопрочны основному металлу и подвергнуты стопроцентному контролю неразрушающими методами (ультразвуковой дефектоскопии или радиографии).

20. Трубы из углеродистой полуспокойной стали применяются для сред группы В, при толщине стенки не более 12 миллиметров, в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже минус 30 градусов Цельсия, при обеспечении температуры стенки трубопровода в процессе эксплуатации не ниже минус 20 градусов Цельсия.

Трубы из углеродистой кипящей стали применяются для сред группы В, при толщине стенки не более 8 миллиметров и давлении не более 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм сила на квадратный сантиметр), в районах с расчетной температурой воздуха не ниже минус 10 градусов Цельсия.

21. Конструкция фланцев и материалов для трубопроводов выбирается с учетом параметров рабочих сред.

22. Плоские приварные фланцы применяются для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр) и температуре среды не выше 300 градусов Цельсия. Для трубопроводов групп А и Б с условным давлением до 1 Мегапаскаль (10 килограмм сила на квадратный сантиметр) применяются фланцы, предусмотренные на условное давление 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на квадратный сантиметр).

23. Для трубопроводов, работающих при условном давлении свыше 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр) независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 градусов Цельсия независимо от давления применяются фланцы, приварные встык.

24. Фланцы, приварные встык, выполняются из поковок или бандажных заготовок.

Исполнение фланцев, приварных встык, путем вальцовки заготовок по плоскости листа для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр), или гиба кованых полос для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 6,3 Мегапаскаль (63 килограмм силы на квадратный сантиметр), сопровождается стопроцентным контролем сварных швов радиографическим или ультразвуковым методом.

25. Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев установлен в приложении 2 к настоящей Инструкции.

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

27. Крепежные детали для фланцевых соединений и материалы для них выбираются в зависимости от рабочих условий и марок сталей фланцев.

Для соединения фланцев при температуре выше 300 градусов Цельсия и ниже минус 40 градусов Цельсия независимо от давления применять шпильки.

28. При изготовлении шпилек, болтов и гаек, твердость шпилек или болтов выше твердости гаек не менее чем на 10 - 15 НВ (твердость по методу Бринелля).

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

30. Материал заготовок или готовые крепежные изделия из качественных углеродистых, теплоустойчивых и жаропрочных легированных сталей подлежат термообработке.

Для крепежных деталей, применяемых при давлении до 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на квадратный сантиметр) и рабочей температуре до 200 градусов Цельсия, крепежных деталей из углеродистой стали с резьбой диаметром до 48 миллиметров термообработку допускается не проводить.

31. При применении крепежных деталей из сталей аустенитного класса при рабочей температуре среды свыше 500 градусов Цельсия производить резьбу методом накатки, не допускается.

32. Материалы крепежных деталей выбираются с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца при разнице в значениях коэффициентов линейного расширения материалов не более 10 процентов.

Применять материалы крепежных деталей и фланцев с коэффициентами линейного расширения, значения которых различаются более чем на 10 процентов, допускается в случаях, обоснованных расчетом на прочность или экспериментальными исследованиями, для фланцевых соединений при рабочей температуре среды не более 100 градусов Цельсия.

33. Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды и ее рабочих параметров в соответствии с проектной документацией.

34. Фасонные детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации, устанавливаются проектом.

35. Фасонные детали трубопроводов производятся из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых соответствует проекту и условиям свариваемости с материалом присоединяемых труб.

36. Детали трубопроводов для сред, вызывающих коррозионное растрескивание металла, независимо от конструкции, марки стали и технологии по их производству подлежат термообработке.

Местная термообработка сварных соединений секционных отводов и сварных тройников из труб допускается, если для их производства применены термообработанные трубы.

37. Выбор сварных деталей трубопроводов в зависимости от агрессивности среды, температуры и давления устанавливается проектной документацией.

38. Ответвление от трубопровода выполняется одним из способов, изложенных в приложении 3 к настоящей Инструкции (далее - Ответвления на технологических трубопроводах). Не допускается усиление тройниковых соединений с помощью ребер жесткости.

39. Присоединение ответвлений по способу "а", указанному в Ответвлениях на технологические трубопроводы применяется в тех случаях, когда ослабление основного трубопровода компенсируется имеющимися запасами прочности соединения

40. Присоединение ответвлений к основному трубопроводу производится способами "б", "в", "е", указанным в Ответвлениях на технологические трубопроводы.

41. Накладку на ответвляемый трубопровод (присоединение по способу "е", указанному в Ответвлениях на технологические трубопроводы) устанавливают при отношении диаметров ответвляемого и основного трубопроводов не менее 0,5.

42. Сварные тройники применяют при давлении  $P_u$  - до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр).

43. Отводы сварные с условным проходом  $D_u=150\div 400$  миллиметров применяются для технологических трубопроводов при давлении  $P_u$  не более 6,3 Мегапаскаль (63 килограмм силы на квадратный сантиметр).

Отводы сварные с условным проходом  $D_u=500\div 1400$  миллиметров применяются для технологических трубопроводов при давлении  $P_u$  не более 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр).

44. Сварные концентрические и эксцентрические переходы с условным проходом  $D_u=250\div 400$  миллиметров применяются для технологических трубопроводов при давлении  $P_u$  до 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на квадратный сантиметр), а с  $D_u$  500÷1400 миллиметров - при давлении  $P_u$  до 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр).

Пределы применения стальных переходов в зависимости от температуры и агрессивности среды соответствуют пределам применения присоединяемых труб для аналогичных марок сталей.

Сварные швы переходов подлежат стопроцентному контролю ультразвуковым или радиографическим методом.

45. Лепестковые переходы применяются для технологических трубопроводов с условным давлением  $P_u$  не более 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на квадратный сантиметр) и условным диаметром  $D_u=100\div 500$  миллиметров.

Не допускается устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транспортирования сжиженных газов и веществ группы А(а), указанных в Классификации трубопроводов давлением  $P_u \leq 10$  Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр).

46. Лепестковые переходы сваривать с последующим стопроцентным контролем сварных швов ультразвуковым или радиографическим методом.

Лепестковые переходы подвергать высокотемпературному отпуску.

47. Сварные крестовины применять на трубопроводах из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше 250 градусов Цельсия.



Крестовины из электросварных труб применять при давлении  $P_u$  не более 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на квадратный сантиметр), при этом они изготовлены из труб, рассчитанных для применения при давлении  $P_u$  не менее 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр).

Крестовины из бесшовных труб применять при давлении  $P_u$  не более 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр), при условии производства их из труб, рассчитанных для применения при давлении  $P_u$  не менее 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на квадратный сантиметр).

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

49. Гнутые отводы из бесшовных труб, применяются вместо крутоизогнутых и сварных отводов в тех случаях, когда необходимо максимально снизить гидравлическое сопротивление трубопровода, на трубопроводах с пульсирующим потоком среды (с целью снижения вибрации), на трубопроводах при условном проходе  $D_u$  менее 25 миллиметров.

Пределы применения гладкогнутых отводов с радиусомгиба  $R \geq 2D_n$  из труб действующего сортамента соответствуют пределам применения труб, из которых они изготовлены.

50. Выбор радиусагиба гладкогнутых отводов устанавливается проектной документацией.

Минимальную длину прямого участка от конца трубы до начала закругления принимать равной диаметру  $D_n$  трубы, но не менее 100 миллиметров.

51. Заглушки выбираются в зависимости от рабочих параметров среды и конкретных условий эксплуатации.

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

53. Быстросъемные заглушки выпускают и устанавливают в соответствии с проектной документацией.

Приварные, плоские и ребристые заглушки применяются для технологических трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б при давлении  $P_u$  до 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на квадратный сантиметр).

54. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, быстросъемные заглушки не применяются для разделения двух трубопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо.

55. На каждой съемной заглушке (на хвостовике, а при его отсутствии - на цилиндрической поверхности) указывается номер заглушки, марка стали, условное давление  $P_u$  и условный проход  $D_u$ .

56. Установка и снятие заглушек фиксируется в "журнале установок заглушек".

### **Глава 3. Технологические трубопроводы высокого давления свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр) до 320 Мегапаскаль (3200 килограмм силы на квадратный сантиметр)**

57. Конструкция трубопровода обеспечивает безопасность при эксплуатации и предусматривает 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.

58. При конструкции трубопровода не позволяющей проведение наружного и внутреннего осмотров, контроля или испытаний, в проектной документации указывается методика, периодичность и объем контроля и ремонта, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

59. Соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 Мегапаскаль (350 килограмм силы на квадратный сантиметр), производится сваркой со стыковыми без подкладного кольца сварными соединениями. Фланцевые соединения предусматриваются в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и оборудованию, имеющему ответные фланцы, на участках трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодической разборки или замены.

60. В трубопроводах, предназначенных для работы под давлением до 35 Мегапаскаль (350 килограмм силы на квадратный сантиметр), производится вварка штуцеров на прямых участках и применение тройников, сваренных из труб, штампованных колен с двумя продольными швами, при условии проведения стопроцентного контроля сварных соединений неразрушающими методами.

61. Вварка штуцеров в сварные швы, в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов, не допускается.

На гibaх трубопроводов, работающих под давлением до 35 Мегапаскаль (350 килограмм силы на квадратный сантиметр), производится вварка одного штуцера (трубы) для измерительного устройства внутренним диаметром не более 25 миллиметров.

62. Для соединения элементов трубопроводов из высокопрочных сталей с временным сопротивлением разрыву 650 Мегапаскаль (6500 килограмм силы на квадратный сантиметр) и более использовать муфтовые или фланцевые соединения на резьбе.

63. В местах расположения наиболее напряженных сварных соединений и точек измерения остаточной деформации, накапливаемой при ползучести металла, предусматривать съемные участки изоляции.

64. Детали трубопроводов высокого давления выполняются из поковок, объемных штамповок и труб. Детали трубопроводов высокого давления, не снабженные сертификатом или паспортом, не допускаются к установке.

65. Отношение внутреннего диаметра ответвления к внутреннему диаметру основной трубы в кованных тройниках-вставках принимается не менее 0,25. При соотношении диаметра штуцера и диаметра основной трубы менее 0,25, применяют тройники или штуцера.

66. Конструкция и геометрические размеры тройников, сваренных из труб, штампосварных колец, гнутых отводов и штуцеров, соответствуют условиям проектной документацией.

67. Сваренные из труб тройники, штампосварные отводы, тройники и отводы из литых по электрошлаковой технологии заготовок применять на давление до 35 Мегапаскаль (килограмм силы на квадратный сантиметр). При этом все сварные швы и металл литых заготовок подлежат неразрушающему контролю.

68. Отношение внутреннего диаметра штуцера (ответвления) к внутреннему диаметру основной трубы в сварных тройниках принимается не выше значения 0,7.

69. Отводы, сваренные из секторов к применению не допускаются.

70. Гнутые отводы после гибки подвергают термической обработке.

71. Отводы, гнутые из стали марок 20, 15ГС, 14ХГС, после холодной гибки подвергают отпуску при условии, что до холодной гибки трубы подвергались закалке с отпуском или нормализации.

72. Для разъемных соединений применяются фланцы резьбовые и фланцы, приваренные встык с учетом условий пункта 59 настоящей Инструкции.

73. В качестве уплотнительных элементов фланцевых соединений применяются металлические прокладки-линзы плоские, восьмиугольного, овального и других сечений.

74. На деталях трубопроводов, фланцах резьбовых, муфтах и крепежных изделиях выполняется стандартная резьба. Форма впадин наружных резьб закругленная. Допуски на резьбу - 6Н, 6g. Качество резьбы проверяется свободным прохождением резьбового калибра.

75. При выполнении крепежных деталей холодным деформированием они подвергаются термической обработке - отпуску. Накатка резьбы на шпильках из аустенитной стали для эксплуатации при температуре более 500 градусов Цельсия, не допускается.

76. Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями принимается не менее трехкратного значения номинальной толщины свариваемых элементов, но не менее 50 миллиметров при толщине стенки до 8 миллиметров и не менее 100 миллиметров при толщине стенки свыше 8 миллиметров.

Указанное расстояние обеспечивает возможность проведения местной термообработки и контроля шва неразрушающими методами.

Сварные соединения трубопроводов располагать от края опоры на расстоянии не менее 50 миллиметров для труб диаметром менее 50 миллиметров и не менее чем на расстоянии 200 миллиметров для труб диаметром свыше 50 миллиметров.

77. Расстояние от началагиба трубы до оси кольцевого сварного шва для труб с наружным диаметром до 100 миллиметров, устанавливается не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 миллиметров.

Для труб с наружным диаметром 100 миллиметров и более это расстояние устанавливается не менее 100 миллиметров.

78. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов на давление свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на квадратный сантиметр) до 320 Мегапаскаль (3200 килограмм силы на квадратный сантиметр) и температуру от минус 50 до плюс 540 градусов Цельсия применять стандартные материалы и полуфабрикаты.

79. Условия применения материалов для коррозионных сред, содержащих водород, окись углерода, аммиак, определяются в соответствии с приложением 4 к настоящей Инструкции (далее - Материалы для коррозионных сред).

80. Параметры применения сталей, указанные в таблице 1 Материалов для коррозионных сред относятся также к сварным соединениям при условии, что содержание легирующих элементов в металле шва не ниже, чем в основном металле. Сталь марок 15X5M и 15X5M-III по таблице 1 Материалов для коррозионных сред применять до 540 градусов Цельсия при парциальном давлении водорода не более 6,7 Мегапаскаль (67 килограмм силы на квадратный сантиметр).

Условия применения сталей в таблице 2 Материалов для коррозионных сред установлены для скорости карбонильной коррозии не более 0,5 миллиметра в год.

Условия применения сталей в таблице 3 Материалов для коррозионных сред установлены для скорости азотирования не более 0,5 миллиметра в год.

81. Качество и свойства полуфабрикатов подтверждаются сертификатами и соответствующей маркировкой. При отсутствии или неполноте сертификата или маркировки провести все необходимые испытания с оформлением их результатов протоколом, дополняющим или заменяющим сертификат.

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

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

84. Испытанию на ударный изгиб подвергаются полуфабрикаты на образцах с концентраторами типа U (КСU) и типа V (КСV) при температуре 20 градусов Цельсия, при отрицательных температурах в случае, когда изделие эксплуатируется в этих условиях.

Значения ударной вязкости при всех температурах испытаний для КСУ не менее 30 Джоулей на сантиметр квадратный (3,0 килограмм силы на квадратный сантиметр для КСV - не менее 25 Джоулей на сантиметр квадратный (2,5 килограмм силы на квадратный сантиметр)).

85. Значения механических свойств, при повышенных температурах и температура испытаний указываются в технической документации на полуфабрикаты, предназначенные для работы при повышенных температурах.

86. Для материала полуфабрикатов, предназначенных для работы при температуре выше 400 градусов Цельсия, определяется величина сопротивления ползучести металла, которая указывается в проектной документации.

87. Пределы применения материала труб, виды испытаний и контроля указываются в технической документации на трубопровод.

88. Бесшовные трубы изготавливаются из катаной или кованой заготовки.

89. Трубы поставляются в термообработанном состоянии, обеспечивающем заданный уровень механических свойств и остаточных напряжений.

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

90. Трубы с внутренним диаметром 14 миллиметров и более контролируются неразрушающими методами. Трубы с диаметром менее 14 миллиметров контролируются магнитопорошковым или капиллярным (цветным) методом.

91. Трубы из коррозионно-стойких сталей по указаниям проекта, испытываются на склонность к межкристаллитной коррозии.

92. Для поковок применяются качественные углеродистые, низколегированные, легированные и коррозионно-стойкие стали.

93. Поковки для деталей трубопроводов относить к группам IV и IVK.

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

95. Поковки из углеродистых, низколегированных и легированных сталей, имеющие один из габаритных размеров более 200 миллиметров и толщину более 50 миллиметров, подлежат поштучному контролю ультразвуковым методом контроля.

Дефектоскопии подвергаются не менее 50 процентов объема контролируемой поковки. Площадь контроля распределяется равномерно по всей контролируемой поверхности.

96. Шпильки, гайки, фланцы и линзы выполняются из сортового проката.

97. Пределы применения сталей различных марок для фланцев и крепежных деталей, виды испытаний и контроля устанавливаются проектной документацией.

98. Материалы крепежных деталей выбираются в соответствии с пунктом 32 настоящей Инструкции.

99. Гайки и шпильки выполняются из сталей разных марок, а при изготовлении из стали одной марки - с разной твердостью. При этом твердость гайки ниже твердости шпильки не менее чем на 10-15 НВ (твердость по методу Бринелля).

#### **Глава 4. Трубопроводная арматура**

100. По способу присоединения к трубопроводу арматуру разделяют на фланцевую, муфтовую, цапковую и приварную. Муфтовая и цапковая чугунная арматура применяется на трубопроводах с условным проходом Ду не более 50 миллиметров, транспортирующих негорючие, нейтральные среды. Муфтовая и цапковая стальная арматура применяется на трубопроводах для всех сред при условном проходе Ду не более 40 миллиметров.

Фланцевая и приварная арматура применяется для всех категорий трубопроводов.

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

Применяемая трубопроводная арматура соответствует условиям, предъявляемым к промышленной трубопроводной арматуре.

101. Трубопроводная арматура поставляется комплектной, проверенной, испытанной и обеспечивающей расконсервацию без разборки.

Арматура комплектуется эксплуатационной документацией, в том числе паспортом, техническим описанием и руководством по эксплуатации.

На арматуре указывается условное давление, условный диаметр, марку материала и заводской или инвентаризационный номер.

Арматуру, не имеющую эксплуатационной документации и маркировки, использовать для трубопроводов категории V, только после ее ревизии, испытаний и технического диагностирования с оформлением дубликатов документов.

Чугунную арматуру с условным проходом более 200 миллиметров, независимо от наличия паспорта, маркировки и срока хранения, перед установкой подвергнуть ревизии и гидравлическому испытанию на прочность и герметичность.

102. Арматура для трубопроводов выбирается в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств, транспортируемой среды. Арматура из цветных металлов и их сплавов применяется, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам, установленным в проектной документации.

103. Выбор арматуры с электроприводом производится согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) и Техническому регламенту "Общие требования к пожарной безопасности", утвержденному приказом Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 17 августа 2021 года № 405 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 24045). При установке арматуры с электроприводом на открытом воздухе учитывается расчетная температура наружного воздуха, указываемая в паспорте на электропривод. При этом электроприводы арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, имеют соответствующее этим условиям исполнение, либо защищены от атмосферных осадков.

**Сноска. Пункт 103 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 22.02.2024 № 63 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

104. Для уменьшения усилий при открывании запорной арматуры с ручным приводом и условным проходом свыше 500 миллиметров при условном давлении до 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на сантиметр квадратный) включительно и с условным проходом свыше 350 миллиметров при условном давлении свыше 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на сантиметр квадратный) она снабжается обводными линиями (байпасами) для выравнивания давления по обе стороны запорного органа. Условный проход обводной линии устанавливается в соответствии с приложением 5 к настоящей Инструкции.

105. Допустимые условия при выборе типа запорной арматуры:

1) основным типом запорной арматуры для трубопроводов с условным проходом от 50 миллиметров и выше, является задвижка, имеющая минимальное гидравлическое сопротивление, надежную герметичность затвора и допускающая переменное направление движения среды;

2) клапаны (вентили) применяются для трубопроводов диаметром до 50 миллиметров, при большем диаметре они применяются, если гидравлическое сопротивление запорного устройства не имеет существенного значения или при ручном дросселировании давления;

3) краны применяются, если применение другой арматуры недопустимо;

4) применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей), не допускается.

106. Запорная трубопроводная арматура по герметичности затвора выбирается из условий обеспечения норм герметичности.

Классы герметичности затворов выбирать в зависимости от назначения арматуры:

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

2) класс В - для веществ групп Б (в) и В на  $P_u$  более 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на сантиметр квадратный);

3) класс С - для веществ группы В на  $P_u$  менее 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на сантиметр квадратный).

107. Арматуру из углеродистых и легированных сталей применять для сред со скоростью коррозии не более 0,5 миллиметров в год.

Для сред со скоростью коррозии более 0,5 миллиметров в год арматуру выбирают по методическим указаниям и обосновывают ее выбор в проекте.

108. Арматуру из ковкого чугуна марки не ниже КЧ 30-6 и из серого чугуна марки не ниже СЧ 18-36 применять для трубопроводов, транспортирующих среды группы В, с учетом условий, указанных в пункте 112 настоящей Инструкции.

109. Для сред групп А(б), Б(а), кроме сжиженных газов, Б(б), кроме легко воспламеняющихся жидкостей с температурой кипения ниже 45 градусов Цельсия, Б(в) арматура из ковкового чугуна используется, если пределы рабочих температур среды не ниже минус 30 градусов Цельсия и не выше 150 градусов Цельсия при давлении среды не более 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на сантиметр квадратный). При этом для рабочих давлений среды до 1 Мегапаскаль (10 килограмм силы на сантиметр квадратный) применяется арматура, рассчитанная на давление  $P_u$  не менее 1,6 Мегапаскаль (16 килограмм силы на сантиметр квадратный), а для рабочих давлений более 1 Мегапаскаль (10 килограмм силы на сантиметр квадратный) - арматура, рассчитанная на давление не менее 2,5 Мегапаскаль (25 килограмм силы на сантиметр квадратный).

110. Не допускается применять арматуру из ковкого чугуна на трубопроводах, транспортирующих среды группы А(а), сжиженные газы группы Б(а); легко воспламеняющие жидкости с температурой кипения ниже 45 градусов Цельсия группы Б(б).

111. Не допускается применять арматуру из серого чугуна на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, на паропроводах и трубопроводах горячей воды, используемых в качестве спутников.

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

1) на трубопроводах, подверженных вибрации;

2) на трубопроводах, работающих при резко переменном температурном режиме среды;

3) при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта;

4) на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, содержащие воду или другие замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0 градусов Цельсия независимо от давления;



5) в обвязке насосных агрегатов при установке насосов на открытых площадках;

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

113. На трубопроводах, работающих при температуре среды ниже 40 градусов Цельсия, применять арматуру из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса ударную вязкость металла (KCV) не ниже 20 Джоулей на сантиметр квадратный (2 килограмм силы на сантиметр квадратный).

114. Для жидкого и газообразного аммиака применяется специальная арматура из ковкого чугуна в пределах параметров и условий, изложенных в пункте 109 настоящей Инструкции.

115. Запорная арматура с условным проходом Ду более 400 миллиметров применяется с управляющим приводом (шестеренчатым, червячным, электрическим, пневматическим, гидравлическим). Тип привода выбирается в соответствии с условиями технологического процесса и устанавливается в проекте. Запорная арматура с электроприводом имеет дублирующее ручное управление.

116. В гидроприводе арматуры применять негорючие и незамерзающие жидкости, соответствующие условиям эксплуатации.

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

118. Быстродействующая арматура с приводом соответствует условиям безопасного ведения технологического процесса.

119. При ручном приводе применяется дистанционное управление арматурой с помощью цепей, шарнирных соединений.

120. Приварную арматуру применять на трубопроводах, в которых опасные среды обладают высокой проникающей способностью через разъемные соединения.

121. Арматура, устанавливаемая на трубопроводах высокого давления, соответствует чертежам и техническим условиям на эту арматуру.

Выбор арматуры устанавливается в зависимости от рабочих параметров и свойств транспортируемой среды и обосновывается в проекте.

122. Детали арматуры не имеют дефектов, влияющих на прочность и герметичность при ее эксплуатации.

Поковки, штамповки, литье подлежат неразрушающему контролю.

Контролю подлежат концы патрубков литой приварной арматуры.

Не допускаются срывы резьбы шпинделя, втулки и наружной резьбы патрубков корпуса и фланцев.

Резьба на корпусе патрубков и фланцев метрическая с крупным шагом и полем допуска 6g. Форма впадин резьбы закругленная. Уплотнительные поверхности

тщательно притерты. Раковины, свищи, плены, волосовины, трещины, закаты, риски и дефекты, снижающие герметичность, прочность и надежность уплотнения, не допускаются.

123. Для трубопроводов с рабочим давлением свыше 35 Мегапаскаль (350 килограмм силы на сантиметр квадратный) применение литой арматуры, не допускается.

124. Арматуру с фланцами, имеющими гладкую уплотнительную поверхность, в трубопроводах высокого давления применять, не допускается.

Арматуру с уплотнением фланцев "выступ-впадина", в случае применения специальных прокладок применять при рабочих давлениях не выше 35 Мегапаскаль (350 килограмм силы на сантиметр квадратный).

## **Глава 5. Устройство трубопроводов**

### **Параграф 1. Установка трубопроводов**

125. Установка технологических трубопроводов осуществляется по проекту.

126. Установка трубопроводов обеспечивает:

- 1) возможность использования, предусмотренных проектом, подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля за техническим состоянием;
- 2) разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства ремонтных работ с применением средств механизации;
- 3) возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытаниям и диагностированию;
- 4) изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- 5) предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- 6) наименьшую протяженность трубопроводов;
- 7) исключение провисания и образования застойных зон;
- 8) возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений;
- 9) возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

127. При выборе трассы трубопровода предусматривается самокомпенсация от температурных деформаций за счет поворотов трасс.

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

128. Трубопроводы устанавливаются с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов принимать не менее:

- 1) для легкоподвижных жидких веществ - 0,002 градуса;
- 2) для газообразных веществ по ходу среды - 0,002 градуса;
- 3) для газообразных веществ против хода среды - 0,003 градуса;
- 4) для кислот и щелочей - 0,005 градуса.

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

Прокладка трубопроводов с меньшим уклоном или без уклона допускается при проектных обоснованиях, предусматривающих мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

129. Для трубопроводов групп А, Б прокладка надземная на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерах, стойках, опорах. Прокладка этих трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам допускается в непроходных каналах.

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

Для трубопроводов группы В осуществляется надземная прокладка, а также прокладка в каналах (закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в земле. При прокладке в земле рабочая температура трубопровода не превышает 150 градусов Цельсия. Применение низких опорных конструкций не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

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

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

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

132. В местах ввода (вывода) трубопроводов групп А, Б в цех (из цеха) по каналам или тоннелям предусматривать средства по предотвращению попадания вредных и

горючих веществ из цеха в канал и обратно (установка диафрагм из несгораемых материалов или устройство водо- и газонепроницаемых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектом).

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

В приложении 6 настоящей Инструкции (далее - Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций) указаны расстояния между осями смежных трубопроводов и от стенок каналов и стен зданий.

При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников, принятые по Расстоянию между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций, расстояния А и Б проверять, исходя из условий обеспечения расстояния в свету не менее:

1) для неизолированных трубопроводов при Ду до 600 миллиметров - 50 миллиметров;

2) для неизолированных трубопроводов при Ду свыше 600 миллиметров и всех трубопроводов с тепловой изоляцией - 100 миллиметров.

Расстояние между нижней образующей или теплоизоляционной конструкцией и полом или дном канала принимается не менее 100 миллиметров.

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

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

134. В местах поворотов трубопроводных трасс учитывается возможность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и других нагрузок.

135. При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей расстояния между ними определяется проектом.

136. Не допускается прокладка технологических трубопроводов внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений и в помещениях электrorаспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, в помещениях трансформаторов, вентиляционных камер, тепловых пунктов, на путях эвакуации персонала, а также транзитом через помещения любого назначения.

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

137. Трубопроводные трассы устанавливать с учетом возможности их реконструкции, для этого при определении размеров конструкций предусматривать резерв, как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции. В каждом конкретном случае резерв определяется проектом.

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

139. Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с условным проходом до 100 миллиметров), жидкие вещества группы В (независимо от диаметра трубопровода) прокладывать по:

1) наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений, обеспечивая их защиту;

2) по несгораемой поверхности несущих стен производственных зданий прокладывать внутрицеховые трубопроводы с условным проходом до 200 миллиметров, исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы располагать на 0,5 метра ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами располагать выше, а с тяжелыми - ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, по легкобрасываемым конструкциям, не допускается.

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

При этом трубопроводы с веществами, несовместимыми друг с другом, располагать на максимальном удалении друг от друга.

При двух- и трехъярусной прокладке трубопроводов их располагать с учетом следующего:

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

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

3) трубопроводы с веществами, смешение которых вызывает пожар или взрыв - на максимальном удалении друг от друга.

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

142. При прокладке на эстакадах регулярного обслуживаемых трубопроводов (не менее одного раза в смену), на заводских эстакадах предусматриваются проходные мостики из несгораемых материалов шириной не менее 0,6 м и с перилами высотой не менее 0,9 метра, а через каждые 200 метров и в торцах эстакады при расстоянии менее 200 метров - лестницы вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

143. При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа трубы и теплоизоляции принимать в соответствии с проектной документацией. Для перехода через трубопроводы оборудованы пешеходные мостики.

Укладка трубопроводов диаметром до 300 миллиметров включительно, предусматривается в два и более яруса, а расстояние от поверхности площадки до верха труб или теплоизоляции верхнего яруса, не более 1,5 метра.

144. Крепление к трубопроводам трубопроводов с меньшим диаметром допускается при проектных обоснованиях и соответствующей для этого несущей способности трубопровода.

Не допускается крепление к трубопроводам, транспортирующим:

- 1) среды групп А, Б;
- 2) технологические среды с температурой свыше 300 градусов Цельсия и ниже минус 40 градусов Цельсия или давлением свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) независимо от температуры;
- 3) вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже 0,8 от температуры веществ в несущем трубопроводе.

Возможность крепления трубопроводов подтверждается расчетом и обосновывается в проекте.

145. Прокладка паропроводов совместно с другими трубопроводами обосновывается в проектной документации.

146. Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, заключаются в гильзы или футляры. Сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляров или гильз, не допускаются.

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

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

147. На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыво- и пожароопасные вещества, устанавливаются огнепреградители. На выбросах от аппаратов с азотным дыханием и на выбросах от предохранительных клапанов огнепреградители не устанавливаются, при обосновании в проекте.

148. Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б располагаются вне машинных залов. Отключающая (запорная) от коллектора арматура на всасывающем трубопроводе со средами групп А и Б в каждой машине устанавливается у коллектора, вне здания с целью ограничения количества вредных и взрывопожароопасных веществ, которые попадают в помещение при аварийных ситуациях. На нагнетательных линиях газовых компрессоров, работающих на общий коллектор, предусматривается установка обратных клапанов между компрессором и запорной арматурой.

149. Прокладка технологических трубопроводов в каналах допускается при соответствующем обосновании в проекте с учетом пунктов 129 и 131 настоящей Инструкции.

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

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

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

152. Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами не менее:

- 1) для железнодорожных путей (над головкой рельса) - 5,55 метров;
- 2) для автомобильных дорог – 5 метров (4,5 метра при соответствующем обосновании);
- 3) для пешеходных дорог - 2,2 метра.

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

- 1) до оси железнодорожного пути нормальной колеи - 2,45 метра;
- 2) до бордюра автодороги - 1,0 метр.

154. Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередачи выполняется в соответствии с Правилами устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851).

Воздушные линии электропередачи на пересечениях с эстакадами проходят только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних

проводов с учетом их провисания) принимается согласно приложению 7 к настоящей Инструкции.

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

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

155. При подземной прокладке трубопроводов с одновременным расположением в одной траншее двух и более трубопроводов они располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету принимать при следующих условных диаметрах трубопроводов:

- 1) до 300 миллиметров - не менее 0,4 метра;
- 2) более 300 миллиметров - не менее 0,5 метра.

156. Подземные трубопроводы защищены от почвенной коррозии усиленной противокоррозионной защитой (изоляция).

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

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

## **Параграф 2. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов**

158. Технологические трубопроводы независимо от транспортируемого продукта имеют дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

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

159. Опорожнение трубопроводов производится в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При отсутствии обеспечения полного опорожнения (при наличии "мешков", обратных уклонов) в нижних точках трубопроводов предусматривать дренажные устройства непрерывного или периодического действия.

160. Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, имеют дренажные устройства для непрерывного удаления жидкости.



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

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

Диаметр штуцера-кармана, в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода принимать в соответствии с таблицей 1 приложения 8 к настоящей Инструкции (далее - Диаметры).

На трубопроводах условным диаметром менее 100 миллиметров штуцера-карманы не устанавливаются.

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

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

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

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

163. Для прогрева и продувки трубопроводов, в которых возможна конденсация продукта, на вводе в производственные цеха, технологические узлы и установки перед запорной арматурой, на всех участках трубопроводов, отключаемых запорными органами, предусмотрен в конечных точках дренажный штуцер с вентилем (и заглушкой - для токсичных продуктов).

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из трубопроводов при их продувке паром принимаются в соответствии с таблицей 2 Диаметров.

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

Диаметры дренажных штуцеров принимаются не менее величин, указанных в таблице 3 Диаметров.

165. Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзрывоопасных продуктов и веществ 1 и 2 классов опасности,

предусмотрены в начальных и конечных точках трубопровода штуцера с арматурой и заглушкой для продувки их инертным газом или водяным паром и (или) промывки водой или специальными растворами.

Подвод (отвод) инертного газа, пара, воды или промывочной жидкости к трубопроводам производится с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки (промывки) съемные участки или шланги сняты, а на запорную арматуру установлены заглушки.

Диаметры штуцеров для продувки и промывки принимаются в зависимости от диаметра трубопровода, но не менее величин, указанных в таблице 3 Диаметров.

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

Для заполнения и опорожнения нестационарного оборудования (слив и налив железнодорожных цистерн, контейнеров, бочек и баллонов) применять гибкие шланги, рассчитанные на соответствующее давление.

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

168. Схема продувки трубопровода и расположение продувочных свечей определяется проектом, в каждом конкретном случае.

169. Продувочные свечи имеют устройства для отбора проб с арматурой, а продувочные свечи для горючих и взрывоопасных продуктов - огнепреградители.

170. Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точках имеют дренажные отверстия и штуцера с арматурой или устройства, исключающие возможность скопления жидкости в результате конденсации.

171. Все виды конденсатоотводящих устройств и все дренажные трубопроводы, размещаемые вне помещений, защищены от замерзания теплоизоляцией и обогревом.

### **Параграф 3. Трубопроводная арматура**

172. На вводах трубопроводов в цехи, технологические узлы и установки устанавливается запорная арматура. На вводах трубопроводов для горючих газов, в том числе сжиженных, для трубопроводов, для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей диаметром 400 миллиметров и более устанавливается запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублированием.

Запорная арматура с дистанционным управлением располагается вне здания на расстоянии не менее 3 метров и не более 50 метров от стены здания или ближайшего аппарата, расположенного вне здания.

Дистанционное управление запорной арматурой располагается в пунктах управления, операторных и безопасных местах. Управление арматурой располагается в производственных помещениях при дублировании его из безопасного места.

173. На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры обеспечивают возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппарата, всего трубопровода.

Необходимость применения арматуры с дистанционным приводом или ручным определяется условиями технологического процесса, обеспечивающими нормальное его выполнение, а также обеспечением безопасности работы.

174. Управление запорной арматурой с дистанционным управлением, предназначенной для аварийного сброса газа, осуществляется из помещения операторной.

175. Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, снабжаются обводной (байпасной) линией с соответствующими запорными устройствами.

176. При установке привода к арматуре, маховики для ручного управления открывают арматуру движением против часовой стрелки, а закрывают - по часовой стрелке.

Направление осей шпинделей определяется в проектной документации.

177. На запорной арматуре устанавливаются указатели, показывающие ее состояние : "открыто", "закрыто".

178. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов массой более 30 килограмм, требующих периодической разборки, проектом предусматриваются переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

179. На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов предусматривается установка обратных клапанов.

Обратный клапан устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой. На центробежных насосах, работающих в системе без избыточного давления, обратные клапаны не устанавливаются.

180. На трубопроводах, подающих вещества групп А и Б в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, устанавливаются обратные клапаны.

Обратный клапан размещается между емкостью и запорной арматурой на подводящем трубопроводе. Если один и тот же трубопровод служит для подачи и отбора продукта, то обратный клапан не устанавливается.

181. Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов), работающих под давлением 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на сантиметр квадратный) и выше, на трубопроводах, транспортирующих вещества групп

А, Б(а), Б(б), устанавливаются два запорных органа с дренажным устройством между ними с условным проходом 25 миллиметров, соединенным с атмосферой. На дренажной арматуре устанавливаются съемные заглушки.

Дренажные устройства трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред соединяются с закрытой системой дренажа.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп с рабочим давлением менее 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на сантиметр квадратный), а также групп Б(в) и В вне зависимости от давления, устанавливается один запорный орган и дренажное устройство с заглушкой на дренажной арматуре.

182. При повышении давления, в том числе за счет объемного расширения жидких сред выше расчетного, на трубопроводах устанавливаются предохранительные устройства.

183. Трубопроводная арматура размещается в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры располагается на высоте не более 1,8 метра от уровня пола помещения или обслуживаемой площадки. При постоянном использовании арматуры привод располагать на высоте не более 1,6 метра.

При размещении арматуры на высоте более 1,8 метра, для ее обслуживания предусматриваются стационарные или переносные площадки, лестницы и ограждения. Время закрытия (открывания) запорной арматуры соответствует условиям проекта.

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

#### **Параграф 4. Опоры и подвески трубопроводов**

185. Трубопроводы устанавливаются на опоры или подвески. Расположение опор (неподвижных, скользящих, катковых, пружинных), подвесок и расстояние между ними определяются проектом.

При отсутствии необходимых по нагрузкам и другим параметрам стандартных опор и подвесок разрабатывается их конструкция.

Опоры и подвески устанавливаются ближе к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям.

186. Опоры и подвески рассчитываются на вертикальные нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), изоляцией, футеровкой, льдом (если возможно обледенение), на нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

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

188. Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой, для исключения потерь холода применяются опоры с теплоизолирующими прокладками.

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

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

191. В проекте указываются величины предварительного смещения подвижных опор и тяг подвесок, данные по регулировке пружинных опор подвесок.

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

192. Опоры под трубопроводы устанавливаются с соблюдением следующих условий:

- 1) опоры плотно прилегают к строительным конструкциям;
- 2) отклонение их от проектного положения не превышает плюс-минус 5 миллиметров для трубопроводов внутри помещений и плюс-минус 10 миллиметров для наружных трубопроводов; отклонение по уклону не превышает плюс 0,001;
- 3) уклон трубопровода проверяется приборами или приспособлениями, предназначенными для этих целей;
- 4) подвижные опоры и их детали (верхние части опор, ролики, шарики) устанавливаются с учетом теплового удлинения каждого участка трубопровода, при этом опоры и их детали смещать по оси опорной поверхности в сторону, противоположную удлинению;
- 5) тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых удлинений, установлены отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые удлинения, устанавливаются с наклоном в сторону, обратную удлинению;
- 6) пружины опор и подвесок затянуты в соответствии с указаниями в проекте; на время монтажа и гидравлического испытания трубопроводов пружины разгружаются распорными приспособлениями;
- 7) опоры, устанавливаемые на дне лотков и каналов, не препятствуют свободному стоку воды по дну лотка или канала.

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

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

194. Подвижные и неподвижные опоры трубопроводов с сероводородсодержащими средами применяются хомутовые. Применение приварных к трубопроводу деталей опор без последующей термообработки трубопровода, не допускается.

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

#### **Параграф 5. Компенсация температурных деформаций и снижение вибрации трубопроводов**

196. Температурные деформации компенсировать за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов. При недостаточности самокомпенсации (на совершенно прямых участках значительной протяженности) на трубопроводах устанавливаются компенсаторы.

Когда проектом предусматривается продувка паром или горячей водой, компенсирующая способность трубопроводов рассчитана на эти условия.

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

Не допускается установка линзовых, сальниковых и волнистых компенсаторов на трубопроводах с условным давлением свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный).

198. П-образные компенсаторы применять для технологических трубопроводов всех категорий. П-образные компенсаторы выполняются гнутыми из цельных труб или с использованием гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов.

199. Для П-образных компенсаторов гнутые отводы применяются из бесшовных, а сварные - из бесшовных и сварных прямошовных труб. Применение сварных отводов для выполнения П-образных компенсаторов допускается в соответствии с условиями пункта 43 настоящей Инструкции.

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

201. П-образные компенсаторы устанавливаются горизонтально с соблюдением необходимого общего уклона. При ограниченной площади размещаются вертикально петлей вверх или вниз с соответствующим дренажным устройством в низшей точке и воздушниками.

202. При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующимися газами для каждой линзы предусматривается дренаж конденсата. Патрубок для дренажной трубы выполняется из бесшовной трубы. При установке

линзовых компенсаторов с внутренним стаканом на горизонтальных трубопроводах с каждой стороны компенсатора предусматриваются направляющие опоры на расстоянии не более 1,5 диаметра  $D_u$  компенсатора.

203. Величина предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства указывается в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки изменяется на величину поправки, учитывающей температуру при монтаже.

204. Качество компенсаторов, подлежащих установке на технологических трубопроводах, подтверждается их паспортами.

205. При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят:

- 1) техническую характеристику, завод-изготовитель и год изготовления компенсатора;
- 2) расстояние между неподвижными опорами, необходимую компенсацию, величину предварительного растяжения;
- 3) температуру окружающего воздуха при монтаже компенсатора и дату.

206. Расчет П-образных, Г-образных и Z-образных компенсаторов производится в соответствии с проектом.

207. Для оборудования и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, предусматриваются в проекте меры и средства по снижению вибрации и исключению возможности аварийного разрушения и разгерметизации системы.

208. Для устранения вибрации трубопроводов от пульсации потока у поршневых машин предусматривается установка буферных и акустических емкостей, обоснованная соответствующим расчетом, и в случае необходимости - установка гасителей пульсации.

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

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

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

## **Параграф 6. Тепловая изоляция, обогрев**

210. Применение тепловой изоляции определяется в каждом конкретном случае, в зависимости от свойств, транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода.

211. Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

- 1) при предупреждении и уменьшении тепло- или холодопотерь (для сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных пробок);

2) при температуре стенки трубопровода за пределами рабочей или обслуживаемой зоны выше 60 градусов Цельсия а на рабочих местах и в обслуживаемой зоне при температуре выше 45 градусов Цельсия - во избежание ожогов;

3) при обеспечении нормальных температурных условий в помещении.

При проектных обоснованиях теплоизоляция трубопроводов заменяется ограждающими конструкциями.

212. Тепловая изоляция трубопроводов соответствует проектной документации.

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

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

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

Обогревающие спутники до нанесения тепловой изоляции испытываются и составляются соответствующие акты.

215. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода предусматривать следующие элементы:

- 1) основной теплоизолирующий слой;
- 2) армирующие и крепежные детали;
- 3) защитно-покровный слой (защитное покрытие).

В состав теплоизоляционных конструкций трубопроводов с температурой транспортируемых веществ ниже 12 градусов Цельсия входит пароизоляционный слой. Пароизоляционный слой при температуре транспортируемых веществ свыше 12 градусов Цельсия определяется расчетом.

При отрицательных рабочих температурах среды проектом тепловой изоляции предусматривается уплотнение мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при установке сборных теплоизоляционных конструкций.

216. Для арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, в местах измерения и проверки состояния трубопроводов предусматриваются съемные теплоизоляционные конструкции. Толщина тепловой изоляции этих элементов принимается равной 0,8 от толщины тепловой изоляции труб.

217. Для трубопроводов с рабочей температурой выше 250 градусов Цельсия и ниже минус 60 градусов Цельсия не допускается применение однослойных теплоизоляционных конструкций из формованных изделий (перлитцементных, известковокремнеземистых, совелитовых, вулканитовых).

218. Не допускается применять элементы теплоизоляционных конструкций из сгораемых материалов для трубопроводов групп А и Б, трубопроводов группы В при надземной прокладке, для внутрицеховых, расположенных в тоннелях и на путях эвакуации эксплуатационного персонала.



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

220. Теплоизоляционные материалы и изделия, содержащие органические компоненты применяются на трубопроводах с рабочей температурой выше 100 градусов Цельсия при наличии соответствующих обоснований.

221. Для трубопроводов, подверженных вибрации, не допускается применение порошкообразных теплоизоляционных материалов, минеральной ваты и ваты из непрерывного стеклянного волокна.

## **Параграф 7. Защита от коррозии и окраска трубопроводов**

222. При транспортировке агрессивных веществ защита от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов обеспечивается с учетом химических и физических свойств веществ, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации.

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

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

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

226. 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.

227. Устройство системы электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) производится в соответствии с проектом.

228. При бесканальной прокладке подземных трубопроводов средства защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, предусматриваются для трубопроводов без тепловой изоляции.

229. Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже 20 градусов Цельсия и подлежащие тепловой изоляции, защищаются от коррозии, как трубопроводы без тепловой изоляции.

230. При электрохимической защите трубопроводов предусматривать изолирующие фланцевые соединения. Размещение изолирующих фланцевых соединений выполняется согласно проекта.

231. Для измерения электропотенциалов используются отключающие устройства, конденсаторы.

232. В проекте предусматриваются мероприятия по антикоррозионной защите технологических трубопроводов конструктивные решения, которые обеспечивают доступность осмотра и восстановление антикоррозионных покрытий.

## **Глава 6. Сварка и термическая обработка**

### **Параграф 1. Сварка**

233. При ремонте трубопроводов и их элементов применяются все промышленные методы сварки, допущенные в установленном порядке и обеспечивающие эксплуатационную надежность сварных соединений.

234. Газовая (ацетиленокислородная) сварка применяется для труб из углеродистых и низколегированных неподкаливающихся с условным диаметром до 80 миллиметров и толщиной стенки не более 3,5 миллиметра при давлении до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный).

235. Газовую сварку стыков из низколегированных закаливающих сталей применяют при монтаже и ремонте труб с условным диаметром до 40 миллиметров и толщиной стенки не более 5 миллиметров при давлении до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный).

236. Сварка трубопроводов и их элементов производится в соответствии с проектом

237. К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются аттестованные сварщики.

238. Сварочные материалы имеют сертификаты.

239. При отсутствии сертификатов сварочные материалы допускается использовать после проверки химического состава и механических свойств наплавленного металла.

240. При получении неудовлетворительных результатов по видам испытаний или химическому анализу проводятся повторные испытания на удвоенном количестве образцов по тем видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. При повторных неудовлетворительных результатах испытаний, партия сварочных материалов бракуется.

241. Для аустенитных сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений, работающих при температуре свыше 350 градусов Цельсия, проводится контроль на содержание ферритной фазы. При температуре эксплуатации соединений свыше 350 до 450 градусов Цельсия содержание ферритной фазы в наплавленном металле составляет не более 8 процентов, при температуре свыше 450 градусов Цельсия - не более 6 процентов.

242. Сварочные материалы, предназначенные для сварки соединений из перлитных хромомолибденовых сталей, работающих в водородсодержащих средах при температуре свыше 200 градусов Цельсия, обеспечивают содержание хрома в наплавленном металле не менее минимального содержания хрома в свариваемой стали.

243. При наличии условий по стойкости сварных соединений против межкристаллитной коррозии, аустенитные сварочные материалы испытываются на склонность к межкристаллитной коррозии.

244. Резка труб и подготовка кромок под сварку производятся механическим способом. Допускается применение газовой резки для труб из углеродистых, низколегированных и теплоустойчивых сталей, воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб предусматривается припуск на механическую обработку.

245. Газовую, воздушно-дуговую и плазменную резку труб из закаливающихся теплоустойчивых сталей производить с предварительным подогревом до 200-250 градусов Цельсия и медленным охлаждением под слоем теплоизоляции.

246. После огневой резки труб из закаливающихся теплоустойчивых сталей, подготовленные под сварку кромки проконтролированы капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией или травлением. Обнаруженные трещины удаляются путем дальнейшей механической зачистки всей поверхности кромки.

247. Отклонение от перпендикулярности обработанного под сварку торца трубы относительно образующей принимается не более:

- 1) 0,5 миллиметра - для диаметров до 65 миллиметров;
- 2) 1,0 миллиметра - для миллиметров свыше 65 до 125 миллиметров;
- 3) 1,5 миллиметра - для миллиметров свыше 125 до 500 миллиметров;
- 4) 2,0 миллиметра - для миллиметров свыше 500 миллиметров.

248. Подготовленные под сварку кромки труб и других элементов, прилегающие к ним участки по внутренней и наружной поверхностям шириной не менее 20 миллиметров очищены от ржавчины и загрязнений до металлического блеска и обезжирены.

249. Сборка стыков труб под сварку производится с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка, с помощью прихваток или привариваемых на расстоянии 50-70 миллиметров от торца труб временных технологических креплений.

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

250. При сборке труб и других элементов с продольными швами, последние смещаются относительно друг друга. Смещение составляет не менее трехкратной

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

251. При сборке стыка предусматривается свободная усадка металла шва в процессе сварки. Не допускается выполнять сборку стыка с натягом.

252. При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не превышает 30 процентов от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 миллиметров. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки, к элементу с меньшей толщиной обеспечивается за счет наклонного расположения поверхности сварного шва. При смещении кромок, превышающим допустимое значение для обеспечения плавного перехода, протачивается конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15 градусов.

253. Смещение кромок по внутреннему диаметру не превышает значений, указанных в приложении 9 настоящей Инструкции. При смещении кромок превышающим допустимое значение, плавный переход в месте стыка обеспечивается путем проточки конца трубы с меньшим внутренним диаметром под углом не более 15 градусов. Для трубопроводов с давлением  $P_u$  до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) проводится калибровка концов труб методом цилиндрической или конической раздачи.

254. Отклонение от прямолинейности собранного встык участка трубопровода, замеренное линейкой длиной 400 миллиметров, в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 миллиметров от стыка, не превышает:

- 1) 1,5 миллиметра – для трубопроводов с давлением  $P_u$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) и трубопроводов 1 категории;
- 2) 2,5 миллиметра – для трубопроводов II-V категорий.

255. Способ сварки и сварочные материалы при выполнении прихваток соответствуют способу и сварочным материалам при сварке корня шва.

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

257. Качество прихваток соответствует качеству основного сварного шва. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, удаляются механическим способом.

258. Прихватки равномерно расположены по периметру стыка. Их количество, длина и высота зависят от диаметра и толщины трубы, способа сварки.

259. Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), осуществляется на остающихся подкладных кольцах или съемных медных кольцах.

## Параграф 2. Термическая обработка

260. Выполнение термической обработки сварных соединений и ее режимы ( скорость нагрева, температура при выдержке, продолжительность выдержки, скорость охлаждения, охлаждающая среда) указываются в проектной документации.

261. Работы по термической обработке сварных соединений проводят термисты-операторы.

262. Термообработке подлежат:

1) стыковые соединения элементов из углеродистых сталей с толщиной стенки более 36 миллиметров;

2) сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера более 36 и 25 миллиметров;

3) стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки более 30 миллиметров;

4) сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера более 30 и 25 миллиметров;

5) стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами, предназначенные для эксплуатации в средах, содержащих сероводород, при парциальном давлении более 0,0003 Мегапаскаль независимо от толщины стенки и марки стали;

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

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

8) стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температурах выше 350 градусов Цельсия в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, подвергаются стабилизирующему отжигу в соответствии с проектом;

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

263. Для термической обработки сварных соединений применяется общий печной нагрев и местный по кольцу любым методом, обеспечивающим одновременный и равномерный нагрев сварного шва и примыкающих к нему с обеих сторон участков основного металла по всему периметру.

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

265. Для трубопроводов из хромоникелевых аустенитных сталей, независимо от величины рабочего давления, применение газопламенного нагрева, не допускается.

266. При проведении термической обработки соблюдаются условия, обеспечивающие возможность свободного теплового расширения и отсутствие пластических деформаций.

267. Термообработка сварных соединений производится без перерывов. При вынужденных перерывах в процессе термообработки (отключение электроэнергии, выход из строя нагревателя) обеспечивается медленное охлаждение сварного соединения до 300 градусов Цельсия. При повторном нагреве время пребывания сварного соединения при температуре выдержки суммируется со временем выдержки первоначального нагрева.

268. Режимы нагрева, выдержки и охлаждения при термической обработке труб и других элементов с толщиной стенки более 20 миллиметров регистрируются приборами.

269. Термообработка одного и того же сварного соединения производится не более трех раз.

### **Параграф 3. Контроль качества сварных соединений**

270. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- 1) пооперационный контроль;
- 2) визуальный осмотр и измерения;
- 3) ультразвуковой или радиографический контроль;
- 4) капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- 5) определение содержания ферритной фазы;
- 6) стилоскопирование;
- 7) измерение твердости;
- 8) механические испытания;
- 9) металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии, предусмотренными проектом;
- 10) гидравлические или пневматические испытания.

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

Конструкция и расположение сварных соединений обеспечивают проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными проектной документацией методами.

271. Пооперационный контроль предусматривает:

1) проверку качества, соответствия труб и сварочных материалов условиям на изготовление и поставку;

2) 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);

3) проверку температуры предварительного подогрева;

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

5) проверку режимов термообработки сварных соединений.

272. Визуальному осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 миллиметров по обе стороны от шва.

273. По результатам визуального осмотра и измерений сварные швы соответствуют следующим условиям:

1) форма и размеры шва стандартные;

2) поверхность шва мелкочешуйчатая.

Ноздреватость, свищи, скопления пор, прожоги, незаплавленные кратеры, наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы, не допускаются.

Отдельные включения (поры) допускаются в количестве не более 3 на 100 миллиметров сварного шва с размерами, не превышающими указанных в приложении 10 к настоящей Инструкции (далее - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)) – для балла 1.

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

Число отдельных включений (пор), длина которых меньше указанной в Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор), не превышает: 10 - для балла 1; 12 - для балла 2; 15 - для балла 3 на любом участке снимка длиной 100 миллиметров, при этом их суммарная длина не больше, чем указано в Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор).

Для сварных соединений протяженностью менее 100 миллиметров значения, приведенные в Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам

радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор), по суммарной длине включений (пор), по числу отдельных включений (пор) необходимо пропорционально уменьшать.

Оценку участков сварных соединений трубопроводов давлением  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), в которых обнаружены скопления включений (пор), увеличить на один балл.

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

Переход от наплавленного металла к основному плавный. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу принимаются по глубине не более 10 процентов толщины стенки трубы, но не более 0,5 миллиметра. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не превышает 30 процентов длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов на  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), в трубопроводах I категории, работающих при температуре ниже минус 70 градусов Цельсия, не допускаются подрезы, трещины в шве, в зоне термического влияния и в основном металле, а отклонения от прямолинейности сваренных встык труб не превышают величин, установленных пунктом 254 настоящей Инструкции.

275. Дефекты сварных соединений подлежат устранению.

276. К контролю сварных соединений физическими методами допускаются дефектоскописты, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение на проведение контроля. Каждый дефектоскопист допускается к тем методам контроля, которые указаны в его удостоверении.

277. Неразрушающему контролю подлежат дефектные по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется технической документацией на трубы, не ниже приведенных в приложении 11 к настоящей Инструкции.

278. Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом производится после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов, рассчитанных на давление  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), и для трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже 70 градусов Цельсия, после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым или капиллярным методом.

279. Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают для обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, освоения данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.



280. При радиографическом контроле обеспечивается чувствительность для трубопроводов на давление  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), категорий I и II - на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III, IV и V - на уровне класса 3.

281. Оценка качества сварных соединений по результатам радиографического контроля проводится 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 Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор) и приложению 12 к настоящей Инструкции (далее - Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления).

Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I-IV категорий, за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже 70 градусов Цельсия, не устанавливается.

Сварным соединениям с конструктивным непроваром присваивается балл – 0.

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 указывается балл сварного соединения, определенный по Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления), наибольший балл участка сварного соединения, определенный по Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор), а также суммарный балл качества сварного соединения.

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, при этом подвергаются дополнительному контролю удвоенное от первоначального объема количество стыков, выполненных данным сварщиком.

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

282. Сварные соединения трубопроводов давлением  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже 70 градусов Цельсия, по результатам ультразвукового контроля считаются годными, если:

1) отсутствуют протяженные дефекты;

2) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более

:

1,6 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы до 10 миллиметров включительно;

2,0 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы до 20 миллиметров включительно;

3,0 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы свыше 20 миллиметров;

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

1,6 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы до 10 миллиметров включительно;

2,0 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы до 20 миллиметров включительно;

3,0 миллиметра квадратного при толщине стенки трубы свыше 20 миллиметров.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов I-IV категорий (за исключением трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 градусов Цельсия) по результатам ультразвукового контроля соответствует условиям приложения 13 к настоящей Инструкции.

283. Сварные соединения трубопроводов с давлением  $P_y$  до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) по результатам контроля капиллярным (цветным) методом признаются годными, если:

1) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

2) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

3) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений для ширины (диаметра), приведенных в Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор) - для балла 2;

4) суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 миллиметров не превышает суммарной длины, приведенной в Оценке качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор) - для балла 2.

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

Сварные соединения трубопроводов с давлением  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) и трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 градусов Цельсия, считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют. При этом чувствительность контроля соответствует 2-му классу.

284. Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля признаются годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

285. Определение содержания ферритной фазы производится в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей, рассчитанных на давление  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), в объеме 100 процентов на сборочных единицах, предназначенных для работы при температуре свыше 350 градусов Цельсия, а в остальных случаях по условиям проекта.

286. Стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с давлением  $P_y$  до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) в следующих случаях:

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

2) если использованные сварочные материалы вызывают сомнение на соответствие установленным;

3) если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным условиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей с давлением  $P_y$  свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) подлежат стилюскопированию в 100 процентом объеме.

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

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

Измерение твердости производится на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. При отсутствии таких условий, значения твердости не превышает указанных в приложении

14 к настоящей Инструкции; при твердости, превышающей допустимую, сварные соединения подвергаются стилоскопированию и при положительных его результатах – повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 миллиметров замер твердости, не производится.

При этом твердость замеряется на контрольных сварных соединениях и данные заносятся в паспорт трубопровода.

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

При дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю подвергаются 100 процентов сварных соединений, выполненных на данном участке трубопровода.

289. Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, устраняются с последующим контролем исправленных участков.

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

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) подлежат участки сварного шва, размеры выборки которых после удаления дефектного участка шва не превышают значений, указанных в приложении 15 к настоящей Инструкции (далее - Размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов).

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка требуется произвести выборку размером более допустимого по Размерам выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов, полностью удалить, а на его место вварить катушку.

290. Механические свойства стыковых сварных соединений трубопроводов подтверждаются результатами механических испытаний контрольных сварных соединений.

291. Контрольные сварные соединения свариваются на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с условным диаметром Ду до 150 миллиметров или не более пятидесяти стыков с диаметром Ду 175 миллиметров и выше.

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

Однотипными по условному диаметру являются соединения:  $D_u=6\div 32$  миллиметров,  $D_u=50\div 150$  миллиметров,  $D_u=175$  миллиметров и выше.

292. Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований, соответствует указанному в приложении 16 к настоящей Инструкции.

При проведении испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии сваривается на два соединения больше, чем указано для  $D_u=6\div 32$  миллиметров, и на одно соединение больше для  $D_u=50$  миллиметров и выше. При диаметре труб  $D_u=450$  миллиметров и выше свариваются контрольные сварные соединения из пластин.

293. Из контрольных сварных соединений изготавливаются образцы для следующих видов испытаний:

- 1) на статическое растяжение при температуре 20 градусов Цельсия – два образца;
- 2) на ударный изгиб (КСУ) при температуре 20 градусов Цельсия – три образца с надрезом по центру шва;
- 3) на ударный изгиб (КСУ) при рабочей температуре для трубопроводов, работающих при температуре стенки 20 градусов Цельсия и ниже – три образца с надрезом по центру шва;
- 4) на статический изгиб – два образца;
- 5) для металлографических исследований – два образца (по условиям проекта);
- 6) на ударный изгиб (КСУ) при температуре 20 градусов Цельсия – три образца с надрезом по зоне термического влияния (по условиям проекта);
- 7) для испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии – четыре образца (по условиям проекта).

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

294. Образцы вырезаются методами, не изменяющими структуру и механические свойства металла. Не допускается применение правки заготовок, образцов как в холодном, так и в горячем состояниях.

295. Испытание на статическое растяжение стыковых соединений труб с условным проходом до 50 миллиметров замещается испытанием на растяжение целых стыков со снятым усилением.

296. Испытание на статический изгиб сварных соединений труб с условным проходом до 50 миллиметров замещается испытанием целых стыков на сплющивание.

297. Результаты механических испытаний сварных соединений соответствуют условиям приложения 17 к настоящей Инструкции.

Показатели механических свойств, сварных соединений определяются как среднеарифметическое значение результатов испытаний отдельных образцов. Результаты испытаний на статическое растяжение и статический изгиб признаются неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значение ниже установленных условий, более чем на 10 процентов. Результаты испытаний на ударный изгиб признаются неудовлетворительными, если хотя бы один из образцов показал значение ниже установленных условий.

Испытанию на ударный изгиб подвергаются сварные соединения труб с толщиной стенки 12 миллиметров и более. Испытания на ударный изгиб производятся для труб с толщиной стенки 6-11 миллиметров, по условиям проекта.

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

299. При проведении металлографических исследований (по условиям проекта) определяются наличие в сварном соединении недопустимых дефектов и соответствие формы и размеров сварного шва установленным условиям.

300. Качество сварных соединений по результатам испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии (по условиям проекта) признается удовлетворительным, если результаты испытаний соответствуют установленным условиям.

## **Глава 7. Испытание трубопроводов**

### **Параграф 1. Общие условия**

301. Трубопроводы после сварочных работ, термообработки, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются визуальному осмотру, испытанию на прочность и герметичность и при необходимости дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

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

303. При визуальном осмотре трубопровода проверяются: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; установка запорных устройств их закрывание и открывание; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке.

304. Испытанию подвергается весь трубопровод. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками.

305. При испытании на прочность и герметичность испытываемый трубопровод (участок) отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками.

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

307. Места расположения заглушек на время проведения испытания отмечены предупредительными знаками, и нахождение около них людей, не допускается.

308. Давление при испытании контролируется двумя манометрами, прошедшими поверку и опломбированными. Манометры применяются классом точности не ниже 1,5, с диаметром корпуса не менее 160 миллиметров и шкалой на номинальное давление  $\frac{4}{3}$  измеряемого. Один манометр устанавливается у опрессовочного агрегата после запорного вентиля, другой - в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

309. Испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией трубопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков (независимо от применяемых труб) проводятся при условии, что сварные стыки и фланцевые соединения имеют доступ для осмотра.

310. Испытание на прочность и герметичность трубопроводов с условным давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) гидравлическое или пневматическое.

Замена гидравлического испытания на пневматическое предусматривается в следующих случаях:

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

2) при температуре окружающего воздуха ниже 0 градусов Цельсия и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

3) если применение жидкости (воды) недопустимо.

311. Испытание на прочность и герметичность трубопроводов, рассчитанных на условное давление свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), проводится гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов с условным давлением до 50 Мегапаскаль (500 килограмм силы на сантиметр квадратный) проводится замена гидравлического испытания на пневматическое, при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (только при положительной температуре окружающего воздуха).

312. При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами, величину давления при испытании трубопроводов на прочность и герметичность (до ближайшей отключающей задвижки) принимают как для аппарата.

313. Короткие (до 20 метров) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, свечи от аппаратов и систем, связанных непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), не испытываются, если не предусмотрено проектом.

**314. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 17.01.2023 № 24 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

315. Испытание трубопроводов на прочность и герметичность проводится одновременно, независимо от способа испытания.

316. При неудовлетворительных результатах испытаний, обнаруженные дефекты устраняются, а испытания проводятся повторно.

Подчеканка сварных швов и устранение дефектов во время нахождения трубопровода под давлением, не допускаются.

317. По проведенным испытаниям трубопроводов составляют соответствующие акты.

## **Параграф 2. Гидравлическое испытание на прочность и герметичность**

318. Гидравлическое испытание трубопроводов производится преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний применяется вода с температурой не ниже 5 градусов Цельсия и не выше 40 градусов Цельсия или специальные смеси (для трубопроводов высокого давления).

Если гидравлическое испытание производится при температуре окружающего воздуха ниже 0 градусов Цельсия, применяются меры против замерзания воды и обеспечивается надежное опорожнение трубопровода.

После окончания гидравлического испытания трубопровод полностью опорожняется и продувается до полного удаления воды.

319. Величину испытательного давления (гидравлического) на герметичность и прочность при отсутствии дополнительных указаний в рабочей документации следует принимать в соответствии:

1) до 0,5 Мегапаскаль - 1,5 кратного от расчетного, но не менее 0,2 Мегапаскаль (2 килограмма силы на сантиметр квадратный);

2) свыше 0,5 Мегапаскаль - 1,25 кратного от расчетного, но не менее 0,3 Мегапаскаль (3 килограмма силы на сантиметр квадратный).



$$1,25 P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_1}$$

, но не менее 0,3 Мегапаскаль (3 килограмма силы на сантиметр квадратный), где Р - расчетное давление трубопровода, Мегапаскаль;

$$[\sigma]_{20}$$

- допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 градусов Цельсия;

$$[\sigma]_1$$

- допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной, положительной расчетной температуре.

Во всех случаях величина пробного давления принимается такой, чтобы эквивалентное напряжение в стенке трубопровода при пробном давлении не превышало 90 процентов предела текучести материала при температуре испытания.

Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред принимать равной 0,2 Мегапаскаль (2 килограмма силы на сантиметр квадратный).

**Сноска. Пункт 319 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 22.02.2024 № 63 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

320. Арматура подвергается гидравлическому испытанию пробным давлением после ремонта.

321. При заполнении трубопровода водой, воздух удаляется полностью. Давление в испытываемом трубопроводе повышается плавно. Скорость подъема давления указывается в технической документации.

322. При испытаниях обстукивание трубопроводов, не допускается.

323. Испытываемый трубопровод допускается заливать водой от водопровода или насосом при условии, что давление, создаваемое в трубопроводе, не превышает испытательного давления.

324. Требуемое давление при испытании создается гидравлическим прессом или насосом, подсоединенным к испытываемому трубопроводу через два запорных вентиля

После достижения испытательного давления трубопровод отключается от прессы 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 герметичность).

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 герметичность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе открываются, и трубопровод полностью освобождается от воды через дренажи.

325. Результаты гидравлического испытания на прочность и герметичность 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.

326. Одновременное гидравлическое испытание нескольких трубопроводов, смонтированных на общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, устанавливается проектом.

### **Параграф 3. Пневматическое испытание на прочность и герметичность**

327. Пневматическое испытание на прочность проводится для трубопроводов на давление  $P_y$  10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) и ниже с учетом условий пункта 310 настоящей Инструкции, при давлении в трубопроводе выше, с учетом условий пункта 311 к настоящей Инструкции.

328. Величина испытательного давления принимается в соответствии с условиями пункта 319 к настоящей Инструкции.

329. Пневматическое испытание проводится воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

330. При установке на трубопроводе арматуры из серого чугуна величина давления испытания на прочность составляет не более 0,4 Мегапаскаль (4 килограмма силы на сантиметр квадратный).

331. Пневматическое испытание трубопроводов на прочность в действующих цехах, на эстакадах и в каналах, где уложены трубопроводы, находящиеся в эксплуатации, проводится при проектных обоснованиях.

332. При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления производится плавно со скоростью, равной 5 процентов от давления  $P_y$  в минуту, но не

более 0,2 Мегапаскаль (2 килограмма силы на сантиметр квадратный) в минуту с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

1) при рабочем давлении до 0,2 Мегапаскаль (2 килограмма силы на сантиметр квадратный) - осмотр производится при давлении, равном 0,6 от пробного давления, и при рабочем давлении;

2) при рабочем давлении выше 0,2 Мегапаскаль (2 килограмма силы на сантиметр квадратный) - 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.

333. На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи устанавливается охраняемая (безопасная) зона. Минимальное расстояние зоны составляет не менее 25 метров при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 метров при подземной. Граница зоны ограждается или обозначается знаками безопасности и надписями.

334. Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне, не допускается.

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

335. Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов устанавливаются вне опасной зоны.

336. Для наблюдения за безопасной зоной устанавливаются специальные посты. Число постов определяется исходя из условий, чтобы охрана и безопасность зоны были надежно обеспечены.

#### **Параграф 4. Промывка и продувка трубопровода**

337. Трубопроводы промываются или продуваются в соответствии с условиями проекта.

Промывка проводится водой, маслом, химическими реагентами и другими допустимыми веществами.

Продувка осуществляется сжатым воздухом, паром или инертным газом.

338. Промывка водой осуществляется со скоростью 1-1,5 метров в секунду.

После промывки трубопровод полностью опорожняется и продувается воздухом или инертным газом.

339. Продувка трубопроводов производится под давлением, равным рабочему, но не более 4 Мегапаскаль (40 килограмм силы на сантиметр квадратный). Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 Мегапаскаль (1 килограмм силы на сантиметр квадратный) или вакуумом, производится под давлением не более 0,1 Мегапаскаль (1 килограмм силы на сантиметр квадратный).

340. Продолжительность продувки, если нет специальных условий в проекте, составляет не менее 10 минут.

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

342. Во время промывки или продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, полностью открыта, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрена и очищена.

343. Шайбы, установленные вместо измерительных диафрагм, заменяются рабочими диафрагмами только после промывки или продувки трубопровода.

#### **Параграф 5. Специальные испытания на герметичность**

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

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность остальных трубопроводов устанавливается проектом.

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

345. Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и герметичность, промывки и продувки.

346. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов давлением 0,1 Мегапаскаль (1 килограмм силы на сантиметр квадратный).

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

348. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с

разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления составит не более 0,1 процента за час для трубопроводов группы А и вакуумных и 0,2 процента за час для трубопроводов группы Б(а), Б(б).

Скорость падения давления для трубопроводов, транспортирующих вещества других групп, устанавливается проектом.

Указанные условия относятся к трубопроводам с внутренним диаметром до 250 миллиметров включительно.

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

$$K = \frac{250}{D_{\text{вн}}},$$

где  $D_{\text{вн}}$  - внутренний диаметр испытываемого трубопровода, миллиметров.

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

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

где  $D_1, D_2, D_n$  - внутренний диаметр участков, метров;

$L_1, L_2, L_n$  - длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, метров.

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

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

где  $\Delta P$  - падение давления, процентов от испытательного давления;

$P_{\text{кон}}, P_{\text{нач}}$  - сумма манометрического и барометрического давления в конце и начале испытания, Мегапаскаль;

$T_{\text{нач}}, T_{\text{кон}}$  - температура в трубопроводе в начале и конце испытания, Кельвин.

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

349. 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 устанавливаются термометры.

350. После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляется акт.

## **Глава 8. Обслуживание трубопроводов**

### **Параграф 1. Общие условия**

351. Обслуживание трубопроводов производится в соответствии с проектом.

Руководство организации (владелец трубопровода) назначает лицо, обеспечивающее исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, из числа инженерно-технических работников.

352. По каждой установке (цеху, производству) составляется перечень трубопроводов.

353. На все трубопроводы высокого давления свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) и трубопроводы низкого давления до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) включительно категорий I, II, III, а также трубопроводы всех категорий, транспортирующие вещества при скорости коррозии металла трубопровода 0,5 миллиметров в год, составляется паспорт организациями-владельцами на основании документации, представляемой изготовителями и монтажными организациями по форме, установленной в приложении 18 к настоящей Инструкции.

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

355. Для трубопроводов на каждой установке, линии блока заводится эксплуатационный журнал.

356. Технологические трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, необходимо периодически обследовать и контролировать в целях оценки технического состояния.

357. Для трубопроводов высокого давления ведется журнал учета периодических испытаний и освидетельствований.

358. На трубопроводах из углеродистой и кремнемарганцовистой стали с рабочей температурой 400 градусов Цельсия и выше, на трубопроводах из хромомолибденовой (рабочая температура 500 градусов Цельсия и выше) и из высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550 градусов Цельсия и выше) осуществляется контроль за ростом остаточных деформаций.

359. В период эксплуатации трубопроводов осуществляется постоянный контроль за состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений,

арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций с ежемесячными записями результатов в эксплуатационном журнале.

360. При периодическом контроле необходимо проверять:

1) техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и при необходимости неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных участков;

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

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

361. Трубопроводы, подверженные вибрации, фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации подлежат осмотру с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 миллиметра при частоте вибрации не более 40 Герц.

Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

Осмотры трубопроводов проводятся в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов, но не реже одного раза в 3 месяца.

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

363. Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходимых каналах или в земле, производится путем вскрытия отдельных участков длиной не менее 2 метров. Число участков устанавливается в зависимости от условий эксплуатации.

364. При обнаружении в ходе наружного осмотра негерметичности разъемных соединений, давление в трубопроводе снижается до атмосферного, температура горячих трубопроводов снижается до 60 градусов Цельсия, а дефекты устраняются с соблюдением мер безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод останавливается и подготавливается к проведению ремонтных работ.

365. При наружном осмотре проверяется вибрация трубопроводов и состояние:

1) изоляции и покрытий;

2) сварных швов;

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

4) опор;

5) компенсирующих устройств;

6) дренажных устройств;

- 7) арматуры и ее уплотнений;
- 8) реперов для замера остаточной деформации;
- 9) сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

## **Параграф 2. Ревизия (освидетельствование) трубопроводов**

366. Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование).

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей безопасной эксплуатации.

367. Сроки проведения ревизии трубопроводов при давлении до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) устанавливаются в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, условий эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизии, но не реже, указанных в приложении 19 к настоящей Инструкции.

368. Для трубопроводов высокого давления свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) предусматриваются следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливаются в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

Первую выборочную ревизию трубопроводов необходимо производить не позднее чем через один год после ввода их в эксплуатацию.

369. Отсрочка в проведении ревизии трубопроводов предусматривается с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов, обеспечивающего их дальнейшую, надежную и безопасную эксплуатацию, но не превышает более одного года.

370. При проведении ревизии, в первую очередь проверяются участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

371. Приступать к ревизии после выполнения подготовительных работ.

372. При ревизии трубопроводов с давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный):

- 1) провести наружный осмотр трубопровода;
- 2) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля, а в необходимых случаях - сквозной засверловкой с последующей заваркой отверстия.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), на прямых участках трубопроводов.



При этом на прямых участках внутри установочных трубопроводов длиной до 20 метров и межцеховых трубопроводов длиной до 100 метров выполняется замер толщины стенок не менее чем в трех местах.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте производится в 3-4 точках по периметру, а на отводах - не менее чем в 4-6 точках по выпуклой и вогнутой частям.

Обеспечивается правильность и точность выполнения замеров, исключая влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии).

Результаты замера фиксируются в паспорте трубопровода.

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

Ревизия воротников фланцев проводится визуальным осмотром (при разборке трубопровода) или измерением толщины неразрушающими методами контроля (ультразвуковым или радиографическим) не менее чем в трех точках по окружности воротника фланца. Толщину стенки воротника фланца предусматривается контролировать также с помощью контрольных засверловок. На трубопроводах, выполненных из сталей аустенитного класса, работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, сквозные засверловки, не допускаются.

Внутренний осмотр участков трубопроводов проводится с помощью ламп, приборов, луп, эндоскопа.

Внутренняя поверхность очищается от грязи и отложений, а при необходимости - протравливается. При этом выбирается участок, эксплуатируемый в наиболее неблагоприятных условиях (где возможна коррозия и эрозия, гидравлические удары, вибрация, изменение направления потока, застойные зоны). Демонтаж дефектного участка трубопровода при наличии разъемных соединений проводится путем их разборки, а на цельносварном трубопроводе этот участок вырезают.

Во время осмотра проверяют наличие коррозии, трещин, уменьшения толщины стенки труб и деталей трубопроводов.

При необходимости проводится радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков и металлографические и механические испытания.

Проверка механических свойств металла труб, работающих при высоких температурах и в водородсодержащих средах, проводится в случаях, предусмотренных проектом. Механические свойства металла проверяются и в случаях, если коррозионное действие среды вызывает их изменение.

Проводятся следующие работы:

1) измерения на участках трубопроводов деформаций по состоянию на время проведения ревизии;

2) выборочная разборка резьбовых соединений на трубопроводе, осмотр их и контроль резьбовыми калибрами;

3) проверка состояния и условий работы опор, крепежных деталей и выборочно прокладок;

4) испытание трубопроводов.

373. При неудовлетворительных результатах ревизии определить границу дефектного участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину) и выполнить более частые замеры толщины стенки всего трубопровода.

374. Объем выборочной ревизии трубопроводов высокого давления свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) составляет:

1) не менее двух участков каждого агрегата установки независимо от температуры;

2) не менее одного участка каждого общецехового коллектора или межцехового трубопровода независимо от температуры среды.

375. При ревизии контрольного участка трубопровода высокого давления:

1) провести наружный осмотр;

2) при наличии фланцевых или муфтовых соединений произвести их разборку, затем внутренний осмотр трубопровода;

3) произвести замер толщины стенок труб и других деталей контрольного участка;

4) при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах (околошовной зоне) произвести контроль неразрушающими методами;

5) при обнаружении в процессе осмотра дефектов в качестве металла проверить его механические свойства и химический состав;

6) проверить состояние муфт, фланцев, их привалочных поверхностей и резьбы, прокладок, крепежа, а также фасонных деталей и арматуры, если такие имеются на контрольном участке;

7) провести контроль наличия остаточных деформаций;

8) провести контроль твердости крепежных изделий фланцевых соединений, работающих при температуре 400 градусов Цельсия.

376. Результаты ревизии признаются удовлетворительными, если обнаруженные отклонения находятся в допустимых пределах.

При неудовлетворительных результатах ревизии дополнительно проверяется еще два аналогичных участка, из которых один является продолжением ревизуемого участка, а второй - аналогичным ревизуемому участку.

377. Если при ревизии трубопровода высокого давления обнаружено уменьшение первоначальной его толщины, под воздействием коррозии или эрозии, дальнейшая эксплуатация подтверждается расчетом на прочность.

378. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков проводится полная ревизия этого трубопровода, участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 процентов каждого из указанных трубопроводов.

379. Выборочная ревизия трубопроводов высокого давления производится периодически в сроки, установленные проектом, но не реже сроков:

1) в производстве аммиака:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования азотоводородных и других водородсодержащих газовых смесей при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 12 лет, при температуре среды свыше 200 градусов Цельсия - через 8 лет;

2) в производстве метанола:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей, содержащих, кроме водорода, окись углерода, при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 12 лет, при температуре среды свыше 200 градусов Цельсия - через 6 лет;

3) в производстве капролактама:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 10 лет, трубопроводы, предназначенные для транспортирования окиси углерода при температуре свыше 150 градусов Цельсия - через 8 лет;

4) в производстве синтетических жирных спиртов:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 10 лет, при температуре среды свыше 200 градусов Цельсия - через 8 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования пасты (катализатор с метиловыми эфирами) при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 3 года;

5) 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 градусов Цельсия - через 12 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углекислого газа от компрессора до смесителя при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 6 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углеаммонийных солей (карбамата) при температуре среды до 200 градусов Цельсия - через 4 года.

380. Выборочную ревизию трубопроводов, предназначенных для транспортирования других жидких и газообразных сред и других производств, производить:

1) при скорости коррозии до 0,1 миллиметра в год и температуре до 200 градусов Цельсия - через 10 лет;

2) при скорости коррозии до 0,1 миллиметра в год и температуре 200 – 400 градусов Цельсия - через 8 лет;

3) для сред со скоростью коррозии до 0,65 миллиметра в год и температурой среды до 400 градусов Цельсия - через 6 лет.

При неудовлетворительных результатах выборочной ревизии назначается полная ревизия трубопровода.

381. При полной ревизии разбирается весь трубопровод полностью, проверяется состояние узлов труб и деталей, арматуры, установленной на трубопроводе.

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

Для трубопроводов с давлением  $P_y \leq 10$  Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) в обоснованных случаях при разборке фланцевых соединений, связанной с заменой прокладок, арматуры или отдельных элементов проводятся испытания только на герметичность. При этом вновь устанавливаемые арматуру или элементы трубопровода предварительно испытывают на прочность пробным давлением.

383. После проведения ревизии составляются акты, к которым прикладываются все протоколы и заключения о проведенных проверках. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прикладываются к паспорту. Акт ревизии и отбраковки трубопроводов составляется по форме, установленной в приложении 20 к настоящей Инструкции.

384. Трубы, детали технологических трубопроводов и сварные стыки подлежат отбраковке.

Отбраковочный размер составляет не менее указанного ниже:

Наружный диаметр, миллиметр	25	57	108(114)	219	325	377	426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, миллиметр	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

385. Во время эксплуатации принимаются меры по организации постоянного и тщательного контроля за исправностью арматуры, за своевременным проведением ревизий, ремонтов и диагностирования.

386. При применении арматуры с сальниками проверяется состояние набивочных материалов (качество, размеры, укладка в сальниковую коробку).

387. Асбестовую набивку, пропитанную жировым составом и прографиченную используют для рабочих температур не выше 200 градусов Цельсия.

388. Для температур выше 200 градусов Цельсия давлением до 25 Мегапаскаль (250 килограмм силы на сантиметр квадратный) применяется прографиченная асбестовая набивка, (кольцо покрыто слоем сухого чистого графита толщиной не менее 1 миллиметра).

389. Для высоких температур применяются специальные набивки, в частности асбометаллические, пропитанные особыми составами, стойкими к разрушению и вытеканию под влиянием транспортируемой среды и высокой температуры.

390. Для давления свыше 32 Мегапаскаль (320 килограмм силы на сантиметр квадратный) и температуры более 200 градусов Цельсия применяются специальные набивки.

391. Сальниковые набивки арматуры изготавливают из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры.

392. Кольца набивки укладывают в сальниковую коробку, смещая линии разреза и уплотнение каждого кольца. Высоту сальниковой набивки принимают 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 миллиметров.

Сальники подтягивают равномерно без перекоса грундбуксы.

393. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения проверяется чистота поверхности шпинделя и штока арматуры.

394. Прокладочный материал для уплотнения соединения крышки с корпусом арматуры выбирать с учетом химического воздействия на него транспортируемой среды, в зависимости от давления и температуры.

395. Ход шпинделя в задвижках и вентилях плавный, а затвор при закрывании или открывании арматуры перемещается без заедания.

396. Предохранительные клапаны обслуживаются в соответствии с технической документацией.

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

398. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе и обратных клапанов, приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод) производят в период ревизии трубопровода.

399. Ревизию и ремонт арматуры производить в специализированных мастерских или ремонтных участках. Ревизия арматуры путем ее разборки и осмотра проводится на месте установки (приварная арматура, крупногабаритная и труднодоступная) с обеспечением необходимых мер безопасности.

400. При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, выполняются следующие работы:

- 1) визуальный осмотр;
- 2) разборка и осмотр состояния отдельных деталей;

- 3) осмотр внутренней поверхности контроль неразрушающими методами;
- 4) притирка уплотнительных поверхностей;
- 5) сборка, опробование и опрессовка на прочность и герметичность.

401. При планировании сроков ревизии и ремонта арматуры в первую очередь проводить ревизию и ремонт арматуры, работающей в наиболее сложных условиях. Результаты ремонта и испытания арматуры оформляются актами и заносятся в эксплуатационную документацию.

402. Когда характер и скорость коррозионного износа трубопровода не установлены типовыми методами контроля, используемыми при ревизии, для контроля приближения толщины стенки к отбраковочному размеру выполняются контрольные засверловки.

403. Трубопроводы, по которым транспортируются вещества группы А(а), А(б), газы всех групп, трубопроводы, работающие под вакуумом и высоким давлением свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный), трубопроводы в блоках I категории взрывоопасности, трубопроводы, выполненные из аустенитных сталей и работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, контрольным засверловкам не подвергают. В этих случаях устанавливается контроль за состоянием толщины стенок трубопровода путем замера ультразвуковым толщиномером.

404. При засверловке контрольных отверстий пользоваться сверлом диаметром 2,5-5 миллиметров, заправленным под острым углом.

405. Отверстия при контрольных засверловках располагать в местах поворотов, сужений, врезок, застойных зонах, в тройниках, дренажных отводах, перед запорной арматурой и после нее.

406. Отверстия контрольных засверловок на отводах и полуотводах располагать по наружному радиусугиба из расчета одно отверстие на 0,2 метра длины, но не менее одного отверстия на отвод или секцию сварного отвода.

407. Глубина контрольных засверловок устанавливается равной расчетной толщине трубопровода плюс  $P \times C$  (где  $P$  - половина периода между очередными ревизиями, год,  $C$  - фактическая скорость коррозии трубопровода, миллиметра в год).

408. Места расположения контрольных засверловок на трубопроводе четко обозначаются и фиксируются в документации.

409. Пропуск контрольного отверстия на трубопроводе, показывает приближение толщины его стенки к отбраковочному размеру, такой трубопровод подвергается внеочередной ревизии.

410. Периодические испытания трубопроводов на прочность и герметичность проводят во время проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) принимается равным удвоенной

периодичности проведения ревизии, принятой согласно условиям пункта 367 для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением свыше 10 Мегапаскаль (100 килограмм силы на сантиметр квадратный) не реже:

- 1) для трубопроводов с температурой до 200 градусов Цельсия - один раз в 8 лет;
- 2) для трубопроводов с температурой свыше 200 градусов Цельсия - один раз в 4 года.

**Сноска. Пункт 410 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 17.01.2023 № 24 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

411. Периодические испытания трубопроводов на прочность и герметичность проводят во время проведения ревизии трубопровода. Испытательное давление и порядок проведения испытания соответствуют допустимым условиям главы 7 настоящей Инструкции.

**Сноска. Пункт 411 - в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 17.01.2023 № 24 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).**

412. Результаты периодических испытаний трубопроводов оформляются актом по форме согласно приложению 21 к настоящей Инструкции.

413. Трубы, элементы трубопроводов и арматуры, в том числе литой (корпуса задвижек, вентили, клапаны), подлежат отбраковке, если:

- 1) при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации, гофры, вмятины, вздутия;
- 2) в результате воздействия среды толщина стенки ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);
- 3) изменились механические свойства металла;
- 4) при контроле сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;
- 5) размеры резьбовых соединений не соответствуют полям допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- 6) трубопровод не прошел гидравлического или пневматического испытания;
- 7) уплотнительные элементы износились и не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.

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

414. Фланцы отбраковываются при:

- 1) неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
- 2) наличии дефектов;
- 3) деформации;

4) уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;

5) 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.

415. Крепежные детали отбраковываются:

- 1) при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;
- 2) в случаях изгиба болтов и шпилек;
- 3) при остаточной деформации, приводящей к изменению профиля резьбы;
- 4) в случае износа боковых граней головок болтов и гаек;
- 5) в случае снижения механических свойств металла ниже допустимого уровня.

416. Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковываются в следующих случаях:

1) толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенсатора;

2) толщина стенки сильфона достигла 0,5 миллиметра, а расчетная толщина стенки сильфона имеет более низкие значения;

3) при наработке компенсаторами допустимого числа циклов с учетом условий эксплуатации на пожароопасных и токсичных средах;

### **Параграф 3. Техническая документация**

417. Технологические трубопроводы комплектуются технической документацией. В состав технической документации входит:

- 1) проектная документация;
- 2) паспорт трубопровода и эксплуатационные документы;
- 3) наименование и адрес организации-владельца;
- 4) назначение;
- 5) дата изготовления (производства);

6) рабочая среда;

7) рабочие параметры рабочей среды: давление, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный), температура, градусов Цельсия;

8) расчетный срок службы;

9) расчетный ресурс;

10) расчетное количество пусков;

11) схемы, чертежи, свидетельства и другие документы на изготовление (производство) и монтаж трубопровода;

12) утвержденные техническим руководителем организации схемы трубопроводов с указанием условного прохода, исходной и отбраковочной толщины элементов



трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

13) акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;

14) сведения о качестве ремонтов трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов, термической обработке сварных соединений трубопроводов, о качестве сварных стыков;

15) материалы по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах;

16) акты периодического визуального осмотра трубопровода;

17) акты испытания трубопровода на прочность и герметичность;

18) акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;

19) эксплуатационные журналы трубопроводов;

20) акты отбраковки;

21) журнал установки-снятия заглушек;

22) паспорт арматуры.

## **Глава 9. Подземные трубопроводы**

418. Для подземных трубопроводов устанавливается периодический контроль технического состояния.

419. Для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 метра каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а в обоснованных случаях с вырезкой отдельных участков.

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

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

2) при выборочном контроле вскрытие производится из расчета один участок на 200-300 метров длины трубопровода.

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

421. Подземные технологические трубопроводы защищаются от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.



Б	е вещест ва										
	а ) горючи е газы (ГГ), в том числе сжижен ные углевод ородны е газы (СУГ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже минус 40	Вакуум от 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От минус 40 до 300	-	-	-	-	-	-
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Незави симо	-	-	-	-	-	-	-	-
	б) легко - воспла меняю щиеся жидкос ти (ЛВЖ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже минус 40	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От 120 до 300	До 1,6 (16)	От минус 40 до 120	-	-	-	-
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Незави симо	Вакуум выше 0,08 (0,8) (абс)	От минус 40 до 300	-	-	-	-	-	-
	в ) горючи е жидкос ти (ГЖ)	Свыше 6,3 (63)	Свыше 350 и ниже минус 40	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	Свыше 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От минус 40 до 120		
Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)		То же	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	То же	Вакуум до 0,08 (0,8) (абс)	От минус 40 до 250	-	-	-	-	
В	Трудно горючи е (ТГ) и негорю чие вещест ва (НГ)	Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	Свыше 6,3 (63) вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше 350 до 450	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	От 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От минус 40 до 120	

Приложение 2 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

## Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев

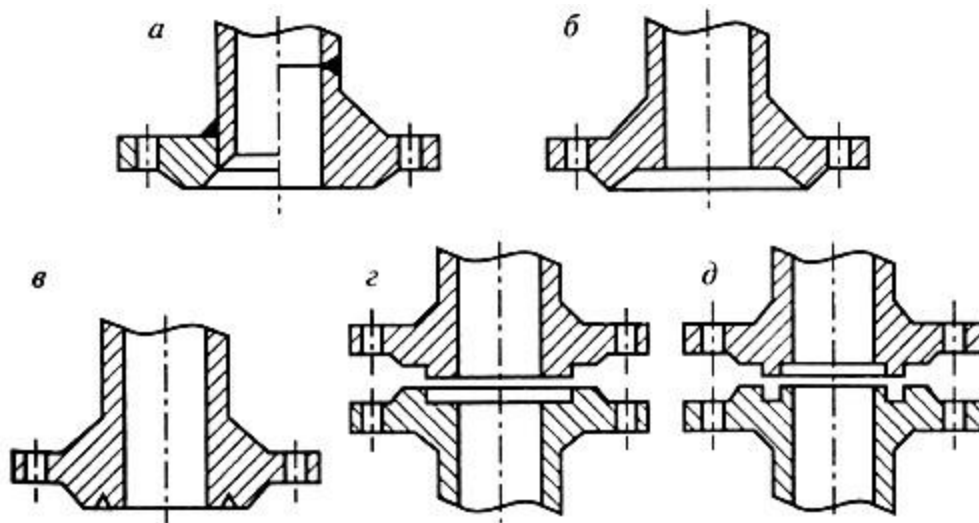


Рис 1. Уплотнительные поверхности фланцев арматуры и соединительных частей трубопроводов:

а - гладкая; б - под линзовую прокладку; в - под кольцевую прокладку овального сечения; г - выступ-впадина; д - шип-паз

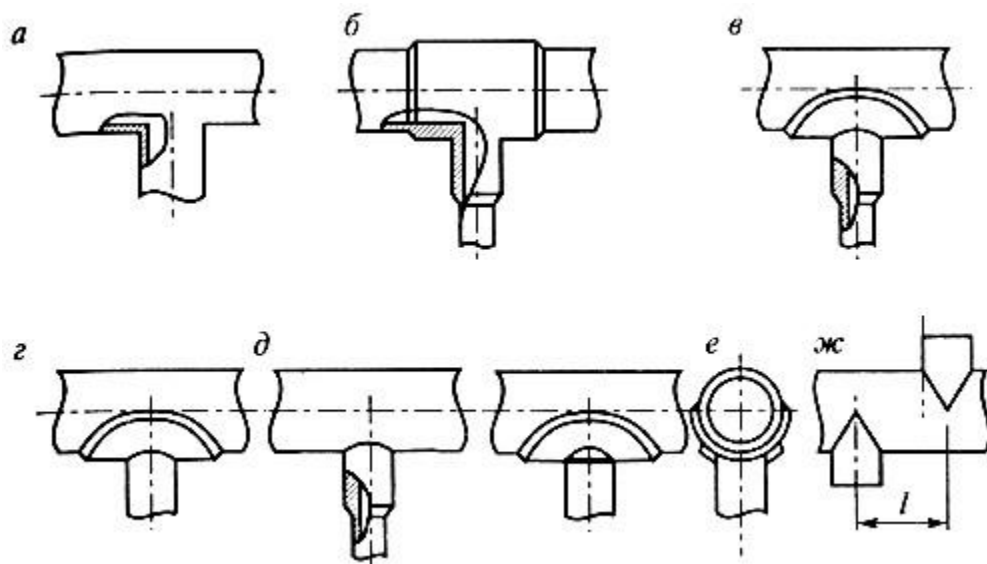
Таблица 1

### Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев

Среда	Давление $P_u$ , Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)	Рекомендуемый тип уплотнительной поверхности
1	2	3
Все вещества группы В	$\leq 2,5$ (25)	Гладкая
Все вещества групп А, Б, кроме А (а) и ВОТ (далее - высокотемпературный органический теплоноситель)	$\geq 2,5$ (25)	Гладкая
Все группы веществ, кроме ВОТ	$> 2,5$ (25) $< 6,3$ (63)	Выступ-впадина
Вещества группы А (а)	$\geq 0,25$ (2,5)	Гладкая
Вещества группы А (а)	$> 0,25$ (2,5)	Выступ-впадина
ВОТ	Независимо	Шип-паз
Фреон, аммиак	Независимо	Выступ-впадина
Все группы веществ при вакууме	От 0,095 до 0,05 абс. (0,95-0,5)	Гладкая
Все группы веществ при вакууме	От 0,05 до 0,001 абс. (0,5-0,01)	Шип-паз
Все группы веществ	$\geq 6,3$ (63)	Под линзовую прокладку или прокладку овального сечения

Приложение 3 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Ответвления на технологических трубопроводах



а - без укрепления; б - с помощью тройника; в - укрепленное штуцером и накладкой; г - укрепленное накладкой; д - укрепленное штуцером; е - укрепленное накладками на основной и ответвляемый трубопровод; ж – крестообразное.

Приложение 4 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

## Материалы для коррозионных сред

Таблица 1

### Максимально допустимая температура применения сталей в водородсодержащих средах, градусов Цельсия

Марка стали	Температура, градусов Цельсия, при парциальном давлении водорода, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)						
	1,5(15)	2,5 (25)	5 (50)	10 (100)	20 (200)	30 (300)	40 (400)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	290	280	260	230	210	200	190
14ХГС	310	300	280	260	250	240	230
30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ, 20Х2МА	400	390	370	330	290	260	250
20Х2МА	480	460	450	430	400	390	380
15Х1М1Ф	510	490	460	420	390	380	380
22Х3М	510	500	490	475	440	430	420

18X3МФ	510	510	510	510	500	470	450
20X3МВФ, 15X5М, 15X5М-III, 08X18Н10Т, 08X18Н12Т, 12X18Н10Т, 12X18Н12Т, 03X17Н14М 3 , 08X17Н15М 3 Т , 10X17Н13М 2 Т , 10X17Н13М 3Т	510	510	510	510	510	510	510

Таблица 2

**Максимально допустимые парциальные давления окиси углерода, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)**

Тип стали	Парциальное давление, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный) при температуре, градусов Цельсия	
	до 100	свыше 100
Углеродистые и низколегированные с содержанием хрома до 2 процентов	24 (240)	-
Низколегированные с содержанием хрома свыше 2 до 5 процентов	-	10 (100)
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	-	24 (240)

Таблица 3

**Максимально допустимые температуры применения сталей в средах, содержащих аммиак, градусов Цельсия**

Марка стали	Температура, градусов Цельсия, при парциальном давлении аммиака, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)		
	свыше 1(10) до 2(20)	свыше 2 (20) до 5(50)	свыше 5 (50) до 8(80)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	300	300	300
14ХГС, 30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	340	330	310
15Х1М1Ф, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ, 15Х5М, 20Х3МВФ, 15Х5М-III	360	350	340

08X18H10T, 08X18H12T, 12X18H10T, 12X18H12T, 03X17H14M3, 10X17H13M2T, 1PX17H13M3T, 08X17H15M3T	540	540	540
--	-----	-----	-----

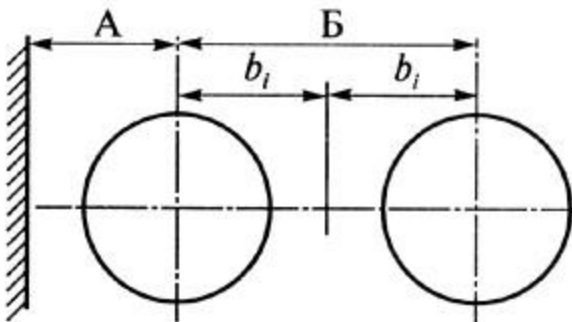
Приложение 5 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

**Условный проход обводной линии не менее, миллиметров:**

запорной арматуры	350-600	700-800	1000	1200	1400
обводной линии	50	80	100	125	150

Приложение 6 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

**Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций**



**Рекомендуемые расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий, миллиметров, не менее**

Условный проход трубопровода, Ду, миллиметров	Для изолированных трубопроводов при температуре стенки, градусов Цельсия						Для неизолированных трубопроводов									
	ниже минус 30		от минус 30 до 19		от 20 до 600		без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении среды, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)							
	до 1,6 (16)		2,5 (25) и 4 (40)		6,3 (63)		10 (100)									
	A	b1	A	b2	A	b3	A	b4	A	b5	A	b6	A	b7	A	b8

10	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
15	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
20	210	160	170	120	200	150	70	40	110	80	110	80	120	90	120	90
25	220	170	180	130	200	150	70	40	110	90	110	90	120	100	120	100
32	240	190	180	130	200	150	70	40	120	100	120	100	130	100	130	100
40	240	190	180	130	200	150	80	50	130	100	130	100	140	110	140	110
50	270	220	210	160	230	180	80	50	130	110	130	110	140	120	150	130
65	300	250	240	190	280	230	90	60	140	120	140	120	150	130	160	140
80	310	260	250	200	310	260	100	70	150	130	150	130	160	130	170	140
100	370	300	310	240	350	280	110	80	160	140	170	140	180	150	190	160
125	410	340	350	280	370	300	120	100	180	150	190	160	200	180	210	180
150	420	350	360	290	380	310	130	110	190	170	200	180	220	200	230	200
175	440	370	380	310	420	350	150	130	210	180	230	200	240	210	250	220
200	450	380	390	320	430	360	160	140	220	190	240	210	260	230	270	240
225	480	410	420	350	440	370	170	150	240	210	260	230	270	240	290	260
250	500	430	440	370	460	390	190	160	260	230	280	250	290	260	330	300
300	560	480	500	420	520	440	210	190	280	260	310	280	320	290	350	320
350	610	530	550	470	550	470	240	210	310	290	340	310	350	330	380	350
400	690	590	630	530	630	530	260	240	340	320	380	360	390	360	410	390
450	740	640	680	580	670	560	290	270	370	350	390	370	450	430	-	-
500	790	690	730	630	690	590	320	290	410	380	440	410	520	490	-	-
600	840	740	780	680	760	660	370	340	470	450	500	470	-	-	-	-
700	880	780	820	720	800	700	410	380	510	480	550	530	-	-	-	-
800	980	860	920	800	860	800	490	450	590	500	650	610	-	-	-	-
900	1030	910	970	850	970	860	540	550	640	600	-	-	-	-	-	-
1000	1130	960	1070	900	1070	900	610	560	730	680	-	-	-	-	-	-
1200	1230	1060	1170	1000	1170	1000	710	660	850	800	-	-	-	-	-	-
1400	1330	1160	1270	1100	1270	1100	810	760	950	900	-	-	-	-	-	-

Приложение 7 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

**Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних проводов с учетом их провисания)**

Напряжение, Киловольт	до 1	от 1 до 20	от 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, метров	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0

Приложение 8 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов



## Диаметры

Таблица 1

### Диаметр штуцера-кармана в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, Ду, миллиметров	от 100 до 125	от 150 до 175	от 200 до 250	от 300 до 350	от 400 до 450	от 500 до 600	от 700 до 800	от 900 до 1200
Диаметр штуцера-кармана, Ду, миллиметров	50	80	100	150	200	250	300	350

Таблица 2

### Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из трубопроводов (паропровода) при их продувки паром, в зависимости от диаметра трубопровода

Диаметр трубопровода Ду, миллиметров	до 70	от 80 до 125	от 150 до 170	от 200 до 250	от 300 до 400	от 450 до 600	от 700 до 800	от 900 до 1200
Диаметр штуцера и арматуры Ду, миллиметров	25	32	40	50	80	100	125	150

Таблица 3

### Диаметры дренажных штуцеров

Диаметр трубопровода Ду, миллиметров	от 25 до 80	от 100 до 150	от 175 до 300	от 350 до 450	от 500 до 700	от 800 до 1200
Диаметр штуцера Ду, миллиметров	15	20	25	32	40	50

Приложение 9 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Допустимое смещение внутренних кромок при сборке стыков труб

Условное давление $P_u$ , Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный)	Категория трубопроводов	Величина смещения в зависимости от номинальной толщины стенки $S$ , миллиметров	
		кольцевой шов	продольный шов
Свыше 10 (100) до 320 (3200) и I категории при температуре ниже минус 70 градусов Цельсия		0,10 $S$ , но не более 1 миллиметра	
До 10 (100)	I и II	0,15 $S$ , но не более 2 миллиметров	0,10 $S$ , но не более 1 миллиметра
	III и IV	0,20 $S$ , но не более 3 миллиметров	0,15 $S$ , но не более 2 миллиметров
	V	0,30 $S$ , но не более 3 миллиметров	0,20 $S$ , но не более 3 миллиметров

Приложение 10 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)

Оценка в баллах	Толщина стенки, миллиметров	Включения (поры)		Скопления, длина, миллиметров	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 миллиметров
		ширина (диаметр), миллиметров	длина, миллиметров		
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
4	Независимо от толщины	Включения (поры), скопления, размер или суммарная протяженность которых превышают установленные для балла 3 настоящей таблицы			

Приложение 11 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

**Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в процентах от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений**

Условия изготовления стыков	Категория трубопроводов					
	1	2	3	4	5	
При изготовлении и монтаже в организации нового трубопровода, а также при ремонте	100	20	10	2	1	Согласно условиям пункта 271 к настоящей Инструкции
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	100	10
При сварке трубопроводов, входящих в блоки I категории	100	100	10	2		-

взрывоопасности					1	
-----------------	--	--	--	--	---	--

Приложение 12 к Инструкции по 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)**

Оценка в баллах	Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва	
	Глубина, процентов к номинальной толщине стенки	Допустимая суммарная длина по периметру трубы
0	Непровар отсутствует	
	Вогнутость корня шва до 10 процентов, но не более 1,5 миллиметра	До 1/8 периметра
	Выпуклость корневого шва до 10 процентов, но не более 3 миллиметров	До 1/8 периметра
1	Непровар по оси шва до 10 процентов, но не более 2 миллиметров	До 1/4 периметра
	или до 5 процентов, но не более 1 миллиметра	До 1/2 периметра
2	Непровар по оси шва до 20 процентов, но не более 3 миллиметров	До 1/4 периметра
	или до 10 процентов, но не более 2 миллиметров	До 1/2 периметра
	или до 5 процентов, но не более 1 миллиметра	Не ограничивается
6	Непровары по оси шва более 20 процентов и более 3 миллиметров	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	Давление $P_y > 10$ Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр	1 категории, при температуре	1	2	3	5

	квадратный )	ниже минус 70 градусов Цельсия				4	
Суммарный балл	2	2	3	3	5	6	6

Приложение 13 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Значения допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов $P_{у} \leq 10$ Мегапаскаль (100 килограмм сила на сантиметр квадратный), выявленных при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина стенки Н, миллиметров	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10Н
	Наименьшая фиксируемая, дециБелл	По отверстию с плоским дном, миллиметров в квадрате	По зарубке, миллиметров× миллиметров	
8-10	На 6 дециБелл ниже эхо-сигнала от максимально допустимых эквивалентных дефектов	1,6	1,0×2,0	1,5Н
12-18		2,0	2,0×2,0	1,5Н
20-24		3,0	3,0×2,0	1,5Н

Приложение 14 к Инструкции по 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 15 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов

Глубина выборки, процентов от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, процентов от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов давлением $P_{у}$ свыше 10 Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный), трубопроводов I категории, работающих при температуре ниже минус 70 градусов Цельсия	
15 и менее	Не нормируется
Более 15 до 30 включительно	до 35

Более 30 до 50 включительно	до 20
Более 50	до 15
Для трубопроводов I - IV категории	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	до 50
Более 50	до 25
Для трубопровода V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	до 50
Более 50	до 35

Приложение 16 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований

Условный диаметр трубы Ду, миллиметров	Количество контрольных соединений
6-32	4
50-150	2
175 и выше	1

Приложение 17 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Механические свойства сварных соединений

Стали	Предел прочности при температуре 20 градусов Цельсия	Угол изгиба, не менее, при толщине стенки		Ударная вязкость (КСУ), Джоулей на сантиметр квадратный (килограмм силы на сантиметр квадратный) не менее, при температуре испытаний	
		до 20 миллиметров включительно	более 20 миллиметров	20 градусов Цельсия	минус 20 градусов Цельсия и ниже
Углеродистые	Не ниже нижнего предела прочности основного металла по стандартам или техническим	100 градусов	100 градусов	50 (5)	30 (3)
Марганцовистые, кремнемарганцовистые		80 градусов	60 градусов	-	-
Хромокремнемарганцовистые		70 градусов	50 градусов	-	-
Хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые, хромованадиево-вольфрамовые,		50 градусов	40 градусов	-	-

хромомолибденованадиевоольфрамовые	условиям для данной марки стали			-	
Аустенитные		100 градусов	100 градусов	70 (7)	-

Приложение 18 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

## Форма паспорта технологического трубопровода

инвентарный № \_\_\_\_\_

Наименование и адрес организации владельца технологического трубопровода

\_\_\_\_\_

Назначение технологического трубопровода \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Рабочая среда \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Рабочие параметры среды:

давление, Мегапаскаль (килограмм силы на сантиметр квадратный) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

температура, градусов Цельсия \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Расчетный срок службы, лет\* \_\_\_\_\_

Перечень схем, чертежей, свидетельств и других документов на изготовление и монтаж технологического трубопровода \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

М.П.

Подпись технического руководителя организации (владельца технологического трубопровода)

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

\* Заполняется по данным проектной организации.

Ответственное лицо, обеспечивающее исправное состояние и безопасную эксплуатацию технологического трубопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество (при его наличии)	Дата проверки знания промышленной безопасности	Подпись ответственного лица
1	2	3	4

Записи о ремонте и реконструкции технологического трубопровода

	Перечень работ, проведенных при ремонте и реконструкции	
--	---	--

Дата записи	технологического трубопровода; дата их проведения	Подпись ответственного лица
1	2	3

### Записи результатов ревизии (освидетельствования) технологического трубопровода

Дата ревизии (освидетельствования)	Результаты ревизии (освидетельствования)	Срок следующей ревизии (освидетельствования)
1	2	3

(Результаты ревизии (освидетельствования) служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации, за подписью ответственного лица)

В паспорте пронумеровано \_\_\_\_\_ страниц и прошнуровано всего \_\_\_\_\_ листов, в том числе чертежей (схем) на \_\_\_\_\_ листах

\_\_\_\_\_ (должность ответственного лица и его подпись)

М.П.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Приложение 19 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

### Периодичность проведения ревизий технологических трубопроводов с давлением до 10 Мегапаскаль (100 килограмм сила на сантиметр квадратный)

Транспортируемые среды	Категория трубопровода	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, миллиметров в год		
		более 0,5	0,1 - 0,5	до 0,1
Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) (среды групп А)	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 года
	III	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
Взрыво- и пожароопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) [среды группы Б(а), Б(б)]	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 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 III	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 3 года
	III и IV	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества (среды группы В)	I и II	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 6 лет
	III, IV и V	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 6 лет	Не реже одного раза в 8 лет

Приложение 20 к Инструкции по безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов

Утверждаю:

Главный механик

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### Акт ревизии и отбраковки трубопроводов

по установке № \_\_\_\_\_ цеха № \_\_\_\_\_ в период с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_ 20 г. произведена ревизия трубопроводов по "Перечню технологических трубопроводов"

Результаты ревизии приведены ниже

№ п/п	Наименование и назначение трубопровода.	среда	Параметр работы трубопровода		Категория трубопровода			Подробное описание характера выявленных дефектов и мест их расположения	Исполнитель
			рабочее давление	температура					

На остальных трубопроводах дефектов, подлежащих ремонту, не обнаружено.

Руководитель цеха № \_\_\_\_\_  
(подпись)

Механик цеха № \_\_\_\_\_  
(подпись)

Ответственный за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов \_\_\_\_\_  
(подпись)

Примечание. К акту прикладываются квалифицированно составленные эскизы по каждому дефектному участку трубопровода для передачи его исполнителю с указанием на нем:

- 1) наименования трубопровода и параметров его работы;

- 2) точного расположения дефектного участка, подлежащего замене;
- 3) вида трубы, ее материала и размеров (Dн× S);
- 4) типа и материала на фланцы, шпильки, прокладки, опоры;
- 5) размера и материала на фитинги и детали врезок (ответвлений);
- 6) марок сварочных материалов.

Приложение 21 к Инструкции по  
безопасности при эксплуатации  
технологических трубопроводов

**Акт испытания технологических трубопроводов на прочность и герметичность на установке  
№ \_\_\_\_\_ цеха № \_\_\_\_\_**

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 г. произведено испытание нижеперечисленных  
трубопроводов

№ п/п	Наименование трубопровода	Рабочие параметры			Вид испытаний						
					На прочность			На герметичность			
		Давление, Мегаскаль	Температура, градус Цельсия	Среда	гидравлическое или пневматическое	испытательное давление Ри, Мегаскаль	продолжительность испытания, ч	испытательное давление Ри, Мегаскаль	продолжительность испытания, ч	падение давления за время испытаний, процентов	допустимое падение давления, процентов

Трубопроводы, перечисленные в настоящем акте, испытание выдержали и могут быть допущены к дальнейшей эксплуатации.

Руководитель цеха \_\_\_\_\_  
(подпись)

Механик цеха \_\_\_\_\_  
(подпись)

Ответственный за  
исправное состояние и  
безопасную эксплуатацию  
трубопроводов \_\_\_\_\_  
(подпись)