

Қазақстан Республикасы Төтенше жағдайлар
министрлігіПриказ Министра по
чрезвычайным ситуациям
Республики Казахстан от 15 июня
2021 года № 286. Зарегистрирован
в Министерстве юстиции
Республики Казахстан 17 июня
2021 года № 23068Министерство по чрезвычайным ситуациям
Республики Казахстан

Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов

В соответствии с подпунктом 106) 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 прилагаемые Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
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



QR-код содержит данные ЭЦП должностного лица РГП на ПХВ «ИЗПИ»



QR-код содержит ссылку на
данный документ в ЭКБ НПА РК

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 десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

**Министр по чрезвычайным
ситуациям Республики Казахстан**

Ю. Ильин

«СОГЛАСОВАН»

**Министерство национальной экономики
Республики Казахстан**

«СОГЛАСОВАН»

**Министерство энергетики
Республики Казахстан**

«СОГЛАСОВАН»

**Министерство индустрии
и инфраструктурного развития
Республики Казахстан**

«СОГЛАСОВАН»

**Министерство экологии,
геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан**

Утверждены
приказом Министра
по чрезвычайным ситуациям
Республики Казахстан
от 15 июня 2021 года
№ 286

**Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и
ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов**

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Правила разработаны в соответствии с подпунктом 106) пункта 16 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 октября 2020 года № 701 и определяют порядок промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. Настоящие Правила направлены на предупреждение аварий, инцидентов и несчастных случаев на опасных производственных объектах (далее – ОПО), с учетом специфики объектов хранения нефти и нефтепродуктов и достигнутого современного технического уровня.

Сноска. Пункт 1 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).

2. Правила содержат основные положения по обеспечению эффективной и безопасной эксплуатации металлических резервуаров, применению средств контроля и автоматизации, по защите металлических конструкций от коррозии, снижению потерь нефти и нефтепродуктов, повышению надежности при эксплуатации резервуаров, проведению ремонтных работ на взрывоопасных объектах и территориях.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Правила предназначены для применения всеми организациями независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющими эксплуатацию и ремонт резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Глава 3. Обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации резервуаров для нефти и нефтепродуктов

Параграф 1. Общие требования к стальным резервуарам

4. Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, находящиеся в эксплуатации, различны по конструкции в зависимости от назначения (технологических параметров), расположения резервуаров (наземные, подземные), формы (вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, сфероидальные и специальные), вида соединений листовых конструкций (сварные и клепаные) и от способа монтажа (полистовой и рулонной сборки).

5. Вертикальные, цилиндрические стальные резервуары подразделяют:

- 1) по вместимости - от 100 м³ до 50 000 м³;
- 2) по расположению - наземные, подземные;
- 3) по давлению в газовом пространстве - без давления, с избыточным давлением до 0,002 МПа и повышенным давлением до 0,07 МПа;

4) по конструкции подразделяются на:

- с плавающей крышей;
- со стационарной крышей без понтона;
- со стационарной крышей и понтоном.

6. Стенки сварных резервуаров имеют соединения листов встык, внахлестку и частично встык, а клепаных - внахлестку или встык с накладками. В зависимости от условий эксплуатации и вида хранимого нефтепродукта они могут иметь теплоизоляционное покрытие.

-
7. Горизонтальные цилиндрические стальные резервуары подразделяют:
- 1) по вместимости - от 3 м³ до 200 м³;
 - 2) по расположению - наземные, подземные;
 - 3) по давлению в газовом пространстве - без давления, с избыточным давлением.
8. Горизонтальные резервуары рассчитаны на внутреннее давление до 0,04 МПа.
9. Резервуары горизонтальные имеют плоские, конические и сферические днища, а также днища в форме усеченного конуса.
10. Резервуары эксплуатируются в различных климатических условиях с температурой окружающего воздуха до минус 60 °С в зимнее время и до 50 °С в летнее время при различной температуре продукта в резервуаре.
11. Выбор типа резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов обосновывается технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, климатических условий эксплуатации с учетом максимального снижения потерь от испарения при хранении.
12. Не допускается хранить авиационные бензины в резервуарах, оборудованных плавающей крышей.
13. Каждый действующий резервуар должен постоянно иметь полный комплект соответствующего оборудования, предусмотренного проектом, и находиться в исправном рабочем состоянии. Разукомплектовка в процессе эксплуатации не допускается.
14. Места расположения опор и колец, их число для стационарных и перевозимых резервуаров определяются рабочими чертежами. Допускаемые отклонения от основных размеров резервуаров должны соответствовать отклонениям, указанным на рабочих чертежах.
15. Резервуары вместимостью до 8 м³ включительно изготавливаются с плоскими днищами.
16. Резервуары вместимостью более 8 м³ изготавливаются с коническими днищами или по требованию заказчика с плоскими днищами.

17. Резервуары и защитные кожухи к ним изготавливают из материала, обладающего достаточной устойчивостью к физическому и химическому воздействию рабочей жидкости и окружающей среды.

18. В резервуарах, предназначенных для специального горючего, которое воздействует на цинк, эти поверхности не оцинковываются, а подвергаются консервации. Наружные поверхности резервуаров и находящиеся на них оборудование окрашивается.

Не окрашиваемые детали (например, крепежные изделия) должны быть законсервированы.

19. Элементы резервуаров не должны выступать за пределы железнодорожных габаритов. В конструкции резервуаров всех типов предусматриваются грузовые скобы.

20. Горизонтальные резервуары изготавливают, устанавливают и крепят так, чтобы при заполнении и опорожнении не возникали существенные изменения вместимости (например, вследствие деформации, прогибов или смещения резервуаров), меток отсчета и встраиваемых деталей.

21. Трубы для подвода и вывода жидкости в сочетании с резервуаром изготавливают так, чтобы при измерении объема была исключена возможность притока или выхода жидкости произвольным образом при заполнении, опорожнении или определении вместимости.

22. Горизонтальные резервуары можно располагать на поверхности или под землей. Подземные резервуары перед определением вместимости полностью засыпаются землей.

23. Резервуары должны иметь уровни или края отсчета для контроля наклона.

Параграф 2. Требования к основаниям и фундаментам

24. Основание резервуара защищаются от размыва атмосферными водами, обеспечивается беспрепятственный отвод с площадки резервуарного парка или

отдельно стоящего резервуара к канализационным устройствам. Погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуара не допускается.

25. Откос основания покрывается несгораемым материалом.

Сноска. Пункт 25 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 3. Материалы для резервуарных конструкций

26. При ремонте резервуаров используются металлы, обладающие механическими характеристиками и химическим составом с высокой сопротивляемостью хрупкому разрушению при низких температурах и возможностью рулонирования заготовок, повышенной коррозионной стойкости в соответствии с государственными нормативами в области архитектурной, градостроительной и строительной деятельности. Резервуары объемом свыше 20 000м³ не допускается изготавливать и монтировать методом рулонной сборки.

27. Для сооружения резервуара применяется листовая сталь. Качество и марка стали должны соответствовать указаниям проекта на изготовление резервуара и подтверждаться сертификатами изготовителей, либо данными лабораторных испытаний.

Параграф 4. Защита металлоконструкций от коррозии

28. Коррозия стальных металлических резервуаров резко сокращает эксплуатационную надежность резервуаров и оборудования, снижает срок их службы, вызывает разрушение отдельных элементов конструкций и может приводить к потерям хранимого нефтепродукта и авариям.

29. Для внутренних поверхностей днищ и стенок резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов необходимо учитывать класс среды по условиям эксплуатации и степень агрессивного воздействия нефти и нефтепродуктов на конструкции внутри резервуаров для выбора методов защиты от коррозии. Для

защиты внутренних поверхностей стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами от коррозии применяют электрозащиту, молниеотводы и антикоррозионные покрытия, а также ингибиторы коррозии.

30. В качестве антикоррозионных применяют лакокрасочные и металлизационные покрытия.

31. Выполнение работ по защите металлоконструкций от коррозии должно соответствовать требованиям, согласно приложению 1 к настоящим Правилам.

32. Наружные поверхности резервуаров, находящиеся на открытом воздухе защищаются антикоррозионными покрытиями на основе лакокрасочных материалов светлого тона с высокой светоотражательной способностью.

33. При выборе лакокрасочного покрытия необходимо, чтобы оно не влияло на качество нефтепродукта, обладало стойкостью к воздействию воды и атмосферного воздуха в условиях эксплуатации резервуара, было стойким к растрескиванию, обеспечивало совместимость деформаций с корпусом резервуара (с учетом различных толщин стенки по высоте) при заполнении и опорожнении, и обладало износостойкостью на истирание (в резервуарах с плавающими крышами и понтонами) и долговечностью. Лакокрасочное покрытие должно обладать адгезией грунтовок к металлу резервуара и совместимостью грунтовок и эмалей.

34. Для защиты от коррозии наружной поверхности днищ резервуаров необходимо фундаменты и основания под резервуар обеспечить отводом грунтовых вод и атмосферных осадков от днища. При выполнении гидрофобного слоя, нанесение защитных покрытий на наружную поверхность днища не требуется.

35. В целях активной защиты днища резервуара от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами необходимо применение электрохимической защиты – катодной и протекторной.

36. Электрохимическая защита внутренней поверхности резервуара предусматривает защиту внутренних поверхностей днища и нижнего пояса в зоне контакта с донным осадком и слоем подтоварной воды.

Параграф 5. Устройство теплоизоляции резервуаров

37. Устройство теплоизоляции резервуара выполняется согласно проектно-сметной документации на строительство резервуара. Теплоизоляция резервуаров может выполняться только на стенке и стационарной крыше. Наружная обшивка выполняется из алюминиевых или оцинкованных стальных листов.

Параграф 6. Оборудование резервуаров

38. На вертикальные, цилиндрические резервуары в зависимости от назначения необходимо устанавливать следующее оборудование:

- 1) дыхательные клапаны;
- 2) предохранительные клапаны;
- 3) огневые предохранители;
- 4) приборы контроля и сигнализации (уровнемеры, сниженные пробоотборники, сигнализаторы уровня, манометры для контроля давления в газовой среде);
- 5) хлопушки;
- 6) противопожарное оборудование;
- 7) оборудование для подогрева;
- 8) приемо-раздаточные патрубки;
- 9) зачистной патрубков;
- 10) вентиляционные патрубки;
- 11) люки-лазы;
- 12) люк световой;
- 13) люк замерный;
- 14) газоуравнивательная система;
- 15) молниетоводы и заземление.

39. Дыхательные и предохранительные клапаны устанавливаются совместно с огневыми преградителями, обеспечивающими защиту от проникновения пламени в резервуар.

40. Резервуары всех типов оснащаются замерными люками для ручного замера уровня и отбора проб.

41. Для слива подтоварной воды резервуары всех типов оснащаются сифонными кранами. Краны устанавливаются на первом поясе стенки резервуара в любом месте по обе стороны от оси люка-лаза на расстоянии не менее 1 м.

42. Горизонтальные резервуары оснащаются стационарно встроенными элементами: дыхательными и предохранительными клапанами, змеевиками, пеноотводами, лестницами, мешалками, приборами контроля уровня и сигнализации, измерительными трубами, замерным люком и иными необходимыми устройствами в соответствии с требованиями проектно-сметной документации на строительства резервуара.

43. Тип оборудования и аппаратуры, размеры, комплектность должны соответствовать требованиям и указаниям проектно-сметной документации на строительства резервуара в зависимости от хранимого продукта и скорости наполнения и опорожнения резервуара.

44. Требования по устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды отражаются в нормативно-технической документации на оборудование.

45. Дыхательная арматура вертикальных цилиндрических резервуаров должна соответствовать проектному избыточному давлению и вакууму.

46. Для контроля давления в резервуаре на крышке замерного люка устанавливаются штуцеры с запорным устройством для подключения мановакуумметра, автоматического сигнализатора предельных значений давления и вакуума или иных приборов.

47. Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтью и нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, оснащаются непромерзающими дыхательными клапанами.

48. Не допускается установка дыхательных клапанов для горизонтальных резервуаров на вертикальные.

49. В резервуарах, хранящих нефть и бензин и не оборудованных средствами сокращения потерь от испарения, под дыхательные клапаны устанавливаются диски-отражатели.

Диаметр диска выбирают конструктивно из условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана.

50. Вязкая нефть и нефтепродукты хранятся в резервуарах, имеющих теплоизоляционное покрытие и оборудованных устройствами подогрева, которые обеспечивают сохранение качества вязкой нефти и нефтепродуктов и безопасность.

51. Конструкции подогревателей различаются в зависимости от назначения и принципа действия:

- 1) стационарные и переносные;
- 2) общие и местные;
- 3) трубчатые, циркуляционного подогрева;
- 4) паровые, электрические.

52. Подогреватели предназначены для обеспечения бесперебойного круглогодичного приема и отпуска вязкой нефти или нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45 °С.

53. Подогреватели обеспечивают подогрев вязкой нефти и нефтепродуктов или поддержание оптимальной температуры для создания необходимой скорости перекачки, экономного расходования пара и электроэнергии; быть технически исправными, простыми в монтаже и ремонте.

54. Вязкую нефть в резервуарах разрешается подогревать только паровыми змеевиками при постоянном наблюдении обслуживающего персонала.

55. Выбор способа подогрева зависит от расчетной температуры окружающего воздуха, марки нефти или нефтепродукта, объема реализации его в холодное время года, типа и способа установки резервуара.

За расчетную температуру окружающего воздуха принимают среднюю температуру наиболее холодной пятидневки.

56. Электроподогрев общим способом применяют в том случае, когда объем суточной реализации нефти или нефтепродукта равен или больше 30%-ной вместимости резервуара. При этом подогревают весь объем нефти или нефтепродукта и поддерживают заданную температуру в процессе хранения.

57. Местный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефть или нефтепродукты подогревают в ограниченном объеме в специальной нагревательной камере, устроенной в резервуаре. Объем камеры принимают равным объему суточной или односменной реализации нефти или нефтепродукта.

Вязкую нефть и нефтепродукты при объеме реализации не более от 1 т до 3 т в сутки достаточно подогревать грелкой (трубкой выходного потока).

58. Комбинированный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефть и нефтепродукты сначала подогревают в основном резервуаре хранения до температуры, обеспечивающей самотечный переток в промежуточный резервуар. Комбинированный способ применяют при суточной реализации данного нефтепродукта более 3 т.

59. Промежуточный резервуар заполняют по соединительному обогреваемому трубопроводу. Для ускорения заполнения диаметр соединительного трубопровода должен быть не менее 250 мм. Промежуточный резервуар оборудуется общим электроподогревом. Заполнение промежуточного резервуара может быть непрерывным или периодическим.

Объем промежуточных резервуаров принимается равным объему максимально возможной суточной реализации. Промежуточный резервуар должен быть теплоизолирован.

60. В резервуарных парках электрооборудование, аппараты и приборы применяются во взрывобезопасном исполнении.

61. Конструктивно плавающая крыша состоит из внешнего кольцевого понтона, разделенного на отсеки (короба), и днища, расположенного внутри понтонного кольца. Плавающая крыша может дополнительно иметь внутреннее понтонное кольцо и радиальные понтоны.

62. Каждый отсек представляет собой пустотелый короб закрытого типа, имеющий внизу пробку для слива жидкости.

63. Кольцевой зазор между стенкой резервуара и плавающей крышей закрывается специальным затвором. Эффективность работы резервуаров с плавающими крышами определяется герметичностью уплотняющих затворов между крышей и корпусом резервуара.

64. В зависимости от конструкции и применяемых материалов используется мягкий или жесткий (механический) тип уплотняющих затворов.

65. Доступ на плавающую крышу осуществляется с наружной стороны вертикального стального резервуара через шахтную лестницу, переходящую в катучую лестницу. Верхний конец катучей лестницы шарнирно опирается на площадку, закрепленную на стенке резервуара. Нижний конец, снабженный катком, по мере подъема или опускания плавающей крыши передвигается по рельсовому пути, уложенному на опорной ферме. Ступени катучей лестницы независимо от угла наклона ее от вертикали остаются горизонтальными.

66. Для ограничения опускания крыши и фиксирования ее в крайнем нижнем положении имеются опорные стойки. Стойки закреплены на плавающей крыше и движутся вместе с ней.

67. Для предотвращения поворота плавающей крыши при ее движении предусматриваются направляющие стойки, которые могут использоваться одновременно для установки пробоотборников и автоматических устройств измерения уровня нефти. Кольцевой зазор между плавающей крышей и направляющей стойкой закрывается уплотняющим затвором.

68. Резервуары с плавающими крышами оборудованы устройствами для стравливания воздуха из-под плавающей крыши в начале заполнения и поступления воздуха в конце опорожнения резервуара с целью предотвращения ее деформации.

69. Конструктивно понтон состоит из внешнего кольца понтона, разделенного на отсеки (короба), и днища, расположенного внутри понтонного кольца. Каждый отсек представляет собой пустотелый короб, имеющий внизу пробку для слива жидкости. Короба понтона могут быть открытого и закрытого типов.

70. В нижнем положении понтон опирается на стойки. Стойки прикреплены к днищу понтона и перемещаются вместе с ним.

71. Для предотвращения поворота понтона при его движении к днищу или крыше резервуара прикреплены две диаметрально расположенные перфорированные трубы - направляющие стойки, используемые для измерения уровня и отбора проб.

72. Зазоры между стенкой и понтонным кольцом, а также между понтонным кольцом и направляющими стойками герметизируются уплотняющими затворами.

73. Для доступа на понтоны в III поясе резервуара устанавливаются не менее двух люк - лазов, оборудованных площадкой.

74. Газоуравнительная система состоит из:

1) трубопроводов, соединяющих газовые пространства группы резервуаров со стационарной крышей без понтона;

2) огневых предохранителей, предназначенных для защиты газового пространства резервуара от проникновения в него пламени из системы газовой обвязки;

3) компенсаторов - для исключения деформации газопроводов в процессе эксплуатации;

4) задвижек - для отключения резервуара от системы, устанавливаемых на бетонных опорах на земле;

5) дренажного устройства - для сбора и удаления конденсата из газопроводов;

6) заземляющего устройства.

75. Газоуравнительная система резервуарного парка объединяет резервуары с нефтепродуктами, близкими по своим физико-химическим показателям. Газоуравнительные системы применяются для резервуаров, работающих в режиме «прием-сдача» при совпадении во времени операций заполнения одной группы резервуаров и опорожнения следующей группы резервуаров. При перекачке нефти по схеме «с подключенными резервуарами» из-за отсутствия совпадения операций во времени по приему и опорожнению резервуаров газоуравнительная система неэффективна.

Параграф 7. Контрольно-измерительные приборы и автоматика

76. Резервуары для нефти и нефтепродуктов оснащаются следующими контрольно-измерительными приборами и средствами автоматике (далее - КИПиА):

- 1) местным и дистанционным измерителями уровня жидкости в резервуаре;
- 2) сигнализаторами максимального оперативного уровня жидкости в резервуаре;
- 3) сигнализатором максимального (аварийного) уровня жидкости в резервуаре;
- 4) дистанционным измерителем средней температуры жидкости в резервуаре;
- 5) местным и дистанционным измерителями температуры жидкости в районе приемо-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащаемых устройством для подогрева жидкости;
- 6) пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;
- 7) дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;
- 8) сниженным пробоотборником;
- 9) сигнализатором верхнего положения понтона;
- 10) датчиком утечек.

77. Для измерения массы, уровня и отбора проб нефтепродуктов в резервуарах применяются системы измерительных устройств (дистанционные уровнемеры, сниженные пробоотборники), предусмотренные проектами.

78. Сигнализаторы применяются для контроля сред. В типовых проектах вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов предусматривается установка сигнализаторов, предназначенных для контроля за верхним аварийным и нижним уровнями в резервуарах, а также для контроля уровня раздела вода - светлые нефтепродукты. Сигнализаторы рассчитаны для контроля сред, имеющих температуру от минус 50 °С до 80 °С и находящихся под атмосферным и избыточным давлениями до 0,588 МПа. Они предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от минус 50 °С до 50 °С и относительной влажности до 95 % при температуре 35 °С и при более низких температурах без конденсации влаги.

79. Сигнализатор максимального аварийного уровня, передающий сигнал на отключение насосного оборудования при достижении предельного уровня,

должен устанавливаться, обеспечивая плавающей крыше или понтону перемещение ниже отметки срабатывания.

80. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном устанавливаются на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно.

81. В резервуарах, предназначенных для длительного хранения нефти и нефтепродуктов, предусматриваются сигнализаторы максимального уровня подтоварной воды.

На трубопроводах откачки подтоварной воды устанавливаются сигнализаторы раздела жидкостей типа вода-нефть (нефтепродукт).

82. Перфорированные трубы, предназначенные для установки контрольно-измерительных приборов, должны иметь отверстия, обеспечивающие тождественность температур в резервуаре и внутри трубы.

83. В резервуарах предусматривается пробоотборник стационарный с перфорированной заборной трубой.

84. При реконструкции и модернизации резервуарного парка контрольно-измерительные приборы и автоматика разрабатываются с учетом:

- 1) свойств рабочей среды (вязкость, плотность, агрессивность, диапазона рабочих температур и давления) хранимых в резервуарах продуктов;
- 2) диапазона измеряемого параметра;
- 3) внешних условий (наружная температура, влажность воздуха);
- 4) конструктивных особенностей резервуара (тип резервуара, вместимость, высота, диаметр).

85. КИПиА подлежат поверке в соответствии с требованиями законодательства об обеспечении единства измерений.

Параграф 8. Автоматическая система управления технологическим процессом резервуарного парка

86. Особенностью работы резервуарных парков на станциях магистральных нефтепроводов является повышенная скорость наполнения и опорожнения

резервуаров, так как процессы хранения и транспортировки являются на магистральных нефтепроводах основными, определяющими состав оборудования и характер его работы.

87. Для резервуарных парков магистральных нефтепроводов применяется автоматическая система управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП). АСУ ТП резервуарного парка предназначается для автоматизации действий, связанных с измерением, передачей, обработкой информации, необходимой для безопасного и эффективного управления резервуарным парком. Применение АСУ ТП может применяться на резервуарных парках, не относящихся к магистральным нефтепроводам, если это обосновывается целесообразностью по технико-экономическим расчетам.

88. АСУ ТП всех резервуарных парков, создаваемых на конкретном объекте, имеют единую функциональную, организационную, техническую и информационную структуры и выполняются на основе унифицированной аппаратуры и общих решений по информационному и программному обеспечению.

89. АСУ ТП выполняет следующие группы основных функций:

1) автоматические защиты и блокировки оборудования резервуарного парка от аварий;

2) централизованный контроль основных параметров состояния оборудования и измеряемых параметров резервуарного парка (положений задвижек, значений температур, уровней, давлений, скоростей наполнения и опорожнения резервуаров) через автоматизированные рабочие места операторов, подключенных к системе диспетчерского контроля и управления (далее - СДКУ);

3) централизованное управление задвижками и оборудованием резервуарного парка;

4) измерение количества нефти;

5) информационный обмен данными с системами (подсистемами) СДКУ;

6) автоматическое обнаружение пожара и автоматическое пожаротушение.

90. Функции противоаварийных защит и блокировок (далее - ПАЗ), реализуемые АСУ ТП резервуарного парка, обеспечивают предотвращение аварий в резервуарных парках или снижение размеров наносимого ими вреда.

В зависимости от границ защищаемого объекта функции ПАЗ подразделяются на функции защиты резервуарного парка в целом или отдельного его оборудования.

Алгоритмическое содержание функций ПАЗ состоит в реализации следующего условия: при выходе значений определенных технологических переменных, характеризующих состояние процесса или оборудования, за установленные (допустимые) пределы, производится включение/отключение требуемого технологического оборудования резервуарного парка, для перевода технологического процесса в безопасный режим и предотвращения развития аварийной ситуации.

91. Системы ПАЗ обеспечивают:

1) автоматическую защиту от перелива нефти или нефтепродуктов в резервуаре - прекращение поступления нефти или нефтепродуктов в резервуар при достижении в нем аварийного максимального уровня и исключение открытия задвижки линии сброса;

2) автоматическую защиту от перелива резервуара аварийного сброса - прекращение поступления нефти или нефтепродуктов в резервуарный парк при поступлении двух сигналов аварийного максимального уровня с разных сигнализаторов данного резервуара и исключение открытия задвижки линии сброса;

3) автоматическую защиту от повышения давления в трубопроводах подачи нефти или нефтепродуктов резервуарного парка - подключение к трубопроводу, в котором повысилось давление, емкости аварийного сброса. Подключение емкости проводится с использованием электроприводной задвижки, параллельно которой устанавливаются механические предохранительные клапаны.

Первичный измерительный преобразователь (реле) давления системы защиты настраивается на величину ниже минимальной уставки, на которую настроены предохранительные клапаны. Контроль наличия нефти или нефтепродуктов в трубопроводе сброса нефти выполняется отдельным сигнализатором уровня в нижней точке трубопровода;

4) автоматическую защиту по скорости наполнения и по скорости опорожнения резервуара - при превышении максимальной скорости наполнения или опорожнения формируется аварийный сигнал. Последовательность открытия

задвижек для подключения емкостей аварийного сброса и закрытия коренных задвижек приемо-раздаточных патрубков (устройств) резервуаров определяется в руководящих документах организации, эксплуатирующей резервуарный парк.

Максимально допустимая выдержка времени определяется расчетом при проектировании резервуара (в соответствии с его конструктивными особенностями) и устанавливается руководящими документами организации, эксплуатирующей резервуарный парк.

Максимальная скорость наполнения и опорожнения резервуара определяется расчетом в соответствии с технологической картой резервуара.

Для предотвращения деформации резервуара скорость заполнения должна соответствовать пропускной способности дыхательных клапанов.

Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши от минимально допустимого до максимально допустимого уровня при приеме и откачке нефти или нефтепродуктов из резервуара определяется проектом по результатам технического диагностирования. При отсутствии этих данных максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши ограничивается 2,5 м/ч;

5) блокировку систем размыва донных отложений в случаях:

достижения уровня нефти или нефтепродуктов в резервуаре выше нормативного верхнего или ниже минимального уровня, обеспечивающего безопасную эксплуатацию системы размыва донных отложений;

при пожаре в резервуарном парке.

92. Вновь создаваемая или реконструируемая АСУ ТП резервуарного парка обеспечивает противоаварийную защиту оборудования по показателям следующих параметров:

- 1) аварийный максимальный уровень в резервуаре;
- 2) максимально допустимый уровень в резервуаре;
- 3) минимальный уровень, обеспечивающий безопасную работу системы размыва донных отложений;
- 4) минимально допустимый уровень в резервуаре;
- 5) аварийный максимальный уровень в емкости аварийного сброса;

- б) предельное максимальное давление в трубопроводе резервуарного парка;
- 7) аварийное максимальное давление в трубопроводе;
- 8) превышение максимальной скорости наполнения резервуара;
- 9) превышение максимальной скорости опорожнения резервуара;
- 10) аварийный перекоп плавающей крыши (понтон).

Допустимые граничные значения перечисленных параметров и максимальные временные интервалы, достаточные для безопасного закрытия или открытия соответствующих задвижек, устанавливаются проектной и эксплуатационной документацией.

Функции противоаварийной защиты и дистанционного управления выполняются в АСУ ТП резервуарного парка с помощью компьютеров или программных логических контроллеров и сохраняют свою работоспособность даже в случае прекращения функционирования СДКУ - системы АСУ ТП объекта или нарушения связи с ней, обеспечивая необходимый уровень полноты безопасности.

С целью обеспечения повышенной надежности функций защит и блокировок, системы ПАЗ выполняются в виде автономных подсистем, способных сохранять свою работоспособность даже в случае отказа функций АСУ ТП резервуарного парка.

93. Группа функций централизованного контроля, выполняемых АСУ ТП резервуарного парка включает в свой состав:

1) автоматическое дистанционное измерение значений с цифровой и/или аналоговой индикацией результатов этих измерений на мониторе автоматизированного рабочего места оператора резервуарного парка:

температуры нефти или нефтепродукта в каждом резервуаре;

уровня нефти или нефтепродукта в каждом резервуаре;

уровня подтоварной воды в каждом резервуаре;

плотности нефти или нефтепродукта (либо введенной вручную на основе данных химического анализа);

давления в трубопроводах резервуарного парка;

2) вычисление значений с цифровой и/или аналоговой индикацией результатов этих вычислений на мониторе автоматизированного рабочего места оператора резервуарного парка:

средней температуры нефти или нефтепродукта в каждом резервуаре;

скоростей наполнения и опорожнения резервуара;

массы нефти или нефтепродукта в резервуаре;

массы нефти или нефтепродукта резервуарного парка в целом по сортам;

3) отображение на мониторе автоматизированного рабочего места оператора резервуарного парка:

минимально и максимально допустимых уровней нефти или нефтепродукта в каждом резервуаре;

нормативных верхнего и нижнего уровней нефти или нефтепродукта в каждом резервуаре;

аварийного максимального уровня нефти или нефтепродукта во всех резервуарах;

минимального уровня нефти или нефтепродукта, обеспечивающего безаварийную работу системы размыва донных отложений;

4) выявление и селективную сигнализацию на мнемосхеме резервуарного парка места и характера нарушений технологическими параметрами установленных допустимых и предаварийных значений минимально и максимально допустимых уровней, нормативных верхнего и нижнего уровней, аварийного максимального уровня во всех резервуарах. Такой контроль соответствия текущих значений технологических параметров обязателен для измеряемых параметров, связанных с условиями безопасной эксплуатации технологического оборудования;

5) селективную сигнализацию минимального уровня, обеспечивающего безаварийную эксплуатацию системы размыва донных отложений;

6) селективную сигнализацию достижения максимальной скорости наполнения, максимальной скорости опорожнения;

7) сигнализацию всех срабатываний функций (систем) ПАЗ;

8) индикацию режимов работы и результатов автоматической диагностики исправности систем и основных средств автоматики и вычислительной техники, примененных в АСУ ТП.

Функции централизованного контроля и дистанционного управления выполняются с использованием автоматизированного рабочего места оператора резервуарного парка.

Параграф 9. Требования к контрольно-измерительным приборам и автоматике в составе автоматической системы управления технологическим процессом

94. К техническим средствам КИПиА, используемым при создании или модернизации АСУ ТП резервуарного парка, относятся:

- первичные измерительные преобразователи;
- программируемые контроллеры;
- вторичные измерительные приборы;
- электрические исполнительные механизмы;
- операторские мониторы автоматизированного рабочего места и панели;
- сервисное оборудование.

Основу комплекса средств технического обеспечения АСУ ТП резервуарного парка составляют микропроцессорные программируемые контроллеры, выполняющие функции сбора и первичной обработки информации, полученной с объекта, и её вычислительную обработку в соответствии с принятыми и запрограммированными алгоритмами контроля и управления технологического процесса.

95. Операторские автоматизированного рабочего места и панели оборудуются мониторами, цифровыми индикаторами, приборами и устройствами контроля и управления технологическими объектами.

96. Формы и способы отображения информации с помощью видеокадров, выводимых на экран мониторов, обеспечивают получение оператором всех необходимых сведений о текущем состоянии технологического процесса и оборудования в виде, удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации.

97. При разработке АСУ ТП резервуарного парка используются технические средства КИПиА, удовлетворяющие следующим требованиям:

- 1) во взрывозащищенном исполнении серийного производства со сроком службы не менее десяти лет;
- 2) имеют модульную конструкцию и обеспечивают взаимозаменяемость однотипных модулей без дополнительной настройки во взрывозащищенном исполнении;
- 3) прошедшие экспертизу промышленной безопасности и получившие письменное разрешение на применение в условиях опасных производственных объектов в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» (с целью выполнения требований функциональной, пожарной и электробезопасности);
- 4) размещаются с соблюдением требований, содержащихся в эксплуатационной документации на них, и так, чтобы их было удобно использовать при функционировании системы и проведении технического обслуживания;
- 5) являются совместимыми по интерфейсам при взаимодействии с техническими средствами и системами;
- 6) допускают замену средством аналогичного функционального назначения без каких-либо конструктивных изменений или регулировки в остальных технических средствах системы (кроме случаев, специально оговоренных в проектной или эксплуатационной документации на АСУ ТП);
- 7) допускается использовать только в условиях, определенных в эксплуатационной документации на них (в тех случаях, когда необходимо их использование в среде, параметры которой превышают допустимые значения, установленные для этих технических средств, предусматриваются меры их защиты от влияния внешних воздействующих факторов);

8) способны работать в условиях внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания.

АСУ ТП резервуарного парка обеспечивается комплектом запасных частей, инструментов и принадлежностей (далее - ЗИП) исходя из состава неснижаемого аварийного резерва объекта.

98. Средства измерения при их наружной установке выбираются по климатическим условиям региона, а при установке внутри помещений по в таблице 1.

Таблица 1

Условия эксплуатации средств измерений при установке внутри помещений

Параметр	Условие
Температура окружающей среды	от 5 °С до 50 °С
Относительная влажность	от 10 % до 95 %, без образования конденсата
Атмосферное давление	от 84 кПа до 106,7 кПа (от 630 мм рт.ст. до 800 мм рт.ст.)

99. Резервуары, запорно-регулирующая и дыхательная арматура, КИПиА имеют нумерацию согласно технологической схеме и поддерживаются в исправном состоянии.

100. Помещения для приборов КИПиА имеют гарантированный подток (приток) воздуха от постоянно действующих вентиляционных систем для предотвращения попадания в помещения вредных веществ.

101. Воздух, подаваемый на приборы контроля и автоматики, должен быть осушен.

102. Все работы по монтажу, демонтажу автоматических средств защиты, КИПиА проводятся при их локализации (отсоединенных импульсных линиях и электрических проводах).

103. Системы автоматической защиты, сигнализации и КИПиА должны соответствовать Правилам устройства электроустановок, утвержденных приказом Министерства энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851).

104. Расположенные на щитах средства автоматических защит КИПиА имеют надписи, определяющие их назначение, а на шкалах приборов четко помечены допустимые параметры.

105. Необходимо введением блокировки исключить возможность пользования органами ручного управления оборудования и регулировки в последовательности, отличной от установленной.

Если у оборудования несколько органов управления для осуществления одной и той же операции с разных постов (для дистанционного управления и для управления непосредственно на рабочем месте), исключается возможность одновременного управления с различных постов. Кнопки аварийного отключения не должны иметь указанной блокировки.

В оборудовании, устройствах, имеющих несколько кнопок аварийного отключения из-за большой протяженности или ограниченности обзора, применяются кнопки с фиксацией, которые после их нажатия не могут возвращаться в исходное положение до тех пор, пока на них не будет оказано принудительное воздействие.

Проверку срабатывания установок систем блокировки и автоматических защит на заданное значение необходимо проводить по графику, утвержденному главным техническим руководителем и регистрировать в журнале. Форма журнала представлена в приложении 2 к настоящим Правилам.

Параграф 10. Приемка новых резервуаров в эксплуатацию

106. Тип и назначение резервуара, его оснащенность, противокоррозионные мероприятия, способ монтажа обосновывается проектно-сметной документацией на строительство резервуара в зависимости от объемов продукции, технологического процесса, климатических условий, характеристики сред.

107. Монтаж вновь построенного резервуара считается законченным при следующих условиях:

1) конструктивные элементы резервуара, основание и фундамент его выполнены в строгом соответствии с проектным решением;

2) оборудование укомплектовано в соответствии с требованиями проектного решения на изготовление резервуара;

3) монтаж конструкций выполнен в соответствии с проектом производства работ и технологическими картами;

4) стальные конструкции огрунтованы и окрашены в соответствии с указаниями проекта на изготовление резервуара.

Монтаж и эксплуатация резервуаров производятся по технологическому регламенту и проекту организации работ в соответствии с технической документацией изготовителя.

108. Перед вводом резервуара в эксплуатацию проводятся испытания на прочность и герметичность, проверяется горизонтальность наружного контура днища и геометрическая форма стенки резервуара.

109. До начала испытаний организации, участвующие в монтаже резервуара, представляют заказчику всю техническую документацию на выполнение работы, в том числе:

1) сертификаты (или их копии) на стальные конструкции резервуара, удостоверяющие качество металла и сварочных материалов;

2) данные о сварочных работах, проведенных при изготовлении резервуара, и результаты проверки качества сварных соединений;

3) акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству гидроизолирующего слоя по форме согласно приложению 3 к настоящим Правилам;

4) результаты контроля сварных соединений;

5) проектную документацию.

110. Для резервуаров с понтоном (плавающей крышей) дополнительно представляется техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора понтона и акты испытаний на герметичность плавающих крыш (понтонов) после их монтажа по форме согласно приложению 4 к настоящим Правилам. В технической документации на понтон указывается его масса. Для

защитных покрытий из синтетических материалов приводится характеристика примененного материала: марка, компоненты, способ изготовления, температурный режим и так далее.

111. Периметр наружной стенки понтона или плавающей крыши должен быть на уровне верхней кромки стенки с целью разметки мест крепления элементов уплотняющих затворов.

112. Горизонтальность верхней кромки наружной стенки короба понтона или плавающей крыши необходимо определять нивелированием на каждом коробе не менее чем в трех точках.

113. Вертикальность направляющих стоек плавающей крыши или понтона проверяются с помощью отвеса, опущенного от верха направляющих до верха коробов. Ось направляющей стойки должна проходить через центр направляющего патрубка короба.

114. Зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов понтона (кольца жесткости синтетических понтонов) или плавающей крыши и стенки резервуара измеряются в зоне стыков между поясами (на расстоянии 50 мм – 100 мм) против каждого вертикального шва стенки, а при необходимости между швами линейкой с миллиметровыми делениями. Результаты измерений сопоставляют с проектными данными.

115. Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не располагаются между приемо-раздаточными патрубками. Швы приварки отдельных элементов оборудования располагаются не ближе 500 мм один от соседнего и от вертикальных соединений стенки не ближе 200 мм от горизонтальных соединений.

116. В резервуарах вместимостью 1000 м³ и более на одном листе стенки при площади не менее 7 м² не допускается выполнять более четырех врезок для установки устройств; змеевики для обогрева резервуаров и мелкие штуцеры могут быть врезаны в лист стенки, не имеющей врезок (кроме листа с приемо-раздаточными патрубками); при этом в одном листе допускается установка не более восьми штуцеров диаметром до 100 мм. В резервуарах вместимостью до 700 м³ (включительно) оборудование может быть расположено с учетом удобства размещения, но с обязательным соблюдением пункта 129 настоящих Правил.

117. При полистовой сборке стенки резервуара размеры разбежки между вертикальными стыками листов первого пояса и стыками окраек днища должны быть не менее 200 мм, размеры разбежки между вертикальными стыками отдельных поясов не менее 500 мм.

118. Врезка и приварка патрубков резервуарного оборудования, устанавливаемого на первом поясе, должны быть закончены до проведения гидравлического испытания резервуара.

Усилительные воротники резервуарного оборудования должны иметь ширину не менее 150 мм.

119. Герметичность всех швов днища проверяют с помощью вакуумкамеры, а швов прочих частей резервуара - керосином. Контроль просвечиванием проникающим излучением применяют:

1) к резервуарам вместимостью от 2000 м³ до 20 000 м³, сооруженным из рулонных заготовок, проверяя 100 % пересечений вертикальных и горизонтальных швов сварных соединений поясов I и II и 50 % пересечений поясов II, III и IV, а на монтажной площадке вертикальные монтажные швы стенок резервуаров;

2) к резервуарам, сооружаемых полистовым методом, проверяя все стыковые соединения I-го и низа II-го поясов и 50 % соединений поясов II, III и IV, преимущественно в местах пересечения этих соединений с горизонтальными;

3) для всех стыковых соединений окраек днищ в местах примыкания к ним стенки резервуаров, при этом длина снимка должна быть не менее 240 мм.

Взамен просвечивания сварных соединений при толщине 10 мм и более разрешается проводить контроль ультразвуковой дефектоскопией с последующим просвечиванием проникающим излучением участков швов с признаками дефектов.

120. По внешнему виду швы сварных соединений должны удовлетворять следующим требованиям:

1) иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и перерывов) без резкого перехода к основному металлу. В

конструкциях, воспринимающих динамические нагрузки, угловые швы выполняются с плавным переходом к основному металлу; наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, без трещин и дефектов;

2) глубина подрезов основного металла не должна превышать 0,5 мм при толщине стали 4-10 мм и 1 мм при толщине стали выше 10 мм;

3) все кратеры должны быть заварены.

121. При приемке из монтажа резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами необходимо проверить:

1) величину зазора между стенкой резервуара и бортом понтона и плотность прилегания кольцевого затвора, затворов направляющих труб, труб ручного замера, центральной стойки;

2) состояние швов и материалов ковра (непровары и разрывы не допускаются);

3) состояние коробов, поплавков;

4) наличие крепления заземления;

5) крепление секций затвора с кольцом жесткости;

6) соединение полос сетки между собой и заделку концов сетки по периметру;

7) наличие защиты от статического электричества;

8) работоспособность конструкции затвора;

9) работоспособность дренажных устройств;

10) работоспособность уровнемера, пробоотборника.

Приемка резервуара в эксплуатацию после монтажа производится комиссией, назначенной приказом эксплуатирующей организации данного резервуара.

Параграф 11. Требования при испытании резервуаров на герметичность и прочность

122. Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на них оборудованием, внешнего осмотра и установления соответствия представленной документации требованиям проекта.

123. Перед проведением гидравлических испытаний резервуаров необходимо закончить работы по устройству ливневой канализации.

124. При проведении гидравлических испытаний необходимо разработать мероприятия по осмотру состояния резервуара, для чего:

1) усилить освещение наружной поверхности стенки резервуара, особенно утора и площадки вокруг железобетонного кольца;

2) организовать круглосуточную охрану резервуара для обеспечения сохранности исполнительных приборов, установок и электросетей;

3) обеспечить освещение верхней бровки обвалования;

4) на командном пункте организовать надежную телефонную связь с охраной и персоналом, испытывающим резервуар, или иметь специально закрепленную для этого автомашину;

5) установить связь с диспетчером цехов, прилегающих к площадке резервуаров, и сообщить им о начале наполнения резервуара.

125. Для персонала принимающего участие в проведении испытания проводится целевой инструктаж.

На все время испытаний устанавливается граница опасной зоны радиусом не менее двух диаметров резервуара, внутри которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытанием.

Лица, проводящие гидравлические испытания, в период заполнения водой удаляются на безопасную зону.

126. Испытание резервуаров на герметичность проводится наполнением их водой до высоты, предусмотренной проектом.

127. Во время повышения давления или вакуума допуск к осмотру резервуара разрешается не ранее, чем через 10 минут после достижения установленных испытательных нагрузок. Контрольные приборы устанавливаются вне опасной зоны или в надежных укрытиях.

128. При отсутствии гибкого участка трубопровода высоту первой его опоры со стороны резервуара устанавливают после окончания гидравлических испытаний.

129. Резервуары с металлическими или синтетическими понтонами, плавающими крышами, повышенного давления испытывают в соответствии с проектной документацией и инструкцией завода-изготовителя.

130. Испытания резервуаров на прочность проводят только на расчетную гидравлическую нагрузку. При испытании резервуаров низкого давления принимается размер избыточного давления на 25 %, а вакуум на 50 % больше проектной величины, если в проекте нет соответствующих указаний. Продолжительность нагрузки 30 мин.

131. При обнаружении течи из-под края днища через контрольные трубки, а также при появлении мокрых пятен на поверхности отстойки, испытания прекращают, сливают воду и устанавливают причину течи. При появлении трещин в сварных швах стенки испытания прекращают и воду сливают до уровня:

- 1) на один пояс ниже при обнаружении трещин в поясах от I до IV;
- 2) до пояса V при обнаружении трещин в поясах VI и выше.

132. Гидравлические испытания проводятся при температуре окружающего воздуха выше 5 °С. При необходимости проведения испытаний в зимнее время принимаются меры по предотвращению замерзания воды в трубах и задвижках, а также обмерзанию стенок резервуара.

133. Гидравлические испытания резервуаров с понтонами (плавающими крышами) необходимо проводить до установки уплотняющих затворов. Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

В начальный период наполнения резервуара водой необходимо следить через люк-лаз за подъемом понтона. Движение понтона (плавающей крыши) должно быть плавное, без заеданий, рывков, шума и «захлебываний».

134. Резервуары, залитые водой до проектной отметки, испытывают на гидравлическое давление с выдержкой под нагрузкой без избыточного давления объемом:

до 10 000 м³ не менее 24 ч;

от 10 000 м³ до 20 000 м³ включительно не менее 48 ч;
свыше 20 000 м³ не менее 72 ч.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания на поверхности корпуса или по краям днища не появится течь и уровень не будет снижаться. Обнаруженные мелкие дефекты (свищи, отпотины) необходимо исправить на пустом резервуаре и проверить на герметичность.

135. Горизонтальные заглубленные резервуары подвергаются испытаниям на 1,25 рабочего давления. Предельное отклонение значения испытательного давления не должно превышать $\pm 5\%$.

Параграф 12. Основные положения по обеспечению надежности резервуаров в эксплуатации

136. Надежность резервуаров - свойство его конструкции выполнять функции приема, хранения и отбора из него нефти и нефтепродуктов при заданных параметрах (уровень наполнения, плотность и вязкость, температура, скорость закачки и отбора продукта, оборачиваемость резервуара, а также масса снегового покрова, сила ветра, расчетная температура и величина сейсмического воздействия).

137. Оценка уровня надежности резервуара и его элементов проводится по установленным параметрам конструкции, которые определяются технической документацией.

138. Критериями, характеризующими эксплуатационную надежность резервуаров, являются:

1) работоспособность резервуара - состояние, при котором резервуар способен выполнять свои функции без отклонений от параметров, установленных требованиями технической документации. Для поддержания работоспособности резервуара необходимо выполнять в установленные сроки текущие и капитальные ремонты, а также осуществлять профилактику и раннюю диагностику дефектов;

2) безотказность работы резервуара - свойство резервуара и его элементов сохранять работоспособность без вынужденных перерывов в работе. Вероятность

безотказной работы служит количественным показателем надежности (критерий прочности, устойчивости и выносливости);

3) долговечность резервуара и его элементов - свойство конструкции сохранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Показателем долговечности может служить ресурс или срок службы;

4) ремонтпригодность элементов резервуаров заключается в приспособленности элементов к предупреждению и обнаружению неисправности, а также и их ремонта в период обслуживания до наступления отказа. Затраты труда, времени и средств на ремонтные работы определяют ремонтпригодность.

139. Основными факторами, обеспечивающими надежность и долговечность резервуаров, являются:

- 1) качественное сооружение оснований и фундаментов;
- 2) качественное заводское изготовление стальных конструкций и правильная их транспортировка;
- 3) соблюдение геометрической формы резервуаров и их элементов;
- 4) контроль качества строительных и монтажных работ;
- 5) соблюдение графиков текущего и капитального ремонтов.

140. Своевременная и качественная оценка технического состояния и устранение выявленных дефектов повышает их надежность при эксплуатации. Такую оценку можно получить только на основании комплексной проверки, включающей в себя дефектоскопию сварных соединений, проверку качества металла, контроль толщины стенок отдельных элементов, геометрической формы.

Параграф 13. Требования к территории резервуарного парка

141. Резервуарные парки складов нефти и нефтепродуктов, размещаются на более низких отметках земли по отношению к отметкам территории соседних населенных пунктов, предприятий, путей железных дорог общей сети.

142. Общая вместимость группы наземных резервуаров принимается по таблице 2.

Таблица 2

Общая вместимость группы наземных резервуаров

Резервуары	Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м ³	Вид хранимых нефти и нефтепродуктов	Допустимая общая номинальная вместимость группы, м ³	Минимальное расстояние между резервуарами, располагаемыми в одной группе
1. С плавающей крышей	50 000 и более	независимо от вида жидкости	200 000	30 м
	менее 50 000	то же	120 000	0,5Д, но не более 30 м
2. С понтоном	50 000	-«-	200 000	30 м
	менее 50 000	-«-	120 000	0,65Д, но не более 30 м
3. Со стационарной крышей	50 000 и менее	нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°C	120 000	0,75Д, но не более 30 м
		то же, с температурой вспышки 45°C и ниже	80 000	0,75Д, но не более 30 м
Примечания:				
1. Номинальные объемы применяемых типовых вертикальных и горизонтальных резервуаров и их основные размеры приведены согласно приложению 5 к настоящим Правилам				
2. Между резервуарами разных типов, размеров и объемов расстояние принимается наибольшим из значений, установленных для этих резервуаров.				

143. По периметру каждой группы наземных резервуаров необходимо предусматривать замкнутое земляное обвалование шириной поверху не менее 0,5 м или ограждающую стену из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Свободный от застройки объем обвалованной территории, образуемый между внутренними откосами обвалования или ограждающими стенами, определяется по расчетному объему разлившейся жидкости, равному номинальному объему наибольшего резервуара в группе или отдельно стоящего резервуара.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальным объемом до 10 000 м³ и 1,5 м для резервуаров объемом 10 000 м³ и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или до ограждающих стен принимается не менее 3 м от резервуаров объемом до 10 000 м³ и 6 м - от резервуаров объемом 10 000 м³ и более.

Группа из резервуаров объемом 400 м³ и менее общей вместимостью до 4000 м³, расположенная отдельно от общей группы резервуаров (за пределами ее внешнего обвалования), ограждается сплошным земляным валом или стеной высотой 0,8 м при вертикальных резервуарах и 0,5 м при горизонтальных резервуарах. Расстояние от стенок этих резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования не нормируется.

144. Обвалование подземных резервуаров предусматриваются только при хранении в этих резервуарах нефти и мазутов. Объем, образуемый между внутренними откосами обвалования, определяется из условия удержания разлившейся жидкости в количестве, равном 10 % объема наибольшего подземного резервуара в группе.

Обвалование группы подземных резервуаров для хранения нефти и мазутов допускается не предусматривать, если объем, образуемый между откосами земляного полотна автомобильных дорог вокруг группы этих резервуаров, удовлетворяет указанному условию.

145. В пределах одной группы наземных резервуаров внутренними земляными валами или ограждающими стенами отделяются:

каждый резервуар объемом 20 000 м³ и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20 000 м³;

резервуары с маслами и мазутами от резервуаров с другими нефтепродуктами.

Высота внутреннего земляного вала или стены принимается:

1,3 м - для резервуаров объемом 10 000 м³ и более;

0,8 м - для остальных резервуаров.

Сноска. Пункт 145 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1,3 м - для резервуаров объемом 10 000 м³ и более;

0,8 м - для остальных резервуаров.

146. Резервуары в группе располагаются:

номинальным объемом менее 1 000 м³ - не более чем в четыре ряда;

объемом от 1000 м³ до 10 000 м³ - не более чем в три ряда;

объемом 10 000 м³ и более - не более чем в два ряда.

147. В каждую группу наземных вертикальных резервуаров, располагаемых в два ряда и более, допускается предусматривать заезды внутрь обвалования для передвижной пожарной техники, если с внутренних дорог и проездов склада не обеспечивается подача огнетушащих средств в резервуары. При этом планировочная отметка проезжей части заезда должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости.

148. Для перехода через обвалование или ограждающую стену, а также для подъема на обсыпку резервуаров необходимо на противоположных сторонах ограждения или обсыпки предусматривать лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех - для группы резервуаров и не менее двух - для отдельно стоящих резервуаров.

Между переходами через обвалование и стационарными лестницами на резервуарах предусматриваются пешеходные дорожки (тротуары) шириной не менее 0,75 м.

Соединения трубопроводов, прокладываемых внутри обвалования, выполняются на сварке. Для присоединения арматуры допускается применять фланцевые соединения с негорючими прокладками.

Объекты, где требуется подъем работника на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м лестницами с перилами.

В местах перехода людей над трубопроводами устанавливаются переходные мостки с покрытием, исключающим скольжение, шириной не менее 0,65 м, с перилами высотой не менее 1,0 м. Не допускается переходить через обвалование в других местах.

149. Обвалование резервуаров должно постоянно содержаться в полной исправности.

150. При реконструкции резервуарных парков размещение задвижек внутри обвалования не допускается, кроме запорных коренных, установленных непосредственно у резервуара и предназначенных только для обслуживания

данного резервуара. Задвижки, устанавливаемые на подводящих трубопроводах резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки паров 45 °С (318 К) и ниже, независимо от температуры и давления среды должны быть стальными.

При хранении в резервуарах нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45 °С допускается установка арматуры из коксового чугуна при условии, что температура окружающего воздуха не ниже минус 30 °С и рабочее давление в трубопроводе не выше 1,6 МПа.

151. Колодцы и камеры управления задвижками располагаются с внешней стороны обвалования.

152. Для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах необходимо устраивать переезды через обвалования с подсыпкой грунта.

Устройство подъездов через обвалование резервуарных парков согласовывается руководством предприятия.

153. С территории резервуарного парка отводятся в производственно-дождевую канализацию сточные воды:

- 1) подтоварные (кроме резервуарных парков нефтепродуктов, поступающих по магистральным нефтепроводам), образующиеся из-за обводненности нефтепродуктов в процессе отстоя, а также в результате поступления из воздуха влаги в процессе конденсации;
- 2) атмосферные, образующиеся в период дождей и таяния снега;
- 3) расходуемые на охлаждение резервуаров во время пожаров.

С этой целью необходима соответствующая планировка в направлении дождевых приемных колодцев.

154. *Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

155. Сточные воды, образующиеся при зачистке резервуаров, не допускается сбрасывать в сеть производственно-дождевой канализации. Они

отводятся по сборно-разборным трубопроводам в шламонакопители и после отстаивания направляются по сети производственной или производственно-дождевой канализации на очистные сооружения.

156. Поступление нефти и нефтепродуктов в сеть производственно-дождевой канализации даже в аварийных случаях не допускается. Дождевые колодцы, устанавливаемые на территории резервуарного парка оборудуются запорными устройствами (хлопушками), приводимыми в действие с ограждающего вала или мест, находящихся вне обвалования. Нормальное положение хлопушки - «закрытое». Колодцы канализационных сетей, расположенные в резервуарных парках, должны иметь нумерацию в строгом соответствии с технологической схемой обвязки очистных сооружений.

157. В целях сохранения расчетной пропускной способности канализационных сетей резервуарного парка осуществляется их профилактическая прочистка не реже двух раз в год.

158. На территории предприятия устанавливаются глубинные реперы, закладываемые ниже глубины промерзания грунта для измерения осадки основания резервуара. Для горизонтальных подземных резервуаров необходимо иметь выносные реперные точки с целью ежегодного определения их уклона.

159. Территория резервуарного парка в темное время суток оснащается освещением.

160. Для освещения резервуарных парков применяются прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего ограждения (обвалования) резервуарного парка и оборудованных помостками и лестницами для обслуживания.

Параграф 14. Производственные операции

161. На трубопроводы наливных и перекачивающих станций составляются технологические схемы.

Каждый трубопровод имеет определенное обозначение, а запорная арматура - нумерацию. Обслуживающий персонал обладает знаниями мест расположения задвижек и их назначение, а так же схему расположения трубопроводов.

Технологическая схема, утвержденная руководителем опасного производственного объекта находится в специально отведенном месте (диспетчерской, операторной, у технического руководителя).

162. Все изменения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных коммуникациях, расположении арматуры, заносятся в технологическую схему, в технологический регламент, и доводятся до обслуживающего персонала. Изменение технологических схем и технологических регламентов на предприятиях без внесения изменений в проектную документацию не допускается.

163. При хранении в одной группе резервуаров нефти и нескольких сортов нефтепродуктов предусматриваются отдельные коллекторы для приема и откачки нефти и каждого сорта нефтепродукта.

164. Температура подогрева нефти и нефтепродуктов в резервуарах не должна превышать 90 °С (363 К) и должна быть ниже температуры вспышки паров нефти и нефтепродуктов не менее чем на 15 °С.

165. Температуру подогрева нефти или нефтепродуктов необходимо контролировать и записывать данные измерений в журнале по пароподогреву нефти или нефтепродуктов.

166. Подогрев вязкой нефти и нефтепродуктов ведется до достижения температуры, при которой обеспечиваются максимальные затраты на подогрев и перекачку. Выбор исходных данных для определения оптимальной температуры подогрева зависит от конкретных условий слива (налива), температуры нефти или нефтепродукта и окружающей среды, от свойств нефти и нефтепродукта и иных условий.

167. Оптимальная температура и продолжительность подогрева выбирается исходя из требований технологических процессов.

168. Максимальная температура нефти или нефтепродуктов в резервуарах с металлическим понтоном принимается в пределах рабочих параметров резервуара.

169. Во избежание гидравлических ударов в пароподогревателях перед пуском в них пара они освобождаются от воды (конденсата). Пуск пара осуществляется путем постепенного и плавного открытия паро-пропускных вентилях.

При пуске пара в змеевики резервуаров все трубки для выпуска конденсата открываются.

С целью контроля за герметичностью пароподогревателей и предотвращения обводнения нефти и нефтепродукта необходимо постоянно наблюдать за чистотой вытекающего конденсата.

170. В случае замерзания арматуры резервуара запрещается отогревать ее огнем. Для этой цели можно использовать водяной пар или горячую воду.

171. Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов, при их хранении в резервуарах необходимо:

1) поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров;

2) содержать в исправном эксплуатационном состоянии все резервуарное оборудование (такое как задвижки, хлопушки, подъемные трубы, сифонные краны, стационарные пробоотборники, уровнемеры, люки);

3) проводить систематический контроль герметичности клапанов, сальников, фланцевых и муфтовых соединений и немедленно устранять обнаруженные пропуски нефти и нефтепродуктов;

4) не допускать утечки нефти и нефтепродуктов при отпуске подтоварной воды из резервуаров;

5) обеспечить полную герметизацию кровли;

6) осуществлять перекачку легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов из резервуара в резервуар только при крайней необходимости;

7) максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов;

8) окрашивать наружную поверхность резервуара лучеотражающими светлыми эмалями и красками.

172. Для обеспечения эффективной работы газо-уравнительной системы необходимо:

1) поддерживать полную герметизацию системы;

2) регулярно осматривать и подтягивать фланцевые соединения, проверять исправность работы дыхательной арматуры резервуаров;

3) систематически спускать конденсат из трубопроводов газовой обвязки в сборник с дальнейшей его откачкой в резервуар;

4) утеплять дренажные устройства и предохранять их от снежных заносов в зимнее время.

173. Скорость наполнения (опорожнения) резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

При увеличении скорости наполнения (опорожнения) резервуаров необходимо дыхательную арматуру приводить в соответствие с этими новыми значениями. При эксплуатации горизонтальных резервуаров обеспечивается полное заполнение и полное опорожнение резервуаров без образования воздушных мешков.

174. При наполнении (опорожнении) резервуаров с понтонами или плавающими крышами скорость подъема (опускания) понтона (плавающей крыши) не должна превышать 6 м/ч. Допустимая скорость подъема понтонов из синтетических материалов указывается в технической документации на понтон.

175. Перекачку нефти и нефтепродуктов разрешается начинать только по указанию ответственного лица по выполнению товарно-транспортных операций, назначенному руководителем организации, в форме установленной внутренними положениями организации.

176. Разрешение на перекачку (при наполнении или опорожнении резервуаров) дается после того, как обслуживающий персонал убедится в правильности, открытия задвижек, связанных с данной перекачкой. Резервуарные задвижки открываются и закрываются плавно, без применения рычагов и усилителей.

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением предусматривается сигнализация, указывающая положение запорного устройства задвижки. Сведения о перекачке заносится в журнал распоряжений (указаний) по подготовке и перекачке нефти и нефтепродуктов по форме согласно приложению 6 к настоящим Правилам.

177. Если по измерениям уровня продукта в резервуаре или по иным данным обнаружится, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара

нарушено, то немедленно принимаются меры по выявлению причин нарушения и их устранению. В необходимых случаях перекачка останавливается.

178. При переключении резервуаров во время перекачки необходимо сначала открыть задвижки свободного резервуара, а потом закрыть их у заполненного резервуара и убедиться, что нефть или нефтепродукт поступает в подключенный резервуар.

Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышенного давления в случае неправильного переключения задвижек.

179. Резервуар наполняется при свободно опущенной хлопушке. По окончании перекачки хлопушка должна быть также опущена.

180. При наличии в резервуаре подъемной трубы ее конец по окончании каждой операции (по наполнению или опорожнению резервуара) поднимается выше уровня жидкости в резервуаре во избежание утечки продукта в случае повреждения приемного патрубка или резервуарной задвижки.

181. Во время сброса из резервуара отстоявшейся воды и грязи нельзя допускать вытекания нефти или нефтепродукта.

182. Уровень нефти и нефтепродуктов при заполнении резервуаров устанавливается по проекту с учетом расположения генераторов, пены, пенокамер, а также температурного расширения жидкости при нагревании.

183. На резервуаре с понтоном указывается предельно допустимая высота верхнего положения понтона. Резервуар, оборудованный понтоном, имеет ограничитель максимального взлива. В случае отсутствия ограничителя, оперативные осмотры или измерения уровня нефти и нефтепродукта при заполнении последнего метра до максимального уровня проводятся через промежутки времени, для предотвращения затопления и повреждения понтона. Эксплуатация понтона без затвора не допускается.

184. Измерение массы, уровня и отбор проб нефти и нефтепродуктов в резервуарах, эксплуатирующихся с избыточным давлением, осуществляется без нарушения герметичности газового пространства системами измерительных устройств, сниженными пробоотборниками и другими аппаратами, предусмотренными проектами. В резервуарах с избыточным давлением в газовом

пространстве до 2 кПа допускается измерять уровень и отбирать пробы через замерный люк вручную с соблюдением требований безопасности.

185. В резервуарах с газовой обвязкой измерять уровень и отбирать пробы нефти и нефтепродукта необходимо с помощью приборов, предусмотренных проектом (уровнемеры, пробоотборники).

186. Допускаются проведение измерений уровня и отбор проб вручную. При этом соблюдается следующая последовательность:

- 1) резервуар отсоединяют от газоуравнительной системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки;
- 2) отбирают пробу или измеряют уровень, замерный люк плотно закрывают и затягивают;
- 3) открывают задвижку на газовой обвязке.

187. При измерении уровня нефти и нефтепродукта в резервуаре вручную рулетку с грузом необходимо опускать в установленной постоянной точке и проверять правильность погружения ее по базовой высоте (высотному трафарету).

188. Базовую высоту резервуара (высотный трафарет) измеряют ежегодно в летний период, после ремонта резервуара результат измерения оформляют протоколом, который утверждается техническим руководителем и прикладывается к градуировочным таблицам.

189. Отбор проб нефти и нефтепродуктов из резервуара должен проводиться через сниженный пробоотборник. Ручной отбор проб через замерный люк на крыше резервуара допускается как исключение. Пробоотборник должен быть изготовлен из материала, не дающего искр при ударе. На крыше резервуара должны быть стационарно оборудованы клеммы заземления для токопроводящих тросиков пробоотборников при проведении отбора проб через замерный люк резервуара.

190. При отборе проб из резервуара нельзя допускать разлив нефти и нефтепродукта. При случайном разливе нефти и нефтепродукта необходимо немедленно удалить. Оставлять на кровле ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

191. На каждый резервуар составляется технологическая карта утвержденная руководителем эксплуатирующей организации. В приложении 7 к

настоящим Правилам приведена форма технологической карты эксплуатации резервуаров и пояснения по ее заполнению.

192. В соответствии с технологической картой на стенке резервуара около уровнемера и на крыше около замерного люка наносится несмываемой краской значение базовой высоты и максимального предельного уровня наполнения, на стенке резервуара с понтоном, кроме того, надпись «с понтоном», а около уровнемера значение базовой высоты.

193. При подготовке резервуарных парков к работе в зимних условиях и при температурах ниже 0 °С необходимо слить подтоварную воду; проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, огневые предохранители, уровнемеры и сниженные пробоотборники; утеплить дренажные устройства газоуравнительной системы и предохранить их от снежных заносов.

Сифонные краны резервуаров необходимо промыть хранимой нефтью или нефтепродуктом и повернуть в боковое положение.

194. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления в период паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены; обвалования и ограждения должны быть восстановлены и при необходимости наращены.

195. Для предотвращения всплытия, резервуары во время паводка при невозможности заполнения их нефтью или нефтепродуктом заливаются водой на расчетную высоту.

196. Для борьбы с паводковыми водами необходимо заготовить запас инструмента и инвентаря (лопатки, мешки с песком и лодки). Период прохождения весеннего паводка уточняется в местных отделениях гидрометеорологической службы.

Глава 4. Техническое обслуживание

Параграф 1. Обслуживание резервуаров

197. Руководство ОПО разрабатывает и утверждает инструкцию по техническому контролю за резервуарами, устанавливающую основные технические требования по наблюдению за эксплуатацией, периодичность, содержание и методы ревизии стальных резервуаров применительно к местным условиям с учетом требований проектов. Технический надзор за эксплуатацией резервуаров и ведение журнала осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров, устранения обнаруженных дефектов по форме согласно приложению 8 к настоящим Правилам возлагается на ответственное лицо за своевременное проведение обслуживания.

198. При вступлении на дежурство старший по смене осматривает резервуары. О замеченных недостатках необходимо немедленно сообщить руководству с одновременным принятием соответствующих мер и обязательной записью в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

199. Профилактический осмотр резервуаров проводится согласно календарному графику, утвержденному руководителем предприятия.

За осадкой основания каждого резервуара устанавливается систематическое наблюдение. В первые четыре года эксплуатации резервуаров (до стабилизации осадки) необходимо ежегодно проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6 месяцев. В последующие годы после стабилизации осадки систематически (не реже одного раза в пять лет) проводить контрольное нивелирование.

200. Для измерения осадки основания резервуара на территории предприятия устанавливается глубинный репер, закладываемый ниже глубины промерзания.

201. При осмотре сварных резервуаров особое внимание уделяется сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам уторного уголка), швам окрайков днища и прилегающим участкам основного металла. Результаты осмотров швов регистрируются в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

202. При появлении трещин в швах или основном металле уторного уголка днища действующий резервуар немедленно освобождается, опорожняется и зачищается. При появлении трещин в швах в основном металле стенки,

действующий резервуар освобождается полностью или частично в зависимости от способа его ремонта.

203. Выявленные дефектные участки сварных соединений исправляются.

204. Техническое обслуживание и ремонт стальных понтонов с открытыми отсеками и синтетических понтонов выполняются согласно технической и эксплуатационной документации, представляемой организациями-разработчиками конструкций понтонов.

205. В процессе эксплуатации понтон осматривается в соответствии с графиком, утвержденным руководителем предприятия. В верхнем положении понтон осматривают через световой люк, в нижнем положении - через люк-лаз в третьем поясе резервуара. При осмотрах проверяется отсутствие нефти или нефтепродукта в отсеках и центральной части понтона, обрывов кабелей системы заземления, а также сохранение целостности элемента затворов направляющих стоек и кольцевого зазора между понтоном и стенкой резервуара. Осмотр понтона необходимо выполнять в нормативные сроки проверки основного резервуара оборудования. При профилактических осмотрах (не реже одного раза в два года) понтон осматривается на опорах согласно перечню основных проверок технического состояния понтона и неисправности устраняются, в соответствии с приложением 9 к настоящим Правилам.

206. При обнаружении на понтоне нефти и нефтепродукта необходимо выяснить причину неисправности. В случае нарушения герметичности понтона или коробов, резервуар освобождается от нефтепродукта согласно указаниям по дегазации резервуара с понтоном в соответствии с приложением 10 к настоящим Правилам.

207. Результаты осмотров и устранения неисправностей при осмотрах понтонов записываются в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

208. Подвергающиеся коррозионному разрушению поверхности элементов понтона защищаются антикоррозионным покрытием в соответствии с требованиями проекта и настоящих Правил.

209. Пирофорные осадки, образующиеся на понтонах резервуаров с сернистой нефтью, необходимо удалять согласно специальному графику, утвержденному руководителем предприятия. Удаление пирофорных осадков

проводится при строгом соблюдении требований безопасности, изложенных в настоящих Правилах.

210. Проверка электрической связи понтона с землей выполняется не реже одного раза в год, одновременно с проверкой заземления резервуара путем измерения омического сопротивления, заземляющего устройства. Омическое сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для защиты понтона исключительно от статического электричества, не должно превышать 100 Ом.

211. Проверка на герметичность сварных соединений понтона выполняется согласно приложению 11 к настоящим Правилам.

212. Восстановление плавучести (работоспособности) затонувшего понтона проводится согласно приложению 12 к настоящим Правилам (далее – Указания по восстановлению плавучести (работоспособности) затонувшего понтона).

213. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их фактического технического состояния, а также для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации. По результатам обследования необходимо установить сроки последующего обследования резервуаров.

214. Обследование проводится:

1) для вертикальных стальных резервуаров:

для резервуаров классов КС-3б, КС-2а, КС-2б, удовлетворяющих требованиям к длительной безопасной эксплуатации, сроки проведения обследования указаны в таблице 3;

для остальных резервуаров:

частичное обследование - не реже одного раза в 5 лет;

полное обследование - не реже одного раза в 10 лет.

Таблица 3

Сроки проведения обследования резервуаров

Тип резервуара	Срок эксплуатации	Частичное обследование	Полное обследование
РВС,			

РВСП, РВСПК	до 20 лет	один раз в 10 лет после пуска в эксплуатацию, последнего технического диагностирования или ремонта	один раз в 20 лет после пуска в эксплуатацию*, последнего ремонта или через 10 лет после частичного технического диагностирования
РВС, РВСП, РВСПК	более 20 лет	один раз в 5 лет после последнего технического диагностирования или ремонта	один раз в 10 лет после последнего ремонта или через 5 лет после частичного технического диагностирования
Сокращения: РВС - резервуар со стационарной крышей без понтона, РВСП - резервуар со стационарной крышей с понтоном, РВСПК - резервуар с плавающей крышей.			

Примечание: Класс резервуара - это степень ответственности, возникающая при достижении предельного состояния резервуара, создающего неприемлемые риски для жизни и причинения вреда здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, окружающей среде.

В зависимости от номинального объема резервуары подразделяются на следующие классы:

класс КС-3б - резервуары объемом от 20 000 м³ до 50 000 м³ включительно;

класс КС-2а - резервуары объемом от 1 000 м³ и менее 20 000 м³;

класс КС-2б - резервуары объемом менее 1 000 м³.

Класс резервуара учитывается при назначении:

специальных требований к материалам, методам изготовления, объемам контроля качества;

коэффициентов надежности по ответственности;

2) периодичность выполнения полных и частичных технических обследований для горизонтальных стальных резервуаров зависит от срока эксплуатации резервуара:

при сроке эксплуатации до двадцати лет полное обследование выполняется один раз в десять лет, а частичное - один раз в пять лет;

при сроке эксплуатации свыше двадцати лет полное обследование выполняется один раз в восемь лет, а частичное - один раз в четыре года.

215. Обследование резервуаров выполняют специалисты, подготовленные к проведению определенного комплекса работ по неразрушающим видам контроля и оснащенные необходимыми приборами и инструментами. При наличии соответствующего аттестата на право проведения работ на опасном

производственном объекте и аккредитованных лабораторий, организации могут осуществлять обследование и дефектоскопию резервуаров собственными силами.

216. На основании результатов обследования составляется график капитального ремонта с учетом обеспечения бесперебойной работы резервуарного парка по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов.

217. Намеченные к капитальному ремонту резервуары должны быть своевременно включены в список оборудования, подлежащего капитальному ремонту предприятия на предстоящий год. При этом необходимо, чтобы подготовка к ремонту была проведена заблаговременно; ремонтные работы обеспечены всеми необходимыми материалами, оборудованием и рабочей силой.

218. В дополнение к сформированному плану капитального ремонта, для предварительного определения характера, объема и стоимости ремонтных работ, на резервуары должны быть составлены предварительная дефектная ведомость и необходимая проектно-сметная документация.

219. Периодичность ремонтов резервуаров устанавливается графиком предприятия, с учетом фактического состояния и результатов обследования.

220. Перед ремонтом резервуар должен быть осмотрен комиссией, специально назначенной приказом руководителя предприятия.

Параграф 2. Обслуживание технологических трубопроводов резервуарных парков

221. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

222. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

223. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

224. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

225. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

226. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

227. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

228. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

229.
Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

230. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

231. Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 3. Организация и проведение работ по зачистке резервуаров

232. Резервуары должны подвергаться периодическим зачисткам:

- 1) не менее двух раз в год - для топлива к реактивным двигателям, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов;

2) не менее одного раза в год - для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;

3) не менее одного раза в два года для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельного топлива, парафинов и аналогичных им по свойствам нефтепродуктов;

4) резервуары для нефти, мазутов, моторных топлив и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов зачищаются по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования.

При длительном хранении нефтепродуктов в соответствии с особенностями процесса эксплуатации резервуаров, допускается зачистка металлических резервуаров после их опорожнения.

233. Резервуары зачищают также при необходимости:

- 1) смены сорта нефтепродуктов;
- 2) освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- 3) очередных или внеочередных ремонтов, проведения комплексной дефектоскопии.

234. Руководство работой по зачистке резервуаров возлагается на ответственное лицо из числа инженерно-технических работников, которое совместно с руководством предприятия определяет технологию зачистки резервуара с учетом местных условий и особенностей работ.

235. Перед началом работ по очистке резервуара рабочие проходят инструктаж по безопасному ведению работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

Состав бригады и отметки о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение зачистных работ. Без оформленного наряда-допуска на производство работ приступать к работе не допускается.

236. Зачистная бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица по зачистке только после получения

оформленного разрешения, подписанного комиссией в составе руководителя объекта, инженера по технике безопасности и пожарной безопасности.

237. Контрольные анализы воздуха проводятся перед началом работ и дополнительно в перерывах в зачистных работах, при обнаружении признаков поступления вредных паров в резервуар и изменении метеорологической обстановки. В случае увеличения концентрации вредных паров работы по зачистке прекращаются, рабочие выводятся из опасной зоны. Зачистку можно продолжать только после выявления причин увеличения концентрации паров, принятия мер по ее снижению до санитарных норм.

238. Дата и время отбора проб воздуха, результаты анализов, показания приборов заносятся в «Журнал контроля воздушной среды» по форме согласно приложению 13 к настоящим Правилам. Журнал находится у лица контроля, ведущего контроль воздушной среды.

239. Зачищенный резервуар принимается от лица, ответственного за зачистку:

1) для заполнения нефтепродуктом - заместителем директора, начальником товарного цеха, инспектором по качеству, работником лаборатории или лицами, их замещающими. Прием оформляется актом;

2) для производства ремонтных работ - главным инженером, начальником (механиком, мастером) ремонтного цеха или лицами, их замещающими. Прием оформляется актом.

240. Дегазацию резервуаров выполняют методом принудительной вентиляции.

241. На дегазацию каждого резервуара составляется проект организации работ (далее - ПОР), который включает подготовку резервуара к проведению работ и проведение основного процесса. В ПОР уточняются меры безопасности при проведении процесса дегазации.

К проекту организации работ прикладывается, для конкретного случая дегазации, схема обвязки и установки оборудования (вентилятор, устройство для поворота струи и регулирования подачи вентилятора, воздухопровод и газоотводная труба). В схеме должны найти отражение тип, исполнение и марка применяемого оборудования, приборов и материалов, данные поверки приборов,

размеры воздухопровода (диаметр и длина) и газоотводной трубы (длина и диаметр), а также, если это необходимо, и вопросы, связанные с особенностями монтажа оборудования и его эксплуатации.

242. При выполнении зачистных работ в резервуарах с понтонами необходимо руководствоваться указаниями по восстановлению плавучести (работоспособности) затонувшего понтона.

Параграф 4. Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года

243. При подготовке резервуаров к работе в зимний и летний периоды разрабатываются мероприятия, утверждаемые руководителем предприятия.

244. При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

- 1) удалить подтоварную воду;
- 2) дренировать воду с поверхности плавающей крыши;
- 3) сифонные краны промыть нефтью и повернуть в боковое положение;
- 4) проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, уровнемеры и сниженные пробоотборники, демонтировать кассеты огневых предохранителей;
- 5) утеплить дренажные устройства газоуравнительных систем и предохранить их от снежных заносов, теплоизолировать наземные газопроводы и оборудование, провести осмотр и очистку кассет огневых предохранителей;
- 6) выполнить ревизию подвижных частей гидрозатворов уровнемера непрерывного измерения уровня нефти, заполнить гидрозатвор незамерзающей жидкостью, утеплить гидрозатвор и уровнемер.

245. Предохранительный гидравлический клапан на зиму необходимо залить незамерзающей жидкостью.

246. Необходимо проверить работу дыхательных клапанов, плотность прилегания тарелки клапана к седлу.

247. Необходимо проверить устойчивость и исправность лестниц, поручней, ограждений площадок на крыше резервуара.

248. При подготовке канализационной сети к зиме необходимо провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, оборудования, используемого при авариях, задвижек, гидрантов, колодцев.

249. При накоплении снега на плавающей крыше во избежание перекоса и чрезмерного ее погружения необходимо систематически очищать ее от снега или организовать таяние снега с удалением талой воды через систему водоспуска или с применением погружного насоса. Таяние снега проводится за счет закачки в резервуар нефти с температурой свыше 10 °С.

250. При примерзании кольцевого затвора к стенке резервуара с плавающей крышей его отделяют при помощи необразующих искру металлических пластин или деревянных клиньев, сняв предварительно защитный щиток затвора на примерзшем участке, или путем отогревания примерзших участков паром с наружной стороны, или путем циркуляции теплой нефти в резервуаре.

251. Для предотвращения примерзания опор к днищу резервуара необходимо систематически удалять воду из резервуара или не допускать ее скопления.

252. Необходимо не допускать перекоса плавающей крыши из-за примерзания части опор к днищу или из-за односторонней толстой наледи на стенке резервуара, применяя циркуляцию подогретой нефти или обогрев паром стенки с наружной стороны в месте образования наледи.

253. При эксплуатации газоуравнительной системы зимой удалять ледяные образования в газопроводе и оборудовании системы нагревом только горячей водой или паром.

254. Для борьбы с паводковыми водами заготавливается запас инструмента и инвентаря (такого как лопаты, мешки с песком).

255. Ливнеотводящая сеть до наступления паводка подготавливается к пропуску вод; проходы для кабелей, труб и каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, закрываются и уплотняются, а оборудование для откачки воды проверяются и подготавливаются к работе.

256. При подготовке к весенне-летнему периоду эксплуатации на резервуарах выполнить ревизию подвижных частей гидрозатвора, снять теплоизоляцию гидрозатвора и уровнемера.

Глава 5. Техническая документация на резервуары

Параграф 1. Комплект технической документации на изготовление и монтаж резервуара

257. Документация, предъявляемая при приемке смонтированных стальных резервуаров, содержит:

- 1) заводские сертификаты на поставленные стальные конструкции;
- 2) акты приемки скрытых работ (работы по подготовке и устройству насыпной подушки, устройству изолирующего слоя под резервуар, заделки закладных деталей) по форме согласно приложению 14 к настоящим Правилам составляются ответственными представителями заказчика, строительной и монтажной организациями;
- 3) документы (сертификаты качества, результаты испытаний), удостоверяющие качество материалов, сталей, стальных канатов, метизов, электродов, электродной проволоки, сварочных материалов, примененных на монтаже и вошедших в состав сооружения;
- 4) данные о результатах геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке конструкций;
- 5) журналы работ (журналы промежуточной приемки на монтажные работы, сварочных работ, подготовки поверхности под окраску) по форме согласно приложению 15 к настоящим Правилам составляются отделом технического контроля изготовителя, а при монтаже инженерно-техническим персоналом;
- 6) акты испытания составляются по форме согласно приложению 16 к настоящим Правилам (далее – Форма актов испытаний) и отражают: результат проверки герметичности сварных соединений днища, кровли, стенки резервуара; результаты испытания резервуара на прочность наливом водой до высоты, предусмотренной проектом;

7) результаты испытаний и контроля качества сварных соединений оформляются согласно приложению 17 к настоящим Правилам;

8) описи удостоверений, дипломов о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкций на монтаже, с указанием присвоенных им номеров или знаков;

9) заключение по просвечиванию монтажных швов проникающим излучением со схемами расположения мест просвечивания;

10) акты приемки смонтированного оборудования оформляются по форме согласно приложению 18 к настоящим Правилам;

11) схема и акт испытания заземления резервуара оформляются по форме согласно приложению 19 к настоящим Правилам;

12) акт проведения нивелирования резервуара оформляется по форме согласно приложению 20 к настоящим Правилам;

13) акт скрытых работ по подготовке поверхности металла под лакокрасочное покрытие оформляется по форме согласно приложению 21 к настоящим Правилам;

14) акт на приемку резервуара в эксплуатацию оформляется по форме согласно приложению 22 к настоящим Правилам.

258. На стальной вертикальный резервуар, сдаваемый в эксплуатацию, составляется паспорт по форме согласно приложению 23 к настоящим Правилам. Паспорт на горизонтальный резервуар составляется по форме, соответствующей паспорту на вертикальный цилиндрический резервуар за исключением пунктов 7 – 11.

259. На видное место резервуара прикрепляется металлическая табличка с указанием следующих данных:

- 1) наименования изготовителя;
- 2) типа резервуара;
- 3) номера по системе нумерации эксплуатирующей организации;
- 4) года и месяца изготовления;
- 5) рабочего давления;

- 6) номинального объема;
- 7) массы резервуара;
- 8) отметки и значение максимального уровня наполнения резервуара.

260. Для резервуара с понтоном или плавающей крышей составляются:

- 1) акт испытания сварных соединений центральной части днища металлического понтона или плавающей крыши на герметичность;
- 2) акт заводских испытаний коробов понтона или плавающей крыши на герметичность и акт испытания их после монтажа;
- 3) акт проверки заземления понтона или плавающей крыши;
- 4) документы, удостоверяющие качество материалов, использованных для изготовления уплотняющего затвора;
- 5) документы, удостоверяющие качество резиноканевого или синтетического материала, использованного для изготовления неметаллического ковра понтона;
- 6) документы, удостоверяющие качество клеев, использованных при склеивании неметаллического ковра понтона;
- 7) ведомость отклонений от вертикали направляющих понтона и направляющих патрубков понтона или плавающей крыши и наружного цилиндрического листа короба борта понтона.

261. Для резервуаров повышенного давления, кроме документов, указанных в пункте 273 настоящих Правил, дополнительно составляются:

- 1) схема геодезических отметок котлована для установки плит-противовесов анкерных болтов;
- 2) документы, подтверждающие марку бетона железобетонных плит-противовесов;
- 3) акт на антикоррозионное покрытие анкерных болтов по форме согласно приложению 24 к настоящим Правилам;
- 4) акт на послойное трамбование грунта над плитами-противовесами по форме согласно приложению 25 к настоящим Правилам;

5) журнал выполнения монтажных соединений на болтах с контролируемым натяжением по форме согласно приложению 26 к настоящим Правилам.

262. Для резервуаров автозаправочных станций или заглубленных в грунт металлических резервуаров, кроме документов, указанных в пункте 273 настоящих Правил, дополнительно составляется:

- 1) акт на скрытые работы по изоляции корпуса;
- 2) акт на скрытые работы по креплению резервуара стальными хомутами к бетонному основанию;
- 3) акт на послойное трамбование грунта над корпусом резервуара противовесами;
- 4) документы, подтверждающие марку бетона основания резервуара.

Параграф 2. Эксплуатационная документация

263. На каждый резервуар, находящийся в эксплуатации, формируется следующая эксплуатационная документация:

- 1) технический паспорт резервуара, в котором указывают назначенный (расчетный) срок службы;
- 2) технический паспорт на понтон;
- 3) градуировочная таблица резервуара;
- 4) технологическая карта резервуара;
- 5) журнал текущего обслуживания;
- 6) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества по форме согласно приложению 28 к настоящим Правилам (далее – Журнал результатов ревизий устройств молниезащиты, проверочных испытаний заземляющих устройств);
- 7) схема нивелирования основания и геометрии резервуара;
- 8) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества;
- 9) распоряжения, акты на замену оборудования резервуаров;

- 10) технологические карты на замену оборудования резервуаров;
- 11) акты испытания герметичности сварных соединений днища, кровли, стенки резервуара, согласно форме актов испытаний; результаты испытания резервуара на прочность наливом водой до высоты, предусмотренной проектом, заземления резервуара, смонтированного оборудования;
- 12) схема защиты от коррозии;
- 13) схема противопожарной защиты;
- 14) паспорта (с сертификатами) на запорную арматуру, дыхательные и предохранительные клапаны;
- 15) технологический регламент.

264. Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт составляется организацией, эксплуатирующей резервуар, и утверждается руководителем предприятия.

Паспорт составляется на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара.

Сноска. Пункт 263 с изменением, внесенным приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 6. Требования по промышленной безопасности

Параграф 1. Требования по промышленной безопасности

265. Во избежание образования разрядов статического электричества необходимо:

- 1) применять пробоотборники, изготовленные из материалов, не дающих искр при ударе, и имеющие токопроводящие тросики, припаянные к пробоотборникам (тросики присоединяются к клеммам заземления на крыше резервуара до отбора пробы);

2) использовать одежду из тканей, не накапливающих зарядов статического электричества, и обувь, исключаящую искрообразование.

266. Измерение уровня и отбор проб необходимо выполнять, по возможности, в светлое время суток. При отборе проб или измерениях уровня в ночное время для освещения необходимо применять только взрывобезопасные аккумуляторные и батарейные фонари напряжением 12 В, включать и выключать которые разрешается только за пределами взрывоопасной зоны. Применение карманных фонарей запрещается.

267. Не допускается ремонтировать фонарь и заменять лампу непосредственно в резервуаре.

268. В каре обвалований резервуарных парков необходимо периодически, согласно графику, брать анализ воздушной среды на взрывоопасность.

269. Люки, служащие для измерения уровня и отбора проб из резервуаров, должны иметь герметичные крышки, а замерное отверстие с внутренней стороны – кольцо или колодку из материала, исключаящего искрообразование.

270. Не допускается отбирать пробы и измерять вручную уровень легковоспламеняющихся нефтепродуктов во время их откачки или закачки.

271. На крыше резервуара допускается передвижение по трапам, движение непосредственно по крыше резервуара не допускается. Площадка для обслуживания оборудования на кровле резервуара жестко соединяется с верхней площадкой маршевой лестницы. Применение для площадок настила из досок не допускается.

272. Для удаления, разлившейся при аварии нефти, нефтепродукта, а также для спуска ливневых вод на канализационных выпусках из обвалований устанавливаются запорные устройства в виде клапанов-хлопушек, приводимые в действие вне пределов обвалования.

273. При появлении трещин в швах, в основном металле стенок или днища действующий резервуар освобождается и подготавливается к ремонту. Не допускается заварка трещин и чеканка на резервуарах, заполненных нефтью, нефтепродуктами.

274. Не допускается эксплуатация резервуаров при обнаружении повреждений и деформаций, потеков и потения на сварных швах и теле

резервуара, неисправностей КИПиА, запорной арматуры, предохранительных устройств, средств сигнализации, систем противоаварийной и противопожарной защиты, газоуравнительной системы ограждений, лестниц, площадок, до их устранения.

275. В резервуарном парке не допускается проезд тракторов и автомобилей, не оборудованных искрогасителями. На участках, где возможно скопление газов и паров нефти, нефтепродукта, устанавливаются знаки, запрещающие проезд автомобиля, тракторов, мотоциклов и иного транспорта.

276. Курение на территории резервуарного парка категорически не допускается и разрешено только в специально отведенных и оборудованных для курения местах.

277. Всех работников, обслуживающие резервуары с сернистыми нефтепродуктами, а также с продуктами, обладающими токсичными свойствами (бензол, толуол, ксилол и иные вещества), ознакамливают с опасностями, которые могут возникнуть при работе с этими нефтепродуктами.

Сноска. Пункт 277 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

278. При отборе проб и измерении уровня нефтепродукта через замерный люк не допускается наклоняться над замерным люком или заглядывать в него.

Опускать и поднимать пробоотборник и лот так, чтобы стальная рулетка все время скользила по направляющей стойке замерного люка.

279. Операции с сернистыми нефтепродуктами по ручному отбору проб и измерению уровня, а также спуску грязи и воды выполняют работники в исправном фильтрующем противогазе установленной марки и в присутствии наблюдающего.

Сноска. Пункт 279 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

280. Организация и выполнение работ, связанных с зачисткой резервуаров, выполняется строго в соответствии с требованиями настоящих Правил.

281. *Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

282. *Исключен приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

283. Выбор средств защиты работающих в каждом отдельном случае осуществляется с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ, и подвергается оценке по защитным физиолого-гигиеническим эксплуатационным показателям. Применение средств защиты, не имеющих соответствующей технической документации, запрещается.

284. Инженерно-технические работники строго выполняют нормы и инструкции по промышленной безопасности, и контролируют их выполнение своими подчиненными.

Параграф 2. Лестницы, площадки, переходы, ограждения

285. Лестницы для подъема на резервуар могут выполняться отдельно стоящими, с опиранием на собственный фундамент, или кольцевыми - полностью опирающимися на стенку резервуара. Крепление отдельно стоящих лестниц к резервуару выполняется только в уровне верхнего пояса стенки или к верхнему элементу жесткости с учетом перемещения конструкций при возможной осадке оснований.

Группы соседних резервуаров могут быть соединены между собой переходами. На каждую группу резервуаров должно быть не менее четырех лестниц-переходов, для отдельно стоящего резервуара не менее двух лестниц-переходов (по одной с противоположных сторон группы).

286. Лестницы должны соответствовать следующим требованиям:

1) ступени выполняются из перфорированного или рифленого металла, препятствующего скольжению;

2) ступени крепятся по торцам к бортовым полосам лестницы (косоурам) препятствующим проскальзыванию ноги и имеющим высоту не менее 150 мм;

- 3) минимальная ширина лестницы – 600 мм;
- 4) максимальный угол по отношению к горизонтальной поверхности - 50°;
- 5) минимальная ширина ступеней – 200 мм;
- 6) высота ступеней по всей высоте лестницы должна быть одинаковой и не превышать 250 мм (для катучей лестницы – 300 мм);
- 7) ступени должны иметь уклон во внутрь 2°-5° (разница отметок 5 мм - 10 мм);
- 8) поручень лестницы соединяется с поручнем переходов и площадок без смещения, высота поручня - 1,25 м от уровня ступеней;
- 9) конструкция поручня должна выдерживать нагрузку 0,9 кН, приложенную в верхней точке ограждения, конструкция лестницы должна выдерживать сосредоточенный груз 4,5 кН, распределенный на площади 200200 мм;
- 10) максимальное расстояние между стойками ограждения, измеренное вдоль поручня - 2,5 м;
- 11) поручни располагаются с обеих сторон кольцевой лестницы, если зазор между стенкой резервуара и лестницей превышает 200 мм, при этом зазор между настилом промежуточной площадки лестницы и стенкой резервуара не должен превышать 150 мм;
- 12) кольцевые лестницы полностью закрепляются на стенке резервуара, а нижний марш не должен доходить до земли около 100 - 25 мм;
- 13) при полной высоте лестницы более 9 м конструкция лестницы включает промежуточные площадки, разница вертикальных отметок которых не должна превышать 6 м;
- 14) подземные емкости оборудуются стационарной лестницей-стремянкой от люка до дна.

287. Площадки, переходы и ограждения выполняются с учетом следующих требований:

- 1) переходы снабжаются перилами с открытых сторон;

- 2) на резервуарах со стационарной крышей устанавливаются площадки обслуживания с перилами, для обеспечения доступа к местам, где расположено оборудование, требующее регулярной проверки или обслуживания;
- 3) ограждение должно устанавливаться по всему периметру крыши, а также по наружной (от центра резервуара) стороне площадок, располагаемых внутри крыши;
- 4) площадки обслуживания располагаются по периметру крыши;
- 5) переходы, соединяющие любую часть резервуара с любой частью соседнего резервуара либо отдельно стоящей конструкцией, должны иметь опорные устройства, допускающие свободное перемещение соединяемых конструкций;
- 6) настил площадок и переходов изготавливается из решетчатого, перфорированного или рифленого металла, препятствующего скольжению, максимальная величина зазора между элементами настила не должна превышать 30 мм;
- 7) конструкция площадок и переходов должна обеспечивать свободный сток воды с поверхности настила;
- 8) ширина площадок и переходов по уровню настила - 600 мм;
- 9) высота верхнего поручня ограждения над уровнем пола должна быть не менее 1,25 м;
- 10) минимальная высота бортовой (нижней) полосы ограждения - 150 мм, с бортом не менее 0,15 м, примыкающие к перилам лестницы;
- 11) максимальный зазор между бортовой полосой и уровнем пола - 20 мм;
- 12) высота от уровня настила до средней полосы ограждения - около 0,5 м;
- 13) максимальное расстояние между стойками ограждения - 2,5 м;
- 14) верхняя площадка резервуара, имеет перила высотой не менее 1,25 м, с бортом не менее 0,15 м, примыкающие к перилам лестницы;
- 15) за исправностью резервуарной лестницы, прочностью перил, ограждения на крыше, проводится постоянный контроль;

16) площадки и ступени лестницы содержатся в чистоте, очищаются деревянными лопатами от наледи и снега, соблюдая правила безопасности, установленные для работ на высоте;

17) не допускается на лестницах и площадках оставлять посторонние предметы и детали оборудования, и производить их перемещение непосредственно по крыше резервуара;

18) во избежание нарушения прочности действующих резервуаров не допускаются работы с применением ударных инструментов (молотков, кувалд).

Параграф 3. Молниезащита резервуаров

288. Резервуары для легковоспламеняющейся и горючей жидкости относятся по устройству молниезащиты:

- 1) ко II категории (резервуары, относящиеся к зонам класса В-Iг);
- 2) к III категории (резервуары, относящиеся к зонам класса П-II - П-III).

289. Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через трубопроводы.

Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической индукции, заноса высоких потенциалов через трубопроводы. Защита от электромагнитной индукции не требуется.

290. Резервуары с толщиной металла крыши менее 4 мм защищаются от прямых ударов молнии отдельно стоящими или установленными на самом резервуаре молниеотводами.

291. Корпус резервуара при толщине металла крыши 4 мм и более, а также отдельные резервуары вместимостью менее 200 м³ независимо от толщины металла крыши достаточно присоединить к заземлителям.

Резервуары, а также группы резервуаров II категории по устройству молниезащиты при общей вместимости парка резервуаров более 100 тыс.м³ должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими

молниеотводами. В экономически обоснованных случаях допускается защита молниеотводами, установленными на самих резервуарах.

При защите металлических резервуаров отдельно стоящими молниеотводами корпуса резервуаров присоединяются к заземлителям, к этим же заземлителям допускается присоединение токоотводов отдельно стоящих молниеотводов.

292. Защите от прямых ударов молнии также подлежат имеющиеся на резервуарах класса В-Іг дыхательные клапаны и пространство над ними, ограниченное цилиндром высотой 2,5 м и радиусом 5 м.

293. Для резервуаров II категории защита от электромагнитной индукции должна быть выполнена через каждые 25-30 м в виде металлических перемычек между подведенными к резервуару трубопроводами, кабелями в металлическом корпусе и иными протяженными металлическими конструкциями, расположенными друг от друга на расстоянии 10 см и менее.

Установка перемычек в местах соединений (стыки, ответвления) металлических трубопроводов или иных протяженных конструкций не требуется.

294. Для защиты от заноса высоких потенциалов через подземные коммуникации необходимо при вводе последних в резервуар присоединять их к любому из заземлителей.

295. Для защиты от проникновения в резервуары высоких потенциалов через внешние трубопроводы, проложенные на опорах, необходимо:

1) на вводе в резервуар трубопроводы присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением растеканию тока не более 10 Ом для резервуаров II категории, не более 20 Ом для резервуаров III категории;

2) на ближайшей к резервуару опоре трубопроводы присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 10 Ом для резервуаров II категории и 20 Ом для резервуаров III категории;

3) вдоль трассы эстакады через каждые 250 м – 300 м трубопроводы для нефтепродуктов с температурой вспышки паров 61 °С (334 К) и ниже присоединять к заземлителям с импульсным сопротивлением 50 Ом.

296. Плавающая крыша резервуара и понтоны для защиты от электростатической индукции соединяются гибкими металлическими

перемычками с корпусом резервуара не менее чем в двух местах. Минимальная площадь сечения перемычки должна быть не менее 6 мм².

297. Молниеприемники изготавливают из различного металла любого профиля длиной не менее 200 мм, площадью сечения не менее 100 мм² и из многопроволочного оцинкованного троса площадью сечения не менее 35 мм² (диаметром около 7 мм).

Для предохранения от коррозии молниеприемники оцинковывают, лудят или красят.

Соединение молниеприемников с токоотводами должно быть сварным, в исключительных случаях (при невозможности сварки) допускается соединение на болтах.

298. Токоотводы выполняются из стали, размеры которых соответствуют размерам указанным в таблице 4.

Таблица 4

Размеры токоотводов

Виды токоотводов	Снаружи, на воздухе	В земле
Круглые токоотводы и перемычки диаметром, мм	6	-
Круглые вертикальные электроды диаметром, мм	-	10
Прямоугольные токоотводы:		
площадь сечения, мм ²	48	160
толщиной, мм	4	4
Угловая сталь:		
площадь сечения, мм ²	-	160
длиной полки, мм	2,5	4
Стальные трубы толщиной стенок, мм	2,5	не допускается

299. Соединения токоотводов должны быть сварными. Соединения на болтах допускаются как исключение для резервуаров, относящихся по устройству молниезащиты к III категории. Для проверки величины сопротивления заземлителей разъемные соединения предусматриваются только на токоотводах, присоединяемых к отдельным заземлителям и металлически связанных между собой (например, при металлической кровле или молниеприемной стойке). Такие разъемные соединения выполняются снаружи сооружения на высоте 1-1,5 м от земли.

Наземная часть токоотводов, кроме контактных поверхностей окрашивается в черный цвет.

300. По расположению в грунте и форме электродов заземлители бывают:

1) вертикальные - из стальных вертикально ввинчиваемых стержней из круглой стали или забиваемых стержней из уголковой стали и стальных труб.

Длина ввинчиваемых электродов принимается 4,5 м – 5 м, а забиваемых - 2,5 м.

Верхний обрез вертикального заземлителя находится от поверхности земли на расстоянии 0,5 м - 0,6 м;

2) горизонтальные – из полосовой или круглой стали, уложенные горизонтально на глубине 0,6 - 0,8 м от поверхности земли одним или несколькими лучами, расходящимися из одной точки, к которой присоединяется токоотвод;

3) комбинированные - вертикальные и горизонтальные, объединенные в общую систему.

301. Наименьшие размеры в сечении заземлителей должны быть не менее, чем указанные в пункте 314 настоящих Правил.

Все заземлители между собой и с токоотводами должны соединяться посредством сварки. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины свариваемых полос и не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

Соединения на болтах допускаются при устройстве временных заземлений.

Мест разъемных соединений должны быть оцинкованы.

302. При устройстве нового молниеотвода необходимо сначала сделать заземлитель и токоотводы, затем установить молниеприемник и немедленно присоединить его к токоотводу.

303. Во время грозы приближаться к молниеотводам ближе, чем на 4 м не допускается, о чем информируют вывешенные предупредительные надписи около резервуара или отдельно стоящего молниеотвода.

304. При эксплуатации устройств молниезащиты осуществляется систематическое наблюдение за их состоянием, в график планово-

предупредительных работ должны входить текущее обслуживание (ревизии), текущие и капитальные ремонты этих устройств.

305. Ежегодно, перед наступлением грозового сезона, необходимо осмотреть состояние наземных элементов молниезащиты (молниеприемников, токоотводов), обращая особое внимание на места соединения токоведущих элементов.

Недопустимо в грозовой сезон оставлять молниеприемники без надежного соединения с токоотводом и заземлителем.

306. После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты должны быть осмотрены и повреждения немедленно устранены.

307. При техническом обслуживании необходимо обращать внимание на состояние токоведущих элементов, и при уменьшении их сечения (вследствие коррозии, надломов, оплавлений) больше чем на 30 % их необходимо заменить.

308. Проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивления растеканию тока, должны проводиться не реже одного раза в год (летом и при сухой почве).

Если сопротивление растеканию токов заземления превышает нормативное значение на 20 %, то необходимо установить дополнительные электроды или исправить заземляющее устройство.

309. Текущие ремонты молниезащитных устройств могут быть выполнены во время грозового периода, капитальные ремонты - только в негрозовой период года.

310. Результаты ревизий устройств молниезащиты, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенных ремонтов заносятся в журнал результатов ревизий устройств молниезащиты, проверочных испытаний заземляющих устройств. Допускается ведение электронных журналов по техническому обслуживанию.

311. Лица, проводящие ревизию молниезащиты, составляют акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов.

Параграф 4. Защита резервуаров от статического электричества

312. Для предупреждения возникновения искровых разрядов с поверхности оборудования, нефти и нефтепродуктов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающего заряда статического электричества:

- 1) снижение интенсивности генерации заряда статического электричества;
- 2) устройство заземления оборудования резервуаров и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта тела человека с заземлением;
- 3) уменьшение удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления;
- 4) использование радиоизотопных, индукционных и иных нейтрализаторов.

313. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества соединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом.

Все металлические и электропроводящие неметаллические части оборудования резервуаров заземляются независимо от того, применяются ли иные меры защиты от статического электричества.

Лакокрасочное покрытие, нанесенное на заземленное металлическое оборудование, внутренние и наружные стены резервуаров, считаются электростатическим заземлением, если сопротивление наружной поверхности покрытия относительно заземленного оборудования не превышает 10 Ом.

314. Резервуары вместимостью более 50 м³ (за исключением вертикальных диаметров до 2,5 м) должны быть присоединены к заземлителям с помощью не менее двух заземляющих проводников в диаметрально противоположных точках.

315. Нефть и нефтепродукты закачиваются в резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Налив нефти и нефтепродуктов свободно падающей струей не допускается.

Расстояние от конца загрузочной трубы до дна резервуара не должно превышать 200 мм, а если это возможно, то струя направляется вдоль стенки. При этом форма конца трубы и скорость подачи нефти и нефтепродуктов выбирается таким образом, чтобы исключить разбрызгивание.

316. Скорость движения нефти и нефтепродуктов по трубопроводам необходимо ограничивать таким образом, чтобы заряд, приносимый в резервуар с потоком нефтепродукта, не мог вызвать с его поверхности искрового разряда, энергия которого достаточна для воспламенения окружающей среды.

Допустимые скорости движения жидкости по трубопроводам и истечения их в резервуары зависят от следующих условий, влияющих на релаксацию зарядов: вида налива, свойств нефтепродукта, содержания и размера нерастворимых примесей, свойств материала стенок трубопровода, резервуара.

317. Для нефти и нефтепродуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением не более 109 Ом/м скорости движения и истечения допускаются до 5 м/с.

Для нефти и нефтепродуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением более 10 Ом/м допустимые скорости транспортирования и истечения устанавливаются для каждого нефтепродукта отдельно.

Для снижения до безопасного значения плотности заряда в потоке жидкости, имеющей удельное объемное электрическое сопротивление более 10 Ом/м, при необходимости транспортирования их по трубопроводам со скоростью, превосходящую безопасную, применяются специальные устройства для отвода зарядов.

Устройство для отвода зарядов из жидкого продукта должно устанавливаться на загрузочном трубопроводе непосредственно у входа в заполняемый резервуар так, чтобы при максимальной из используемых скоростей транспортирования время движения продукта по загрузочному патрубку после выхода из устройства до истечения в аппарат не превосходило 0,1 постоянной времени релаксации заряда в жидкости.

Если это условие конструктивно не может быть исполнено, то отвод возникающего в загрузочном патрубке заряда обеспечивается внутри заполняемого резервуара до выхода заряженного потока на поверхность имеющейся в резервуаре жидкости.

318. Нефть и нефтепродукты должны поступать в резервуар ниже уровня находящегося в нем остатка нефтепродукта.

При заполнении порожнего резервуара нефть и нефтепродукты подаются в него со скоростью не более 1 м/с до момента затопления конца приемно-раздаточного патрубка.

319. Для предотвращения опасности возникновения искровых разрядов на поверхности нефти и нефтепродуктов не должно быть незаземленных электропроводящих плавающих предметов.

320. Понтоны из электропроводящих материалов, предназначенные для уменьшения потерь нефти, нефтепродуктов от испарения, должны быть заземлены с помощью не менее двух гибких заземляющих проводников площадью сечения не менее 6 мм², присоединенных к понтону в диаметрально противоположных точках.

321. Понтоны из неэлектропроводящих материалов должны иметь электростатическую защиту.

322. Ручной отбор проб нефтепродуктов из резервуаров допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения движения нефтепродукта.

Пробоотборник имеет токопроводящий медный тросик, один конец которого припаивается к корпусу пробоотборника, а на другом имеется наконечник под болт М10. Болт М10 с гайкой-барашком приваривается к периметровому ограждению заземленного резервуара. Перед отбором проб пробоотборник заземляется. Перед каждым использованием пробоотборника обязательно проверяется целостность медного токопроводящего тросика.

Работники, отбирающие пробы, обеспечиваются обувью с кожаной подошвой, укрепленной металлическими шпильками из неискрящихся материалов или подошвой из электронепроводящей резины.

Отбор проб из резервуара в одежде из синтетических тканей, кроме нательного белья, запрещается.

323. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств, проводится одновременно с осмотром и текущим ремонтом всего технологического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год. Результаты измерений и ремонтов заносят в журнал по эксплуатации защиты от проявлений статического электричества.

Страницы журнала пронумеровываются, прошнуровываются и скрепляются печатью. Допускается ведение электронных журналов по техническому обслуживанию.

324. Устройства защиты от статического электричества принимается одновременно с приемкой технологического и энергетического оборудования.

Глава 7. Обследование и комплексная дефектоскопия металлических резервуаров

Параграф 1. Общие положения

325. Техническое обследование и дефектоскопия предусматривают выявление износа элементов конструкций резервуаров (стенок, кровли, днища, несущих конструкций покрытий); установление механических характеристик материалов конструкций и геометрической формы резервуара; рентгенографический и ультразвуковой контроль сварных соединений.

326. Достаточно полную оценку общего состояния резервуара можно дать при наличии данных, характеризующих условия его работы за весь период эксплуатации с учетом всех факторов риска, которые отрицательно влияют на нормальную работу. В периоды между обследованиями осуществляется мониторинг состояния резервуаров, направленный на обеспечение надежности и механической целостности оборудования с учетом оценки факторов риска.

327. Первоочередному обследованию подвергаются резервуары, находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии; резервуары, изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой; резервуары, находящиеся в эксплуатации 20 лет и более, а также те, в которых хранятся продукты, вызывающие усиленную коррозию металла.

Параграф 2. Порядок проведения и объем контроля при обследовании и дефектоскопии

328. Объем контроля при обследовании и дефектоскопии определяется в зависимости от технического состояния, длительности эксплуатации резервуара.

329. Оценка технического состояния резервуара должна проводиться по результатам полного или частичного обследования. Частичное обследование выполняется без вывода резервуаров из технологического процесса (отключения), без их опорожнения и очистки, с целью предварительной оценки их технического состояния. Полное обследование резервуаров проводится после вывода их из эксплуатации, опорожнения, дегазации и очистки.

330. Частичное обследование включает:

- 1) ознакомление с технической документацией;
- 2) внешний осмотр резервуара;
- 3) измерение толщины поясов стенки резервуара;
- 4) измерение геометрической формы стенок и нивелирование днища;
- 5) проверку состояния основания и отмостки;
- 6) составление технического заключения по результатам обследования.

331. Полное обследование предусматривает выполнение следующих работ:

- 1) ознакомление с технической документацией;
- 2) внешний осмотр резервуара с внутренней и наружной стороны, внешний осмотр понтона и плавающей крыши;
- 3) измерение толщины поясов стенки кровли днища, понтона (плавающей крыши) резервуара;
- 4) контроль сварных соединений неразрушающими методами;
- 5) механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений в случаях, указанных в пунктах 388 и 398 настоящих Правил;
- 6) химический анализ металла при необходимости согласно пункту 404 настоящих Правил;
- 7) измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
- 8) измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища;

- 9) проверку состояния уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара;
- 10) проверку состояния основания и отмостки;
- 11) составление технического заключения.

Сноска. Пункт 331 с изменениями, внесенными приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

332. При ознакомлении с технической документацией необходимо установить ее комплектность в соответствии с настоящими Правилами и собрать следующие сведения:

- 1) данные по изготовлению и монтажу резервуара, название изготовителя, номер проекта, дата изготовления и монтажа;
- 2) техническую характеристику резервуара (тип, высоту, диаметр, вместимость, количество поясов стенки, толщина стенки верхнего и нижнего пояса, толщина центральной части и окраск днища, толщина крыши);
- 3) сведения о металле (химический состав, механические свойства, толщину листов по сертификату качества);
- 4) характеристику проведенных ремонтов (когда, по какой причине, какие дефекты и как устранялись);
- 5) данные о режиме эксплуатации резервуара и виде хранимых в нем нефтепродуктов.

333. При внешнем осмотре обязательной проверке подлежат:

- 1) состояние основного металла стенки, кровли, днища, несущих элементов кровли, понтона (плавающей крыши) с установлением наличия коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, неметаллических включений, закатов;
- 2) местные деформации, вмятины, выпучины;
- 3) размещение патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным соединениям;

4) состояние уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара.

334. Измерение толщины металла отдельных элементов резервуара проводится соответствующими приборами.

335. Контроль за качеством сварных соединений и основного металла осуществляется как неразрушающими, так и разрушающими методами.

336. При неразрушающем контроле в зависимости от конфигурации и местоположения швов используются следующие методы:

- 1) гамма- или рентгенографирование;
- 2) ультразвуковой контроль;
- 3) измерение геометрических размеров;
- 4) травление различными растворами;
- 5) магнитопорошковый или цветной (в отдельных случаях).

337. При контроле, связанном с разрушением, выполняются механические испытания, металлографические исследования и химические анализы металла.

338. Для проведения механических испытаний, химического анализа и металлографического исследования вырезаются контрольные образцы из резервуара.

339. При измерениях геометрической формы резервуара определяются отклонения образующей стенки от вертикали и размеры местных деформаций. Горизонтальность днища проверяется нивелированием. При этом измеряются местные деформации днища (хлопуны, вмятины) и осадка резервуара.

340. При обследовании отмостки определяется плотность прилегания днища к основанию, просадка основания, состояние отмостки, наличие и отвод атмосферных осадков.

341. Результаты контроля заносятся в паспорт резервуара с отметкой дефектов на эскизах.

342. По результатам контроля составляется техническое заключение о состоянии резервуара, и даются рекомендации по его ремонту.

Параграф 3. Подготовка резервуара к техническому диагностированию

343. При полном техническом обследовании резервуар выводится из эксплуатации, опорожняется, зачищается и дегазируется.

344. Ко всем конструктивным элементам резервуара, подлежащим обследованию, должен быть обеспечен свободный доступ.

345. До начала работ по обследованию резервуара необходимо выполнить следующее:

провести анализ газовой смеси в резервуаре;

составить акт о готовности резервуара к проведению технического диагностирования, подписанный представителями владельца резервуара, организации, выполнявшей подготовку резервуара, и организации, выполняющей диагностирование;

получить наряд-допуск на проведение газоопасных работ на территории резервуарного парка и внутри резервуара;

проверить исправность приборов, аппаратуры и инструментов;

подготовить эскизы кровли, днища и развертки стенки;

подготовить яркую краску и кисти для нанесения отметок дефектных участков;

при отсутствии нумерации нанести на внешней поверхности стенки резервуара несмываемой краской или соответствующими способами номера вертикальных стыков листов нижнего пояса (с нанесением их на схему).

Нумеровать стыки по часовой стрелке от приемо-раздаточных патрубков или от шахтной лестницы;

нанести точки нивелирования (с нанесением их на схему) на фундаментах приемораздаточных патрубков (буква Т (трубы) с порядковым номером), на фундаменте лестницы (буква Л (лестницы) с порядковым номером) и газоуравнительной системы (буква Г (газоуравнительная система) с порядковым номером).

346. Внутреннюю поверхность стенки резервуара на высоту 1600 мм от днища очищают до металлической поверхности, используя обработку песком,

дробью, суспензией кварцевого песка с водой или одним песком, гидроочисткой. В резервуарах без нанесенного ранее защитного внутреннего покрытия допускается производить зачистку без механических воздействий до полного удаления нефтяной пленки. Полости коррозионных каверн очищают до полного удаления продуктов коррозии.

347. Наружную и внутреннюю поверхности конструкции резервуара, шахтной лестницы и трубопроводов необходимо очистить от снега, воды, грязи, остатков и продуктов отложения хранимой нефти. Удалить наружное антикоррозионное покрытие в местах его повреждения. Очистить наружный контур днища от грунта, льда и иных загрязнений. Тщательно очистить металлической щеткой сварные швы и прилегающий к ним участок от загрязнений на ширине не менее 20 мм.

348. Тепловая изоляция, препятствующая контролю технического состояния, частично или полностью (в случае необходимости) удаляется.

349. Обеспечить освещенность рабочего места внутри резервуара при выполнении технического диагностирования не менее 50 лк.

350. Применение светильников с использованием напряжения 220 В может быть разрешено при условии питания их от разделительных трансформаторов (кроме автотрансформаторов), устройств защиты отключения типа, электропроводки в двойной резиновой изоляции с заземляющей шиной.

Параграф 4. Внешний осмотр поверхности основного металла

351. Поверхность резервуара осматривают с наружной, а затем с внутренней стороны в следующей последовательности:

- 1) окраек днища и нижняя часть первого пояса;
- 2) наружная часть первого и второго поясов, а затем третьего, четвертого поясов (осматривать с применением переносной лестницы);
- 3) верхние четыре пояса (осматривать с применением подвесной люльки, а при ее отсутствии необходимо использовать оптические приборы типа бинокль или подзорную трубу);

4) места переменного уровня нефтепродуктов;

5) кровля и перекрытие.

352. Осмотр кровли и перекрытия с внутренней стороны резервуара, возможен через вырезанное на кровле отверстие с использованием настила на фермах.

353. Осматриваемая поверхность очищается от грязи и нефтепродуктов.

354. Днище, стенки и кровля осматриваются по всей поверхности в доступных местах, как с наружной, так и с внутренней стороны. При выводе резервуара из эксплуатации после его зачистки выявляют дефекты (наличие рисок, волосовидных трещин, закатов, царапин, усадочных раковин, плен, вырывов, оплавления металла, коррозионных повреждений и иные дефекты).

355. Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине залегания, протяженности и в масштабе наносятся на эскизы.

356. Коррозионные повреждения подлежат разграничению по их виду на:

1) равномерную коррозию (когда сплошная коррозия проходит по всей поверхности металла);

2) местную (при охвате отдельных участков поверхности);

3) точечную, пятнистую, язвенную, в виде отдельных точечных и пятнистых поражений, сквозную, послойную.

357. Глубину раковин, образовавшихся от коррозии, подрезы измеряют штангенциркулем или специальным приспособлением с индикатором часового типа.

358. По результатам осмотра отмечают участки коррозионных повреждений поверхности и проводят измерение толщин ультразвуковым толщиномером.

359. Размещение патрубков на листах первого пояса или резервуара должно соответствовать проектным данным.

Параграф 5. Внешний осмотр соединений

360. Внешнему осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов и прилегающие к ним зоны основного металла на расстоянии не менее 20мм, которые перед осмотром очищаются от краски, грязи и нефтепродукта.

361. Внешний осмотр, измерения геометрических размеров проводятся шаблонами в условиях достаточной освещенности с целью выявления следующих наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиям проекта и документации завода изготовителя; трещин всех видов и направлений; наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и иных технических дефектов; отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

362. Геометрические размеры стыковых, нахлесточных и угловых швов измеряются с целью определения соответствия их размеров требованиям проекта на изготовление резервуара и требованиям межгосударственных стандартов: ГОСТ 17032-2010 для резервуаров объемом от 3 м³ до 100 м³ и ГОСТ 31385-2016 для резервуаров объемом от 100 м³ до 120 000 м³ с помощью шаблонов.

363. При осмотре сварных швов окрайка днища с наружной стороны необходимо установить качество сварки стыкуемых кромок по всему периметру, а также измерить расстояние между сварными швами окрайка днища и вертикальными сварными швами первого пояса.

364. Стыки нижнего пояса стенки резервуаров и листов днища, а также стыки верхнего пояса стенки и верхнего обвязочного уголка не должны совпадать друг с другом. Расстояние между стыками смежных элементов должно быть не менее 200 мм, а расстояние между монтажными стыками - не менее 500 мм.

365. Измеряется расстояние между сварными швами патрубков, расположенных на первом, втором и третьем поясах, и вертикальными и горизонтальными швами стенки резервуара.

Швы приварки отдельных элементов оборудования не должны быть расположены ближе 500 мм один от другого и от вертикальных соединений стенки и не ближе 200 мм от горизонтальных соединений стенки. Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками.

366. Внешний осмотр и измерение сварных соединений проводятся в условиях достаточной освещенности контролируемого участка.

Параграф 6. Измерение толщины металла элементов резервуара

367. Для определения толщины металла применяются приборы, позволяющие измерять толщину в интервале от 0,2 мм до 50 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от минус 10 °С до 40 °С.

368. Объем работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов внешнего осмотра резервуара и в зависимости от длительности эксплуатации и агрессивности хранимого продукта. Во всех случаях измерения проводятся в местах, наиболее пораженных коррозией.

369. Толщину листов верхних поясов, начиная с четвертого, проверяют по образующей вдоль шахтной лестницы в трех точках по высоте пояса (низ, середина, верх).

Толщину нижних трех поясов проверяют по четырем диаметрально противоположным образующим. Толщину патрубков, размещенных на листах первого пояса, измеряют в нижней части не менее чем в двух точках.

370. Листы днища измеряются по двум взаимно перпендикулярным направлениям, проводится не менее двух измерений на каждом листе.

371. Толщины листов кровли измеряются по двум взаимно перпендикулярным диаметральному направлениям, проводится не менее двух измерений на каждом листе.

372. В местах, где имеется значительное коррозионное разрушение кровли, вырезают отверстия размером 500x500 мм и измеряют сечения элементов несущих конструкций.

373. При измерении толщины листа в нескольких точках (не менее трех) за его действительную толщину принимается средняя арифметическая величина от суммы всех измерений. При этом необходимо указывать на наличие данных измерений, отличающихся от средней арифметической величины более чем на 10 % в меньшую сторону.

374. При измерении толщины нескольких листов в пределах одного пояса или иного элемента резервуара за действительную толщину данного элемента (пояса, крайка или центральной части днища, кровли, центральной части понтона) принимается минимальная толщина отдельного листа.

375. Места измерения толщины элементов резервуара указываются в прилагаемых к заключению эскизах.

376. Измерение толщины листов понтона и плавающей крыши проводится на ковре, а также на коробах и ребрах жесткости.

377. При обследовании новых резервуаров действительная толщина листов стенки элементов резервуара заносится в паспорт с указанием координат места измерения, и при повторном обследовании измерение толщины выполняется в тех же точках.

Параграф 7. Неразрушающие методы контроля сварных соединений

378. Перед контролем сварных соединений резервуар освобождается от продукта, зачищается и подготавливается к ведению огнеопасных работ.

379. Сварные швы четырех нижних поясов стенки и днища очищаются от окалины, шлака и иных загрязнений.

380. Сварные швы предварительно подвергаются внешнему осмотру. В случае обнаружения подрезов, пор, незаваренных кратеров и иных видимых дефектов они подлежат устранению до просвечивания.

381. При обнаружении по внешнему осмотру трещин необходимо принять меры к обязательному определению их границ просвечиванием или любым иным доступным способом (засверловкой, шлифовкой, травлением и применением ультразвука), имея в виду, что микроскопические трещины просвечиванием рентгеновскими и гамма-лучами могут быть не выявлены.

382. Методика контроля сварных швов с указанием применяемого оборудования и материалов для гамма-рентгенографии, требования к снимку, его фотообработка и расшифровка, дефекты снимков и способы их устранения, ведение учета и регистрации снимков, а также нормы контроля и оценка качества сварных соединений.

383. Метод ультразвуковой дефектоскопии обеспечивает выявление внутренних и поверхностных дефектов в сварных швах и околошовной зоне основного металла углеродистых и низколегированных конструкционных сталей без расшифровки характера выявленных дефектов по типам (таких как шлаковые включения, трещины, газовые поры).

384. При ультразвуковом контроле определяются условная протяженность, глубина и координаты расположения дефекта.

385. Ультразвуковая дефектоскопия проводится только при положительных температурах от 5 °С до 55 °С.

386. Если данные, полученные в результате ультразвукового и радиографического контроля, ставятся под сомнение, то окончательный контроль проводят путем металлографических исследований.

Параграф 8. Механические испытания металла и сварных соединений

387. Для определения фактической несущей способности и пригодности резервуара к дальнейшей эксплуатации весьма важно знать механические свойства основного металла и сварных соединений.

388. Механические испытания необходимо проводить при отсутствии данных о первоначальных механических свойствах основного металла и сварных соединений, значительных коррозионных повреждениях, появлении трещин в различных местах корпуса и во всех иных случаях, когда предполагаются ухудшение механических свойств, усталость при действии переменных и знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок.

389. Для проведения механических испытаний основного металла и сварных соединений необходимо вырезать участок листа со швом диаметром 400 мм в одном из двух нижних поясов корпуса резервуара с таким расчетом, чтобы это место можно было легко и надежно отремонтировать с помощью сварки.

390. Центр вырезанного участка находится на вертикальном шве, на расстоянии не менее 700 мм от горизонтальных швов.

391. На вырезанную контрольную заготовку нанести маркировку (номер резервуара, пояса и листа); при последующей механической обработке маркировку перенести на образец.

392. Каждая заготовка (или партия), вырезанная для определения механических свойств, должна иметь сопроводительный документ, в котором отмечается наименование организации, номер резервуара и место вырезки, дата вырезки, фамилия ответственного лица за вырезку и его должность.

393. Из каждой контрольной заготовки для определения механических свойств основного металла необходимо вырезать:

- 1) три образца для определения предела прочности, предела текучести и относительного удлинения;
- 2) три образца для испытания на ударную вязкость;
- 3) два образца на статический изгиб.

394. При проверке прочностных и пластических характеристик основного металла, путем вырезки и испытания отдельных образцов, показатели механических свойств определяют как среднее арифметическое результатов, полученных на заданном числе образцов (по каждому виду испытаний).

Если при испытаниях металла одна из характеристик не удовлетворяет требованиям, то необходимо провести повторное испытание на удвоенном числе образцов, вырезанных из того же пояса.

395. Для определения механических свойств сварных соединений, из каждой контрольной заготовки, нужно вырезать:

- 1) три образца на статическое растяжение для определения предела прочности (размер плоских образцов 300x30 мм);
- 2) два образца для испытания на статический изгиб;
- 3) три образца для испытаний на ударную вязкость.

396. По результатам механических испытаний сварные соединения бракуются, если временное сопротивление ниже минимально допустимого предела для временного сопротивления основного металла (угол загиба при

испытании сварных соединений ниже 120° - для углеродистых сталей; 80° - для низколегированных сталей толщиной 20 мм и менее; 60° - для низколегированных сталей толщиной более 20 мм).

397. Результаты механических испытаний основного металла и сварных соединений представляются в виде акта по форме согласно приложения 29 к настоящим Правилам (далее – Акт проведения механических испытаний и химического анализа металла), и приложены к паспорту резервуара.

Параграф 9. Металлографические исследования

398. Металлографические исследования проводятся в тех случаях, когда требуется определить причины снижений механических свойств основного металла и сварных соединений, появления трещин в различных элементах резервуара, а также характер и размеры коррозионных повреждений по сечению металла.

399. Образцы для металлографических исследований вырезают из контрольных пластин, предназначенных для определения механических свойств металла и сварных соединений.

400. При металлографическом исследовании основного металла необходимо определить фазовый состав, величину зерна, характер термической обработки, наличие неметаллических включений и характер коррозионного разрушения (наличие межкристаллической коррозии).

401. Для металлографических исследований сварных соединений вырезают два образца (один на макроисследование, один на микроисследование) перпендикулярно к оси шва.

402. Образцы для макроисследований всех сварных соединений, а также для микроисследований сварных соединений включают все сечения шва, обе зоны термического влияния сварки, прилегающие к ним участки основного металла и подкладок для резервуаров телескопической сборки и ручной сварки.

403. По результатам металлографических исследований составляются технические заключения, которые прикладываются к паспорту резервуара.

Параграф 10. Химический анализ металла

404. Химический анализ металла проводится с целью установления соответствующей марки использованных материалов требованиям проекта на изготовление резервуара.

405. Для определения химического состава металла необходимо использовать образцы, вырезанные для механических испытаний.

406. В тех случаях, когда образцы для механических испытаний не вырезаются, а требуется определить химический состав, то берется стружка массой по 2г на каждый исследуемый элемент.

407. Химический состав металла должен соответствовать техническим требованиям проекта на резервуар.

408. Результаты химического анализа лаборатории представляются в виде акта проведения механических испытаний и химического анализа металла, и прикладываются к паспорту резервуара.

Параграф 11. Измерения геометрической формы стенки и нивелирование днища резервуара

409. При выявлении действительной геометрической формы резервуара и определении величины отклонения от проектных требований необходимо измерить величину отклонения образующих стенки на уровне середины и верха каждого пояса от вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса.

410. Число вертикалей, вдоль которых измеряются отклонения, удобнее всего брать равным числу стыков нижнего пояса не менее чем через каждые 6м по периметру резервуара.

411. Измерения отклонений образующих корпуса от вертикали проводятся отвесом путем прямых измерений, либо при помощи теодолита.

412. Измерения целесообразно проводить на заполненном и пустом резервуарах с целью определения мест расположения наиболее опасных деформаций. При этом необходимо обращать особое внимание на хлопуны и

вмятины и проводить в этих местах дополнительные измерения, если дефекты не попадают на линию измерений.

413. Величины неравномерной осадки наружного контура окрайка днища определяются путем нивелирования в тех же местах, в которых измеряется отклонение корпуса от вертикали.

Параграф 12. Проверка состояния основания и отмостки

414. При контроле состояния основания и отмостки необходимо обратить внимание на:

- 1) неплотное опирание днища резервуара на основание;
- 2) наличие пустот вследствие размыва атмосферными осадками основания или по иным причинам;
- 3) погружение нижней части резервуаров в грунт и скопление дождевой воды по контуру резервуаров;
- 4) наличие растительности на отмостке, примыкающей непосредственно к резервуару;
- 5) трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;
- 6) наличие необходимого уклона отмостки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка. Уклон отмостки определяется при помощи нивелира. При этом отсчет снимается с рейки, установленной на краю отмостки, прилегающей к резервуару, и на краю отмостки, прилегающей к кольцевому лотку. По разности отсчетов судят о наличии:

$$i = (h_1 - h_2) / l,$$

где h_1 - отсчет у края отмостки, прилегающей к кольцевому лотку;

h_2 - отсчет у края отмостки, прилегающей к резервуару;

l - ширина отмостки.

Уклон отмостки $i = 1:10$.

- 7) не допускается эксплуатация резервуаров, давших осадку, негерметичных, с неисправным оборудованием.

Параграф 13. Проверка состояния понтона и плавающей крыши

415. При осмотре понтона, плавающей крыши необходимо обратить внимание на:

- 1) горизонтальность поверхности (перекос в одну сторону свидетельствует о негерметичности коробов и наличии в них продукта);
- 2) плотность прилегания затвора к стенке резервуара, центральной, стойке и кожуху пробоотборника;
- 3) состояние сварных швов днища и угловых сварных швов коробов;
- 4) наличие хлопунгов и вмятин на центральной части днища;
- 5) отклонение от вертикальности трубчатых опорных стоек, вертикального бортового листа коробов, трубчатых направляющих;
- 6) техническое состояние затвора.

416. На внутренней поверхности корпуса резервуара по ходу понтона и плавающей крыши не должно быть каких-либо планок, оплавлений, вырывов, остатков сварных швов после удаления монтажных пластин.

417. Контроль геометрических размеров и формы понтона (плавающей крыши) проводится путем измерений:

- 1) радиуса плавающей крыши и понтона, измеренного от центра до наружной поверхности вертикального бортового листа;
- 2) отклонений от вертикали нижних концов трубчатых стоек при опирании на них понтона (плавающей крыши);
- 3) отклонений от вертикали трубчатых направляющих (на всю высоту);
- 4) зазоров между наружной поверхностью кольцевого листа и стенки резервуара;
- 5) отклонения вертикального бортового листа короба от вертикали.

Параграф 14. Оформление технических заключений по результатам обследования

418. По результатам обследования и комплексной дефектоскопии исполнителями составляется техническое заключение, которое включает следующие данные:

- 1) место расположения резервуара, его инвентарный номер и дату проверки;
- 2) наименование организации, выполняющей проверку, фамилии, должность исполнителей;
- 3) проектные и фактические толщины листов кровли, стенки, понтона и днища резервуара;
- 4) виды аварий, число проведенных ремонтов и их краткое описание;
- 5) результаты внешнего осмотра и измерений;
- 6) расчет кольцевых напряжений, исходя из фактических толщин листов корпуса;
- 7) результаты неразрушающих методов контроля сварных соединений;
- 8) результаты измерения геометрической формы стенки и нивелирования основания резервуара и отстойки;
- 9) результаты механических испытаний, химического и металлографического анализа основного металла и сварных соединений (в случаях их проведения);
- 10) выводы по результатам обследования и комплексной дефектоскопии, которые содержат основные данные, характеризующие состояние отдельных элементов или резервуара в целом;
- 11) заключение о состоянии резервуара и рекомендации по обеспечению его надежной эксплуатации;
- 12) сведения об использованных оборудованьях при проведении обследования и диагностирования.

419. Оформленное заключение подписывается исполнителями, проверяется и подписывается руководителем службы дефектоскопии, затем утверждается руководством предприятия, в ведении которого находится служба дефектоскопии.

420. В заключении приводятся результаты оценки ремонтпригодности резервуара, определяются условия его дальнейшей эксплуатации и предложения по выполнению ремонтных работ.

По результатам оценки принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров после проведения ремонтно-восстановительных работ;
- продолжение эксплуатации после проведения ремонта;
- продолжение эксплуатации после модернизации;
- продолжение эксплуатации после реконструкции;
- вывод из эксплуатации.

Глава 8. Указания по оценке технического состояния резервуаров

Параграф 1. Оценка состояния основных элементов резервуаров

421. Оценка технического состояния резервуаров проводится только при наличии следующих данных:

- 1) поверочного расчета на прочность с учетом хрупкого разрушения, выполненного по результатам измерения толщин стенок обследуемого резервуара;
- 2) фактических толщин листов поясов стенки, которые должны быть в пределах нормативных величин;
- 3) результатов проведенной дефектоскопии основного металла и сварных соединений;
- 4) результатов проверки качества основного металла и сварных соединений;
- 5) результатов контроля состояния оснований резервуаров.

422. Предельно допустимый износ листов кровли и днища резервуара по измерениям наиболее изношенных частей не должен превышать 50 % от проектной величины.

423. Предельно допустимый износ несущих конструкций покрытия (ферм, прогонов, балок, связей), а также окраек днища не должен превышать 30 % от проектной величины.

424. Предельно допустимый износ листов понтона и плавающей крыши по измерениям наиболее изношенных участков не должен превышать 50 % от проектной величины для центральной части, а для короба 30 %.

Параграф 2. Условия отбраковки резервуара или его отдельных элементов

425. Данные технического обследования и дефектоскопии резервуара и его элементов служат основанием для установления возможности его дальнейшей эксплуатации.

426. Отбраковка отдельных элементов резервуара (стенки, кровли, днища, ферм, связей, балок) или всего резервуара проводится на основании детального рассмотрения результатов технического обследования, полной дефектоскопии с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

427. Все выявленные при техническом обследовании и дефектоскопии данные, характеризующие состояние основного металла, сварных швов, деформацию, коррозию, вертикальность, уклон корпуса и иное, сравниваются с допускаемыми показателями в соответствии с проектными решениями и настоящими Правилами.

428. В случае выявления недопустимых отклонений от требований настоящих Правил и технической документации изготовителя (повреждение и деформация, потеки и потения на сварных швах и теле резервуара, неисправность КИПиА, запорной арматуры, предохранительных устройств, средств сигнализации, систем противоаварийной и противопожарной защиты, газоуравнительной системы, ограждений, лестниц, площадок) резервуар подлежит выводу из эксплуатации.

429. Все дефектные элементы резервуара, которые могут быть исправлены, должны быть отремонтированы с последующим испытанием и проверкой.

430. При большом объеме работ из-за износа металлоконструкций, требующих смены листов стенки, днища, кровли, несущих покрытий, переварки

нескольких поясов стенки и иные работы, целесообразность восстановительного ремонта определяется экономическим расчетом.

431. Основание при решении вопроса о полной отбраковке резервуаров - неудовлетворительное качество металла, как по механическим свойствам, так и по химическому составу.

Глава 9. Ремонт металлических резервуаров

Параграф 1. Общие указания

432. Требования распространяются на работы по исправлению оснований и фундаментов; ремонту днищ, стенок, покрытий, металлических понтонов и плавающих крыш вертикальных цилиндрических резервуаров сварных и клепаных без давления, низкого давления до 2 кПа и повышенного давления до 70 кПа, а также горизонтальных цилиндрических резервуаров сварных и клепаных, работающих при давлении до 40 кПа.

Требования не распространяется на резервуары высокого давления и резервуары для низкотемпературного хранения сжиженных газов.

Ремонт понтонов из неметаллических материалов осуществляется в соответствии с указаниями изготовителя.

433. Руководство предусматривает работы, выполняемые при ремонтах:

1) текущем – работы, осуществляемые без освобождения резервуара от нефти и нефтепродуктов (такие как ремонт кровли, верхних поясов стенки с применением эпоксидных соединений; ремонт оборудования, расположенного с наружной стороны резервуара);

2) среднем - работы, связанные с зачисткой, дегазацией резервуара с соблюдением правил промышленной безопасности (установка отдельных металлических накладок с применением сварочных работ; ремонт трещин и швов, ремонт или замена оборудования);

3) капитальном - работы, предусмотренные средним ремонтом, и работы по частичной или полной замене дефектных частей стенки, днища, покрытия, плавающей крыши (понтон) и оборудования.

434. Ремонты проводятся по графикам. Периодичность каждого вида ремонта устанавливаются в зависимости от фактической скорости износа элементов конструкций с учетом особенностей эксплуатации в соответствии с результатами технических обследований резервуаров.

435. При капитальном ремонте резервуаров предусматриваются следующие работы (типовая схема):

- 1) обеспечение ремонтных работ материалами, оборудованием, инструментом, приспособлениями и иным необходимым;
- 2) освобождение резервуара от нефти и нефтепродукта и зачистка;
- 3) дегазация (промывка, пропарка, вентиляция);
- 4) обследование и дефектоскопия с выдачей технического заключения о состоянии резервуара;
- 5) составление дефектной ведомости;
- 6) разработка проекта производства работ;
- 7) исправление осадок (кренов), укрепление оснований, фундаментов;
- 8) замена изношенных элементов (участков стенки, днища, покрытия, понтон) и иных элементов);
- 9) устранение дефектов с применением огневых работ и без их применения;
- 10) испытание на прочность и герметичность в соответствии с требованиями настоящих Правил;
- 11) работы по нанесению защитных антикоррозионных покрытий;
- 12) составление и оформление документации на ремонт, и испытание резервуара.

Параграф 2. Подготовительные работы к ремонту

436. Ремонт резервуаров с огневыми работами разрешается проводить только после полной очистки резервуара от остатков нефти, нефтепродуктов, дегазации его, при обеспечении безопасности рядом расположенных резервуаров (освобождение от нефти и нефтепродуктов соседних резервуаров с надежной герметизацией их, уборка разлитого продукта с засыпкой песком замазученных мест, надежная герметизация канализации и отглушение всех коммуникаций) и наличии письменного разрешения руководства предприятия.

437. Очистку резервуаров от остатков нефти, нефтепродуктов должны выполняться под руководством инженерно-технических работников. Ответственный за подготовку руководствуется разработанными инструкциями по очистке и дегазации резервуара, утвержденными руководством.

438. Концентрацию паров углеводородов внутри резервуара, освобожденного от жидкого продукта, снижают до значения, меньшего нижнего предела взрываемости, используя систему естественной и принудительной вентиляции.

439. Для осуществления естественной вентиляции открывают люки на крыше и в нижних поясах стенки. При этом более тяжелые по отношению к воздуху углеводороды выходят из резервуара через нижние люки, а атмосферный воздух поступает внутрь резервуара через верхние люки. Естественная вентиляция более эффективна в высоких вертикальных резервуарах.

440. Для принудительной вентиляции используются вентиляторы, работающие на приток или вытяжку. Во избежание образования искры необходимо применять вентиляторы и двигатели взрывобезопасного исполнения. Подача вентилятора обеспечивает не менее чем 10 кратный обмен воздуха в час. Наличие паров углеводородов в резервуаре определяется газоанализаторами и иными по методикам, прилагаемым к приборам. Допустимая концентрация углеводородов не должна превышать 0,3 мг/л, а в резервуарах из-под бензина - 0,1 мг/л.

441. Очистка резервуаров большого объема от тяжелых остатков отложений, которые содержат значительные количества легких углеводородов и создают реальную угрозу взрыва и пожара, промывается моющими растворами,

подаваемыми специальными моечными машинками струями под напором 0,8-1,2 кПа. Одновременно с промывкой резервуара от тяжелых остатков происходит и его дегазация.

Моечная машинка надежно заземляется, а струи очищающей жидкости для уменьшения силы удара и разбрызгивания направляются под небольшим углом к поверхности.

442. Если на днище резервуара остается часть продукта, то резервуар необходимо заполнить водой выше уровня задвижки и всплывший продукт откачать.

443. Пропарку резервуаров небольшого объема проводят при одном открытом верхнем люке. Во время пропаривания внутри резервуара поддерживается температура 60-70 °С.

Пар направляют через нижний люк по шлангу, выходное отверстие которого должно быть расположено на расстоянии 1/4 диаметра резервуара по направлению к центру последнего. Металлические наконечники резиновых шлангов и паропроводы заземляют для отвода зарядов статического электричества. Наконечники шлангов изготавливают из цветного металла.

444. При наличии плавающего металлического понтона верхнее и нижнее пространства под ним и над ним пропаривают отдельно. Резервуар с понтоном из синтетических материалов освобождают от паров нефти и нефтепродуктов, заполняя его водой.

Пробы воздуха для анализа из резервуара с плавающими крышами (понтами) отбирают из нижней части резервуара под крышей (понтоном) и верхней части над крышей (понтоном).

445. Перед началом работ по очистке, осмотру и ремонту рабочие проходят инструктаж.

Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение подготовительных и ремонтных работ. Рабочие, не прошедшие инструктаж, к работе не допускаются. Без оформленного наряда-допуска на производство работ и разрешения начальника цеха приступать к очистке, осмотру и ремонтным работам не разрешается.

446. Рабочие, выполняющие работу внутри резервуара, должны быть обеспечены спецодеждой и обувью без металлических гвоздей и подковок. При работах по очистке рабочие обеспечиваются шланговых противогазах. При необходимости использования противогазов со шлангами длиннее 10 м требуется применять противогазы с принудительной подачей воздуха.

Срок единовременного пребывания рабочего в шланговом противогазе определяется лицом, ответственным за проведение очистных и ремонтных работ в резервуаре, и записывается в наряде-допуске по форме установленной в Правилах оформления и применения нарядов-допусков при производстве работ в условиях повышенной опасности, утвержденных приказом Министра труда и социальной защиты населения РК от 28 августа 2020 года № 344 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 21151). Этот срок не должен превышать 30 минут с последующим отдыхом не менее 15 минут. Открытый конец приемного воздушного шланга противогаза должен закрепляться в заранее выбранном месте в зоне чистого воздуха.

Сноска. Пункт 446 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

447. Поверх спецодежды надевается спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему сигнальной веревкой. Выведенный из люка конец сигнальной веревки длиной не менее 5 м находится в руках наблюдающего рабочего, который, подергивая ее и подавая голос, периодически осведомляется о состоянии самочувствия рабочего, находящегося внутри. В случае необходимости наблюдающий вытаскивает пострадавшего наружу.

448. Наблюдающий рабочий обеспечивается спецодеждой и защитными средствами, как и работающий внутри резервуара. Работы внутри резервуара в отсутствие наблюдающего рабочего не допускается

449. Для предотвращения искрообразования при работе в резервуаре до его полной дегазации разрешается применять только омедненный инструмент, деревянные лопаты, жесткие травяные щетки и прочие необходимые

инструменты. Аккумуляторные фонари взрывобезопасного исполнения напряжением не выше 12 В необходимо включать до входа в резервуар и выключать после выхода из него.

450. Зачищенный резервуар подлежит сдаче специально назначенной комиссии для последующего выполнения ремонтных работ с оформлением соответствующего акта на выполненную зачистку резервуара.

451. Ремонт выполняют с учетом требований настоящих Правил. В каждом конкретном случае необходимо выбрать и уточнить метод ремонта дефектного места.

452. Выбранный метод ремонта утверждается руководством предприятия, эксплуатирующего резервуары.

Параграф 3. Ремонт оснований и фундаментов

453. При ремонте оснований резервуаров выполняют следующие работы:

1) исправление краев песчаной подушки подбивкой гидроизолирующего грунта;

2) исправление просевших участков основания;

3) заполнение пустот под днищем в местах хлопунов;

4) ремонт всего основания (в случае выхода из строя днища);

5) исправление отмостки.

454. При ремонте оснований для подбивки, исправления песчаной подушки и заполнения пустот под днищем и в местах хлопунов применяют гидроизолирующий грунт, состоящий из супесчаного грунта и вяжущего вещества.

455. Грунт для приготовления гидроизолирующего слоя должен быть сухим (влажность около 3 %) и иметь следующий состав (по объему):

1) песок крупностью 0,1-2 мм - от 80 % до 85 %;

2) песчаные, пылеватые и глинистые частицы крупностью менее 0,1 мм - от 40 % до 15 %.

Примечания:

1) Глина с частицами размером менее 0,005 мм допускается в количестве 1,5 %-5 % от объема всего грунта;

2) Допускается содержание в песке гравия крупностью от 2 мм до 20 мм в количестве не более 25 % от объема всего грунта.

456. Присутствие кислот и свободной серы в вяжущем веществе не допускается. Количество вяжущего вещества принимается в пределах от 8 % до 10 % по объему смеси.

457. Если ремонтные работы проводят при положительной температуре наружного воздуха, то приготовленную смесь укладывают без подогрева с уплотнением пневмотрамбовками или ручными трамбовками.

Если ремонт основания выполняют в зимних условиях, то грунт укладывают подогретым до 50-60 °С.

458. При недостаточно устойчивых грунтах основание резервуара укрепляется путем устройства сплошного бетонного или бутобетонного кольца. В этом случае отсыпка откосов основания не проводится. Недопустимо замоноличивание бетоном окрайков, утора, нижней части первого пояса.

459. При значительной неравномерной осадке основания резервуар поднимают домкратами, подводят под днище по окружности стенки сборные железобетонные плиты трапециевидной формы и укладывают по ним гидроизолирующий слой.

460. При неравномерной осадке основания резервуара, превышающей допустимые значения, ремонт осуществляют путем подъема резервуара (на участке осадки) с помощью домкратов и подбивки под днище гидроизолирующего грунта.

461. Зазоры между железобетонным кольцом основания и днищем у резервуаров объемом 10 000 м³ и выше устраняют путем подбивки под днище бетона марки не ниже М100.

462. Фундаменты (опоры) горизонтальных резервуаров, получивших осадку в период эксплуатации, ремонтируют укладкой (подбивкой) на седло опоры бетона марки М100. Высота бетонного слоя определяется проектным уклоном резервуара.

Параграф 4. Удаление дефектных мест

463. Дефектные участки сварных соединений или основного металла с трещинами, расслоениями, пленами, коррозионными повреждениями и иными дефектами конструкций днища, стенки, кровли или плавающей крыши (понтон) подлежат частичному или полному удалению и ремонту.

464. Размер дефектных участков, подлежащих удалению, определяют в зависимости от конкретных размеров дефекта и выбранного метода ремонта.

465. Дефектные места в целых листах стенки, уторном уголке, днище, кровле или понтоне удаляют механической или газовой резкой с последующей зачисткой кромки от шлака и наплывов расплавленного металла зубилом, напильником, механической или ручной стальной щеткой или шлифовальными машинками.

466. Дефектные участки сварных соединений удаляют:

- 1) вырубкой пневматическим (ручным) зубилом;
- 2) вырезкой абразивным кругом;
- 3) вырезкой газовой резкой;
- 4) вырезкой воздушно-дуговой резкой.

Вырубить зубилом дефектный участок можно только в том случае, если ремонт резервуаров выполняется при положительной температуре окружающего воздуха.

467. Вырезка дефектных мест сварного соединения или основного металла осуществляется путем перемещения резака по линии реза. При этом на кромках удаляемого дефектного участка образуется канавка с закругленными краями и чистой поверхностью, не нуждающейся в дальнейшей очистке и механической обработке.

468. Подрубка корня шва, удаление заклепок, разделка трещин, выплавка дефектных участков листа, V-образная подготовка кромок листов под сварку, а также разделительная резка низкоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей стали проводится воздушно-дуговой резкой резаком.

469. Кромки деталей после кислородной или дуговой (воздушной и кислородной) резки не должны иметь неровностей, прожогов и шероховатостей более 1 мм.

470. При толщине металла свыше 5 мм, в котором выявлена трещина, кромки трещин разделявают под сварку с V-образной подготовкой (угол раскрытия 60°-70°). При толщине элементов менее 5 мм кромки трещины не разделявают.

471. Разделка кромок может осуществляться ручным и пневматическим зубилами, кромкорезами (электрическими), шлифовальными кругами и кислородной резкой.

Параграф 5. Устранение дефектов с применением сварочных работ

472. Сталь, предназначенная для ремонта резервуаров, предварительно очищается от ржавчины, масла, влаги, снега, льда и иных загрязнений.

473. Разметка металла и шаблонов осуществляется с помощью чертилок, кернеров и иных приспособлений, а также мерительных инструментов, обеспечивающих высокую точность.

474. Шаблоны для контроля гибки, вальцовки и сборки могут изготавливаться из тонкого стального листа, дерева, а также комбинированными (из дерева и тонкого стального листа); шаблоны для резки заготовок - из картона и дерева.

Шаблоны изготавливаются с учетом допустимых отклонений от проектных размеров при разметке (1,5 мм при длине шаблона до 4,5 м) и припусков на обработку (плюс 1 мм на каждый сварной шов при толщине металла до 16 мм).

475. Древесина для шаблонов применяется высушенная, из хвойных пород; картон - плотный толщиной 1,5 мм – 3 мм.

476. Резка заготовок листового металла, обработка кромок под сварку должны выполняться механическим способом или газовой резкой. Электродуговая резка листа не допускается. Кромки металла после газовой резки должны быть зачищены от заусениц, графа, окалины, наплывов до металлического блеска и не должны иметь неровностей, вырывов и шероховатостей, превышающих 1 мм.

477. Сборка, подгонка и разделка кромок под сварку ремонтируемых листов и других конструктивных элементов в зависимости от конструкции резервуара выполняются в соответствии стандартов. Швы сварных соединений, ручная электродуговая сварка, основные типы и конструктивные элементы следующим образом:

1) сборку листов и других элементов при толщине до 5 мм выполняют внахлестку, при толщине более 5 мм - встык; размер нахлестки не менее 30 мм – 40 мм, зазор между листами не должен превышать 1 мм;

2) элементы (накладки), свариваемых внахлестку, на верхних поясах стенки устанавливают с внутренней стороны резервуара;

3) зазор между стыкуемыми кромками листов в стыковых соединениях принимают не менее 1 мм и не более 2 мм;

4) в стыковых односторонних соединениях с подкладкой при зазорах между кромками более 4 мм толщину подкладки принимают равной толщине свариваемых листов;

5) элементы, соединяемые встык ручной дуговой сваркой, должны иметь разделку со скосом под углом $27^\circ \pm 3^\circ$;

6) элементы тавровых соединений (при выполнении ручной сваркой) должны иметь зазор между вертикальными и горизонтальными листами до 2 мм.

478. Элементы вставок и накладок на стенке резервуара до подгонки их по месту предварительно вальцуют (в холодном состоянии) до радиуса меньшего, чем радиус резервуара, на 1 м - 2,5 м в зависимости от диаметра стенки резервуара.

Концы листов (вставок) подвальцовывают по шаблону. Зазор между шаблонами (на длине по дуге 1,5 м и 3 м) и листом толщиной 6 мм и более после вальцовки не должен превышать соответственно 2 мм и 4 мм.

Не допускается искривление листа (конусность). Углы элементов вставок и накладок закругляют.

479. Расстояние между пересекающимися сварными швами элементов вставок и накладок в днище и кровле резервуара должны быть не менее 200 мм, на стенке резервуара - не менее 500 мм.

480. При сборке элементов конструкции под сварку детали соединяют посредством прихватов или при помощи стяжных приспособлений.

481. Прихватки, накладываемые для соединения собираемых деталей, размещают в местах расположения сварных швов. Размеры прихваток должны быть минимальными и легко расплавляться при наложении постоянных швов.

482. Катет сварного шва прихватки не должен превышать 6 мм, длина 50 мм – 60 мм. Расстояние между прихватками 400 мм – 500 мм.

483. Прихватки выполняют сварочными материалами, применяемыми для сварки проектных швов. Прихватки выполняют сварщики, допущенные к сварочным работам и имеющие удостоверения.

484. При сборке элементов конструкций, свариваемых под флюсом, порошковой проволокой или в защитном газе, прихватки выполняют электродами, предусмотренными для ручной сварки сталей, из которых выполнены элементы.

485. При наличии значительных вмятин или выпучин в кромках верхних поясов стенки, возникающих в результате недопустимого вакуума или избыточного давления, необходимо, кроме исправления вмятин (выпучин), тщательно осмотреть конструкции покрытия (щиты, фермы, прогоны и иное покрытие) и в случае наличия повреждений устранить их.

486. Правку деформированных мест элементов стенки, центральной части понтона и покрытия во избежание образования наклепа и возникновения хрупкости металла выполняется в горячем состоянии путем местного нагрева газовыми горелками.

Нагрев осуществляют полосами или треугольниками по предварительной разметке с выпуклой стороны.

Нагретые участки правят молотками или кувалдами. Температура нагрева для углеродистой стали должна быть не менее 700 °С - 850 °С.

Скорость охлаждения после правки элементов резервуара должна исключать закалку, коробление, трещины, надрывы.

487. Правку деформированных мест элементов резервуара в холодном состоянии выполняют натяжными и ударными приспособлениями через подкладной лист при положительной температуре наружного воздуха.

488. Правка и сборка заготовок (вставки, накладки) при температуре ниже минус 25 °С ударными инструментами запрещается.

489. При ремонте резервуаров применяют механизированную сварку под флюсом, в защитных газах и порошковой проволокой, а при необходимости также ручную дуговую сварку.

Применение газовой сварки для ремонта ответственных элементов резервуаров не допускается.

490. К производству сварочных работ при ремонте резервуаров допускаются квалифицированные электросварщики, имеющие удостоверения, подтверждающие их квалификацию и характер работ, к которым они допущены.

Механизированная сварка выполняется сварщиками, прошедшими обучение по управлению указанной аппаратурой и получившими соответствующие удостоверения.

Сварщики на месте работы проходят технологическое испытание в условиях, тождественных с теми, в которых будет проводиться сварка конструкций.

491. При выполнении сварочных работ с целью ремонта и исправления дефектных мест резервуаров должны соблюдаться следующие требования:

1) сварка стыковых швов окраек днища выполняется на соответствующей подкладке в два слоя и более, с обеспечением полного провара корня шва; подкладка устанавливается на прихватках; приваривать подкладку по контуру к днищу не допускается; конец стыкового шва выводится за пределы окрайки на остающийся конец подкладки длиной не менее 30 мм, который удаляют после окончания сварки кислородной резкой; места среза подкладок тщательно зачищают; зазор между подкладкой и кромками не более 1 мм;

2) технологические подкладки для сварки окрайков днищ должны иметь размеры: толщину 4 мм - 6 мм, длину более длины дефектного места на 100мм-150мм и ширину не менее 100 мм;

3) вертикальные стыковые швы стенки резервуаров должны свариваться с двух сторон, вначале сваривают основной шов, затем подварочный. Перед сваркой подварочного шва корень основного шва очищают от шлака и зачищают до металлического блеска.

При необходимости удаления вертикального шва на всей высоте стенки (рулонизируемые резервуары) его вырезку и ремонт проводят участками, не превышающими высоту пояса;

4) вертикальные стыки поясов стенки из листов толщиной до 5 мм разрешается собирать внахлестку, сваривая их с наружной и внутренней стороны резервуара;

5) соединение листов кровли и днища резервуара выполняется внахлестку с наложением сварочного шва с наружной стороны (в нижнем положении).

492. Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров выполняют обратноступенчатым способом.

После сварки каждого слоя поверхность шва тщательно зачищают от шлака и брызг металла. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами должны быть удалены и заварены вновь.

493. Сварку швов в нахлест проводят обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 300мм-500мм.

494. Ручную сварку многослойных угловых тавровых швов приварки стенки к днищу выполняют секциями обратноступенчатым способом. В пределах каждой секции швы также сваривают обратноступенчатым способом участками длиной до 300 м. Длина одновременно свариваемого шва каждого слоя секции принимается до 900 мм.

При сварке низколегированных сталей длина каждой секции не должна превышать 350 мм.

Сначала заваривают внутренний шов, а затем наружный.

495. Многослойную сварку стыков из низколегированной стали (при толщине более 6 мм) выполняют короткими участками, так, чтобы последующий шов накладывался на неостывший слой. На последние слои, имеющие температуру около 200 °С, по линии их стыка накладывают отжигающий валик, края которого должны отстоять на 2 мм – 3 мм от ближайших границ проплавления.

496. Механизированную сварку стыков под флюсом (полуавтоматами) выполняют без предварительного скоса кромок металла толщиной до 12мм и со скосом кромок - при толщине более 12 мм.

497. Сварку стыков в углекислом газе выполняют без предварительного скоса кромок металла толщиной до 10 мм и со скосом кромок - при толщине более 10 мм.

498. В процессе выполнения механизированной сварки при случайном перерыве в работе сварку разрешается возобновлять после очистки концевой участка шва длиной 50 мм и кратера от шлака; этот участок и кратер полностью покрывают швом.

499. Наложение шва поверх прихваток допускается только после зачистки их от шлака и кромок основного металла от брызг. При этом неудовлетворительно выполненные прихватки удаляются и при необходимости выполняются вновь.

500. При ручной и механизированной дуговой сварке (полуавтоматом) зажигать дугу на основном металле вне границ шва и выводить кратер на основной металл запрещается.

501. Сварщик наносит присвоенный ему номер или знак рядом с выполненными им швами.

502. Рабочее место сварщика, а также свариваемая поверхность конструкции резервуара должны быть защищены от дождя, снега и сильного ветра.

503. Если в процессе сварки в сварном соединении или листе образуется новая трещина, лист удаляют и заменяют новым.

504. Дефекты в сварных соединениях устраняются следующими способами:

- 1) перерывы швов и кратеров заварены;
- 2) сварные соединения с трещинами, а также непроварами и иными недопустимыми дефектами удалены на длину дефектного места плюс по 15 мм с каждой стороны и заварены вновь;
- 3) подрезы основного металла, превышающие допустимые, зачищены и заварены путем наплавки тонких валиков электродом диаметром 3 мм с последующей зачисткой, обеспечивающей плавный переход от наплавленного металла к основному.

505. Перекрывать наплавкой валика дефектные участки швов без предварительного удаления ранее выполненного дефектного шва, а также исправлять негерметичность в сварных швах путем зачеканки запрещается.

506. При заварке мест удаленных дефектных участков швов обеспечивается перекрытие прилегающих концов основного шва.

507. Исправленные сварные швы проходят повторный контроль.

508. По окончании сварочных работ, выполнявшихся при ремонте и устранении дефектных мест резервуара, все вспомогательные сборочные приспособления и остатки, крепивших их швов удаляются, сварные соединения, и место сварки очищается от шлака, брызг, натеков металла и при необходимости окрашивается.

509. Ремонт негерметичных клепаных соединений резервуаров допускается выполнять наложением на дефектные места (с последующей обваркой по контуру) коробчатых элементов.

Параграф 6. Контроль качества ремонтных работ, испытание резервуаров, приемка резервуаров после ремонта

510. Контроль выполненных работ осуществляют путем:

- 1) внешнего осмотра мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуаров с измерением сварных швов;
- 2) испытанием швов на герметичность;
- 3) проверкой сварных соединений рентгено- и гамма-просвечиванием или иными физическими методами;
- 4) окончательным испытанием резервуара на прочность, устойчивость и герметичность.

511. Наружному осмотру подвергаются 100 % всех сварных соединений, выполненных при ремонтных работах.

512. Сварные стыковые и нахлесточные соединения стенки, сваренные сплошным швом с наружной стороны и прерывистым с внутренней, проверяют на герметичность путем обильного смачивания их керосином. Контролируемую

сторону шва очищают от грязи и ржавчины и окрашивают водной суспензией мела. Окрашенная поверхность должна просохнуть.

Шов смачивают керосином посредством опрыскивания не менее двух раз струей под давлением из краскопульта, бачка керосинореза или паяльной лампы. Допускается протирать швы 2-3 раза тряпкой, обильно смоченной керосином.

Сварные соединения стенки с днищем проверяют на герметичность вакуумкамерой или керосином. В последнем случае сварное соединение с внутренней стороны резервуара окрашивается водной суспензией мела или каолина и после ее высыхания сварные соединения с наружной стороны опрыскивают керосином. Шов обрабатывают керосином не менее двух раз с перерывом 10 минут.

Испытания на герметичность двусторонних нахлесточных сварных соединений и стыковых швов, сваренных на остающейся подкладке, осуществляются введением керосина под давлением 0,1 МПа - 0,2 МПа в зазор между листами или подкладкой планкой через специально просверленные отверстия. Отверстия после проведения испытания заваривают. Перед заваркой отверстия пространство между листками должно быть продуто сжатым воздухом.

На поверхности, окрашенной меловым раствором, после смачивания керосином не должно появляться пятен в течение 12 ч, а при температуре ниже 0 °С - в течение 24 ч.

В зимних условиях для ускорения процесса контроля разрешается смачивать сварные соединения керосином, предварительно нагретым до температуры 60 °С – 70 °С, в этом случае процесс контроля герметичности сокращается до 1 ч.

513. Испытание на герметичность сварных соединений резервуаров проводится (керосином, вакуумом, давлением).

514. Контроль вакуум-методом подвергают сварные соединения днищ, центральной части плавающей крыши и понтона (нахлесточные и угловые соединения). Контролируемый участок сварного соединения и основного металла шириной до 150 мм с обеих сторон от шва очищают от шлака, масла, грязи и пыли, смачивают индикаторным мыльным раствором (при положительной температуре) или раствором лакричного корня (при отрицательной температуре). Индикаторный раствор, нанесенный на шов, должен быть свободен от пузырьков

воздуха. Водный раствор мыла применяется только при температуре не ниже минус 20 °С. Водный же экстракт лакричного корня представляет собой универсальный пенообразующий индикатор, как в летнее, так и в зимнее время. Введение в него солей хлористого натрия или хлористого кальция позволяет вести работы по испытанию на герметичность при температуре наружного воздуха до минус 35 °С.

На контролируемый участок плотно устанавливают вакуум-камеру, которую подключают к вакуум-насосу.

Разрежение в камере должно составлять не менее 66,5 кПа для сварных соединений листов толщиной 4 мм и не менее 80,0 кПа для соединений листов большей толщины. Перепад давления контролируют при помощи вакуум-манометра.

При проверке герметичности сварных соединений на поверхности шва, покрытой индикаторным раствором, не должны появляться пузыри.

В местах сквозных дефектов возникают пульсирующие (лопающиеся, вновь возникающие и снова лопающиеся) пузырьки.

В местах мельчайших сквозных дефектов обнаруживаются скопления мелких нелопающихся пузырьков.

515. Испытание на герметичность сварных соединений закрытых коробов понтона и плавающих крыш проводят путем нагнетания в них воздуха компрессором до избыточного давления 1 кПа с одновременным смазыванием всех наружных швов мыльным раствором или иным пенным индикатором.

До начала пневматических испытаний необходимо сварные соединения очистить от шлака и загрязнений, проверить соединения простукиванием металла в зоне шва, тщательно осмотреть их и устранить выявленные дефекты.

Герметичность сварных соединений открытых коробов понтона проверяют вакуум-камерой или керосином.

516. Испытания на герметичность сварных соединений кровли и обвязочного уголка проводят одним из следующих способов: вакуум-камерой, керосином или внутренним избыточным давлением воздуха. При испытании сварных соединений керосином его впрыскивают под давлением во все нахлесточные соединения изнутри резервуара с нижней стороны кровли. При

этом сварные соединения кровли с наружной стороны окрашивают водной суспензией мела или каолина.

517. Испытания сварных соединений кровли сжатым воздухом проводятся путем создания внутреннего избыточного давления при наполнении герметически закрытого резервуара водой до уровня не менее 1 м или посредством нагнетания воздуха компрессором внутрь резервуара, залитого водой на высоту не менее 1 м, до получения в обоих случаях избыточного давления, превышающего эксплуатационное на 10 %, а для резервуаров повышенного давления - на 25 %.

Для регулирования избыточного давления в кровлю резервуара вваривают специальные трубопроводы. Избыточное давление в резервуаре контролируют по показаниям водяного манометра, во всех случаях, когда вода (или воздух) поступает и когда подача воды (воздуха) прекращена, так как давление в резервуаре может повышаться в результате повышения температуры наружного воздуха или под влиянием нагрева солнечными лучами.

При испытании сжатым воздухом сварные соединения кровли снаружи смачивают мыльным раствором или иным пенным индикатором.

Примечания:

- 1) Контроль швов кровли в зимних условиях проводят керосиновой пробой;
- 2) В резервуарах повышенного давления конструкций в процессе испытания герметичности кровли на избыточное давление необходимо при достижении эксплуатационного давления проявлять осторожность (медленно повышать давление) во избежание потери устойчивости торцевой части.

518. Обнаруженные в процессе испытания на герметичность дефекты в сварных соединениях отмечают мелом или краской, удаляют на длину дефектного места плюс 15 мм с каждого конца и заваривают вновь.

Исправленные дефекты в сварных соединениях вновь подвергаются повторному контролю на герметичность. Исправлять одно и то же дефектное место разрешается не более двух раз.

519. Исправление негерметичных сварных соединений зачеканкой запрещается.

Обнаруженные дефекты в сварных соединениях кровли резервуара (неповышенного давления) устраняют повторной подваркой без удаления дефектных участков.

520. Если при просвечивании будут обнаружены недопустимые дефекты, то необходимо выявить границы дефектного участка путем дополнительного контроля вблизи мест с выявленными дефектами. Если при дополнительном контроле будут также обнаружены недопустимые дефекты, то контролю подвергаются все сварные соединения.

Выявленные дефектные сварные соединения или их участки исправляются и вновь провариваются.

521. Окончательные испытания резервуара на прочность, устойчивость и герметичность проводят в случае среднего или капитального ремонта основания, днища, крайков, стенки, покрытия и анкерных устройств (за исключением работ по герметизации и устранению мелких дефектов отдельных мест кровли, днища и верхних поясов стенки) посредством заполнения резервуара водой на полную высоту и создания соответствующего избыточного давления и вакуума.

522. В процессе испытания ведется наблюдение за появлением возможных дефектов в отремонтированных местах (в стыковых соединениях стенки, сопряжении стенки с днищем и иных ответственных соединениях).

Если в процессе испытания по истечении 24 ч на поверхности стенки резервуара или по краям днища не появятся течи и если уровень не будет снижаться, то резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание.

523. После окончания гидравлического испытания резервуара и спуска воды для проверки качества отремонтированного основания (равномерность осадки) проводится нивелирная съемка по периметру резервуара не менее чем в восьми точках и не реже чем через 6 м.

524. Контроль геометрической формы стенки после исправления значительных выпучин и вмятин осуществляется путем измерения отклонения середины и верха каждого пояса по отношению к вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса в местах исправлений. Измерения отклонений стенки резервуара от вертикали при наполнении его до расчетного уровня проводят по отвесу, геодезическими и иными способами.

525. Качество ремонта металлического понтона (плавающей крыши) и уплотняющего затвора проверяют путем подъема и опускания понтона при заполнении резервуара водой.

При подъеме и опускании понтона (плавающей крыши) ведется контроль за работой уплотняющего затвора с целью выявления возможного заклинивания, неплотного прилегания, перекосов и неплавного его хода.

Места дефектов фиксируют и устраняют.

526. После выполнения комплекса окончательных испытаний и при отсутствии дефектов в виде свищей, трещин, вмятин или значительных деформаций, испытание считается законченным и составляется акт о сдаче резервуара в эксплуатацию.

527. Резервуар принимают в эксплуатацию после среднего и капитального ремонтов (при выполнении работы подрядной организацией) комиссией с участием представителей от организаций, эксплуатирующей резервуар и осуществляющей ремонт.

При выполнении работ силами предприятия комиссия назначается руководством этого предприятия.

528. Резервуар после ремонтных работ принимают на основе дефектной ведомости и проектно-сметной документации с приложением актов на работы, выполненные при ремонте.

529. После ремонта резервуары подлежат проверке в соответствии с требованиями законодательства об обеспечении единства измерений.

530. В зависимости от типа ремонтных работ прилагается следующая документация:

- 1) дефектная ведомость (при нескольких дефектах);
- 2) чертежи, необходимые при ремонте;
- 3) проект производства работ (далее - ППР) по ремонту резервуара или технологическая карта ремонта отдельных мест или узлов;
- 4) документы (сертификаты и иные документы), удостоверяющие качество металла, электродов, электродной проволоки, флюсов, клея и прочих материалов, примененных при ремонте;

- 5) акты приемки основания и гидроизолирующего слоя;
- 6) копии удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку конструкции при ремонте, с указанием присвоенных им цифровых или буквенных знаков;
- 7) акты испытания сварных соединений днища, стенки, кровли, понтона (плавающей крыши) на герметичность;
- 8) заключения по качеству сварных соединений стенки и крайков днища со схемами расположения мест контроля при физических методах контроля;
- 9) журнал осмотра и устранения дефектов основного оборудования и арматуры резервуара;
- 10) документы о согласовании отклонений от чертежей и ППР, если при ремонте такие отклонения были допущены;
- 11) результаты нивелирной съемки по наружному контуру днища и самого днища; результаты измерений геометрической формы стенки, в том числе и местных отклонений;
- 12) результаты измерений местных отклонений кровли (для резервуаров повышенного давления);
- 13) результаты измерений зазоров между стенкой и понтоном (при замене элементов стенки и коробов понтона);
- 14) результаты измерений вертикальности установки направляющих понтона (плавающей крыши);
- 15) акт на антикоррозионное покрытие анкерных болтов в случае их ремонта;
- 16) документы, подтверждающие марку бетона, примененного для ремонта железобетонных плит фундаментов противовеса;
- 17) акт на послойное трамбование грунта над плитами-противовесами;
- 18) акт приемки смонтированного оборудования;
- 19) градуировочная таблица после ремонта резервуара, связанного с изменением его объема;
- 20) акт проверки омического сопротивления заземления.

531. Комиссией составляется акт на приемку резервуара в эксплуатацию с приложением документации на выполненные работы.

Документация на приемку и выполненные работы по ремонту резервуара хранится вместе с паспортом.

Параграф 7. Ремонт днищ

532. Ремонт днищ применением рулонных заготовок связан с демонтажем стального днища резервуара, а затем восстановлением его. В некоторых случаях осуществляется одновременный ремонт основания резервуара и днища (полная замена и частичная без замены крайков).

533. Ремонт днища с применением рулонированных заготовок осуществляется по следующей последовательности:

1) подготовительные работы, включая изготовление рулонов и их доставку к ремонтируемому резервуару со всеми монтажными приспособлениями и оснасткой;

2) выполнение монтажных проемов в кровле резервуара;

3) демонтаж всего или частично подлежащего замене днища;

4) удаление демонтированных участков днища через проем;

5) подъем и подача рулонов в резервуар через проемы в крыше;

6) разворачивание рулонов и подтаскивание полотнищ в проектное положение с временным их закреплением и сваркой между собой и крайками днища.

534. Монтажные проемы в крыше вырезают следующим образом: размечают монтажный проем, приваривают три подъемные петли, строят крюк крана к петлям. После этого вырезают монтажный проем и с помощью крана вырезанные элементы удаляют с крыши резервуара.

535. После окончания ремонта днища и проверки качества сварочных работ монтажные проемы на крыше закрываются. Затем выполняют сварку элементов, закрывающих монтажные проемы, с крышей.

536. Ремонт оснований резервуаров, получивших неравномерную осадку в период эксплуатации, проводят различными способами. При осадке основания в зоне крайков, когда не требуется исправления центральной части, осуществляют подъем резервуара, подсыпку и ремонт основания только периферийной части.

При больших деформациях центральной части основания или необходимости полного его ремонта резервуар поднимают и вырезают днище. Днище разрезают на две части и попеременно надвигают их одну на другую, ремонтируя основание. По окончании ремонта ремонтируется днище резервуара.

Параграф 8. Ремонт верхних поясов стенки

537. Ремонт начинают с установки всех приспособлений и рулона-заготовки внутри резервуара через вырезанное монтажное окно в кровле. Старые листы верхних поясов, подлежащих замене, вырезают через 6м по окружности и с помощью крана опускают на землю. Рулонная заготовка к этому времени устанавливается на подставку; при этом верхний край разворачиваемого рулона должен быть ниже верхней отметки стенки резервуара. Вертикальную кромку рулона закрепляют за стенку резервуара прихватками и рулон разворачивают с одновременной передвижкой подставки с помощью крана и лебедки. При разворачивании рулона клиньями последовательно поджимают полотнище по горизонтальным соединениям к стенке резервуара и обвязочному уголку. Подготовив участок длиной 6м, начинают сварку горизонтальных соединений полотнища со стенкой резервуара и обвязочным уголком.

По окончании сварки демонтируют на последующем участке часть листов стенки, кровли и полуферму. Длина участка, подготавливаемого к разворачиванию рулона, не должна превышать 6 м.

538. При разворачивании рулона после прижатия кромок проводится сварка нахлесточного шва обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 250 мм. Горизонтальные нахлесточные стыки выполняют сплошными с наружной стороны резервуара и прерывистыми (длиной 200 мм через 200 мм) с внутренней. По окончании разворачивания рулона и демонтажа катушки осуществляют замыкание вертикального соединения. Для резервуара вместимостью до 400 м³ оно выполняется внахлестку, а более 400 м³ встык.

539. Сборка соединения внахлестку ведется с помощью трактора или рычажных лебедок и клиньев, а встык дополнительно с помощью балок, устанавливаемых с внутренней и наружной сторон, а также стяжных винтовых приспособлений.

540. После окончания ремонта проводят испытание сварных швов отремонтированных поясов стенки на герметичность керосиновой пробой, а затем гидравлическое испытание всего резервуара.

Параграф 9. Ремонт нижних поясов стенки

541. Ремонт нижних поясов стенки резервуара с применением рулонных заготовок выполняют в соответствии с ППР и техническими требованиями действующих нормативных документов по монтажу резервуаров.

542. Порядок выполнения основных этапов работ следующий:

- 1) заготовка материалов;
- 2) изготовление рулона;
- 3) разметка на стенке резервуара вырезаемого участка;
- 4) вырезка монтажного проема для заведения рулона внутрь резервуара;
- 5) вырезка монтажного проема в кровле;
- 6) установка рулона с поддоном на днище;
- 7) закрепление на днище отводного блока;
- 8) запасовка троса, разворачивающего и передвигающего рулон;
- 9) вырезка заменяемого участка; разворачивание рулона.

543. До начала ремонтных работ с внутренней стороны стенки резервуара навешиваются монтажные лестницы, монтажный проем в стенке окантовывается ребрами жесткости, которые фиксируют вертикальное положение кромок стенки вырезанного проема.

544. Рулон-заготовку доставляют к резервуару на транспортном устройстве (санях), затем натяжным тросом перемещают вместе с санями в резервуар через проем в стенке, краном через верхнее монтажное отверстие рулон поднимают в

вертикальное положение и устанавливают на поддон. Затем вытаскивают из резервуара транспортные сани.

545. Отводной блок закрепляется на днище резервуара, на расстоянии не более 8м от рулона и по мере развертывания и перемещения последнего переносится и закрепляется на новой позиции.

546. Обрезку удерживающих планок и развертывание рулона проводят с соблюдением необходимых мер безопасности в соответствии с ППР и нормативно-технической документацией по монтажу резервуаров.

547. Непосредственная замена дефектных поясов стенки на новые, проводится участками длиной по 6 м. Последовательно, по мере вырезки участков, разворачивают и передвигают рулонную заготовку.

548. Нижняя горизонтальная кромка заготовки при этом прижимается к заранее приваренным на днище упорам и прихватывается к днищу, верхняя кромка с помощью клиньев прижимается с внутренней стороны к оставляемой части стенки и прихватывается к ней.

549. Вырезка дефектного участка проводится с учетом наименьшей деформации остающихся кромок после вырезки; при этом строго соблюдается последовательность вырезки: в начале нижний горизонтальный, затем вертикальные и в последнюю очередь верхний горизонтальный рез.

Вертикальные участки разрезов стенки выполняют резчики с гидropодъемников. Монтажное отверстие в покрытии вырезают аналогично рассмотренному варианту ремонта стенки верхних поясов.

550. После окончания ремонта проводят испытание на герметичность сварных швов стенки, выполненных на ремонтной площадке, а затем гидравлическое испытание всего резервуара.

Параграф 10. Ремонт настила покрытия

551. Ремонт покрытия с применением рулонных заготовок целесообразно проводить в том случае, когда замене подлежит весь настил покрытия.

552. Рулонированные полотнища настила шириной 3 м из листов толщиной 2,5-3 мм изготавливают в цеховых условиях с применением механизированных способов сварки и наворачивают на барабаны диаметром 2,5 м. В один рулон может быть свернута вся заготовка для одного покрытия резервуара. Готовый рулон доставляется на ремонтную площадку.

553. Рулонированное полотнище на крышу резервуара можно подавать с помощью тросовой подвески. Она состоит из двух параллельных канатов с расстоянием между ними 250 мм, соединенных между собой короткими жесткими траверсами через 1 500 мм. Монтаж подвески и закрепление ее на обвязочном уголке крыши осуществляют с помощью тягового устройства, состоящего из тягового троса и монтажной лебедки, с грузоподъемной силой 30 кН.

В целях обеспечения прочности тросы подвески натягивают до соотношения стрелы провеса к длине в свету канатной подвески от 1:15 до 1:20.

554. После монтажа канатной подвески тяговый трос используется для подачи полотнища. С этой целью конец тягового троса закрепляют к начальной поперечной кромке разворачиваемого рулона.

К моменту подачи полотнища на крышу резервуара часть покрытия демонтируют, и это место подготавливают для укладки нового элемента из рулонной заготовки. В практике обычно начинают демонтаж участка кровли от стенки до стенки через центр резервуара. Ширина демонтируемой полосы – 3 м, что соответствует ширине рулона. Остальная часть настила покрытия временно не демонтируется и служит для передвижения по крыше монтажников и сварщиков.

555. Рулон разматывают монтажной лебедкой с помощью тягового троса и по канатной подвеске полотнище подают на подготовленный участок крыши. На крыше полотнище подгоняют к каркасу, закрепляют электроприхватками и обрезают по месту (по краю крыши у стенки резервуара). Тяговый трос освобождают и закрепляют к оставшемуся полотнищу, расположенному на канатной подвеске. Следующий участок полотнища подается повторным действием тяговой лебедки и троса, при этом элемент полотнища, предназначенный для замены следующего участка, временно укладывают на

первый участок и обрезают. С помощью рычажных приспособлений и лебедок вновь укладываемый элемент покрытия перемещают по крыше на подготовленный участок демонтированную полосу старого настила.

Уложенные элементы покрытия приваривают с одной стороны к ранее уложенному участку, с другой к каркасу.

556. Демонтаж старого настила покрытия ведется по отдельным участкам параллельно с подготовкой новых элементов. Такая очередность позволяет использовать старый и новый настилы покрытия как монтажную площадку для раскроя рулонированного полотна на элементы. Демонтированные элементы покрытия с помощью малой механизации опускают по тросовой подвеске на прилегающую площадку около резервуара и затем удаляют за пределы обвалования.

После замены всего покрытия сварные швы испытывают на герметичность вакуум-методом.

Глава 10. Меры безопасности при ремонте резервуаров

Параграф 1. Общие правила безопасности при организации и производстве огневых работ

557. К огненным работам относятся электрическая и газовая сварка, бензиновая, керосиновая или кислородная резка, кузнечные и котельные работы с применением переносных горнов, паяльных ламп и разведением открытого огня.

558. Огневые работы проводятся под руководством руководителя предприятия, участка, на территории которого будут выполняться огневые работы.

559. Огневые работы необходимо выполнять на специально отведенных площадках, расположенных с соблюдением установленных разрывов от взрывоопасных производственных участков.

Площадка должна иметь надпись «Сварочная площадка» с указанием лиц, ответственных за проведение работ. При необходимости огневые работы могут

быть проведены в резервуарном парке с письменного разрешения руководителя объекта.

560. До начала огневых работ ответственный за их проведение согласовывает эти работы со службой техники безопасности; сделать анализ воздуха на отсутствие взрывоопасных концентраций газа (паров) прибором (допустимая концентрация углеводородов не должна превышать 5 % нижнего предела распространения пламени - нижнего предела воспламенения); организовать выполнение всех мер безопасности и обеспечить место проведения огневых работ необходимыми средствами.

Выполнение огневых работ у трубопроводов, находящихся в эксплуатации, без предварительной подготовки и установки заглушек на продуктовых и топливных линиях или заполнения водой (инертным газом), а также в туннелях и лотках без соответствующей продувки и анализа воздуха запрещается.

561. Ответственный, за проведение огневых работ, сварщики и другие рабочие, принимающие участие в этих работах, расписываются в журнале учета о получении соответствующего инструктажа.

562. Приступать к огневым работам без письменного разрешения, выданного руководителем объекта, не допускается.

563. В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть приняты следующие меры безопасности:

1) полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ;

2) на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория очищается от мусора, горючих, предметов, различных нефтепродуктов; места, где были пролиты нефтепродукты, необходимо засыпать песком или землей слоем не менее 5 см;

3) в радиусе 5 м от места проведения огневых работ не должно быть сухой травы.

564. При выполнении ремонтно-монтажных работ на предприятии огневые работы разрешается проводить не ближе 20 м от резервуарных парков и отдельно стоящих резервуаров с нефтепродуктами; если в резервуарном парке проводят

операции по наполнению (откачке) резервуаров нефтепродуктами, огневые работы можно проводить только на расстоянии не ближе 40 м от этих резервуаров (электросварочные агрегаты должны быть установлены с наружной стороны обвалования на расстоянии не менее 20 м от резервуаров с нефтепродуктами).

565. При производстве сварочных работ запрещается:

- 1) приступать к работе при неисправной сварочной аппаратуре, проводах, шлангах, горелках и трубопроводах;
- 2) выполнять сварку аппаратов и трубопроводов, находящихся под давлением жидкости, газа, пара или воздуха без их дегазации, а также под напряжением электрического тока;
- 3) сваривать свежеекрашенные конструкции до полного высыхания краски;
- 4) прокладывать токоведущие сварочные провода совместно с газосварочными шлангами и трубопроводами;
- 5) переносить провода от сварочных аппаратов под напряжением, а также волоком (для переноски провода обесточивают и свертывают в бухту, а затем разворачивают);
- 6) пользоваться промасленной спецодеждой и рукавицами;
- 7) класть горящие горелки и раскаленные электроды на стораемые предметы и материалы (для этих целей устанавливается специальная подставка из несгораемых материалов);
- 8) оставлять без присмотра включенные сварочные аппараты; использовать металлоконструкции или трубопроводы в качестве обратного провода;
- 9) оставлять в процессе работы, не защищенные от дождя и снега сварочные аппараты, контрольно-измерительные приборы и трансформаторы;
- 10) хранить в сварочных кабинах горючие предметы и спецодежду.

566. Огневые работы немедленно прекращаются при обнаружении поблизости горючих газов или паров нефтепродуктов.

567. По окончании огневых работ место их проведения тщательно проветривается и очищается от раскаленных огарков, окалины или тлеющих предметов, а при необходимости поливается водой.

Параграф 2. Газосварочные работы

568. Для временного производства газосварочных работ переносные ацетиленовые генераторы устанавливаются на открытых площадках, на взрывобезопасных местах.

Ацетиленовые генераторы необходимо ограждать и размещать не ближе 10 м от места проведения сварочных работ, от открытого огня и сильно нагретых предметов.

При установке ацетиленового генератора делают надпись: «ВХОД ПОСТОРОННИМ ВОСПРЕЩЕН - ОГНЕОПАСНО», «НЕ КУРИТЬ», «НЕ ХОДИТЬ С ОГНЕМ».

569. Запрещается размещать склады для хранения карбида кальция на территории резервуарного парка.

570. В местах хранения и вскрытия барабанов с карбидом кальция запрещается курить, пользоваться открытым огнем и применять инструмент, способный образовать при ударе искру.

571. Вскрываемые барабаны с карбидом кальция защищаются непроницаемыми для воды крышками с отогнутыми краями, плотно охватывающими барабан. Высота борта крышки должна быть не менее 50 мм.

572. Баллоны с кислородом необходимо устанавливать от места сварки на расстоянии не менее 10 м, от ацетиленового генератора не менее 5 м.

На месте газосварочных работ разрешается иметь не более двух закрепленных баллонов с кислородом.

573. Хранение и транспортировка баллонов с газами разрешаются только с навинченными на их горловины защитными колпаками. При транспортировке баллонов не допускается толчков и ударов.

574. Баллоны с газом при хранении, перевозке и эксплуатации защищают от воздействия солнечных лучей и иных источников тепла.

Расстояние от горелок (по горизонтали) до отдельных баллонов с кислородом и горючими газами устанавливают не менее 5 м.

575. При обращении с порожними баллонами из-под кислорода и горючих газов соблюдаются такие же меры безопасности, как и с наполненными баллонами.

576. Для предотвращения взрывов ацетиленовые генераторы заряжаются только кусковым карбидом кальция и не более как наполовину объема ящиков реторт.

При загрузке ацетиленового генератора запрещается загружать карбид кальция завышенной грануляции или проталкивать его в воронку аппарата железными прутьями и проволокой, работать на карбидной пыли.

577. После зарядки ацетиленового генератора карбидом кальция весь воздух из газгольдера и шлангов горелки вытесняется газом.

578. Перед тем как зажечь газовую горелку, необходимо проверить работу гидравлического затвора и наличие в нем воды. Заполнять гидравлический затвор водой и проверять ее уровень в затворе только при включении подачи газа. Выполнять сварочные работы при неисправном гидравлическом затворе ацетиленового генератора категорически запрещается.

579. Перед началом газосварочных работ проверяются исправность газопроводящих шлангов и надежное их закрепление на присоединительных ниппелях аппаратуры, горелок, резаков, редукторов. Для этой цели применяют специальные хомутики.

На ниппели водяных затворов шланги надеваются плотно, но не закрепляются.

Не допускается использование шлангов, пропускающих газ, а также замена ацетиленовых шлангов кислородными и наоборот. В процессе газосварочных работ газопроводящие шланги необходимо оберегать от действия высоких температур и механических повреждений.

580. При разжигании горелки сначала постепенно открывают кислородный кран, а затем ацетиленовый с одновременным поднесением пламени спички или зажигалки. При тушении горелки вначале перекрывают подачу ацетилена, а затем кислорода.

581. При газосварочных работах перегрев горелки не допускается.

582. При обнаружении неисправности ацетиленового генератора или заметной утечки газа газосварочные работы прекращаются, из газгольдера выпускается газ, реторты очищаются от остатков карбида кальция, генератор промывается и направляется для ремонта в мастерскую. Запрещается ремонтировать ацетиленовые генераторы на месте проведения газосварочных работ.

583. По окончании работы карбид кальция в переносном генераторе должен быть полностью доработан. Известковый ил, удаляемый из генератора, необходимо выгружать в приспособленную для этой цели тару и сливать в иловую яму или в специальный бункер.

Открытые иловые ямы ограждаются перилами в радиусе 10 м от края ямы, а закрытые имеют несгораемые перекрытия или оборудованы вытяжной вентиляцией и люками для удаления ила.

584. При газосварочных работах и газовой резке запрещается:

- 1) приступать к работе при неисправных аппаратуре и шлангах;
- 2) отогревать замерзшие ацетиленовые генераторы, трубопроводы, вентили, редукторы и иные детали установок открытым огнем или раскаленными предметами (отогревать можно только горячей водой или паром), а также пользоваться инструментом, способным образовывать искры при ударе;
- 3) допускать соприкосновение кислородных баллонов, редукторов, шлангов и иного сварочного оборудования с различными маслами, а также с промасленной одеждой и ветошью;
- 4) курить и пользоваться открытым огнем на расстоянии менее 10 м от баллонов с горючим газом и кислородом, шлангов, ацетиленовых генераторов, газопроводов и иловых ям;
- 5) работать от одного гидравлического затвора двум сварщикам;
- 6) загружать карбид кальция в мокрые загрузочные корзины или при наличии воды в газосборнике загружать корзины карбидом более половины их объема (при работе генераторов «Вода на карбид»);
- 7) оставлять баллоны со сжатым и сжиженным газами на солнце без укрытия;

8) оставлять ацетиленовые генераторы после окончания газосварочных работ не очищенными от остатков карбида кальция и ила, реторты, ящики и другие части генератора непромытыми;

9) продувать шланги для горючих газов кислородом и кислородный шланг горючими газами, пользоваться шлангами, длина которых превышает 30 м. При производстве монтажных работ допускается применение шлангов длиной до 40 м. Применение шлангов длиной свыше 40 м допускается в исключительных случаях с разрешения руководителя работ и инженера по технике безопасности;

10) перекручивать, заламывать или зажимать газопроводящие шланги;

11) переносить генератор при наличии в газосборнике ацетилена;

12) преднамеренно увеличивать давление газа в ацетиленовом генераторе, накладывая на колокол тяжелые предметы или увеличивать единовременную загрузку карбида кальция.

Параграф 3. Электросварочные работы

585. Сварочные генераторы и трансформаторы, а также все вспомогательные приборы и аппараты к ним, устанавливаемые на открытом воздухе, выполняются в закрытом или защищенном исполнении с противосыровой изоляцией и устанавливаются под навесами из негорючих материалов.

586. Электросварочные установки (стационарные и передвижные) и свариваемые предметы при проведении сварочных работ заземляются.

Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных установках надлежит заземлять тот зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединяется проводник, идущий к изделию (обратный провод).

Заземление выполняют при помощи гибких изолированных проводов, снабженных специальными зажимами, обеспечивающими надежный контакт. Применение голых проводов и подручных металлических предметов для заземления не допускается.

587. Соединение жил сварочных проводов между собой должно выполняться горячей пайкой. Подключение электропроводок к электрододержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату допускается только при помощи специальных зажимов или медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбой.

588. Провода, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и иному оборудованию, имеют надежную изоляцию, защиту от действия высокой температуры, механических повреждений и химических воздействий.

Применять для электросварочных работ провода с поврежденной изоляцией и переносить провода сварочных аппаратов под напряжением запрещается.

589. При проведении электросварочных работ, связанных с частыми перемещениями сварочных установок, применяются механические шланговые кабели.

590. Обратный проводник от свариваемого изделия к источнику тока должен быть аналогичным основному проводу, присоединённому к электрододержателю.

591. При смене электродов в процессе сварки их остатки (огарки) складываются в специальный металлический ящик.

592. Во время перерыва, а также при уходе сварщика с рабочего места электросварочный аппарат и провода должны быть обесточены.

Параграф 4. Резка металла

593. При бензо-, керосине- и кислородной резке бачок с горючим должен находиться не ближе 5 м от баллонов с кислородом и от источников открытого огня и не ближе 3 м от рабочего места резчика. При этом бачок должен быть расположен так, чтобы на него не попадали пламя и искры при работе.

594. Перед зарядкой бачка горючим проверяются его исправность и герметичность. При пропуске горючей жидкости и неисправности насоса бачок эксплуатировать не разрешается.

595. Бачок оснащен исправным манометром, а также предохранительным клапаном, не допускающим повышения давления в бачке более 0,5 МПа. Нельзя выполнять резку металла при давлении воздуха в бачке, превышающем рабочее давление кислорода в резаке. Рабочее давление в бачке (с горючим) устанавливается не выше 0,3 МПа.

596. Для бензо-, керосино- кислородной резки бачки заправляются только фильтрованным горючим не более чем на 3/4 его объема, в специально отведенном помещении или на специально отведенной площадке.

Место заправки от места выполнения огневых работ и открытых источников огня расположено не ближе чем 20 м. Хранение запаса горючего допускается в количестве не более сменной потребности. Горючее необходимо хранить в исправной, небьющейся, плотно закрывающейся специальной таре.

597. Перед началом бензо-, керосино- кислородной резки необходимо проверить надежность и плотность присоединения бензостойкого шланга к бачку и резаку. Сальник запорного вентиля на бачке не должен пропускать горючее.

598. При обратном ударе пламени работа немедленно прекращается, а горелка тушится.

599. При резке металла бензо-, керосино- и кислородорезаком запрещается:

- 1) пользоваться неисправными аппаратами, шлангами и горелками;
- 2) применять загрязненное или с примесью воды горючее для бензорезов;
- 3) применять для подачи горючего к резаку кислородные шланги;
- 4) перегревать испаритель резака до вишневого цвета, а также подвешивать резак во время работы вертикально, головкой вверх;
- 5) направлять пламя и класть горелку на стораемые предметы;
- 6) резать при давлении в бачке с горючим, превышающим рабочее давление кислорода в резаке;
- 7) зажимать, перекручивать или заламывать шланги, подающие кислород и горючее к резаку;
- 8) хранить запас горючего на рабочей площадке.

Сноска. Пункт 599 в редакции приказа Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 03.10.2023 № 533 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

600. При прекращении резки воздух из бачка выпускают только после гашения резака.

Приложение 1
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Указания по защите резервуаров от коррозии

1. Резервуары необходимо защищать от коррозии путем нанесения полимерных покрытий на внутреннюю и наружную поверхности. При наличии подтоварной воды с концентрацией солей не менее 0,3 % для противокоррозионной защиты днища катодная или протекторная защита. Защиту днищ резервуаров от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами осуществляют с помощью катодных станций или групповых протекторов.

2. Перед проведением окрасочных работ новый резервуар необходимо подвергать гидравлическим испытаниям и градуировать. При подготовке к внутренней окраске эксплуатирующийся резервуар должен быть освобожден от нефти или нефтепродукта, зачищен, проверен на наличие дефектов и при необходимости резервуар подвергается текущему или капитальному ремонту. По окончании подготовительных работ резервуар принимают по акту, представленному в приложении 2 Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

3. Поверхность подготавливают непосредственно перед окраской, при этом осуществляют механическую очистку от продуктов коррозии, обезжиривание, дополнительную обработку модификаторами при наличии плотно сцепленной ржавчины с поверхностью металла.

На подготовленную поверхность наносят покрытие, причем каждый последующий слой покрытия допускается наносить только после технологической выдержки предыдущего слоя.

4. Работы по защите резервуаров от коррозии выполняются бригадами, укомплектованными специалистами, которые имеют соответствующую квалификацию. Бригады должны быть оснащены соответствующим оборудованием и механизмами.

5. Организацию и проведение окрасочных работ возглавляет руководство предприятия (нефтебазы, резервуарного парка).

6. Перед началом работ необходимо:

- 1) подготовить и проверить все оборудование для очистки поверхности и нанесения модификаторов ржавчины и эмали;
- 2) установить леса на определенную высоту;
- 3) при защите внутренней поверхности резервуара смонтировать вентиляцию и при необходимости вырезать монтажное окно в нижнем поясе для внесения в резервуар оборудования и лесов;
- 4) при проведении работ в ночное время используется освещение во взрывобезопасном исполнении;
- 5) для проведения подготовительной работы и приготовления лакокрасочных составов вблизи окрашиваемого резервуара нужно оборудовать открытую площадку с навесом;
- 6) при наличии понтона под ним устанавливаются стойки или иные приспособления для уменьшения его провисания.

7. Качество нанесенного покрытия необходимо контролировать по истечении полного времени формирования покрытия (сушки) согласно ТУ или проекту организации работ по следующим параметрам: толщине покрытия, сплошности, адгезии, а также визуальному осмотру.

8. По окончании работы по нанесению покрытия составляют акт приемки резервуара в эксплуатацию. К акту приемки должны быть приложены: паспорт на применяемые материалы, акт на скрытые работы, журнал производства работ по антикоррозионной защите.

Состояние покрытия проверяют при проведении эксплуатационных осмотров, ремонтных и очистных работ, но не реже одного раза в год. Результаты осмотра записывают в акте проверки. Состояние покрытия контролируют

визуально после очистки резервуара от грязевых отложений. Завистные работы необходимо выполнять, не нарушая покрытия.

Покрытие, имеющее вздутие, растрескивание, отслоение или иные явные дефекты, считается поврежденным. В сомнительных случаях целостность покрытия определяют, проверкой адгезии (метод решетчатых надрезов). Поврежденные участки покрытия должны быть восстановлены.

Разрушенное покрытие удаляют механическим способом, поверхность зачищают и окрашивают по первоначальной схеме.

Приложение 2
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

ЖУРНАЛ
регистрации срабатывания установок систем
блокировки и автоматических защит

№ записи п/п	Наименование и номер по схеме установки, оборудования	Дата и время срабатывания	Причина срабатывания	Фамилия, имя, отчество (при наличии), должность, место работы, подпись лица, производившего запись о срабатывании	Отметка об устранении причин срабатывания	Дата и время подключения установки, оборудования	Фамилия, имя, отчество (при наличии), должность, место работы, подпись лица, производившего запись о устранении и подключении
1	2	3	4	5	6	7	8

Приложение 3
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт № _____
на приемку основания резервуара № _____ и гидроизолирующего слоя

Г. _____

« _____ » _____ 20 ____ г.

_____ (наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

_____ (наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии),

_____ (реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

_____ (наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии),

_____ (реквизиты документа о представительстве)

технического надзора заказчика _____

_____ (наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), реквизиты документа о представительстве)

_____ проектной организации (в случаях осуществления авторского надзора проектной организацией)

_____ (наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), реквизиты документа о представительстве)

произвели осмотр выполненных работ по сооружению основания под резервуар № _____ и установили следующее:

кольцевой фундамент, насыпная подушка и гидроизолирующий слой выполнены в соответствии с проектом № _____.

На основании результатов осмотра и прилагаемых документов основание принимается под монтаж.

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:

1. Исполнительная схема на кольцевой фундамент и основание под резервуар № _____.

2. Акт на скрытые работы по подготовке и устройству насыпной подушки под резервуар № _____.

3. Акт на скрытые работы по устройству гидроизолирующего слоя под резервуар № _____.

Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 4
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт № _____
испытания на герметичность швов покрытия (кровли, понтона
(плавающей крыши) резервуара № _____

г. _____ « _____ » _____ 20__ г.

(наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии), реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии),

реквизиты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что после окончания сварочных работ на покрытии (кровле, понтоне (плавающей крыше)) резервуара № _____ было проведено испытание швов покрытия на герметичность путем _____

при температуре окружающего воздуха _____

с контрольной выдержкой в течение _____

В результате испытаний установлено _____

Выявленные дефекты швов (при их наличии) были устранены путем повторной подварки без вырубки дефектных участков.

На основании вышеуказанных результатов покрытие (кровлю, понтона (плавающую крышу))

считать _____ испытание.

Акт составлен в _____ экземплярах.

Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество

(при наличии)

Приложение 5
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Номинальные объемы и основные параметры применяемых стальных резервуаров

Таблица 1

Вертикальные резервуары

Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров, м			
	со стационарной крышей		с плавающей крышей	
	диаметр, Д	высота, Н	диаметр, Д	высота, Н
100	4,7	6,0	-	-
200	6,6	6,0	-	-
300	7,6	7,5	-	-
400	8,5	7,5	-	-
700	10,4	9,0	-	-
1000	10,4	12,0	12,3	9,0
2000	15,2	12,0	15,2	12,0
3000	19,0	12,0	19,0	12,0
5000	21,0	15,0	22,8	12,0
10 000	28,5	18,0	28,5	18,0
20 000	40,0	18,0	40,0	18,0
30 000	45,6	18,0	45,6	18,0
40 000	56,9	18,0	56,9	18,0
50 000	60,7	18,0	60,7	18,0
100 000	-	-	85,3	18,0
120 000	-	-	92,3	18,0

Примечание - В сырьевых резервных парках центральных пунктов сбора (НДС) нефтяных месторождений при технико-экономическом обосновании допускается применение резервуаров объемом 10 000 м³, диаметром 34,2 м высотой 12 м.

Таблица 2

Горизонтальные резервуары

Номинальный объем, м ³	Основные параметры резервуаров, м		
	Диаметр, Д	Длина, L, при днище	
		плоском	коническом
3	1,4	2,0	-
5	1,9	2,0	-
10	2,2	2,8	3,3
25	2,0	4,3	4,8
50	2,0	9,0	9,6
75	3,2	9,0	9,7
100	3,2	12,0	12,7
500	6,0	18,0	-
1000	6,0	35,8	-

Приложение 6
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма титульного листа

ЖУРНАЛ

распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефти и нефтепродуктов

Организация _____

Резервуарный парк нефти и нефтепродуктов _____

Начат _____

Окончен _____

Дата и время	Содержание задания (распоряжения)	Задание выдано		Задание принято	
		фамилия, должность	подпись	фамилия, должность	подпись

Пояснения и указания по заполнению журнала:

1. журнал распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефти и нефтепродуктов является внутренним документом организации;
2. журнал ведется в одном экземпляре, пронумеровывается и скрепляется печатью. Количество листов в журнале заверяется подписью ответственного лица;
3. в журнале отражаются основные операции задания: время проведения перекачки (начало и окончание) или погрузки в транспортные емкости, внутренние перекачки.

							ему объем, м/м ³		
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Технологическая карта эксплуатации резервуаров

1. Пояснения по заполнению отдельных граф приведенной формы технологической карты:

1) графа 4 предусматривает предельный установленный уровень заполнения резервуара.

Предельный установленный уровень заполнения резервуара - максимальный уровень возможного заполнения резервуара, определяемый проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

В соответствии с пунктом 7.1.11 СН РК 3.02-28-2011 «Сооружения промышленных предприятий»:

Расстояние от верха стенки резервуара с плавающей крышей или опорного кольца в резервуаре с понтоном до максимального уровня жидкости принимаются с учетом технологических ограничений.

В резервуарах со стационарной крышей минимальное расстояние от низа врезки пенокамер до максимального уровня жидкости с учетом температурного расширения продукта и технологических ограничений.

2) в графах 5-7 приемо-раздаточные патрубки.

Если на резервуарах смонтировано более одного приемо-раздаточного патрубка и по ним осуществляются или могут осуществляться отдельный прием и откачка нефти или нефтепродукта, необходимо привести отдельные характеристики приемных и раздаточных патрубков.

Максимально допустимая производительность истечения нефти или нефтепродукта через один патрубок определяется при:

приеме нефти или нефтепродукта в резервуар - по максимально допустимой скорости истечения нефти или нефтепродукта в резервуар с обеспечением электростатической безопасности, в соответствии с таблицей «Максимально допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности»;

откачке нефти или нефтепродукта из резервуара - по условиям обеспечения бескавитационной работы насосов.

Таблица

Максимально допустимая скорость истечения нефти в резервуары для обеспечения электростатической безопасности

Диаметр приемо-раздаточного патрубка, мм	200	300	500	600	700
Максимально допустимая скорость, м/с	10,9	10,3	9,4	9,1	8,8

3) в графе 8 указывается допустимое рабочее давление на крышу резервуаров.

Допустимое рабочее давление на крышу резервуаров определяется проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

4) в графах 9-12 указывается дыхательная арматура.

Дыхательные и предохранительные клапаны резервуаров регулируются на давление (избыточное и вакуум) исходя из допустимого рабочего давления на крышу резервуара.

Дыхательные и предохранительные клапаны резервуаров одной технологической группы должны быть отрегулированы на соответствующие одинаковые избыточное давление и вакуум, не превышающие величину избыточного давления и вакуума любого резервуара этой группы.

Сопротивление вентиляционных патрубков при их паспортной пропускной способности не должно превышать допустимое рабочее давление и вакуум, установленные для крыши резервуаров.

Пропускная способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями ограничивается пропускной способностью огневых предохранителей.

Суммарная пропускная способность дыхательных и предохранительных клапанов, вентиляционных патрубков в каждой технологической группе должна обеспечить безаварийную работу резервуаров при избыточном давлении и вакууме во всех ситуациях, включая аварийные.

5) в графе 13 указывается максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши.

Максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши от минимально допустимого до максимально допустимого уровня при приеме и откачке нефти из резервуара определяется проектом или заключением по результатам технического диагностирования.

При отсутствии этих данных максимально допустимая скорость движения понтона, плавающей крыши ограничивается 2,5 м/с.

6) в графе 14 указывается максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуара.

Максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуаров ограничивается пропускной способностью дыхательной арматуры, допустимой производительностью истечения нефти или нефтепродукта через приемо-раздаточные патрубки, максимальной допустимой скоростью движения понтона или плавающей крыши.

За максимально допустимую производительность заполнения и опорожнения резервуара принимается меньшая из производительностей, рассчитанная по вышеуказанным ограничительным показателям.

Максимально допустимая производительность заполнения и опорожнения резервуаров определяется в соответствии с действующей нормативной документацией по проектированию и устройству вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

7) в графе 15 указывается максимально допустимая скорость изменения уровня нефти или нефтепродукта в резервуаре по допустимой производительности заполнения и опорожнения

Максимально допустимая скорость изменения уровня нефти или нефтепродукта в резервуаре по допустимой производительности его заполнения и опорожнения приводится для удобства оперативного контроля за производительностью.

8) в графе 16 указывается количество резервуаров, одновременно подключаемых в технологическую группу.

Минимальное количество резервуаров, одновременно подключаемых в технологическую группу, определяется из условия:

не превышения допустимой производительности заполнения - опорожнения резервуаров с учетом возможного перетока нефти или нефтепродукта;

обеспечения технологического процесса перекачки нефти или нефтепродукта (при ожидаемой максимальной производительности приема или откачки нефти) в течение времени, принятого для определения допустимых уровней или технологического и максимального рабочего уровней.

В технологической карте эксплуатации резервуаров должно быть отражено минимально необходимое количество резервуаров. При подключении в технологическую группу большего количества резервуаров целесообразно в технологической карте или в отдельном приложении отразить все возможные варианты.

Основным показателем при определении максимальной допустимой производительности заполнения или опорожнения резервуара.

Если для приема и откачки нефти или нефтепродукта выделяются одни и те же группы резервуаров, за минимальное количество резервуаров в группах берется их наибольшее потребное количество, необходимое для приема или откачки нефти или нефтепродукта.

9) в графах 17-22 указываются уровни и объемы нефти или нефтепродукта в резервуарах:

Допустимые уровни нефти в резервуарах (графы 17-18):

Минимально допустимый уровень нефти или нефтепродукта для резервуаров типа РВС определяется как сумма большего из расчетных уровней по воронкообразованию, кавитации насосов или полному затоплению струи при приеме нефти в резервуары и дополнительного уровня, необходимого для устойчивой работы откачивающих агрегатов в течение времени, необходимого для оперативных действий (передачи соответствующих оперативных распоряжений или согласований, остановки откачивающих агрегатов и отключения резервуаров или для переключения на откачку нефти с одной группы резервуаров на другую.

Минимально допустимые уровни нефти или нефтепродукта (м) в резервуаре определяются по формуле:

$$H_{\min} = H_{p.\min} + \frac{Q \cdot t}{S} \quad (1)$$

где: $H_{p.\min}$ - наибольший из расчетных уровней по воронкообразованию и кавитации насосов, полному затоплению струи, м;

Q - максимально допустимая производительность опорожнения резервуара, м³/ч;

t - время, необходимое для оперативных действий, ч;

S - площадь зеркала нефти в резервуаре, м².

Минимально допустимые уровни нефти или нефтепродукта для резервуаров типа РВСП - вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей и понтоном, РВСПК - вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей, определяются из условия нахождения понтона (плавающей крыши) на плаву.

Максимально допустимый уровень нефти или нефтепродукта в резервуаре определяется как разница между предельным установленным уровнем заполнения резервуара и уровнем, необходимым для создания запаса емкости, достаточной для приема нефти из трубопровода на время оперативных действий по отключению резервуаров (передача соответствующих оперативных распоряжений и согласований, остановка перекачки и сброс давления с приемного участка нефтепровода, отключение резервуаров) или переключению приема нефти с одной группы резервуаров на другую.

Максимально допустимые уровни нефти или нефтепродукта (м) в резервуаре определяются по формуле:

$$H_{\max} = H_o^{\max} + \frac{Q \cdot t}{S} \quad (2)$$

где: H_o^{\max} - предельный установленный уровень заполнения резервуара (графа 4), м;

Q - максимально допустимая производительность заполнения резервуара, м³/ч;

t - время, необходимое для оперативных действий, ч;

S - площадь зеркала нефти или нефтепродукта в резервуаре, м².

Технологический (минимальный рабочий) уровень нефти или нефтепродукта в резервуарах (графы 19-20).

Приложение 8
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма титульного листа

ЖУРНАЛ
осмотра и устранения дефектов основного оборудования и арматуры
резервуара

Организация _____

Резервуарный парк нефти и нефтепродуктов _____

Начат _____

Окончен _____

Дата осмотра	Наименование оборудования, арматуры	Результат осмотра (обнаруженные дефекты)	Выполнение работы по устранению дефектов	Дата устранения дефектов	Атмосферные условия (температура окружающей среды, осадки, влажность, сила ветра)*	Фамилия, должность лица выполнившего ремонт	Подпись ответственного лица

*При наличии, указать особые условия, например: туман, гололед, штормовой ветер.

Пояснения и указания по заполнению журнала:

1) журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуара является внутренним документом предприятия;

2) журнал ведется в одном экземпляре, пронумеровывается и скрепляется печатью. Количество страниц в журнале заверяется подписью ответственного лица;

3) в журнале отражаются результаты осмотра и устраняемые неисправности оборудования и арматуры резервуара.

Приложение 9
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Перечень основных проверок технического
состояния понтона и устранение неисправностей

1. При визуальном осмотре понтона через световой люк (не реже одного раза в месяц) необходимо проверить, нет ли нефтепродукта на поверхности ковра или затвора, разрывов ковра, зазора между затвором и стенкой резервуара.
2. При осмотре понтона внутри резервуара необходимо проверить:
 - 1) герметичность швов ковра и нет ли разрывов в нем;
 - 2) нет ли зазора между затвором и стенкой резервуара (при наличии зазора последний измеряют по ширине и длине);
 - 3) степень изношенности затвора (затвор считается изношенным, если трущаяся о стенки резервуара резиновая обкладка изнашивается до тканевого материала);
 - 4) герметичность коробов;
 - 5) не засорился ли перфорированный кожух, предназначенный для ручного отбора проб и измерений уровня;
 - 6) нет ли обрыва и коррозии токоотвода заземления (измеряют сопротивление растеканию тока токоотводов).
3. При наличии нефти и нефтепродукта в отсеках или центральной части понтона они должны быть слиты в резервуар, после чего резервуар необходимо опорожнить, пропарить и очистить для выполнения работ внутри него. В зависимости от объема сливаемой нефти или нефтепродукта и наличия необходимого оборудования слив нефтепродукта из отсеков или центральной части понтона может проводиться сифонами (шлангами), передвижными

насосными агрегатами или с использованием эжекторов. Используемые передвижные насосные агрегаты устанавливаются вне резервуара и имеют взрывозащищенное исполнение. Работы, связанные с установкой и обслуживанием сифонов (шлангов), эжекторов и насосных агрегатов, необходимо выполнять в соответствии с требованиями техники безопасности и Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонтрезервуаров для нефти и нефтепродуктов.

4. Сварные соединения освобожденных из-под нефти или нефтепродукта участков понтона необходимо проверить на герметичность.

В случае негерметичности проверенных участков понтона резервуар выводится из эксплуатации в ремонт для устранения дефектов.

5. Дефекты сварных швов (трещины, непровары, свищи), являющиеся причиной попадания нефти или нефтепродукта в отсеки или центральную часть понтона, должны быть тщательно обследованы и устранены сваркой. Отдельные мелкие трещины, отверстия в сварных швах и основном металле допускается ликвидировать применением эпоксидных составов.

6. Неисправные элементы затворов и системы заземления должны быть заменены.

Особенности обслуживания и ремонта синтетических понтонов

7. В настоящее время применяются на новых и дооснащении действующих резервуаров синтетические понтоны следующих модификаций: пенополиуретановые конструкции, полиэтиленовые из полиэтилена высокой плотности, пленочные из полиамидной пленки, резинотканевые.

8. Монтаж синтетических понтонов начинается с подготовки резервуара, врезки люков-лазов, сооружения и соединения конструктивных элементов, обеспечивающих жесткость и плавучесть защитного покрытия (таких как поплавок, коробка жесткости, настил), соединения элементов, обеспечивающих электростатическую защиту понтона. После чего ведутся монтажные операции по перекрытию кольцевого пространства резервуара (разворачивание и подсоединение к коробам жесткости рулона полиэтилена, ковра из пленки),

технологические операции по напылению на арматуру жесткости компонентов пенополиуретана. Монтаж ведется согласно технической документации, проекту производства работ, разработанному проектными организациями.

При дооснащении полиэтиленовыми или пленочными понтонами резервуаров с центральной стойкой на ковре предусматривается монтажный шов, который сваривается или склеивается после монтажа по технологии организации-разработчика. После полной сборки понтона из пенополиуретана (далее - ППУ) вся его поверхность с целью электростатической защиты покрывается латексом согласно технологической инструкции. После нанесения латекса ходить по понтону не разрешается.

9. Огневые работы в резервуаре выше отметки опорного устройства понтона (1800 мм) после монтажа неметаллического понтона проводятся с принятием мер, исключающих попадание искр раскаленного металла на поверхность ковра.

10. После окончания монтажа представитель заказчика совместно с представителем монтажной организации проверяет качество сборки и монтажа понтона.

11. Технологический режим (такой как скорость подъема понтона, предельный уровень наполнения, максимальная температура хранимого нефтепродукта) определяется соответствующими инструкциями организаций-разработчиков синтетических понтонов.

12. При максимальном уровне наполнения обеспечивается запас свободного пространства над понтоном 300 мм – 500 мм до, выступающих частей кровли, балок. При заполнении до верхнего предельного уровня скорость наполнения заблаговременно (за 1 м -1,5 м) снижается до 150 м³/ч - 200 м³/ч.

13. В период эксплуатации резервуаров с синтетическими понтонами для сокращения потерь паров нефтепродукта нецелесообразно опускать уровень нефтепродукта ниже 1,8 м.

14. Осмотр понтона из ППУ предусматривается в графике эксплуатации не реже одного раза в шесть месяцев.

15. Зачистка и промывка резервуаров с понтоном из ППУ проводится с помощью моющего раствора типа МЛ-2. Применение острого пара запрещается.

16. При пропарке и промывке резервуаров с пленочными и полиэтиленовыми понтонами температура под понтоном должна быть не более 60 °С, а давление не более 0,3 МПа.

17. Ремонт понтона из ППУ в случае необходимости осуществляется в резервуаре путем зачистки дефектных мест, напыления или заливки ППУ и подклеивания эластичного затвора. Передвижение по понтону из ППУ во время ремонта и обслуживания его допускается только по трапам шириной 650 мм и длиной не менее 2 м. Передвижение по понтону из ППУ, когда он находится в плавучем состоянии, не допускается.

18. При текущем и среднем ремонте полиэтиленового понтона устраняют локальные дефекты ковра, негерметичность коробов, соединяют отвод статического электричества и заземляющего устройства в случае их обрыва или полностью заменяют токоотвод в случае коррозии. При капитальном ремонте понтона выполняются работы по частичной или полной замене ковра, затвора, сетки для защиты от статического электричества.

19. При текущем ремонте пленочного понтона проводится заклеивание обнаруженных разрывов ковра (технология склейки разрывов ковра приведена ниже), установка дополнительных промежуточных поплавков. При капитальном ремонте выполняются работы по частичной или полной замене ковра, сетки, затвора, замене или установке дополнительных поплавков, частичной или полной замене монтажной опоры.

20. При проведении капитального ремонта резервуара, связанного с полной заменой кровли, верхних поясов, предусматриваются меры предосторожности во избежание попадания искр, брызг сварки на синтетический материал понтона. При этом предусматриваются либо временный демонтаж и сворачивание в рулон ковра, либо временное затопление водой понтона при выполнении огневых работ (наличии дренажных устройств в коробах).

21. Срок службы синтетических понтонов должен быть не менее 10 лет.

Приложение 10
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Указания по дегазации резервуара с понтоном

1. Дегазация (очистка) резервуара осуществляется при положении понтона на стойках путем пропарки или промывки с последующей вентиляцией.
2. Для очистки понтона резервуар освобождается от остатка нефтепродукта, отсоединяется от всех трубопроводов, кроме зачистного, а концы трубопроводов закрываются заглушками с хвостовиком-указателем.
3. Резервуар необходимо пропарить, подавая пар одновременно под понтоном и над ним через люк-лаз и монтажный люк, расположенные соответственно на первом и третьем поясах стенки; пропарка должна выполняться при одном открытом световом люке. В процессе пропарки пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены через отжатый участок затвора кольцевого зазора между стенками резервуара и понтоном, расположенного на противоположной стороне от люков, через которые подается пар. Длина отжатого участка затвора должна быть не менее 10 м. Отжатие затвора от стенки резервуара может быть осуществлено с помощью деревянных клиньев или иных отжимных приспособлений. Во время пропарки внутри резервуара необходимо поддерживать температуру в пределах 60 °С - 70 °С, для синтетических не более 60 °С. Пропарка должна проводиться до полного удаления паров нефти и нефтепродукта из резервуара. Если для подачи используются шланги, то они оснащаются наконечниками из цветного металла. Паропровод и наконечники шлангов заземляются.

Примечание - Не допускается попадание струи пара на ковер и поплавки из синтетических материалов.

4. После окончания пропарки резервуар охлаждается до температуры не выше 30°C с проветриванием при открытии всех люков. Далее резервуар должен быть промыт водой путем дополнения его до максимально допустимого уровня с последующим опорожнением или промыт водяной струёй (при этом не допускается попадание воды на поверхность понтона).

5. При выполнении работ по пропарке и вентилированию резервуара с понтоном крышки открытых люков и патрубков прикрепляются к своим фланцам одним или двумя болтами, затянутыми гайками.

6. Резервуар с понтоном, в котором имеются пирофорные отложения, необходимо пропарить при закрытом нижнем люке и открытых световом и замерном люках. Пар подаётся одновременно под понтоном и над ним. При этом газовые пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены между собой. По окончании пропарки резервуар должен быть заполнен водой до верхнего уровня, после чего (для обеспечения медленного окисления пирофорных отложений) уровень воды необходимо снижать со скоростью не более 0,5-1 м/ч. Удаление пирофорных отложений из резервуара проводится в специально отведенное место. Пирофорные отложения до удаления из резервуара сохраняются во влажном состоянии. Пробы пирофорных отложений из резервуара отбираются по разрешению руководства предприятия специально подготовленными людьми при обязательном присутствии представителя пожарной охраны предприятия и с соблюдением мер безопасности, изложенных в Правилах обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Приложение 11
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Инструкция по определению герметичности сварных соединений понтонов

1. Герметичность сварных соединений понтона проверяется внешним осмотром, смачиванием керосином или вакуум-методом.

2. При проверке герметичности стыкового сварного соединения или нахлесточного соединения, выполненного с одной стороны сплошным швом, а с другой прерывистым, контролируемая сторона соединения тщательно очищается от грязи, окалины и окрашена водной суспензией мела или каолина. После высыхания водной суспензии обратная сторона соединения (сварного шва) обильно смачивается керосином не менее двух раз с перерывом 10 минут. На окрашенной водной суспензией мела или каолина поверхности сварного шва не должно появляться пятен в течение 12 ч, а при температуре ниже 0 °С в течение 24 ч.

3. Для проверки герметичности двусторонних нахлесточных сварных швов керосин вводится под давлением 0,098 МПа - 0,0196 МПа в зазор между листами через специально просверленное отверстие; после проведения испытания пространство между листами продувается сжатым воздухом, а отверстие заваривается.

4. При контроле сварных соединений вакуум-методом контролируемый участок сварного соединения и основного металла шириной 150 мм по обеим сторонам от шва очищается от шлака, масла и пыли, смачивается индикаторным мыльным раствором, а при отрицательной температуре - раствором лакричного корня. Далее на контролируемый участок плотно устанавливается вакуум-камера, которая подключается к вакуум-насосу. При проведении испытания разрежение в вакуум-камере составляет не менее 0,665 МПа для сварных соединений стальных

листов толщиной 4 мм и не менее 0,079 МПа для соединений стальных листов большей толщины. Отсутствие пузырьков внутри камеры при проведении испытания свидетельствует о достаточной герметичности контролируемого участка сварного соединения.

Приложение 12
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

**Указания по восстановлению плавучести (работоспособности)
затонувшего понтона**

1. Восстановление плавучести (работоспособности) затонувшего понтона должно осуществляться в следующей последовательности:

1) измерить расстояние до поверхности затонувшего понтона через световые люки, при этом необходимо убедиться, что понтон находится на опорных стойках;

2) понизить уровень нефти или нефтепродукта в резервуаре до верхней кромки борта понтона путем ее откачки через раздаточный патрубок технологическими насосами, при этом нефть или нефтепродукт из надпонтонного пространства будет поступать в раздаточный патрубок через затворы направляющих стенок и кольцевого зазора между стенкой резервуара и понтоном, а также через направляющие стойки.

2. При откачке необходимо:

1) ограничить по возможности расход нефти или нефтепродукта;

2) установить запасную крышку люка-лаза в третьем поясе с приваренным к ней сливным патрубком диаметром 80 мм – 100 мм;

3) заполнить резервуар водой до уровня не ниже нижней образующей сливного патрубка запасной крышки люка в третьем поясе, подавая воду в подпонтонное пространство. Во избежание образования статического электричества закачивается вода со скоростью 1 м/с. Если при закачке воды понтон всплывает в плоскости раздела вода - нефть, то воду необходимо подавать с помощью шланга также сверху через люк-лаз на центральную часть понтона;

4) откачать нефть с поверхности воды через сливной патрубок запасной крышки люка-лаза в третьем поясе;

5) дегазировать резервуар путем полного заполнения его водой и последующего опорожнения или путем вентилирования через все открытые люки;

6) снизить уровень воды до верхней кромки борта понтона путем слива ее через сифонный кран;

7) установить сифонные линии (шланги) для слива воды из отсеков и центральной части понтона в резервуар (рабочий устанавливает сифонные линии изнутри резервуара через люк-лаз), после чего через сифонный кран полностью удалить воду из резервуара. Для ускорения удаления воды могут быть использованы также передвижные насосы и установлены дополнительные сифоны (шланги) через люки в первом и третьем поясах стенки. При установлении сифонных линий соблюдаются требования безопасности, изложенные в настоящих Правилах;

8) проверить исправность всех элементов понтона и герметичность швов сварных соединений.

3. При отсутствии поврежденных элементов понтона резервуар можно эксплуатировать. При обнаружении повреждений элементов понтона и его негерметичности резервуар выводят из эксплуатации и ремонтируют.

Приложение 13
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма

Журнал контроля воздушной среды

№ п /п	Дата, вре- мя и ме- сто от- бо- ра про- бы	Наиме- нова- ние ток- сичных и взры- воопас- ных ве- ществ	Ме- тод отбо- ра проб. Тип и но- мер при- бора	Фами- лия и долж- ность лица, выпол- няюще- го ана- лиз	Санитарная до- пустимая нор- ма или/преде- лы взрываемо- сти, нижний /верхний в % объемных	Результаты анализа в мг/м ³ или % объем- ных		Подпись специа- льно назна- ченного лица (на- чальника смены, ма- стера)	Принятые ме- ры по ликвида- ции загазован- ности (запол- няется началь- ником смены, мастером)	При- чина по- вы- ше- ния зага- зо- ван- но- сти	При- ме- ча- ние
						по- ка- за- ния при- бо- ров	анали- тиче- ский кон- троль в мг /м ³ или объем- ный в %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение 14
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма акта приемки скрытых работ

Акт № _____
приемки скрытых работ

г. _____

« _____ » _____ 20 ____ г.

Комиссия в составе представителей:
заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы,

реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность, фамилия,

инициалы, реквизиты документа о представительстве)

технического надзора заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

проектной организации (в случаях осуществления авторского надзора проектной организацией)

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

а также иные представители лиц, участвующих в приемке:

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа о

представительстве)

произвели осмотр работ, выполненных _____

(наименование организации, осуществляющей

строительно-монтажные работы, выполнившей работы)

и составили настоящий акт о нижеследующем:

1) К приемке предъявлены следующие работы _____

(наименование скрытых работ)

2) Работы выполнены по проектной документации _____

(номер иные реквизиты чертежа,

наименование проектной документации, сведения об организациях,

осуществляющих подготовку раздела проектной документации)

3) При выполнении работ применены _____

(наименование строительных материалов, (изделий) со

ссылкой на сертификаты или иные документы, подтверждающие качество)

4) Предъявлены документы, подтверждающие соответствие работ

предъявляемым к ним требованиям: _____

(исполнительные схемы и чертежи, результаты экспертиз, обследований,

лабораторных и иных испытаний выполненных работ, проведенных в процессе

строительного контроля)

5) Дата начала работ: « ____ » _____ 20__ г.

6) Дата окончания работ: « ____ » _____ 20__ г.

7) Работы выполнены в соответствии с _____

(указываются наименование, статьи (пункты)

технического регламента (норм и правил), иных нормативных правовых актов,

разделов проектной документации)

8) Разрешается производство последующих работ по _____

(наименование работ, конструкций,

участков сетей инженерно-технического обеспечения)

Дополнительные сведения _____

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:

Подписи:

Председатель комиссии _____

(должность, фамилия, имя, отчество(при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 15
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Журналы промежуточной приемки на монтажные работы сварочных работ
по резервуару № _____ вместимостью _____ м³

Но- мер шва схе- ме	Тип шва и положение в простран- стве	Марка элек- трода или проволоки и флюса	Да- та свар- ки	Темпе- ратура возду- ха, °С	Фамилия и инициа- лы свар- щика	Номер и срок действия удо- стоверения сварщика	Знак свар- щи- ка	Оценка швов по внешне- му виду	Под- пись свар- щи- ка	Под- пись кон- троль- ного ма- стера
Приложение: Схемы швов резервуара.										

Производитель работ _____

Мастер по сварке _____

Примечания:

1. настоящий журнал оформляется в виде тетради из 10-12 страниц с тем, чтобы все записи выполненных сварочных работ вплоть до окончания сооружения резервуара были занесены в один документ;

2. в журнал вносят только сварочные работы, выполненные при монтаже.

подготовки поверхности под окраску резервуара № _____ вместимостью _____ м³

Номер поверх- ности по схеме	Да- та за- чист- ки	Темпера- тура воз- духа, °С (°К)	Оценка по- верхно-сти по внешнему виду	На- ли- чие де- фек- тов	Мероприя- тия по устране- нию дефектов	Фамилия, имя, от- чество (при нали- чии), выполняю- щего	Под- пись выпол- ня- ющего	Подпись контроли- рующего мастера

Производитель работ _____

Ответственный за проведение работ _____

Приложение 16
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Формы актов испытаний

**Акт № _____
на испытание соединений днища резервуара № _____**

г. _____ « _____ » _____ 20__ г.

(наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность, фамилия,

инициалы, реквизиты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что после окончания работ по монтажу днища резервуара
№ _____ было произведено испытание соединений (швов) днища в соответствии с
технологической картой _____ со следующими результатами

На основании вышеуказанных результатов комиссия считает днище _____

Акт составлен в _____ экземплярах.

Подписи:

Председатель комиссии _____

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

**Акт № _____
на испытание герметичности сварного соединения стенки с днищем
резервуара № _____**

г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

_____ (наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

_____ (наименование организации, должность, фамилия, инициалы,

_____ реквизи́ты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

_____ (наименование организации, должность,

_____ фамилия, инициалы, реквизи́ты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что были произведены проверка и испытание сварного соединения
стенки с днищем резервуара № _____ на герметичность в соответствии с технологической
картой _____

со следующими результатами _____

На основании вышеуказанных результатов комиссия считает

_____ Акт составлен в _____ экземплярах. _

Подписи:

Председатель комиссии _____

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

**Акт № _____
на просвечивание вертикальных монтажных
стыков стенки резервуара № _____**

г. _____ « ____ » _____ 20__ г.

_____ (наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

_____ (наименование организации, должность, фамилия, инициалы,

_____ реквизи́ты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

_____ (наименование организации, должность,

_____ фамилия, инициалы, реквизи́ты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что просвеченные швы (см. схему резервуара) выполнены
сварщиками _____

знак _____

Просвечивание произведено в соответствии с технологической картой _____

В результате просвечивания установлено _____

На основании, вышеуказанного резервуар может быть представлен к гидравлическим испытаниям.

Приложение: Схема просвеченных вертикальных стыков стенки резервуара и заключение
радиографа в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82.

Акт составлен в _____ экземплярах.

Подписи:

Председатель комиссии _____

(фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(фамилия, имя, отчество (при наличии))

(фамилия, имя, отчество (при наличии))

Акт № _____
испытания на герметичность швов покрытия
(кровли, понтона (плавающей крыши)) резервуара № _____

г. _____

« _____ » _____ 20__ г.

(наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы,

реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность,

фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что после окончания сварочных работ на покрытии
(кровле, понтоне (плавающей крыше)) резервуара № _____ было проведено испытание швов

покрытия на герметичность путем _____

при температуре окружающего воздуха _____

с контрольной выдержкой в течение _____

В результате испытаний установлено _____

Выявленные дефекты швов (при их наличии) были устранены путем повторной подварки без
вырубки дефектных участков.

На основании вышеуказанных результатов покрытие (кровлю, понтона (плавающую крышу))

считать _____ испытание.

Акт составлен в _____ экземплярах.

Подписи:

Председатель комиссии _____

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Акт № _____
на испытание наливом воды резервуара № _____

г. _____

« _____ » _____ 20__ г.

(наименование объекта)

Комиссия в составе представителей:

заказчика _____

(наименование организации, должность, фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

строительно-монтажной организации _____

(наименование организации, должность,

_____ фамилия, инициалы, реквизиты документа о представительстве)

составила настоящий акт в том, что резервуар № _____ был залит водой

на высоту _____ м с _____ по _____

и выдержан под испытательной нагрузкой в течение _____ ч.

Произведенные обмер и осмотр показали, что резервуар имеет следующие параметры:

1) высота _____ м,

2) диаметр _____ м,

3) максимальное отклонение образующих стенки от вертикали _____ мм;

4) максимальный зазор между плавающей крышей (понтон) и стенкой _____ мм,

минимальный _____ мм.

Максимальная осадка резервуара за этот период _____ мм.

Схема осадки резервуара по отдельным точкам периметра.

На основании вышеуказанных результатов считать резервуар _____

испытание на прочность.

Акт составлен в _____ экземплярах.

Приложения:

1) схема отклонений образующих стенки от вертикали (замеры производятся после слива воды для 20 % образующих с наибольшими отклонениями по результатам замеров на монтаже, зафиксированных в журнале монтажных работ).

2) схема и таблица зазоров между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши (понтон) и стенкой резервуара, а также зазоров между направляющими и патрубками в крыше (понтоне).

3) развертка профиля контура днища резервуара.

Нивелировкой определяются отметки контура днища в точках, отстоящих на расстоянии,

не более 6 м. Точки отмечаются постоянными марками. Нивелировка производится:

перед заполнением резервуара;

по достижении максимального уровня налива;

по окончании выдержки при максимальном уровне налива;

после слива воды.

Подписи:

Председатель комиссии _____

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии: _____



Қазақстан Республикасының электронды нысандағы нормативтік құқықтық
актілердің эталонды бақылау банкі
Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов
Республики Казахстан в электронном виде

Редакциялау күні	03.10.2023
Сақтау күні	10.04.2026
Дата редакции	03.10.2023
Дата скачивания	10.04.2026

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 17
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Результаты испытаний и контроля качества сварных соединений

№ п. п.	Наименование элемента и номер чертежа, эскиза (с указанием соединений, для которых выполнялись контрольные соединения)	Номер и дата сертификата	Механические испытания						Металлографический анализ		Клеймо сварщика	
			Сварное соединение				Наплавленный металл		оценка	номер и дата документа макро или микроисследования		оценка
			сигма, МПа (кгс/мм ²)	ударная вязкость Дж/см ² (кгс×м/см ²)	тип обр-ца	диаметр от-правки и угол загиба	сигма, МПа (кгс/мм ²)	дельта 5, %				

Примечания:

- 1) прилагаются (при необходимости) эскизы с указанием расположения сварных соединений, микрофотографии структур с описанием последних;
- 2) при замене испытания сварных соединений труб на ударную вязкость испытанием на сплющивание или загиб результаты вносятся в графику «Ударная вязкость»;
- 3) в графиках «Оценка» дается ссылка на соответствующие нормативно-технические документы.

Приложение 18
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

АКТ № _____
приемки смонтированного оборудования

_____ (наименование объекта)

« ___ » _____ 20 ___ г.

Комиссия в составе представителей:

Члены комиссии:

составили настоящий акт в том, что нижеперечисленное оборудование, установленное на резервуаре, подвергалось ревизии и испытанно

1. Механический дыхательный клапан № _____ диаметром _____ мм отрегулирован и при испытании срабатывал при давлении _____ мм вод.ст. и вакууме _____ мм вод. ст.

2. Гидравлический предохранительный клапан _____ диаметром _____ мм залит жидкостью в количестве _____ л и при испытании срабатывал при давлении _____ мм вод. ст. и вакууме _____ мм вод. ст.

3. Замерный люк отрегулирован и снабжен прокладкой из _____.

4. Сифонный кран диаметром _____ мм отрегулирован, сальник выполнен из бензостойкой набивки и колпак обеспечивает его запор.

5. У хлопушек диаметром ____ мм в количестве ____ шт. Крышки плотно прилегают к седлам, шарнирное соединение работает без заеданий и перекосов. Хлопушки имеют трос к боковому управлению и запасной трос к световому люку.

6. Боковые управления нормально поднимают на тросах крышки хлопушек, сальники выполнены из бензостойкой набивки. Стопоры на корпусе обеспечивают запор маховиков.

Управление хлопушкой работает исправно без заеданий и перекосов в шарнире, усилие в рукоятке не превышает допустимого по норме.

Вентиль перепускного устройства диаметром ____ мм имеет сальник из бензостойкой набивки.

7. Указатель уровня дистанционный проверен, зацепление мерной ленты правильное, показания отсчетного механизма соответствуют действительному уровню жидкости в резервуаре; в гидрозатворе, нижней полости показывающего прибора и в дистанционной приставке имеется необходимое количество жидкости; видимость через стекло отсчетного механизма хорошая.

8. Сниженный пробоотборник проверен; запорный клапан в трубе слива пробы, насос и пневмосистема работают правильно.

На основании указанных выше результатов оборудование считать отвечающим техническим условиям.

Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 19
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт (протокол) № _____
проверки омического сопротивления заземлителей и заземляющих устройств

Климатические условия при проведении измерений:

Температура воздуха ____ °С. Влажность воздуха ____ %.

Атмосферное давление ____ мм.рт.ст

Цель измерений (испытаний)

(приемо-сдаточные, сличительные, контрольные испытания,
эксплуатационные, для целей сертификации)

Нормативные и технические документы, на соответствие требованиям которых проведены измерения (испытания): _____

Вид грунта: _____

1. Характер грунта: _____

(влажный, средней влажности, сухой)

2. Заземляющее устройство применяется для электроустановки _____

(до 1000 В, до и выше 1000 В, свыше 1000 В)

3. Режим нейтрали: _____

4. Удельное сопротивление грунта: _____ (Ом·м)

5. Расчетный ток замыкания на землю: _____ (А)

6. Результаты измерений:

№ п/п	Назначение заземлителя, заземляющего устройства	Адрес измерения, место измерения	Расстояние до вспомогательных зондов, м	Сопротивление заземлителей (заземляющих устройств), Ом			Коэффициент сезонный, K _{сез.}
				доп.	измер.	привед.	

7. Измерения проведены приборами:

№	Тип		Дата проверки	

п /п	Заводской номер	Метрологические характе- ристики				№ атте- стата (св-ва)	Орган гос. метроло-гической службы, про- водившей проверку
		диапазон из- мерения	класс точности	по- след- няя	оче- ред- ная		

Заключение: _____

Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 20
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт № _____ от _____ проведения нивелирования

В соответствии с договором (техническим заданием) _____
 (обозначение документа)

выполнено нивелирование конструкций (элементов) резервуара.

№ п. п.	Объект контроля	Резервуар _____ № _____ _____ (наименование эксплуатирующей организации)
2	Дата контроля	
3	Объём контроля, %	___ % в соответствии с требованиями
4	Средства контроля	нивелир _____, заводской № _____
5	Сертификат о поверке	№ _____, дата поверки _____
6	Контроль выполнен в соответствии с требованиями	_____ (наименование и (или) обозначение технической документации)
7	Реперная точка	Реперная точка Репер Рр с абсолютной отметкой Н = _____ мм, находящийся на территории

№ п/п	Наименование конструкции (элемента)	Результат нивелирования	Заключение
1	Днище		
1)			
2	Стенка		
1)			
3	Стальная крыша/Стальная плавающая крыша		
1)			
4	Стальной понтон/Понтон из алюминиевых сплавов		
1)			
5	Конструкции вне резервуара и трубопроводы		
1)			
6	Отмостка		
1)			

Контроль выполнил

 (уровень квалификации, номер удостоверения,
 срок действия)

 (подпись)

 фамилия, имя, отчество
 (при наличии),



Қазақстан Республикасының электронды нысандағы нормативтік құқықтық
актілердің эталонды бақылау банкі
Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов
Республики Казахстан в электронном виде

Редакциялау күні 03.10.2023
Сақтау күні 10.04.2026
Дата редакции 03.10.2023
Дата скачивания 10.04.2026

Руководитель диагностических
работ

(уровень квалификации, номер удостоверения,
срок действия)

(подпись)

фамилия, имя, отчество
(при наличии),

Приложение 21
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

АКТ
**Скрытых работ по подготовке поверхности металла
под лакокрасочное покрытие**

от «__» _____ 20__ г.

г. _____
_____ (наименование организации)

Акт составлен комиссией в составе:

Председатель _____
(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

члены комиссии: _____
(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

исполнитель _____
(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

на проведенный осмотр и проверку качества подготовки поверхности металла резервуара
№ ____ для нанесения лакокрасочного покрытия. Состояние внутренней поверхности
резервуара: _____

(указать степень подготовки поверхности)

_____ и заключение о возможности проведения лакокрасочных работ)

Акт составлен в _____ экземплярах:

1-й экземпляр направлен _____

2-й экземпляр - в дело

Подписи:

Председатель комиссии _____
(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии: _____
(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

_____ (должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 22
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

АКТ № на приемку резервуара № _____

« _____ » 20__ г. (наименование объекта)

Мы, нижеподписавшиеся, представители:

заказчика _____

строительной-монтажной организации _____

составили настоящий акт в том, что в резервуаре № _____ после удаления _____ днище
очищено от грязи. На резервуаре в соответствии с проектом № _____ установлено следующее
оборудование: _____

(перечисляется установленное

резервуарное оборудование с указанием его регулировки или испытания.)

Резервуар может быть принят в эксплуатацию.

Приложения:

- 1) сертификат качества на стальные конструкции резервуара;
- 2) акт на приемку основания резервуара под монтаж;
- 3) журнал сварочных работ;
- 4) акт на испытание швов днища резервуар;
- 5) акт на испытание герметичности сварного соединения стенки с днищем;
- 6) акт на просвечивание вертикальных монтажных стыков стенки резервуара;
- 7) акт испытания швов покрытия на герметичность;
- 8) акт на испытание резервуара наливом воды;
- 9) акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству гидроизолирующего слоя;
- 10) Паспорт резервуара.



Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 23
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Паспорт резервуара

Вместимость _____
Марка _____ № _____
Дата составления паспорта _____
Место установки (наименование предприятия) _____
Назначение резервуара _____
Максимальный и минимальный уровни жидкости в резервуаре (в см) _____
Максимально допустимая температура подогрева жидкости в резервуаре (°С) _____
Тип, количество и пропускная способность дыхательных и предохранительных клапанов;
максимальная производительность наполнения и опорожнения резервуара (м³/ч) _____
Максимальный и минимальный допустимый уровень нефти при включенных
пароводоподогревателях (в см) _____
Дата ввода в эксплуатацию _____
Назначенный (расчетный) срок службы _____
Основные размеры элементов резервуаров (диаметр, высота) _____
Наименование организации, выполнившей рабочие чертежи КМ, и номера
чертежей _____
Наименование изготовителя стальных конструкций _____
Наименование строительно-монтажных организаций, участвовавших в возведении резервуара:
1. _____ 2. _____ 3. _____ и т.д.
Перечень установленного на резервуаре оборудования: _____
Отклонение от проекта _____
Дата начала монтажа _____
Дата окончания монтажа _____
Дата начала и окончания каждого промежуточного и общего испытаний резервуаров и
результаты испытаний: _____
Дата приемки резервуара и сдачи его в эксплуатацию _____
Приложения:
1) рабочие чертежи _____ ;
2) заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции ;
3) документы о согласовании отступлений от проекта при монтаже ;
4) акты приемки скрытых работ ;
5) документы (сертификаты), удостоверяющие качество электродов,
электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных
при монтаже _____ ;
6) схемы геодезических измерений при проверке разбивочных осей и установке
конструкций _____ ;
7) журнал сварочных работ _____ ;
8) акты испытания резервуара _____ ;
9) описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводивших сварку

Приложение 24
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

АКТ
проверки готовности объекта к проведению антикоррозионной защиты

Комиссия в составе _____
произвела осмотр и проверку качества подготовки резервуара _____
(тип, номер)

к проведению работ по антикоррозионной защите

Дата начала и окончания производства работ (число, месяц, год, время)	Выявленные дефекты	Способы устранения дефектов	Качество сварных швов	Соответствие конструкции резервуара требованиям «Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров для нефти и нефтепродуктов»	Результат гидро-испытаний резервуара после ремонта	Степень загрязнения поверхности по ГОСТ 9.402-2004	Степень окисления поверхности по ГОСТ 9.402-2004	Ф.И.О, должность лица, проводившего приемку, подпись, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Комиссия на основании проверки качества подготовки резервуара приняла следующее решение:
резервуар _____ к проведению антикоррозионных работ готов.
(тип и номер резервуара)

*Представитель проектной организации участвует в составлении акта в случае проведения авторского надзора.

Подписи:

Председатель комиссии

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Члены комиссии:

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

(должность, фамилия, имя, отчество (при наличии))

Приложение 25
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт
на послойное трамбование грунта №__ от «__» 20__ года

Подрядная организация: _____

Заказчик: _____

Объект: _____

Тип и масса катка: _____

Место уплотнения основания: _____

Наименование основания: _____

№ прохода	Отчет по рейке марка №1		Величина осадки, мм	Отчет по рейке марка №2		Величина осадки, мм	Отчет по рейке марка №3		Величина осадки, мм	Отчет по рейке марка №4		Величина осадки, мм	Примечание
	До прохода	После прохода		До прохода	После прохода		До прохода	После прохода		До прохода	После прохода		
Общая величина осадка													

После _____ проходов виброкатка, весом _____, при слое _____ м осадку прекратил.

Данное уплотнение отвечает требованиям _____

Подписи:

Ведущий инженер – геодезист _____

Представители лица по вопросам строительного контроля

Приложение 26
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Титульный лист

Журнал
выполнения монтажных соединений на болтах с
контролируемым натяжением № _____

Наименование организации, выполняющей работы _____

Наименование объекта _____

Должность, фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за выполнение работ и ведение журнала _____

Организация, разработавшая проектную документацию, чертежи КМ _____

Шифр проекта _____

Организация, разработавшая проект производства работ _____

Шифр проекта _____

Предприятие, разработавшее чертежи КМД и изготовившее конструкции _____

Шифр заказа _____

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

Журнал начат « ____ » _____ 20 ____ г.

Журнал окончен « ____ » _____ 20 ____ г.

1-я страница

Список звеньевых (монтажников), занятых установкой болтов

Фамилия, имя, отчество (при наличии)	Присвоенный разряд	Присвоенный номер или знак	Квалификационное удостоверение		Примечание

			дата выдачи	кем выдано	

2-я и последующие страницы

Дата	Номер чертежа	Постановка болтов			Результаты контроля							
		число поставленных болтов в соединении	номер сертификата болты	способ обработки кон тактных поверхностей	расчетный момент закручивания или угол поворота гайки	обработка кон тактных поверхностей	число проверенных болтов	результаты проверки момента закручивания или угла поворота гайки	номер клейма, подпись бригадира	подпись лица, ответственного за постановку болтов	подпись представителя заказчика	
	КМД и наименование узла (стыка) в соединении											

3-я страница обложки

В журнале пронумеровано и прошнуровано _____ страниц
 « ____ » _____ 20 __ г.

 (должность, фамилия, инициалы и подпись руководителя организации, выдавшего журнал)
 МП

Приложение 27
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма градуировочной таблицы

*Сноска. Приложение 27 исключено
приказом Министра по
чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по
истечении шестидесяти
календарных дней после дня его первого официального опубликования).*

Приложение 28
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Журнал
результатов ревизий устройств молниезащиты, проверочных
испытаний заземляющих устройств

№ п /п	Дата проведения	Организация, проверяющая заземляющие устройства	Объект	Место и характеристика дефектов	Сведения о ревизиях и работах по устранению дефектов	Дата устранения дефектов	Ответственное лицо, должность, фамилия, имя, отчество (при наличии)	Подпись ответственного лица

Пояснения и указания по заполнению журнала:

- 1) журнал является внутренним документом;
- 2) журнал ведется в одном экземпляре, листы пронумеровываются и скрепляются печатью;
- 3) число листов в журнале заверяется подписью ответственного лица;

Приложение 29
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Акт № _____ от _____
проведения механических испытаний и химического анализа металла

В соответствии с договором (техническим заданием) _____ проведены механические испытания и химический анализ основного металла и сварных швов резервуара.
(обозначение документа)

1	Объект контроля	Контрольные образцы из резервуара № _____, _____ м ³ ,
2	Дата контроля	
3	Объем контроля, %	
4	Средства контроля	Разрывная машина, модели _____ Маятниковый копер, модели _____ Весы лабораторные, тип _____ Колориметр фотоэлектрический концентрационный, тип _____ Экспресс-анализатор на углерод, тип _____
5	Сертификат о поверке	№ ___ до ___, № ___ до ___, № ___ до ___,
6	Контроль выполнен в соответствии с требованиями	_____ _____ (наименование и/или обозначение технической документации)

№ п. п.	Наименование марки материала	Элементы резервуара	Толщина заготовки, мм	Химический анализ							
				Массовая доля элементов, %							
				C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение таблицы

Результаты механических испытаний							
Механические свойства основного металла					Механические свойства сварного соединения		
временное сопротивление разрыву, кгс/мм ²	относительное удлинение, %	изгиб до параллельности сторон	предел текучести, кгс/мм ²	ударная вязкость, Дж/см ²	временное сопротивление разрыву, кгс/мм ²		

						угол заги- ба сварно- го шва, 80 %	ударная вязкость KSV, Дж /см ²
13	14	15	16	17	18	19	20

По результатам механических испытаний стали резервуара № _____ механические свойства основного металла и сварного соединения соответствуют требованиям _____.

(нормативный документ)

Контроль выполнил

 (уровень квалификации, номер удостоверения,
 срок действия)

 (подпись)

 (фамилия, имя, отчество
 (при наличии))

Руководитель диагностиче-
 ских работ

 (уровень квалификации, номер удостоверения,
 срок действия)

 (подпись)

 (фамилия, имя, отчество
 (при наличии))

Приложение 30
к Правилам обеспечения
промышленной безопасности
при эксплуатации и ремонте
резервуаров для нефти
и нефтепродуктов
от « » 2021 года
№

Форма наряда-допуска

Сноска. Приложение 30 исключено приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 20.12.2022 № 315 (вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).