

**Приказ Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства
Приднестровской Молдавской Республики**

Об утверждении Правил технической эксплуатации стальных резервуаров

Согласован:

*Служба государственного надзора,
Федерация профессионального союза Приднестровья*

*Зарегистрирован Министерством юстиции
Приднестровской Молдавской Республики 8 мая 2013 г.
Регистрационный № 6421*

В соответствии с Законом Приднестровской Молдавской Республики от 6 мая 2006 года № 25-3-IV «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (САЗ 06-19) с изменениями и дополнениями, внесенными законами Приднестровской Молдавской Республики от 21 декабря 2009 года № 919-ЗД-IV (САЗ 09-52), от 24 декабря 2012 года № 246-ЗИД-V (САЗ 12-53), Постановлением Правительства Приднестровской Молдавской Республики от 10 февраля 2012 года № 5 «Об утверждении Положения, структуры и предельной штатной численности Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики» (САЗ 12-08) с изменением и дополнениями, внесенным Постановлением Правительства Приднестровской Молдавской Республики от 15 марта 2012 года № 18 (САЗ 12-13), приказываю:

1. Утвердить Правила технической эксплуатации стальных резервуаров, согласно Приложению к настоящему Приказу.
2. Признать утратившим силу Приказ Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 12 июля 2002 года № 261 «Об утверждении и введении в действие Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту» (Регистрационный № 1673 от 16 августа 2002 года) (САЗ 02-33) с изменениями, внесенными Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 25 февраля 2009 года № 54 (Регистрационный № 4779 от 27 марта 2009 года) (САЗ 09-13); Приказом Государственной службы энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 11 апреля 2012 года № 13 (Регистрационный № 5998 от 16 мая 2012 года) (САЗ 12-21).
3. Настоящий Приказ вступает в силу со дня, следующего за днем официального опубликования.

Начальник

В. Орлов

г. Тирасполь

21 февраля 2013 г.

№ 65

Приложение к Приказу
Государственной службы энергетики
и жилищно-коммунального хозяйства
Приднестровской Молдавской Республики
от 21 февраля 2013 г. № 65

Правила
технической эксплуатации стальных резервуаров

Раздел 1. Общие положения

1. Настоящие Правила технической эксплуатации стальных резервуаров (далее - Правила) устанавливают основные требования технической эксплуатации, обслуживания и ремонта резервуаров и предназначены для всех организаций независимо от организационно- правовой формы и формы собственности.

Настоящие правила распространяются на стальные резервуары для хранения нефтепродуктов и химически опасных веществ, используемых на опасных производственных объектах

2. Устройство, техническая эксплуатация, обслуживание и ремонт резервуаров и оборудования должны осуществляться с учетом настоящих Правил и требований нормативно-технических документов.

3. Руководство организаций должно разработать и обеспечить своих работников соответствующими инструкциями по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту резервуаров и их оборудования.

4. Общие вопросы приема, обучения и допуска к работе по технической эксплуатации и ремонту резервуаров должны обеспечиваться в соответствии с Законом Приднестровской Молдавской Республики от 6 мая 2006 года № 25-3-IV «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (САЗ 06-19) с изменениями и дополнениями, внесенными законами Приднестровской Молдавской Республики от 21 декабря 2009 года № 919-ЗД-IV (САЗ 09-52), от 24 декабря 2012 года № 246-ЗИД-V (далее Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов») и иными действующими в Приднестровской Молдавской Республике нормативными актами.

5. Требования пожарной безопасности и охраны труда при технической эксплуатации и ремонте резервуаров должны выполняться в соответствии с требованиями нормативно-технических документов и настоящими Правилами.

Раздел 2. Общие технические требования к резервуарам

Глава 1. Классификация резервуаров, технические требования к ним

6. Каждый эксплуатирующийся резервуар должен соответствовать проекту, иметь технический паспорт. Форма паспорта приведена в Приложении № 1 к настоящим Правилам. Резервуар должен быть оснащен полным комплектом исправного оборудования, предусмотренного проектом и отвечающего соответствующим нормативным документам.

7. Для каждого резервуара должна быть определена базовая высота.

Базовую высоту проверяют:

- а) ежегодно в летнее время;
- б) после зачистки резервуара;
- в) после капитального ремонта.

8. К измерительному люку, установленному на крыше резервуара, прикрепляют табличку, на которой указывают:

- а) номер резервуара;
- б) значение базовой высоты;
- в) номер свидетельства о поверке, после которого через вертикальную или горизонтальную черту указывают год проведения поверки;
- г) сокращенное название организации, выдавшей свидетельство о поверке;
- д) надпись «с понтоном» (при наличии понтона);
- е) оттиск поверительного клейма.

9. Табличку изготавливают из металла, устойчивого к воздействию нефтепродуктов, атмосферных осадков, и крепят таким образом, чтобы ее невозможно было снять без разрушения поверительного клейма. Устанавливают табличку после первичной поверки и меняют после каждой периодической поверки резервуара.

10. Резервуар после окончания монтажных работ и гидравлических испытаний подлежит первичной калибровке (определению вместимости и градуировке). Калибровка резервуара проводится также при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость, после капитального ремонта, а также по истечении срока действия градуировочной таблицы (периодическая калибровка). Межповерочный интервал для всех типов резервуаров должен быть не более 5 лет. Результаты поверки резервуара оформляются свидетельством о поверке, к которому прилагается:

- а) градуировочная таблица;
- б) протокол калибровки;
- в) эскиз резервуара;
- г) журнал обработки результатов измерений при калибровке.

11. На резервуар составляется градуировочная таблица. Градуировка резервуаров производится организациями, аттестованными для этих целей в установленном порядке. Утверждение таблиц производится руководителями организаций, которым принадлежит АЗС. Градуировка производится по окончании строительно-монтажных работ и гидравлических испытаний.

12. Градуированные резервуары являются мерами вместимости и предназначены для проведения государственных учетных и торговых операций с нефтепродуктами и их хранения, а также взаимных расчетов между поставщиком и потребителем нефтепродуктов.

13. Резервуары подразделяются на типы в зависимости от назначения и условий эксплуатации.

В качестве основных типов применяются резервуары стальные вертикальные и горизонтальные.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары вместимостью от 100 до 50000 тыс. м³:

а) со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002 МПа, вакуум 0,001 МПа;

б) со стационарной крышей, рассчитанные на повышенное давление 0,069 МПа, вакуум 0,001 МПа;

в) с понтоном и плавающей крышей (без давления);

г) резервуары с защитной (двойной) стенкой;

д) резервуары с двойной стенкой;

Горизонтальные надземные и подземные резервуары, рассчитанные на избыточное давление 0,069 МПа при конических днищах и 0,039 МПа - при плоских днищах объемом: 3, 5, 10, 25, 50, 75, 100, 200 м³.

14. Новые типы резервуаров, предназначенные для проведения учетных и торговых операций с нефтепродуктами, а также взаимных расчетов между поставщиком и потребителем, для целей утверждения их типа должны подвергаться обязательным испытаниям в соответствии с нормативно-техническими документами.

15. В зависимости от объема и места расположения резервуары подразделяются на три класса:

а) Класс I - особо опасные резервуары: объемами 10000 м³ и более; резервуары объемами 5000 м³ и более, расположенные непосредственно по берегам рек, крупных водоемов и в черте городской застройки.

б) Класс II - резервуары повышенной опасности: объемами от 5000 м³ до 10000 м³.

в) Класс III - опасные резервуары: объемами от 100 м³ до 5000 м³.

16. Типы, основные размеры стальных горизонтальных резервуаров должны соответствовать ГОСТ 17032-71 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Типы и основные размеры», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 425 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 16274.2-77 по ГОСТ 18061-90)» (Регистрационный № 1838 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 11 июня 2003 года № 248 (Регистрационный № 2231 от 16 июня 2003 года) (САЗ 03-25), от 20 июня 2003 года № 260 (Регистрационный № 2269 от 1 июля 2003 года) (САЗ 03-27), от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 375 (Регистрационный № 2880 от 3 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 27 июля 2004 года № 376 (Регистрационный № 2882 от 4 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 641 (Регистрационный № 3079 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), 1 ноября 2005 года № 641

(Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 19 мая 2006 года № 118 (Регистрационный № 3577 от 24 мая 2006 года) (САЗ 06-22), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42) и от 13 апреля 2010 года № 174 (Регистрационный № 5257 от 21 мая 2010 года) (САЗ 10-20), от 30 сентября 2010 года № 477 (Регистрационный № 5421 от 21 октября 2010 года) (САЗ 10-42), 2 ноября 2010 года № 558 (Регистрационный № 5446 от 19 ноября 2010 года) (САЗ 10-46) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 425 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 16274.2-77 по ГОСТ 18061-90)») и требованиям иных правовых актов регламентирующих требования к резервуарам.

Горизонтальные резервуары можно располагать на поверхности или под землей.

Горизонтальные резервуары устанавливаются и крепятся так, чтобы при заполнении и опорожнении не возникали существенные изменения вместимости, например, вследствие деформации, прогибов или смещения резервуара, меток отсчета и встраиваемых деталей.

17. Выбор резервуара для хранения нефтепродукта должен соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)» (Регистрационный № 1837 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44) с изменениями, внесенными Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 24 марта 2003 года № 120 (Регистрационный № 2077 от 27 марта 2003 года) (САЗ 03-13), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), от 20 июня 2003 года № 260 (Регистрационный № 2269 от 1 июля 2003 года) (САЗ 03-27), от 7 июля 2003 года № 283 (Регистрационный № 2284 от 10 июля 2003 года) (САЗ 03-28), от 27 февраля 2004 года № 116 (Регистрационный № 2670 от 22 марта 2004 года) (САЗ 04-13), от 1 марта 2004 года № 126 (Регистрационный № 2650 от 10 марта 2004 года) (САЗ 04-11), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 375 (Регистрационный № 2880 от 3 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 1 ноября 2005 года № 641 (Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 19 мая 2006 года № 118 (Регистрационный № 3577 от 24 мая 2006 года) (САЗ 06-22), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 17 февраля 2011 года № 64 (Регистрационный № 5558 от 17 марта 2011 года) (САЗ 11-11), от 17 марта 2011 года № 99 (Регистрационный № 5585 от 12 апреля 2011 года) (САЗ 11-15), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419

«О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)» и требованиям иных правовых актов регламентирующих требования к резервуарам и быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, условий эксплуатации, с учетом максимального снижения потерь от испарения при хранении.

18. На каждом резервуаре должна быть четкая надпись «огнеопасно» (на уровне шестого пояса), а также должны быть указаны следующие сведения:

- а) порядковый номер резервуара (на уровне третьего пояса);
- б) значение допустимого уровня нефтепродукта (внизу у маршевой лестницы и у измерительного люка);
- в) положение сифонного крана «Н», «С», «В» (у сифонного крана);
- г) значение базовой высоты (внизу около маршевой лестницы и у измерительного люка);
- д) при наличии понтона надпись «С понтоном».

Допускается не наносить на резервуар надпись «огнеопасно», если он находится на охраняемой территории, обозначенной предупреждающими плакатами того же содержания, в том числе с внешней стороны ограждения.

19. Для сокращения потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов от испарения, предотвращения загрязнения окружающей среды углеводородами, уменьшения пожарной опасности используются резервуары с плавающими крышами и понтонами.

20. Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши в районах с нормативным весом снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли до 1,5 кПа включительно.

В процессе эксплуатации не должно происходить потопление плавающей крыши или повреждение ее конструктивных элементов, а также технологических элементов и приспособлений, находящихся на днище и стенке резервуара при заполнении и опорожнении резервуара.

21. Плавающая крыша должна контактировать с продуктом, чтобы исключить наличие паровоздушной смеси под ней.

22. Понтоны применяются в резервуарах со стационарной крышей и предназначены для сокращения потерь продукта от испарения.

Резервуары с понтоном эксплуатируются без внутреннего давления и вакуума.

Конструкция понтона должна обеспечивать его работоспособность по всей высоте резервуара без перекосов.

23. Понтон должен в состоянии наплаву или на опорных стойках безопасно удерживать двух человек (2 кН), которые перемещаются в любом направлении; при этом понтон не должен разрушаться, а продукт не должен поступать на поверхность понтона.

Для исключения вращения понтона должны использоваться направляющие в виде труб, которые одновременно могут выполнять технологические функции - в них располагаются измерительное устройство и устройство для отбора проб продукта.

24. В резервуаре с понтоном должен быть предусмотрен дополнительный люк-лаз во втором или третьем поясах для осмотра понтона, рядом с которым монтируется эксплуатационная площадка с лестницей, а световой люк должен иметь патрубок с заглушкой для отбора проб паровоздушной смеси.

25. При первом заполнении резервуара с понтоном нефтепродуктом необходимо заполнить его до уровня, обеспечивающего отрыв понтона от опорных стоек, и выдержать в таком положении 24 часа, произвести осмотр понтона и убедиться в его герметичности. После чего ввести резервуар в эксплуатацию.

26. Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку более допустимого, имеющих негерметичность, а также с неисправностями запорной арматуры и уровнемеров, соединений трубопроводов, прокладок задвижек или не прошедших плановое освидетельствование.

Глава 2. Резервуары с защитной и с двойной стенкой

27. Резервуары с защитной стенкой должны проектироваться, изготавливаться и монтироваться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

28. Резервуары с защитной стенкой состоят из основного (внутреннего резервуара), предназначенного для хранения продукта, и защитного (наружного резервуара), предназначенного для удержания продукта в случае аварии или нарушения герметичности основного резервуара.

29. Основной резервуар может выполняться со стационарной крышей или с плавающей крышей.

Защитный резервуар выполняется в виде открытого «стакана», в котором установлен основной резервуар. При наличии на защитном резервуаре атмосферного козырька, перекрывающего межстенное пространство между наружной и внутренней стенками, должна быть обеспечена вентиляция межстенного пространства путем установки вентиляционных патрубков, равномерно расположенных по периметру на расстоянии не более 10 м друг от друга.

30. Высота стенки защитного резервуара должна составлять не менее 80 % от высоты стенки основного резервуара.

Диаметр защитного резервуара должен назначаться таким образом, чтобы в случае повреждения внутреннего резервуара и перетекания части продукта в защитный резервуар, уровень продукта был на 1 м ниже верха стенки защитного резервуара. При этом ширина межстенного пространства должна быть не менее 1,5 м.

Доступ в межстенное пространство осуществляется через люки-лазы, расположенные соосно с люками-лазами основного резервуара.

31. Днище основного резервуара может опираться непосредственно на днище защитного резервуара. Для лучшего контроля возможных протечек нефтепродукта днище основного резервуара может опираться на разделяющие днище решетки, арматурные сетки или иные прокладки.

Уклон днищ резервуаров с защитной стенкой должен быть только наружу.

32. Для обслуживания оборудования, расположенного на крыше основного резервуара, используется винтовая лестница. Через переходные площадки обеспечивается доступ на кровлю основного резервуара.

33. За диаметр резервуара с защитной стенкой следует принимать диаметр основного резервуара. Резервуары с защитной стенкой не требуют обвалования.

34. Испытания резервуаров с защитной стенкой должны выполняться в два этапа:

а) первый - испытание основного резервуара;

б) второй - испытание защитного резервуара.

Гидравлическое испытание защитного резервуара следует проводить при заполнении основного резервуара на высоту стенки защитного резервуара путем подачи воды в межстенное пространство до проектного уровня.

35. По результатам испытаний должны составляться отдельные акты: акт испытания основного резервуара и акт гидравлического испытания защитного резервуара.

36. Стальные двустенные резервуары для наземного и подземного хранения нефтепродуктов обладают наибольшей эксплуатационной надежностью. Резервуары оснащены необходимой арматурой для подсоединения к технологическим системам, а также системами и приборами контроля герметичности межстенного пространства.

37. На организациях-изготовителях согласно техническим требованиям резервуары подвергаются контролю качества сварных соединений: радиографическим методом, методом ультразвуковой дефектоскопии и т.п. Резервуары также испытываются на герметичность избыточным давлением воздуха 0,025 МПа в течение 30 минут или на прочность гидравлическим давлением равным 1,25 Рраб в течение 3 минут.

38. Межстенное пространство резервуара может быть заполнено инертным газом - азотом или специальной жидкостью - этиленгликолем.

Жидкость (этиленгликоль) должна удовлетворять одновременно следующим требованиям; плотность ее должна превышать плотность нефтепродукта в резервуаре, температура вспышки не должна быть ниже 100°C, она не должна вступать в реакцию с материалами и веществами, применяемыми в конструкции резервуара, и топливом.

39. Конструкция резервуаров предусматривает установку систем контроля герметичности межстенного пространства.

40. Периодический контроль герметичности межстенного пространства двухстенных горизонтальных резервуаров может проводиться:

а) путем периодических пневматических испытаний. Испытания должны проводиться путем создания избыточного давления инертного газа в указанном пространстве;

б) путем периодического контроля падения уровня жидкости, которой заполняется межстенное пространство.

Жидкостью должно быть заполнено все межстенное пространство резервуара. Межстенное пространство должно оснащаться системой откачки из него жидкости закрытым способом. Возможность образования воздушного пространства при увеличении плотности жидкости за счет снижения температуры окружающего воздуха должна быть исключена (например за счет устройства расширительного бака). Дыхательный патрубок межстенного пространства должен быть оборудован огнепреградителем.

41. Непрерывный контроль герметичности межстенного пространства двухстенных резервуаров достигается:

а) путем непрерывного автоматического контроля падения уровня жидкости, которой заполняется межстенное пространство, с помощью соответствующего датчика-сигнализатора уровня;

б) путем непрерывного автоматического контроля падения давления инертного газа в межстенном пространстве резервуара с помощью соответствующего датчика-сигнализатора давления.

Величина избыточного давления инертного газа не должна превышать 0,02 МПа. Для предотвращения повышения избыточного давления инертного газа в межстенном

пространстве резервуара величины 0,02 МПа необходимо предусматривать предохранительный клапан.

При разгерметизации системы срабатывает световая и звуковая сигнализация и автоматически прекращается наполнение резервуара.

42. Резервуары для нефтепродуктов должны сохранять герметичность в течение не менее 10 лет при соблюдении требований технико-эксплуатационной документации на технологические системы.

43. Конструкция резервуаров должна предусматривать возможность проведения механизированной пожаровзрывобезопасной очистки от остатков хранимого нефтепродукта, дегазации и продувки при их ремонте, обеспечивать проведение операций по опорожнению и обесшламливанию (удалению подтоварной воды).

44. Запорная арматура, устанавливаемая на резервуарах, должна быть выполнена по первому классу герметичности в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Крышки, заглушки и соединения фланцев, патрубков, штуцеров и т.п. должны быть снабжены прокладками, выполненными из материалов, устойчивых к воздействию нефтепродуктов и окружающей среды в условиях эксплуатации.

Глава 3. Требования к оборудованию и автоматизации резервуаров

45. Каждый резервуар должен быть оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом, в зависимости от назначения и условий эксплуатации. В паспорте на резервуар приводятся технические данные на установленное на нем оборудование.

46. Резервуары оборудуются в соответствии с проектами.

Для стальных вертикальных цилиндрических резервуаров применяется следующее оборудование:

- а) дыхательные клапаны;
- б) предохранительные клапаны;
- в) стационарные сниженные пробоотборники;
- г) огневые предохранители;
- д) приборы контроля и сигнализации;
- е) противопожарное оборудование;
- ж) сифонный водоспускной кран;
- з) вентиляционные патрубки;
- и) приемораздаточные патрубки;
- к) люки-лазы;
- л) люки световые;
- м) люки измерительные;
- н) диски-отражатели.

Горизонтальные резервуары оснащаются стационарно встроенным оборудованием: дыхательными клапанами, огневыми предохранителями, измерительными люками, измерительными трубами и другими необходимыми устройствами.

Для контроля давления в резервуарах рекомендуется устанавливать автоматические сигнализаторы предельных значений давления и вакуума и другие приборы.

47. Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтепродуктами с температурой выше 0°C, следует оснащать непромерзающими дыхательными клапанами.

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

48. В резервуарах для хранения бензина и необорудованных средствами сокращения потерь от испарения, под дыхательные клапаны следует установить диски-отражатели.

Диаметр диска выбирают, исходя из условия свободного пропуска его через монтажный патрубок в сложенном положении.

49. Приборы контроля уровня должны обеспечивать оперативный контроль уровня продукта (местный или дистанционный). Максимальный уровень продукта должен контролироваться сигнализаторами уровня (не менее двух), передающими сигнал на прекращение приема нефтепродукта или отключение насосного оборудования. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном следует устанавливать на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно.

При отсутствии сигнализаторов максимального уровня должны быть предусмотрены переливные устройства, соединенные с резервной емкостью или сливным трубопроводом, исключающие превышение уровня залива продукта сверх проектного.

50. Для проникновения внутрь резервуара при его осмотре и проведении ремонтных работ каждый резервуар должен иметь не менее двух люков в первом поясе стенки, а резервуары с понтоном (плавающей крышей), кроме того, должны иметь не менее одного люка, расположенного на высоте, обеспечивающей выход на понтон (или плавающую крышу) при положении его на опорных стойках.

Люки-лазы должны иметь условный проход не менее 600 мм.

51. Для осмотра внутреннего пространства резервуара, а также для его вентиляции при проведении работ внутри резервуара, каждый резервуар должен быть снабжен не менее чем двумя люками, установленными на крыше резервуара (световые люки).

52. Средства автоматики, телемеханики и контрольно-измерительные приборы (КИП), применяемые в резервуарных парках, предназначены для контроля и измерений показателей технологического процесса хранения, приема и отпуска нефтепродуктов.

53. Основной задачей автоматизации резервуарных парков является обеспечение коммерческого учета, баланса и управления технологическими процессами приема, хранения и отпуска нефтепродуктов.

54. Резервуары для нефтепродуктов рекомендуется оснащать следующими типами приборов и средствами автоматики:

- а) местным и дистанционным измерителями уровня нефтепродукта в резервуаре;
- б) сигнализаторами максимального оперативного уровня нефтепродукта в резервуаре;
- в) сигнализатором максимального (аварийного) уровня нефтепродукта в резервуаре;
- г) дистанционным измерителем средней температуры нефтепродукта в резервуаре;

д) местным и дистанционным измерителями температуры нефтепродукта в районе приемо-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащенном устройством для подогрева;

е) пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;

ж) дистанционным сигнализатором загазованности над плавающей крышей;

з) сниженным пробоотборником;

и) сигнализатором верхнего положения понтона,

55. Средства автоматики, телемеханики и КИП должны эксплуатироваться в соответствии с техническими условиями, государственными стандартами, а также в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

56. Перед вводом в эксплуатацию средства автоматики, телемеханики должны пройти наладку и приемочные испытания, подготовлен обслуживающий персонал.

57. Перед началом смены обслуживающий персонал обязан проверить состояние работающих средств автоматики, телемеханики и КИП, с обязательной записью в журнале осмотра основного оборудования и арматуры (Приложение № 2) проверить наличие и осмотреть первичные средства пожаротушения, инструменты, мелкие запасные части и вспомогательные материалы, ознакомиться с изменениями в схемах, записями и распоряжениями.

58. Исправность и достоверность показаний средств измерений должны проверяться в соответствии с графиками планово-предупредительных ремонтов (далее ППР) и метрологических поверок. Работы по техническому обслуживанию и ремонту средств автоматики, телемеханики и КИП должны обеспечивать надежную работу средств автоматики, телемеханики, точность средств измерений в соответствии с требованиями эксплуатационной документации, нормативно-технических документов.

59. Техническое обслуживание и ремонт средств измерений, систем автоматизации и сигнализации должны выполняться специально подготовленным и аттестованным персоналом.

60. Техническое обслуживание и ремонт средств автоматики и контрольно-измерительных приборов проводятся с периодичностью, установленной действующей системой ППР и рекомендациями заводов-изготовителей. График ППР утверждает главный инженер организации:

а) техническое обслуживание не реже одного раза в квартал;

б) текущий ремонт - не реже одного раза в год (кроме приборов систем контроля и защиты по загазованности приборов по технике безопасности).

Капитальный ремонт средств автоматики и контрольно-измерительных приборов должен выполняться не реже одного раза в 5 лет. Результаты работ оформляются актом (Приложение № 16).

После капитального ремонта средства автоматики и КИП должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к новому оборудованию.

61. Для обеспечения единства и требуемой точности измерений средства измерений, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодической поверке или калибровке.

62. При нарушениях в работе средств автоматики, телемеханики или контрольно-измерительных приборов необходимо устранить или правильно оценить повреждение, при необходимости перейти на ручное управление и сделать запись в оперативном журнале.

Глава 4. Техническое обслуживание резервуаров и резервуарного оборудования

63. Техническое обслуживание резервуаров и резервуарного оборудования должно проводиться на основании инструкций заводов-изготовителей, настоящих Правил и результатов осмотров, с учетом условий эксплуатации.

Технический надзор за эксплуатацией резервуара возлагается на работника, обладающего необходимой квалификацией и выполняется на основе осмотра основного оборудования.

Профилактический осмотр резервуаров и оборудования должен проводиться по календарному графику и срокам, приведенным в таблице № 1.

Таблица № 1

Сроки текущего обслуживания оборудования резервуаров

Наименование оборудования	Сроки обслуживания
Люк замерный, световой	При каждом пользовании, но не реже 1 раза в месяц (люки световые без вскрытия)
Дыхательный клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха. При температуре окружающего воздуха ниже -30°C (особенно при хранении нефтепродуктов с положительными температурами) слой инея может достигать нескольких сантиметров, что может привести к заклиниванию тарелок и перекрытию сечения клапана. В таких случаях осмотр и очистку клапанов необходимо проводить через 3 - 4 дня, а иногда и чаще
Предохранительный (гидравлический) клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха
Огневой предохранитель	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя. При положительной температуре воздуха 1 раз в месяц
Диск-отражатель	1 раз в квартал
Вентиляционный патрубок	1 раз в месяц

Пеногенераторы	1 раз в месяц
Прибор для измерения уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в месяц
Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Перепускное устройство на приеме-раздаточном патрубке	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Задвижка (запорная)	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Сифонный кран	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Устройства измерения массы	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Местные дистанционные измерители уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Приборы измерения температуры	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Сигнализаторы максимального уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Пожарные извещатели и средства включения системы пожаротушения	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Дистанционный сигнализатор загазованности	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя
Сигнализатор верхнего положения понтона	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя

График осмотра утверждается главным инженером организации. Результаты осмотра вносятся в журнал осмотра основного оборудования и арматуры. Форма журнала приведена в Приложении № 2 к настоящим Правилам.

Осмотр резервуаров и оборудования проводится старшим по смене при вступлении на дежурство. Об обнаруженных дефектах следует сообщить руководству организации, принять меры к устранению неисправностей и занести соответствующие сведения в журнал.

64. Осадка основания каждого резервуара систематически контролируется. Первые четыре года при эксплуатации резервуаров (до стабилизации осадки) необходимо проводить нивелирование в абсолютных отметках крайков днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, не реже, чем через 6 месяцев. В последующие годы после стабилизации осадки следует систематически (не реже одного раза в пять лет) проводить контрольное нивелирование основания.

65. В процессе текущего обслуживания резервуара и его оборудования необходимо проверять герметичность разъемных соединений, а также мест присоединения арматуры к корпусу резервуара. При обнаружении течи необходимо подтянуть болтовые соединения, исправить сальниковые уплотнения и заменить прокладки.

66. При осмотре резервуарного оборудования необходимо:

а) следить за исправным состоянием измерительного люка, его шарнира и прокладочных колец, исправностью резьбы гайки-барашка, направляющей планки, плотностью прилегания крышки;

б) обеспечивать эксплуатацию дыхательных клапанов и огневых предохранителей в соответствии с технической документацией и инструкциями организаций-изготовителей;

в) проверять качество и проектный уровень масла в предохранительном (гидравлическом) клапане, поддерживать горизонтальность колпака, содержать в чистоте сетчатую перегородку. В зимнее время очищать внутреннюю поверхность колпака от инея и льда с промывкой в теплом масле. В мембранных клапанах следить за состоянием мембраны, чистотой соединений, каналов, уровней рабочей жидкости в блок-манометре;

г) следить за горизонтальностью положения диска-отражателя, прочностью его подвески;

д) следить за правильностью положения герметизирующей крышки в пеногенераторах (прижим крышки должен быть равномерным и плотным), за целостностью сетки кассет, следить нет ли внешних повреждений, коррозии на проволоке сетки. В случае обнаружения признаков коррозии кассета подлежит замене;

е) проводить контрольную проверку правильности показаний приборов измерения уровня и других средств измерения в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

ж) проверять исправность ручного насоса и клапанов воздушной и гидравлической систем в пробоотборнике стационарного типа, следить нет ли на наружной части узла слива пробы следов коррозии, грязи и т.п.; следить за плотным закрытием крышки пробоотборника;

з) проверять правильность действия хлопушки или подъемной (шарнирной) трубы в приемо-раздаточных патрубках (подъем должен быть легким и плавным); следить за исправным состоянием троса и креплением его к лебедке; следить за герметичностью сварных швов приварки укрепляющего кольца и фланца, патрубков, а также плотностью фланцевых соединений;

и) проверять наличие надежного утепления резервуарных задвижек в зимнее время и, в необходимых случаях, во избежание их замерзания, спускать из корпуса задвижки скопившуюся воду, выявлять наличие свищей и трещин на корпусе задвижек, течей через фланцевые соединения; обеспечивать плотное закрытие плашек клинкета), свободное движение маховика по шпинделю, своевременную набивку сальников;

к) проверять нет ли течи в сальниках сифонного крана (поворот крана должен быть плавным, без заеданий); следить, чтобы в нерабочем состоянии приемный отвод находился в горизонтальном положении, а спускной кран был закрыт кожухом на запоре;

л) следить за состоянием крайков днища и уторного сварного шва (нет ли трещин, свищей, прокорродированных участков), отклонения наружного контура окраек по высоте не должны превышать величин в соответствии с Рекомендациями по ремонту резервуаров в условиях отрицательных температур (Приложение № 14 к настоящим Правилам);

м) следить за состоянием сварных швов резервуара (нет ли отпотеваний, течи, трещин в основном металле и сварных швах);

н) следить за состоянием люка-лаза (фланцевого соединения, прокладки, сварных соединений);

о) следить за исправностью автоматизированных средств измерения уровня, объема, массы нефтепродуктов в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей;

п) следить за наличием и исправностью устройств молниезащиты;

р) следить за состоянием отмостки (нет ли просадки, растительного покрова, глубоких трещин), должен быть отвод ливневых вод по лотку;

с) следить за наружным и внутренним состоянием трассы канализационной сети резервуарного парка, ливневых и специальных колодцев (нет ли повреждений кладки стен, местах входа и выхода труб, хлопушки, тросе хлопушки, не переполнены ли трубы, не завалены ли грунтом или снегом), следить за состоянием крышек колодцев.

67. Для обеспечения нормальной работы дыхательных клапанов в зимний период необходимо регулярно очищать их от инея, не допуская уменьшения зазора между тарелкой и стенкой корпуса клапана, что может препятствовать нормальному подъему тарелок клапана и уменьшать их пропускную способность. Сроки между осмотрами устанавливаются в зависимости от минимальной температуры окружающего воздуха и условий эксплуатации.

Глава 5. Требования к территории резервуарных парков

68. Резервуарные парки должны соответствовать нормам проектирования промышленных организаций.

69. На каждый резервуарный парк должна быть составлена технологическая карта по эксплуатации резервуаров с указанием для каждого резервуара:

а) тип резервуара, наличие понтона (плавающей крыши);

б) номер резервуара по технологической схеме;

в) фактическая высота резервуара до верхнего уторного уголка, м;

г) фактическая высота резервуара до врезки пеногенератора, м;

д) максимально допустимый уровень нефтепродукта, м;

е) минимально допустимый уровень нефтепродукта, м;

ж) аварийный уровень нефтепродукта, м;

з) максимально допустимая производительность закачки, м³/ч;

и) максимально допустимая производительность откачки, м³/ч;

к) геометрическая вместимость резервуара, м³;

л) пропускная способность дыхательного клапана, м³/ч;

м) пропускная способность предохранительного (гидравлического) клапана, м³/ч;

н) тип и количество дыхательных клапанов:

о) тип и количество предохранительных клапанов;

п) тип и количество огневых предохранителей;

р) средства измерения и контроля уровня;

с) средства измерения и контроля температуры;

т) средства измерения массы нефтепродукта.

Технологическая карта должна находиться на рабочем месте персонала, производящего оперативные переключения и отвечающего за правильность их выполнения.

70. Технологические карты резервуарных парков утверждает и переутверждает каждые 2 года (при изменении технологических схем резервуарных парков, условий эксплуатации и др.) главный инженер организации.

71. Все изменения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных коммуникациях, расположении арматуры, должны вноситься в технологическую схему и доводиться до обслуживающего персонала. Изменение действующих схем расположения трубопроводов без ведома главного инженера организации запрещается.

72. При наличии в одной группе резервуаров нескольких сортов нефтепродуктов должны быть предусмотрены отдельные коллекторы для приема и откачки каждого сорта нефтепродукта.

Резервуары с понтонами рекомендуется использовать только для хранения бензинов.

73. При эксплуатации газоуравнительной системы в резервуарном парке объединяют резервуары с нефтепродуктами, близкими по своим физико-химическим свойствам.

Запрещается объединять резервуары с этилированным и неэтилированными бензинами общей газовой обвязкой.

74. В пределах одной группы наземных резервуаров согласно действующих нормативно-технических документов следует отделять внутренними земляными валами или ограждающими стенами:

а) каждый резервуар вместимостью 20000 м³ и более или несколько меньших резервуаров суммарной вместимостью 20000 м³;

б) резервуары с этилированными бензинами от других резервуаров группы.

Внутренний земляной вал или ограждающая стена должны быть высотой 1,3 м для резервуаров вместимостью 10000 м³ и более, для остальных резервуаров - 0,8 м.

75. Для перехода через обвалование или ограждающую стену должны быть устроены лестницы-переходы шириной не менее 0,7 м в количестве четырех для группы резервуаров и не менее двух - для отдельно стоящих резервуаров. В отдельных случаях допускается по согласованию с УПАСС Министерства внутренних дел Приднестровской Молдавской Республики, устройство двух лестниц вместо четырех.

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

76. Внутри обвалования группы резервуаров не допускается прокладка транзитных трубопроводов, которые не соединены с резервуарами.

77. Территория резервуарного парка должна содержаться в чистоте и порядке, своевременно очищаться от растительности.

Не допускается засорение территории, размещение на ней горючих материалов и предметов, а также загрязнение нефтепродуктами, скопление подтоварной воды.

78. 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 должно быть согласовано руководством организации и с УПАСС Министерства внутренних дел Приднестровской Молдавской Республики.

79. Сточные воды, образующиеся при периодической зачистке резервуаров в процессе их эксплуатации, не допускается сбрасывать в сеть производственно-ливневой канализации. Они отводятся по сборно-разборным трубопроводам в шламонакопители и после отстаивания направляются по сети производственно-ливневой канализации на очистные сооружения.

Поступление нефтепродуктов в сеть производственно-ливневой канализации даже в аварийных случаях не допускается.

80. В целях сохранения расчетной пропускной способности канализационных сетей резервуарного парка следует осуществлять их профилактическую чистку не реже двух раз в год.

81. Территория резервуарного парка в темное время суток должна иметь освещение в соответствии с требованиями и СНиП 21-04-02 и СНиП 23-02-02 «Естественное и искусственное освещение», введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 3 июля 2002 года № 584 «О нормативной документации в строительстве». Устройство электроосвещения должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок, утвержденных Приказом Государственной службы энергетике и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 18 мая 2009 года № 542 «О введении в действие Правил устройства электроустановок» (Гострудпромнадзор ПМР информирует от 20 апреля 2010 года № 1) с изменением, внесенным Приказом Гострудпромнадзора Приднестровской Молдавской Республики от 22 сентября 2010 года № 1039 (Гострудпромнадзор ПМР информирует от 20 мая 2011 года № 4), Приказом Государственной службы энергетике и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 5 мая 2012 года № 50 (САЗ 12-23) (далее ПУЭ).

Для освещения резервуарных парков следует применять прожекторы на мачтах, расположенных за обвалованием.

Осветительные устройства, установленные в пределах обвалования резервуаров, должны быть во взрывозащищенном исполнении в соответствии с установленными требованиями.

82. В каждом резервуарном парке должен быть выделен резервуар или группа резервуаров для аварийного сброса нефтепродукта из расчета двухчасовой пропускной способности нефтепродуктопроводов при остановке нефтепродуктопровода из-за отсутствия связи с диспетчером; для защиты концевой участка продуктапровода от повышения давления при непредвиденных обстоятельствах; для защиты от перегрузки подпорных насосов и др.

83. При подготовке резервуарных парков к работе в зимних условиях и при температурах ниже 0°C 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 хранимым нефтепродуктом и повернуть в боковое положение.

84. Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления в период паводка, должны быть заблаговременно подготовлены к паводку; обвалования и ограждения должны быть восстановлены и при необходимости наращены. Для предотвращения всплывания резервуары во время паводка при невозможности заполнения их нефтепродуктом заливают водой на расчетную высоту.

Раздел 3. Требования к проведению операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов из резервуаров

85. При заполнении порожнего резервуара нефтепродукты должны подаваться в него со скоростью не более 1 м/ч до момента заполнения конца приемо-раздаточного патрубка.

При наполнении и опорожнении резервуаров с понтонами или плавающими крышами скорость подъема и опускания понтона или плавающей крыши не должна превышать 3,5 м/ч. Допустимая скорость подъема понтонов из полимерных материалов должна быть указана в технической документации на понтон.

Нефтепродукты в резервуар должны поступать ниже уровня находящегося в нем остатка нефтепродукта.

Нефтепродукты должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания. Налив нефтепродуктов свободнопадающей струей не допускается.

Расстояние от конца загрузочной трубы до дна резервуара не должно превышать 200 мм, и по возможности, струя нефтепродукта должна быть направлена вдоль стенки. При этом форма конца трубы и скорость подачи нефтепродукта должны быть такими, чтобы исключить разбрызгивание.

86. Производительность наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных клапанов или вентиляционных патрубков.

При увеличении производительности наполнения и опорожнения резервуаров необходимо дыхательную арматуру приводить в соответствие с новыми показателями.

87. При эксплуатации горизонтальных резервуаров должно быть обеспечено полное заполнение и полное опорожнение резервуара без образования воздушных мешков.

88. Перекачку нефтепродуктов разрешается начинать только по письменному указанию (телефонограмме) ответственного лица по выполнению товарно-транспортных операций.

89. Перечень нефтепродуктов, перекачку которых допускается производить только по отдельным технологическим трубопроводам, должен соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)».

90. Открывать и закрывать резервуарные задвижки необходимо плавно, без применения рычагов и усилителей.

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением следует предусматривать сигнализацию, указывающую положение запорного устройства задвижки. Сведения о перекачке должны записываться в журнал телефонограмм, рабочий журнал, режимный лист.

91. Если по измерениям уровня продукта в резервуаре или по другим данным обнаружится, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара нарушено, необходимо немедленно остановить перекачку, принять меры к выявлению причин нарушения и к их устранению, после чего возобновить перекачку.

92. При переключении резервуаров во время перекачки необходимо сначала открыть, задвижки свободного резервуара и убедиться, что в него поступает нефтепродукт, после чего закрыть задвижки заполненного резервуара.

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

93. Во время сброса из резервуара отстоявшейся воды и грязи нельзя допускать вытекания нефтепродукта. Подтоварную воду необходимо дренировать до появления эмульсии.

94. Уровень нефтепродуктов при заполнении резервуаров устанавливается по проекту с учетом расположения генераторов пены и температурного расширения нефтепродукта при нагревании.

95. На резервуаре с понтоном должна быть указана предельно допустимая высота верхнего положения понтона. Резервуар, оборудованный понтоном, должен иметь ограничитель максимального уровня. В случае отсутствия ограничителя оперативно измерять уровень нефтепродукта при заполнении последнего метра до максимального уровня необходимо по уровнемеру (дистанционно или по месту) через промежутки времени, гарантирующие понтон от затопления и повреждения.

96. Эксплуатация понтона без затвора не допускается.

97. Запрещается принимать нефтепродукт в резервуар с понтоном, если в технологических или магистральных трубопроводах после ремонтных работ остался воздух.

98. Измерение массы, уровня и отбор проб нефтепродуктов в резервуарах, эксплуатирующихся с избыточным давлением, должны осуществляться без нарушения герметичности газового пространства с помощью измерительных устройств и сниженных пробоотборников, предусмотренных проектами и допущенных в обращение в установленном порядке.

Раздел 4. Периодическая зачистка резервуаров

99. Резервуары должны периодически зачищаться согласно требованиям ГОСТ 1510-84, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)».

а) не менее двух раз в год - для топлива для реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов. Допускается при наличии на линии закачки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не менее одного раза в год;

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

в) не менее одного раза в два года - для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов;

г) по мере необходимости - для моторных топлив, мазутов.

Резервуары зачищаются также при необходимости смены сорта нефтепродукта, пирофорных отложений, ржавчины и воды, ремонта, при проведении полной комплексной дефектоскопии.

100. Зачистку резервуаров проводят специализированные организации, аккредитованные в установленном порядке. Специализированная организация должна иметь подготовленный и

аттестованный персонал, подразделения для контроля газовоздушной среды внутри резервуара, механические средства для зачистки резервуара, сертифицированные средства индивидуальной защиты.

101. Подготовка резервуара к зачистке включает организационно-технические мероприятия, прокладку вспомогательных трубопроводов для воды, пара, подготовку и установку оборудования для механизированной зачистки и др.

102. С учетом особенностей эксплуатации резервуаров и других факторов следует разработать рабочие инструкции по зачистке конкретных резервуаров.

103. На производство зачистных работ оформляется наряд-допуск установленной формы (выполнение работ повышенной опасности) в соответствии с Приложением № 3 к настоящему Правилам.

К наряду-допуску должны быть приложены схемы обвязки и установки зачистного оборудования (выкачки остатка, мойки, дегазации, обезвреживания, удаления продуктов зачистки и др. операций).

Перечень подготовительных мероприятий, состав и последовательность операций зачистки за подписью ответственного лица указывается в наряде-допуске.

104. Руководство работой по зачистке резервуаров должно быть поручено ответственному лицу из инженерно-технических работников.

Перед началом работ по зачистке резервуара рабочие проходят инструктаж о правилах безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

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

Производить работы по зачистке резервуара бригадой численным составом менее 3-х человек запрещается.

105. Контроль за организацией и безопасностью работ по зачистке осуществляется главным инженером и инженером по технике безопасности или лицом, назначенным приказом из числа инженерно-технических работников.

106. Резервуар, подлежащий зачистке, освобождается от остатка нефтепродукта по зачистному трубопроводу-шлангу. Для более полного освобождения резервуара от остатков нефтепродуктов производится подъем их на «воду», затем обводненный нефтепродукт направляется в разделочный резервуар (резервуар-отстойник), а вода сбрасывается на очистные сооружения или сборную емкость.

107. Переносное оборудование, применяемое при зачистке резервуаров, должно быть взрывозащищенного исполнения. Электрические кабели должны соответствовать классу взрывоопасной зоны.

108. При опорожнении резервуара и откачке остатка нефтепродукта («мертвого» остатка) скорость движения нефтепродукта устанавливается регулировкой производительности насоса в соответствии с требованиями по защите резервуаров от статического электричества.

109. Откачка «мертвого» остатка легковоспламеняющихся нефтепродуктов (с температурой вспышки до 61°C) разрешается только при герметично закрытых нижних люках.

110. После удаления остатка нефтепродукта резервуар отсоединяют от всех трубопроводов путем установки заглушек с указателями-хвостовиками.

Сведения о местах установки заглушек заносят в специальный журнал.

111. На период подготовки и проведения в резервуаре зачистных работ должны быть прекращены технологические операции по наполнению (опорожнению) резервуаров, находящихся в одном каре ближе 40 м от зачищаемого.

112. При зачистке резервуаров от сернистых нефтепродуктов необходимо соблюдать меры безопасности.

113. При зачистке резервуаров из-под этилированного бензина необходимо контролировать содержание паров тетраэтилсвинца (далее ТЭС) в воздушном пространстве резервуара, которое не должно превышать значения предельно допустимые концентрации (далее ПДК) (Приложение № 4 к настоящим Правилам).

В случае превышения содержания паров нефтепродуктов и ТЭС значений ПДК необходимо прекратить работы по зачистке и удалению остатков и продолжить вентилирование до безопасного содержания указанных веществ.

114. Обезвреживание от ТЭС производится водным 0,1 %-ным раствором перманганата калия с помощью насоса и распылителя (форсунки).

115. Во время механизированной мойки и обезвреживания резервуара напылением раствора перманганата калия допуск людей в резервуар не разрешается.

Бригада рабочих по зачистке резервуара должна быть обеспечена профилактическими средствами дегазации: хлорной известью, керосином, горячей водой, мылом и аптечкой доврачебной помощи.

116. В процессе мойки должен быть обеспечен отстой моющей жидкости в резервуаре-отстойнике. Содержание растворенных нефтепродуктов в моющей жидкости не должно превышать 1500 мг/л.

По достижении этого содержания нефтепродуктов моющую жидкость следует отстоять, отделить от нефтепродуктов или заменить на новую (чистую).

Запрещается сбрасывать в канализацию очистных сооружений продукты зачистки резервуаров.

Промывную воду допускается сбрасывать в канализацию только после предварительного отстаивания.

117. Механизированную мойку резервуаров выполняют с помощью моечных машинок и гидромониторов.

При использовании в качестве моющей жидкости свободных струй холодной или горячей воды, водных растворов технических моющих средств (ТМС) на основе присадок типа МЛ-51, МЛ-52, МЛ-72, МС-6, МС-9, Лабомид 101, Лабомид 102, Темп-100 и др. негорючих водных растворов ТМС перед мойкой проводят предварительную дегазацию, т.е. снижение концентрации паров нефтепродукта до концентрации не более 2 г/м³.

118. Мойка резервуаров свободными струями растворяюще-эмульгирующих средств, растворителями (дизельное топливо, керосин, уайт-спирит и т.п.) и другими моющими средствами, приготавливаемыми на основе керосина, дизельного топлива, запрещается.

119. Перед началом работы в резервуаре необходимо определить содержание кислорода и паров нефтепродукта в газовом пространстве резервуара. Допуск в резервуар разрешается при концентрации паров нефтепродуктов ниже ПДК в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на

территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)» (Регистрационный № 1835 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44) с изменениями, внесенными Приказом Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 4 декабря 2002 года № 487 (Регистрационный № 1908 от 1 декабря 2002 года) (САЗ 02-50), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), от 7 июля 2003 года № 283 (Регистрационный № 2284 от 10 июля 2003 года) (САЗ 03-28), от 31 июля 2003 года № 326 (Регистрационный № 2322 от 7 августа 2003 года) (САЗ 03-32), от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37), от 24 октября 2003 года № 464 (Регистрационный № 2455 от 29 октября 2003 года) (САЗ 03-44), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 376 (Регистрационный № 2882 от 4 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 3 февраля 2005 года № 64 (Регистрационный № 3111 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 22 марта 2005 года № 163 (Регистрационный № 3164 от 4 апреля 2005 года) (САЗ 05-15), от 1 ноября 2005 года № 641 (Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 19 мая 2006 года № 118 (Регистрационный № 3577 от 24 мая 2006 года) (САЗ 06-22), от 17 июля 2006 года № 166 (Регистрационный № 3635 от 20 июля 2006 года) (САЗ 06-30), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 23 августа 2007 года № 214 (Регистрационный № 4051 от 29 августа 2007 года) (САЗ 07-36), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 30 сентября 2010 года № 477 (Регистрационный № 5421 от 21 октября 2010 года) (САЗ 10-42), от 14 января 2011 года № 13 (Регистрационный № 5527 от 2 февраля 2011 года) (САЗ 11-5), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)»).

120. Для вентилирования должны использоваться вентиляторы в пожаровзрывобезопасном исполнении.

121. До начала и в процессе дегазации проводят контроль концентрации паров нефтепродукта измерительными подразделениями, аккредитованными в установленном порядке. Пробы паровоздушной смеси в процессе дегазации отбирают на выходе из резервуара с периодичностью 0,5 - 1,0 час.

Для отбора проб в основании газоотводной трубы должен быть вмонтирован угольник из трубы диаметром 6 мм, один конец которого длиной 100 мм должен быть направлен навстречу потоку выходящей газовой смеси, а к другому (наружному) подключаются трубки газоанализатора.

Контроль газовой среды внутри резервуара следует выполнять с помощью следующих приборов:

- а) газоанализаторы;
- б) хроматограф.

Допускается применять другие аналогичные промышленные газоанализаторы, разрешенные для этих работ.

122. В зависимости от назначения зачистки резервуара качество дегазации необходимо обеспечивать до содержания паров нефтепродуктов:

а) не более 0,1 г/м³ (0,002 % по объему) для резервуаров перед их ремонтом с применением огневых работ и другими работами, связанными с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств;

б) не более 2,0 г/м³ (0,04 % по объему) при выполнении огневых работ без пребывания рабочих внутри резервуара;

123. Работы, связанные с пребыванием рабочих внутри резервуара, рекомендуется выполнять при наличии вытяжной вентиляции. При достижении в резервуаре требуемой концентрации вентилятор отключается.

124. Наземные резервуары типа РВС остаются под наблюдением в течение двух часов, подземные и заглубленные резервуары - в течение 15 - 16 часов. Если по истечении указанного времени концентрация паров нефтепродукта не увеличивается, дегазация считается законченной.

В случае увеличения концентрации паров в резервуаре дегазация продолжается.

После напыления раствор выдерживают в резервуаре не менее 4 ч, после чего откачивают по зачистной линии. Резервуар обмывается чистой водой через распылитель.

Эффективность обезвреживания контролируют анализом проб воздуха на содержание в нем ТЭС. Остаточное количество ТЭС в воздухе не должно быть более ПДК. Результаты анализа заносят в специальный журнал.

Раздел 5. Защита резервуаров от коррозии

125. Антикоррозийная защита резервуаров для нефти и нефтепродуктов выполняют в соответствии с проектом и требованиями антикоррозионной защиты с учетом конструктивных особенностей резервуаров, условий их эксплуатации и требуемого срока службы резервуара.

В процессе эксплуатации резервуары подвергаются коррозии как с наружной, так и с внутренней стороны.

Глава 1. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием лакокрасочных покрытий

126. Технологический процесс противокоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров лакокрасочными материалами включает следующие операции:

- а) подготовительные работы;
- б) подготовка внутренней поверхности резервуара под окраску;
- в) нанесение лакокрасочного материала и его сушка;
- г) контроль качества покрытия;
- д) заделка технологических отверстий и их окраска.

127. При выборе защитных покрытий следует учитывать степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара и на его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе.

Для средне- и сильноагрессивных сред применяют следующие системы лакокрасочных покрытий: грунт, эмаль, шпатлевка.

Для антикоррозийной защиты резервуаров и их герметизации рекомендуются также клеевые композиции.

128. Антикоррозионную защиту резервуаров рекомендуется начинать с крыши. Затем покрываются стенки и в последнюю очередь днище. Антикоррозионную защиту резервуаров, аккредитованные на выполнение данного вида работ. В резервуарах с плавающей крышей в первую очередь покрывается нижняя часть крыши, днище резервуара и участок стенки между плавающей крышей и днищем резервуара, затем производится постепенное заполнение резервуара водой и работы ведутся с плавающей крыши. При этом покрываются стенки резервуара и верхняя часть плавающей крыши. Такая же последовательность операций используется в резервуарах с понтоном.

129. В проекте нанесения покрытия на резервуары должны быть указаны:

- а) степень очистки подготавливаемой поверхности и методы обработки;
- б) рекомендуемые системы покрытий, количество слоев и общая толщина изоляционного слоя.

130. Контроль состояния покрытия производится визуально после очистки резервуара от хранимого продукта. Поврежденные участки подлежат восстановлению. Каждые 3 года покрытие следует обновлять.

Глава 2. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием комбинированных металлизационно-лакокрасочных покрытий

131. Технология получения комбинированных металлизационно-лакокрасочных покрытий состоит из трех самостоятельных процессов:

- а) абразивной подготовки поверхности;
- б) нанесения металлизационного слоя;
- в) нанесение покрытия из полимерных материалов.

132. Подготовка металлоконструкций резервуара (удаление парафинов, ржавчины, шлаков и других загрязнений, а также придание определенной шероховатости поверхности металла) осуществляется абразивно-струйной обработкой.

Для абразивно-струйной обработки используется сухой песок с размером гранул 0.2...2,0 мм.

Масляные, жировые загрязнения поверхности резервуара, а тающее замасливание абразива, наличие влаги не допускаются.

133. Перед нанесением металлизированного слоя поверхность резервуара обеспыливается.

134. Толщина покрытия должна быть 160...200 мкм в соответствии с ГОСТ 9304-69 «Фрезы торцевые насадные. Типы и основные размеры», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 74 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 8709-82 по ГОСТ 9999-94)» (Регистрационный № 2032 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 11

июня 2003 года № 248 (Регистрационный № 2231 от 16 июня 2003 года) (САЗ 03-25), от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37), от 3 декабря 2003 года № 522 (Регистрационный № 2499 от 11 декабря 2003 года) (САЗ 03-50), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 375 (Регистрационный № 2880 от 3 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 3 февраля 2005 года № 64 (Регистрационный № 3111 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 3 февраля 2005 года № 65 (Регистрационный № 3112 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 6 апреля 2005 года № 219 (Регистрационный № 3183 от 18 апреля 2005 года) (САЗ 05-17), от 1 ноября 2005 года № 641 (Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 17 июля 2006 года № 166 (Регистрационный № 3635 от 20 июля 2006 года) (САЗ 06-30), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 18 января 2007 года № 18 (Регистрационный № 3794 от 25 января 2007 года) (САЗ 07-5), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 2 ноября 2010 года № 558 (Регистрационный № 5446 от 19 ноября 2010 года) (САЗ 10-46), от 17 марта 2011 года № 99 (Регистрационный № 5585 от 12 апреля 2011 года) (САЗ 11-15), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51).

135. В качестве лакокрасочного материала применяются эмали на основе эпоксидных смол.

136. Лакокрасочное покрытие состоит из 2-х слоев:

а) пропитывающий слой, заполняющий поры металлизационного покрытия, толщиной 50...70 мкм;

б) покрывающий слой толщиной 110...130 мкм. Покрывающий слой наносится только после полной полимеризации пропитывающего слоя.

Глава 3. Протекторная защита резервуаров от коррозии

137. Проектирование протекторной защиты следует проводить с учетом общей минерализации, щелочности, газового состава подтоварных вод.

В качестве протекторного материала для защиты стальных резервуаров применяют магниевые, цинковые и алюминиевые сплавы. Расчет протекторной защиты и выбор сплава следует производить согласно требованиям нормативно-технической документации.

138. При монтаже протекторной защиты выполняются следующие работы:

а) подготовка протекторов к установке;

б) разметка днища;

в) подготовка мест для установки протекторов в резервуаре;

г) приварка к днищу контактного стержня в случае магниевых протекторов или крепящей арматуры алюминиевых или цинковых контактов.

139. Подготовку протекторов выполняют в специальном помещении с принудительной вентиляцией или на площадке. Она состоит в основном в нанесении изоляции кистью на нижнюю и часть боковой поверхности протектора.

140. Протекторы размещают на днище и стенках резервуара так, чтобы величина защитного потенциала резервуар - подтоварная вода в промежутках между протекторами и по краям днища была не менее защитного потенциала.

Протекторы на днище резервуара следует располагать по концентрическим окружностям. В зоне приемо-раздаточного патрубка плотность расстановки протекторов на днище должна увеличиться в 2 раза.

На боковой стенке резервуара протекторы должны размещаться по окружности на высоте равной радиусу защиты одного протектора от днища и на расстоянии друг от друга, равном двум радиусам защиты протектора.

141. Место, где должен устанавливаться протектор, очищают от грязи и продуктов коррозии. На очищенную поверхность наносят изоляцию, за исключением места сварки, аналогичную изоляции протектора.

142. Контакт протектора с днищем резервуара осуществляют путем приварки к нему стальной арматуры, а протекторов - с помощью стального стержня.

Места контактов протекторов с днищем резервуара изолируют эпоксидной смолой.

143. Техническое обслуживание протекторной защиты заключается в контроле эффективности протекторной защиты и периодической замене изношенных протекторов.

Эффективность протекторной защиты проверяют путем измерения потенциала резервуара. Результаты измерений записывают в специальный журнал.

Потенциал резервуара измеряют мультивольтамперметром с помощью специального медносульфатного электрода сравнения. При этом прибор заключается в разрыв цепи электрод сравнения - резервуар.

Перед измерением электрод через отверстия заполняют насыщенным раствором медного купороса до нижних кромок боковых отверстий в корпусе.

Замену изношенных протекторов производят в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, утвержденным главным инженером организации. План составляется с учетом срока службы протекторов и эксплуатационных данных об их работе.

Глава 4. Защита от коррозии наружной поверхности резервуаров

144. Защита от коррозии наружной поверхности резервуаров и крыши должна производиться лакокрасочными покрытиями, состоящими из 1-го слоя грунтовки и 2-х слоев эмали. Выбор цвета покрытия следует производить с учетом коэффициента отражения световых лучей. Периодически окраску наружной поверхности необходимо обновлять.

145. Для долговременной защиты стенок резервуаров на прогрунтованную наружную поверхность резервуаров наносят эпоксидные битумно-резиновые, битумно-полимерные мастики и полимерные ленты.

146. Основание резервуара следует защищать от размыва атмосферными водами, обеспечивать беспрепятственный их отвод с площадки резервуарного парка или от отдельно стоящего резервуара к устройствам канализации. Недопустимо погружение нижней части резервуара в грунт или скопление дождевой воды по контуру резервуара.

147. Основной и дополнительной защитой от почвенной коррозии является соответствующая гидроизоляция и катодная защита, выполненная по специальным проектам.

Раздел 6. Требования безопасности при эксплуатации резервуаров

Глава 1. Промышленная безопасность

148. Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

149. Нефтебазы входят в состав опасных производственных объектов и подлежат регистрации в Республиканском реестре опасных производственных объектов в соответствии с Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

150. Руководство резервуарного парка в процессе его эксплуатации обязано:

а) соблюдать положения Законов и иных нормативных правовых актов Приднестровской Молдавской Республики, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

б) обеспечивать укомплектованность штата работников цеха (резервуарного парка) в соответствии с установленными требованиями;

в) допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе на резервуарах и в резервуарных парках;

г) обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;

д) иметь нормативные технические документы и инструкции, устанавливающие правила ведения работ в резервуарном парке;

е) обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;

ж) предотвращать проникновение в резервуарный парк посторонних лиц;

з) обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению нефтепродуктов;

и) выполнять предписания исполнительного органа государственной власти, в ведении которого находятся вопросы надзора в области промышленной безопасности;

к) приостанавливать эксплуатацию резервуаров по предписанию исполнительного органа государственной власти, в ведении которого находятся вопросы надзора в области промышленной безопасности и должностных лиц в случае аварии или инцидента в резервуарном парке, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

л) осуществлять мероприятия по ликвидации и локализации последствий аварий в резервуарном парке, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварий;

м) принимать участие в техническом расследовании причин аварии в резервуарном парке, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;

н) принимать участие в анализе причин возникновения инцидента в резервуарном парке, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;

о) принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии в резервуарном парке;

п) вести учет аварий и инцидентов в резервуарном парке.

151. Работники при обслуживании резервуарного парка обязаны:

а) соблюдать требования нормативных актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ в резервуарном парке и порядок действий в случае аварии или аварийной ситуации в резервуарном парке;

б) проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;

в) незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте в резервуарном парке;

г) в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента в резервуарном парке;

д) в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии в резервуарном парке.

152. В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии необходимо планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий в резервуарном парке.

153. Мероприятия должны включать в себя проведение тренировочных занятий с оценкой действия персонала:

а) по планам локализации и ликвидации аварий - не реже 1 раза в 6 месяцев;

б) по планам взаимодействия служб различного назначения - не реже 1 раза в год.

154. Проведение тренировочных занятий должно регистрироваться в специальном журнале.

155. Администрация организации обязана организовывать и осуществлять производственный контроль соблюдения требований промышленной безопасности в соответствии с требованиями, устанавливаемыми нормативными правовыми документами.

156. По каждому факту возникновения аварии в резервуарном парке проводится техническое расследование ее причин.

157. Работники обязаны представлять комиссии по техническому расследованию причин аварии всю информацию, необходимую указанной комиссии для осуществления своих полномочий.

158. Работники, нарушающие требования норм и правил промышленной (технической, пожарной, экологической) безопасности и охраны труда, несут ответственность в соответствии с законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

159. Выдача руководителями указаний или распоряжений, вынуждающих подчиненных работников нарушать правила и инструкции безопасности, самовольно возобновлять работы, приостановленные представителями органа надзора, а также бездействие руководителей по устранению нарушений, которые допускаются в их присутствии подчиненными работниками, являются грубыми нарушениями норм безопасности.

160. При необходимости вывода из эксплуатации резервуара, включенного в газораздаточную систему, или заполнении его другим сортом нефтепродукта его необходимо отключить от газовой обвязки, закрыв задвижку на газопроводе.

161. В пониженных участках газопроводов монтируются дренажные устройства, состоящие из задвижек, конденсатосборников, насосов для откачки конденсата.

162. Для эффективной работы газоуравнительной системы в процессе эксплуатации резервуара необходимо:

а) обеспечивать синхронность операций по закачке и выкачке резервуаров по времени и производительности;

б) поддерживать полную герметичность системы;

в) регулярно осматривать и подтягивать фланцевые соединения, проверять исправность работы дыхательных клапанов резервуаров;

г) спускать конденсат из трубопроводов газовой обвязки в конденсатосборник с дальнейшей его откачкой в резервуары;

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

163. В резервуарах с газовой обвязкой измерять уровень и отбирать пробы нефтепродукта следует с помощью приборов, предусмотренных проектом.

164. Допускается проведение измерений уровня и отбор проб вручную при соблюдении следующих условий:

а) резервуар отсоединяют от газоуравнительной системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки;

б) отбирают пробу или измеряют уровень, измерительный люк плотно закрывают и затягивают;

в) открывают задвижку на газовой обвязке.

165. В резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 200 мм вод. ст., допускается измерять уровень и отбирать пробы через измерительный люк после прекращения движения жидкости с соблюдением требований безопасности.

166. Перед отбором проб нефтепродукта пробоотборник должен быть заземлен.

167. При измерении уровня нефтепродукта в резервуаре вручную рулетку с грузом необходимо опускать в установленной постоянной точке и проверять правильность погружения ее по базовой высоте, откорректированной при ежегодной проверке.

168. При отборе проб из резервуара нельзя допускать разлива нефтепродукта.

169. При случайном разливе нефтепродукта его следует немедленно собрать и зачистить поверхность.

170. Оставлять на крыше ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

171. Эксплуатация, надзор, ревизия и ремонт технологических трубопроводов должны производиться в соответствии с инструкцией, разработанной на основе требований Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утвержденных Приказом Государственной службы энергетике и жилищно-коммунального хозяйства Приднестровской Молдавской Республики от 27 сентября 2012 года № 263 «О утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (Регистрационный № 6169 от 17 октября 2012 года) (САЗ 12-43).

172. Надзор за правильной эксплуатацией технологических трубопроводов ежедневно осуществляет лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию резервуаров и трубопроводов. Государственный надзор осуществляет уполномоченный исполнительный

орган государственной власти, в ведении которого находятся вопросы государственного надзора.

173. За арматурой технологических трубопроводов, как наиболее ответственных элементов коммуникаций, должен быть организован постоянный и тщательный надзор за исправностью ее, а также за своевременным и высококачественным проведением ревизии и ремонта.

174. Применяемая трубопроводная арматура (в том числе приобретенная по импорту) должна соответствовать требованиям нормативных технических документов. Арматура должна поставляться с эксплуатационной документацией, в том числе с паспортом, техническим описанием и инструкцией по эксплуатации.

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

176. Эксплуатация резервуаров и технологических трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, допускается при получении технического заключения о возможности его дальнейшей работы и разрешения в порядке, установленном нормативными документами.

177. За герметичностью резервуаров и их оборудования должен быть установлен контроль. При появлении отпотин, трещин в швах и в основном металле стенок или днища не допускается заварка трещин на резервуарах без приведения их во взрывопожаробезопасное состояние. Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку более допустимого, имеющих негерметичность, а также с неисправностями запорной арматуры и уровнемеров, соединений трубопроводов, прокладок задвижек или не прошедших плановое освидетельствование.

178. Траншеи, прорытые при прокладке или ремонте трубопроводов внутри обвалования и через обвалование, по окончании этих работ должны быть немедленно засыпаны, а обвалование восстановлено. При длительных перерывах в работе (выходные, праздничные дни) должно быть устроено временное обвалование.

179. Запрещается уменьшать высоту обвалования или ограждающей стены, установленную проектом.

180. Люки, служащие для измерения уровня и отбора проб нефтепродукта из резервуаров, должны иметь герметичные крышки, а фланцы иметь канавки и кольца с внутренней стороны из металла, исключающего искрообразование.

181. Ручной отбор проб нефтепродуктов и измерение уровня с помощью рулетки с лотом через люк резервуара допускаются не ранее, чем через 2 часа после прекращения движения жидкости (когда она находится в спокойном состоянии). Перед отбором проб нефтепродуктов пробоотборник должен быть заземлен.

182. По периметру и внутри резервуарных парков должны быть вывешены знаки безопасности, определяющие противопожарный режим на их территории (запрещение разведения открытого огня, ограничение проезда автотранспорта и др.)

183. При попадании нефтепродукта в каре обвалования должны быть приняты срочные меры по его ликвидации и санации грунта.

184. Проведение огневых работ на территории резервуарного парка допускается в строгом соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

185. Во избежание перекоса и потопления понтонов в процессе эксплуатации резервуаров должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие плавное и равномерное перемещение понтонов.

186. Для обогрева трубопроводов и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а также электроподогрев оборудованием во взрывозащищенном исполнении. Применение открытого огня не допускается.

187. Запрещается использовать в качестве стационарных трубопроводов для транспортировки нефтепродуктов гибкие рукава резиновые, пластмассовые и т. п.

188. Отбирать пробы легковоспламеняющихся жидкостей и горючих жидкостей из резервуаров и измерять уровень нефтепродуктов во время грозы, а также во время закачки или откачки нефтепродукта запрещается.

189. Запрещается во время грозы проводить работы по зачистке и дегазации резервуаров.

190. Все работники организаций должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Противопожарное оборудование, установленное на резервуаре, должно соответствовать проекту.

Противопожарное оборудование подразделяется на устройства пенного тушения и устройства охлаждения резервуаров.

Оборудование пенного тушения должно быть установлено на резервуарах в соответствии с требованиями технических документов в составе стационарных автоматических или передвижных установок пожаротушения.

Оборудование пенного тушения состоит из генераторов пены, трубопроводов для подачи раствора пенообразователя, выведенных за обвалование, площадок обслуживания генераторов пены. Генераторы пены должны устанавливаться в верхнем поясе стенки резервуаров со стационарной крышей или на кронштейнах выше стенки для резервуаров с плавающей крышей.

При реконструкции резервуарного парка противопожарное оборудование необходимо привести в соответствие с требованиями СНиП 2.11.03-93, введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 3 июля 2002 года № 584 «О нормативной документации в строительстве».

Стационарные установки охлаждения должны быть установлены на резервуарах в соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93, введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 3 июля 2002 года № 584 «О нормативной документации в строительстве» при выводе резервуара на капитальный ремонт.

Устройства охлаждения состоят из верхнего горизонтального кольца орошения - оросительного трубопровода с устройствами распыления воды (перфорация, спринклерные или дренчерные головки), сухих стояков и нижнего кольцевого трубопровода, соединяющих кольцо орошения с сетью противопожарного водопровода.

Глава 2. Требования охраны труда

191. При эксплуатации резервуаров общие нормы и требования безопасности, связанные с обустройством территории, размещением и взаимным расположением резервуаров и запорной арматуры должны соответствовать СНиП 2.11.03-93, введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 3 июля 2002 года № 584 «О нормативной документации в строительстве».

192. Общее руководство работой по охране труда возлагается на руководителя организации. Непосредственный контроль обеспечения безопасных условий и охраны труда осуществляет главный инженер.

В цехах, на производственных участках руководство работой по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагается на руководителей этих подразделений.

193. Для обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в организации должна быть создана служба охраны труда или введена должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку и опыт работы в этой области.

194. При организации работ по охране труда следует учитывать специфику производства, определяемую опасными свойствами нефтепродуктов: испаряемостью, токсичностью, способностью электризоваться, взрывопожароопасностью.

195. Руководитель организации обязан организовывать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в период трудовой деятельности) медицинских осмотров работников за счет работодателя.

При этом необходимо учитывать общие ограничения на тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями труда, работы, запрещающие труд женщин и лиц моложе восемнадцати лет, в соответствии с законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

196. Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверки знаний в целом в организации возлагается на руководителя организации, а в подразделениях (цех, участок) на руководителя подразделения.

197. Своевременность обучения по безопасности труда работников организации контролирует отдел (бюро, инженер) охраны труда или работник, на которого возложены эти обязанности приказом руководителя организации.

198. Работники должны быть обеспечены инструкциями по охране труда, утвержденными в установленном порядке. Инструкции должны быть разработаны как для отдельных профессий, так и на отдельные виды работ, на основе типовых инструкций по охране труда, эксплуатационной и ремонтной документации организаций изготовителей оборудования, конкретных технологических процессов.

В качестве инструкций для работников могут быть применены непосредственно типовые инструкции.

Все работники обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей действующие инструкции, правила охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

199. Работник обязан:

а) соблюдать требования охраны труда;

б) правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

в) проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;

г) немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);

д) проходить обязательные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

200. Работники цехов и участков должны быть обеспечены согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей работникам проверяют и испытывают в соответствии с установленными требованиями.

Запрещается проводить работы внутри резервуаров, где возможно создание взрывоопасных паровоздушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из электризующихся материалов. Работы разрешается проводить только в спецодежде.

201. На каждом производственном участке должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню.

Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

202. Запрещается въезд на территорию резервуарных парков в период выполнения ремонтных работ автомобилей, в том числе снабженных газобаллонными установками, тракторов и другого механизированного транспорта, не оборудованного специальными искрогасителями.

203. Ямы и траншеи, вырытые для проведения ремонтных работ внутри обвалования и на обваловании, по окончании этих работ должны быть засыпаны и спланированы. При длительных перерывах в работах (выходные, праздничные дни) должны быть устроены временные ограждения.

204. За исправностью резервуарной лестницы, перил, ограждений и переходных площадок на крыше должен быть установлен постоянный контроль. Ступени лестницы и площадки необходимо постоянно содержать в чистоте, очищать от наледи и снега с соблюдением правил техники безопасности, установленных для работы на высоте.

205. Измерять уровень и отбирать пробы нефтепродуктов необходимо исправными приборами.

Запрещается измерять уровень на резервуарах и отбирать пробы нефтепродуктов ручным способом при грозе и скорости ветра 12,5 м/с и более.

206. При открывании измерительного люка для измерения уровня или отбора пробы нефтепродукта, а также при спуске подтоварной воды, необходимо располагаться с наветренной стороны, спиной к ветру.

Запрещается низко наклоняться и заглядывать в открытый люк во избежание отравления выделяющимися парами нефтепродукта.

207. Люк должен иметь герметичную крышку с педалью для открывания ногой, под крышкой должна быть прокладка из резины или из металла, исключающего искрообразование.

Опускать измерительную рулетку в люк необходимо в месте закрепления пластины из цветного металла. Для предотвращения искрения измерять уровень следует аккуратно, с целью избежания ударов лотом о края замерного люка, а также трения ленты с лотом о стенки направляющей трубы.

Обтирать ленту рулетки необходимо хлопчатобумажной ветошью. Использование для этой цели шерстяной или шелковой ветоши запрещается.

Крышку люка после отбора пробы и измерения уровня нефтепродукта следует закрывать осторожно, без падения и удара ее о горловину люка.

208. При ручном отборе проб нефтепродуктов пробоотборником следует использовать гибкие, не дающие искр металлические тросики, а при применении шнуров из неэлектропроводных материалов на них должен быть закреплен не дающий искр неизолированный металлический провод, соединенный с пробоотборником.

Перед отбором проб тросик или провод должен быть надежно заземлен с резервуаром.

209. В резервуарах с газоуравнительной системой измерять уровни и отбирать пробы нефтепродукта следует с помощью приборов, предусмотренных проектом.

210. При необходимости отбора проб или измерения уровня нефтепродукта в резервуаре в ночное время для освещения следует применять только взрывозащищенные аккумуляторные фонари, включать и выключать которые необходимо за пределами обвалования. Применение карманных фонарей запрещается. Запрещается ремонтировать фонарь и заменять лампу непосредственно в резервуарном парке.

211. Переносить пробы нефтепродуктов от места отбора в лабораторию следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо, для обеспечения безопасного спуска с резервуара.

212. К работам по осмотру и зачистке резервуаров допускают лиц мужского пола не моложе 18 лет, допущенных медицинской комиссией, прошедших обучение и инструктаж по безопасным методам и приемам работ и оказанию первой (доврачебной) помощи при несчастных случаях.

213. Рабочие, постоянно занятые работой внутри резервуара, должны периодически, но не реже одного раза в год, проходить медицинский осмотр в соответствии с установленными правилами.

214. Заместитель руководителя (главный инженер) нефтебазы обязан лично проверить выполнение мероприятий по подготовке резервуара к ремонту и дать заключение по акту, с указанием ответственного за ремонтные работы, исполнителей ремонта с ведением огневых работ.

215. Все строительные и монтажные работы на территории эксплуатируемых резервуарных парков, связанные с применением открытого огня (сварка, резка), а также зачистка резервуаров, должны проводиться только на основании письменного разрешения руководителя организации при условии проведения всех мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность.

216. Ремонтные работы в резервуарных парках проводятся под руководством ответственного лица, назначенного приказом из числа инженерно-технических работников.

217. Ответственность работников позволяет:

а) совместно с иными формами профилактической работы привести в единую систему деятельность руководителей и специалистов, а также контролирующих лиц по обеспечению безопасных условий труда;

б) оценить уровень профилактической работы в области охраны труда;

в) регулярно получать информацию о состоянии резервуаров и оборудования с точки зрения их безопасной эксплуатации и принимать меры к устранению их недостатков;

г) получать данные о выполнении работниками требований охраны труда и принимать меры дисциплинарного воздействия к нарушителям.

218. Работники, виновные в нарушении законодательства, требований промышленной безопасности и охраны труда, невыполнении своих должностных обязанностей, невыполнении предписаний контролирующих органов, а также приказов, указаний и распоряжений руководства организации, несут ответственность в установленном законодательством Приднестровской Молдавской Республики порядке.

219. В зависимости от характера и степени нарушений работники могут привлекаться к дисциплинарной, административной, уголовной и материальной ответственности в порядке, установленном законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

Глава 3. Молниезащита резервуаров и защита от статического электричества

220. Комплекс мероприятий по молниезащите резервуаров с нефтепродуктами и конструкции молниеотводов должны соответствовать проекту и требованиям нормативно-технических документов.

221. На каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство должен быть паспорт, содержащий схему устройства, основные технические данные, результаты проверки его состояния, сведения о характере ремонтов и изменениях, внесенных в конструкцию заземлителя.

222. Для защиты резервуаров от вторичных проявлений молний корпус (стенка) должен быть присоединен к заземлению защиты от прямых ударов молний.

На резервуарах с плавающими крышами или понтонами необходимо устанавливать не менее двух гибких стальных перемычек сечением не менее 6 мм² между плавающей крышей или понтоном и корпусом резервуара или токоотводами, установленных на резервуаре молниеотводов.

223. Защита от заноса высокого потенциала по трубопроводам выполняется путем присоединения их на вводе в резервуар к ближайшему заземлителю защиты от прямых ударов молнии.

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

225. Во время грозы приближаться к молниеотводам ближе, чем на 4 м запрещается, о чем должны быть вывешены предупредительные надписи около резервуара или отдельно стоящего молниеотвода.

226. При эксплуатации устройств молниезащиты должно осуществляться систематическое наблюдение за их состоянием, в график планово-предупредительных работ должны входить техническое обслуживание (ревизии), текущий и капитальный ремонт этих устройств.

227. 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 токоотводами и заземлителем.

После каждой грозы или сильного ветра все устройства молниезащиты должны быть осмотрены, а повреждения устранены.

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

229. Проверка заземляющих устройств, включая измерения сопротивления растеканию тока, должна проводиться не реже одного раза в год - летом, при сухой почве (в период наибольшего высыхания грунта).

Если сопротивление растеканию токов заземления превышает нормативное значение на 20%: необходимо выяснить причину увеличения сопротивления, исправить заземляющее устройство или установить дополнительные электроды.

Заземляющие устройства должны соответствовать Правилам устройства электроустановок и СНиП 31-20-02 «Электротехнические устройства», введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 3 июля 2002 года № 584 «О нормативной документации в строительстве».

230. Для защиты от статического электричества все металлические и электропроводные неметаллические части оборудования резервуаров должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должно быть не выше 100 Ом.

231. Для защиты от статического электричества необходимо заземлять металлическое оборудование, резервуары, нефтепродуктопроводы, сливноналивные устройства, предназначенные для транспортирования, хранения и отпуска легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

Металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, сливноналивные устройства должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления не менее чем в двух точках.

232. Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефтепродуктов незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается.

На применяемых поплавковых или буйковых уровнемерах поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и надежно заземлены.

При эксплуатации резервуаров с металлическими или изготовленными из неметаллических материалов понтонами электропроводящие элементы понтонов должны быть надежно заземлены.

233. Требования по отводу зарядов статического электричества понтона из ППУ указаны в проекте.

234. Запрещается отсоединять и присоединять проводники заземления во время наливных операций.

235. Осмотр и текущий ремонт защитных устройств необходимо проводить одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического оборудования, электрооборудования и электропроводки.

236. Работники, проводящие ревизию молниезащитных устройств, должны составлять акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных повреждений или неисправностей.

Результаты ревизии молниезащитных устройств, проверочных измерений заземляющих устройств, выполненного ремонта следует заносить в паспорт на заземляющее устройство.

237. Ответственность за периодическую проверку заземляющих устройств, ведение паспортов на заземляющие устройства, проверку переходных сопротивлений контактных соединений, заземление плавающих крыш и понтонов, за техническое состояние молниеотводов, устройств защиты от статического электричества несет лицо, ответственное за электрохозяйство. Ответственные лица обязаны обеспечить эксплуатацию и ремонт устройства защиты в соответствии с действующими нормативными документами.

238. Проверку электрической связи понтона с землей проводят не реже одного раза в год, одновременно с проверкой заземления резервуара путем измерения омического сопротивления заземляющего устройства, предназначенного для защиты понтона исключительно от статического электричества. Сопротивление не должно превышать 100 Ом. Для электрической связи понтона с корпусом резервуара применяют гибкий медный провод типа МГ сечением не менее 6 мм².

239. При расчетах выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров следует руководствоваться Законом Приднестровской Молдавской Республики от 23 ноября 1994 года «Об охране окружающей среды» (СЗМР 94-4) с изменениями, внесенными законами Приднестровской Молдавской Республики от 10 июля 2002 года № 152-ЗИД-III (САЗ 02-28), от 10 марта 2004 года № 394-ЗИД-III (САЗ 04-11), от 19 июля 2007 года № 258-ЗИД-IV (САЗ 07-30), от 12 июня 2009 года № 776-ЗИ-IV (САЗ 09-24), от 9 июля 2009 года № 809-ЗИ-IV (САЗ 09-29), от 5 октября 2009 года № 879-ЗИ-IV (САЗ 09-41) и ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосферы. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 425 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 16274.2-77 по ГОСТ 18061-90)».

240. Для снижения загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов, указанные в таблице № 2.

Таблица № 2

Наименование мероприятия	Сокращение потерь, %
Оснащение резервуаров с бензинами, имеющих большую оборачиваемость, понтонами	80 - 90
Оборудование резервуаров со светлыми нефтепродуктами, имеющих большую оборачиваемость, дисками-отражателями	20 - 30
Герметизация резервуаров и дыхательной арматуры, своевременный профилактический ремонт трубопроводов и запорной арматуры	30 - 50
Окраска наружной поверхности резервуаров покрытиями с низким коэффициентом излучения	27 - 45
Одновременная окраска внутренней и внешней поверхностей резервуара	30 - 65

Герметизация налива в транспортные средства с использованием установки улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов из резервуаров	80 - 90
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------

241. Для сокращения потерь нефтепродуктов и предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефтепродукта.

242. Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

243. Во избежание потерь нефтепродуктов от переливов следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефтепродукта по достижении заданного уровня в резервуарах или при разгерметизации коммуникаций.

244. Нефтешламы, образующиеся при зачистке резервуаров, трубопроводов и при ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов, должны перерабатываться на специальных установках по переработке шлама. Установки должны обеспечивать переработку нефтешламов на нефтепродукт и шлам, позволяющий использовать его в качестве добавки к строительным или дорожным материалам. При отсутствии установок по переработке нефтешламов они должны вывозиться в места складирования (захоронения) в соответствии с договорами с владельцами объектов размещения этих шламов.

Раздел 7. Документация на эксплуатацию резервуаров

245. Для каждого резервуара, находящегося в эксплуатации, должны быть следующие документы:

- а) технический паспорт резервуара;
- б) технический паспорт на понтон;
- в) градуировочная таблица резервуара;
- г) технологическая карта резервуара и схема технологических трубопроводов;
- д) журнал текущего обслуживания;
- е) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;
- ж) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества.

246. Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен организацией, эксплуатирующей резервуар, подписан главным инженером.

Паспорт должен быть составлен на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара.

247. Техническое обслуживание каждого резервуара должно выполняться с составлением необходимой ремонтной документации, приведенной в разделе 8 настоящих Правил.

Раздел 8. Руководство по ремонту стальных резервуаров для хранения нефтепродуктов. Контроль технического состояния резервуаров

Глава 1. Общие требования

248. Контроль технического состояния резервуаров (обследование) проводится на основании действующих технических условий, государственных стандартов, санитарных норм и правил, нормативов, правилами безопасности, типовых проектов и в соответствии с разработанной индивидуальной программой.

249. Для резервуаров, не отработавших расчетный срок службы:

- а) частичное обследование - не реже одного раза в 2 года;
- б) полное обследование - не реже одного раза в 5 лет;
- в) полное обследование резервуаров для хранения мазута - не реже одного раза в 10 лет.
- г) частичное обследование резервуаров для хранения мазута - не реже одного раза в 5 лет с применением акустико-эмиссионного контроля.

250. Для резервуаров, отработавших расчетный срок службы:

- а) частичное обследование - ежегодно;
- б) полное обследование - не реже одного раза в 4 года;
- в) полное обследование резервуаров для хранения мазута - не реже одного раза в 8 лет.
- г) частичное обследование резервуаров для хранения мазута - не реже одного раза в 4 года с применением акустико-эмиссионного контроля.

251. Нормативный расчетный срок службы устанавливается автором проекта или заводом-изготовителем. При отсутствии указаний о величине нормативного расчетного срока он принимается равным 20 годам.

252. Полное обследование (диагностика) проводится специализированными организациями, аккредитованными на право выполнения полного цикла работ по обследованию и зачистке резервуара.

253. Частичное обследование выполняется обученным и аттестованным персоналом эксплуатирующей организации без вывода резервуара из эксплуатации.

254. Полное обследование и комплексная дефектоскопия резервуаров производится после временного вывода из эксплуатации, удаления нефтепродукта, вентилирования, зачистки до санитарных норм.

255. В случае необходимости для вертикальных стальных резервуаров проводится диагностика днища без опорожнения резервуара, которая выполняется по специальной технологии, путем измерений сопротивления или емкости грунта под днищем.

256. Необходимость диагностирования днища конкретного резервуара определяется специалистами и должностными лицами организации, при необходимости с привлечением специалистов по диагностике других организаций.

257. Диагностика резервуаров и определение остаточного ресурса должны выполняться специализированными организациями, аккредитованными на данный вид работ.

258. Частичное обследование резервуара включает:

- а) ознакомление с технической документацией;
- б) визуальный осмотр резервуара с внешней стороны;

в) измерение отклонений образующих от вертикали, местных деформаций стенки, нивелирование крайки днища;

г) проверку состояния подводных трубопроводов, основания и отмостки (колодцев);

д) составление и выдачу технического заключения по результатам обследования.

259. Полное обследование (диагностика) резервуара включает:

а) ознакомление с технической документацией (**)

б) визуальный осмотр резервуара с внешней и внутренней стороны, осмотр понтона или плавающей крыши (*);

в) измерение толщины листов поясов стенки, кровли, днища, понтона или плавающей крыши (№ 5 к настоящим Правилам) (*);

г) полный контроль металла и сварных соединений неразрушающими методами контроля с выводом данных диагностики на электронный и (или) бумажный носитель (**);

д) механическое испытание и металлографические исследования металла и сварных соединений, химический анализ металла в случае, если в паспорте на резервуар отсутствуют данные о марке материала, использованного при его строительстве, если резервуар потерпел аварию (пожар, хлопок, перелив) (**);

е) измерение расстояний между понтоном (плавающей крышей) и стенкой, отклонения от вертикали направляющих и вертикальных стенок коробов (*);

ж) измерение геометрической формы стенки и нивелирование днища (*);

з) проверка состояния уплотнения между понтоном (плавающей крышей) и стенкой (*);

и) измерения линейных размеров коррозионных повреждений стенки и днища, деформаций стенки и днища (*);

к) проверку состояния основания и отмостки (*);

л) составление технического заключения по результатам полного обследования (диагностирования).

Примечание:

* - для вертикальных резервуаров;

** - для всех типов резервуаров.

260. При визуальном осмотре подлежат проверке:

а) состояние основного металла стенки, кровли, несущих конструкций перекрытия, днища на наличие коррозионных повреждений, царапин, задиров, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, закатов, трещин;

б) состояние сварных соединений на соответствие их нормативным документам по геометрии, на наличие трещин, непроваров, подрезов, пористости, отпотин, свищей, кратеров, прожогов, смещений стыкуемых кромок, коррозионных повреждений;

в) местные деформации (вмятины, выпучины, хлопунуны);

г) размещение патрубков и других врезок по отношению к вертикальным и горизонтальным швам;

д) состояние уплотнений между понтоном (плавающей крышей) и стенкой.

261. При измерениях геометрической формы резервуара определяют отклонения стенки от вертикали по образующим, проходящим через сварные швы нижнего пояса, и размеры местных деформаций (вмятины, выпучины). Горизонтальность днища проверяется нивелированием. При этом измеряются местные деформации (хлопуны, вмятины) и осадка резервуара.

262. При обследовании основания необходимо обратить внимание на плотность прилегания днища к основанию, просадку стенки вместе с крайком днища, на состояние отмостки, наличие откосов и отвода атмосферных осадков.

263. Результаты контроля заносят в журнал обследования с отметкой дефектов на эскизах.

По результатам контроля составляют техническое заключение о состоянии резервуара и дают рекомендации по его ремонту.

264. Для определения вертикальности стенки измеряют величину отклонений от вертикали образующих стенки на уровне верха каждого пояса, проведенной из нижней точки первого пояса.

265. Обследование резервуаров с помощью специальных приборов физического контроля следует проводить в соответствии с требованиями настоящих Правил.

По результатам технического надзора и (или) дефектоскопического обследования периодически должен выполняться планово-предупредительный ремонт резервуаров.

266. При контроле состояния основания и отмостки обращают внимание на:

- а) неплотность опирания днища на основание;
- б) наличие пустот вследствие размыва атмосферными осадками основания или по другим причинам:

 - в) погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру днища;
 - г) наличие растительности на отмостке, примыкающей непосредственно к резервуару;
 - д) трещины и выбоины в отмостке и кольцевом лотке;
 - е) наличие необходимого уклона отмостки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка.

267. Акустико-эмиссионный контроль как один из методов неразрушающего контроля проводят во всех случаях, когда нормативно-техническими документами на объект предусмотрено проведение неразрушающего контроля методами УЗК, радиографии, МПД, ЦД и другие методы, но по техническим или иным причинам проведение неразрушающего контроля указанными методами затруднено или невозможно.

Глава 2. Обследование металлоконструкций резервуара

268. При осмотре резервуаров особое внимание следует уделять сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам уторного уголка), швам крайка днища и прилегающих участков основного металла. Результаты осмотров швов должны быть зарегистрированы в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

269. При появлении трещин в швах или основном металле уторного уголка днища действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен и зачищен. При появлении

трещин в швах или в основном металле стенки действующий резервуар должен быть освобожден полностью или частично в зависимости от способа его ремонта.

270. Сварные соединения освобожденных из-под нефтепродукта участков понтона необходимо проверить на герметичность в соответствии с Приложением № 6 к настоящему Правилам.

271. В случае негерметичности проверенных участков понтона резервуар выводится из эксплуатации в ремонт для устранения дефектов.

272. Дефекты сварных швов (трещины, непровары, свищи), являющиеся причиной попадания 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 композитных составов.

273. Для очистки понтона резервуар должен быть освобожден от остатков нефтепродукта, отсоединен от всех трубопроводов, кроме зачистного, а концы трубопроводов должны быть закрыты заглушками с хвостовиком-указателем. Сведения о местах установки заглушек заносят в специальный журнал. При очистке понтона используют передвижную вакуумную машину АКН-10.

274. Согласно ГОСТ 18353-79 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 25 октября 2002 года № 426 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 18062-72 по ГОСТ 19478-74)» (Регистрационный № 1839 от 1 ноября 2002 года) (САЗ 02-44) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 1 апреля 2003 года № 139 (Регистрационный № 2097 от 7 апреля 2003 года) (САЗ 03-15), от 11 июня 2003 года № 248 (Регистрационный № 2231 от 16 июня 2003 года) (САЗ 03-25), от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), Приказом Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4); приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 19 мая 2006 года № 118 (Регистрационный № 3577 от 24 мая 2006 года) (САЗ 06-22), от 18 января 2007 года № 18 (Регистрационный № 3794 от 25 января 2007 года) (САЗ 07-5), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 17 февраля 2011 года № 64 (Регистрационный № 5558 от 17 марта 2011 года) (САЗ 11-11), от 17 марта 2011 года № 99 (Регистрационный № 5585 от 12 апреля 2011 года) (САЗ 11-15), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51) методы неразрушающего контроля классифицируют по видам; акустические, магнитные, оптические, проникающими веществами, радиационные, радиоволновые, тепловые, электрические, электромагнитные.

275. Металлографические исследования проводят на образцах из контрольных пластин, предназначенных для определения механических свойств металла и сварных соединений.

276. Химический анализ металла для резервуаров находящихся долгое время в эксплуатации производят в случае, если неизвестна марка металла, использованного при строительстве резервуара.

277. Метод инфракрасной спектроскопии предназначен для выявления и измерения концентраторов напряжения, остаточных напряжений в металлоконструкциях резервуаров путем регистрации тепловизором температурного поля металлоконструкции по электромагнитному излучению, возникшему при упругопластическом деформировании металлоконструкций нагрузочными тестами (Приложение № 7 к настоящему Правилам).

Глава 3. Обследование сварных соединений

278. Контроль качества сварных соединений и основного металла осуществляется как неразрушающими, так и разрушающими методами.

279. Просвечивание сварных соединений и ультразвуковая дефектоскопия проводятся в соответствии с ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)» (Регистрационный № 2030 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 11 июня 2003 года № 248 (Регистрационный № 2231 от 16 июня 2003 года) (САЗ 03-25), от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 376 (Регистрационный № 2882 от 4 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 3 февраля 2005 года № 64 (Регистрационный № 3111 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 3 февраля 2005 года № 65 (Регистрационный № 3112 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 1 ноября 2005 года № 641 (Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 19 мая 2006 года № 118 (Регистрационный № 3577 от 24 мая 2006 года) (САЗ 06-22), от 17 июля 2006 года № 166 (Регистрационный № 3635 от 20 июля 2006 года) (САЗ 06-30), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 18 января 2007 года № 18 (Регистрационный № 3794 от 25 января 2007 года) (САЗ 07-5), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 19 августа 2010 года № 405 (Регистрационный № 5388 от 22 сентября 2010 года) (САЗ 10-38), от 30 сентября 2010 года № 477 (Регистрационный № 5421 от 21 октября 2010 года) (САЗ 10-42), от 2 ноября 2010 года № 558 (Регистрационный № 5446 от 19 ноября 2010 года) (САЗ 10-46), от 14 января 2011 года № 13 (Регистрационный № 5527 от 2 февраля 2011 года) (САЗ 11-5), от 17 февраля 2011 года № 64 (Регистрационный № 5558 от 17 марта 2011 года) (САЗ 11-11), от 17 марта 2011 года № 99 (Регистрационный № 5585 от 12 апреля 2011 года) (САЗ 11-15), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51), от 28 июня 2012 года № 132 (Регистрационный № 6063 от 19 июля 2012 года) (САЗ 12-30), от 13 февраля 2013 года № 55 (Регистрационный № 6338 от 12 марта 2013 года) (САЗ 13-10) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)») и ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)» в объемах, определяемых СНиП 52-05-02 «Несущие и ограждающие конструкции», введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 июля 2002 года № 652 «О нормативной документации в строительстве» (Регистрационный № 1813 от 14 октября 2002 года) (САЗ 02-42) с изменениями и дополнениями, внесенными приказами Министерства

промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2002 года № 378 (Регистрационный № 1922 от 25 декабря 2002 года) (САЗ 02-52), от 15 августа 2003 года № 775 (Регистрационный № 2365 от 25 августа 2003 года) (САЗ 03-35), от 20 января 2004 года № 36 (Регистрационный № 2580 от 2 февраля 2004 года) (САЗ 04-06), от 13 февраля 2009 года № 77 (Регистрационный № 4843 от 19 мая 2009 года) (САЗ 09-21), от 24 февраля 2009 года № 91 (Регистрационный № 4770 от 18 марта 2009 года) (САЗ 09-12), от 19 октября 2009 года № 550 (Регистрационный № 5059 от 5 ноября 2009 года) (САЗ 09-45) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 июля 2002 года № 652 «О нормативной документации в строительстве»).

280. При контроле, связанном с разрушением, проводятся механические испытания, металлографические исследования и химические анализы, для чего вырезаются контрольные образцы из резервуара.

281. Объем контроля сварных соединений физическими методами в зависимости от вида сборки для нового резервуара приведены в таблицах № 3 и № 4 в соответствии с требованиями Правил. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации объем контроля сварных соединений определяется по результатам внешнего осмотра.

Таблица № 3

Объем

контроля сварных соединений рулонных полотнищ стенки резервуара, %

Зона контроля	РВС III класса	РВС II класса	РВС I класса
Вертикальные сварные соединения в поясах:			
1, 2	10	25	50
3, 4	5	10	25
остальные	-	5	10
Горизонтальные сварные соединения между поясами:			
1 - 2	5	10	15
3 - 5	2	5	10
остальные	-	2	5

Таблица № 4

Объем

контроля сварных соединений стенки резервуара листовой сборки, %

Зона контроля	PBC III класса	PBC II класса	PBC I класса
Вертикальные сварные соединения стенки по поясам:			
1, 2	25	50	100
3, 4	10	25	50
5, 6	5	10	25
остальные	-	5	10
Горизонтальные сварные соединения между поясами:			
1 - 2	5	10	20
2 - 3	2	5	10
3 - 4	-	2	5
остальные	-	1	2

282. Ультразвуковая дефектоскопия для выявления внутренних дефектов (трещин, непроваров, шлаковых включений, газовых пор), их количества и координат расположения должна производиться по ГОСТ 7512-82, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)», а объемов - по СНиП 52-05-02 «Несущие и ограждающие конструкции», введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 июля 2002 года № 652 «О нормативной документации в строительстве».

283. В случае если данные, полученные в результате физического контроля, ставятся под сомнение, то окончательный контроль проводят путем металлографических исследований.

284. Магнитопорошковая или цветная дефектоскопия проводится для выявления поверхностных дефектов основного металла и сварных швов, невидимых невооруженным глазом.

285. Этому контролю подлежат:

- а) вертикальные сварные швы стенки и швы соединения стенки с дном резервуара;
- б) сварные швы приварки патрубков к стенке резервуара.

286. Механические испытания проводят в тех случаях, когда отсутствуют сведения из сертификата завода-изготовителя резервуарных конструкций, при значительных коррозионных повреждениях, при появлении трещин в различных местах стенки, во всех случаях, когда имеется подозрение на ухудшение механических свойств, усталость под действием знакопеременных нагрузок, при перегревах или при перегрузках.

287. Контроль сварных соединений методом гамма-рентгенографии проводят в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)». По снимкам рентгенографии

или рентгеноскопии определяют характер дефекта, его размеры по длине, глубине и ширине, их количество (Приложение № 8 к настоящим Правилам).

288. Ультразвуковую дефектоскопию применяют для выявления внутренних и поверхностных дефектов в сварных швах и околошовной зоне углеродистых и низколегированных конструкционных сталей без расшифровки характера дефектов по типам (например, шлаковые включения, непровары, трещины и т.п.). Здесь определяется условная протяженность, глубина и координаты дефекта.

289. Ультразвуковую дефектоскопию используют для контроля сваренных встык и внахлестку листовых конструкций толщиной 4 - 20 мм и угловых сварных соединений листовых конструкций толщиной 4-20 мм.

290. Ультразвуковой контроль (Приложение № 9 к настоящим Правилам) проводят после устранения дефектов, обнаруженных при внешнем осмотре, в объеме, предусмотренном в СНиП 52-05-02, введенных в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 июля 2002 года № 652 «О нормативной документации в строительстве», а для экспериментальных резервуаров в объеме, предусмотренном их проектом. В случае необходимости определения границ дефектных участков объем контроля увеличивается.

291. Ультразвуковая дефектоскопия производится только при положительной температуре окружающей среды от 5°С до 40°С. Оформление результатов проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)».

292. Метод акустической эмиссии относится к методам неразрушающего контроля и технической диагностики.

293. Акустико-эмиссионное обследование резервуаров проводится согласно ГОСТ ПМР ГОСТ Р 52727-2015 «Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования», гармонизированный с ГОСТ Р 52727-2007, ГОСТ ПМР ГОСТ Р 55045-2015 «Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Термины, определения и обозначения».

294. Порядок проведения акустико-эмиссионного обследования определяется Приложением № 10 к настоящим Правилам.

295. Первоочередному обследованию подвергаются резервуары:

- а) находящиеся в аварийном состоянии или в состоянии ремонта после аварии;
- б) изготовленные из кипящих сталей и сваренные электродами с меловой обмазкой;
- в) находящиеся в эксплуатации более 20 лет, если иные сроки не установлены паспортом резервуара;
- г) в которых хранятся высоко коррозионные по отношению к металлу несущих конструкций продукты.

296. Проведение акустико-эмиссионного контроля обеспечивает обнаружение и регистрацию развивающихся или склонных к развитию дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности.

Глава 4. Обследование состояния понтона или плавающей крыши

297. Техническое обслуживание и ремонт стальных понтонов с открытыми отсеками (коробами) производится с учетом результатов проверок технического состояния понтона и устранения его неисправностей.

298. При осмотре понтона через световой люк (не реже одного раза в месяц) необходимо проверить наличие или отсутствие нефтепродукта на поверхности ковра или затвора, разрывов ковра, зазора между затвором и стенкой резервуара.

При осмотре понтона внутри резервуара, когда понтон находится на опорных стойках, необходимо проверить:

а) герметичность швов ковра и наличие или отсутствие разрывов в нем;

б) зазор между затвором и стенкой резервуара (при наличии зазора последний измеряют по ширине и длине);

в) степень изношенности затвора (затвор считается изношенным, если трущаяся о стенки резервуара резиновая обкладка износилась до тканевого материала);

г) герметичность коробов;

д) чистоту перфорированного кожуха, предназначенного для ручного отбора проб и измерения уровня;

е) отсутствие обрыва и коррозии токоотвода заземления (измеряют сопротивление растеканию тока токоотводов).

299. Передвижение по понтону из ППУ для его осмотра или ремонта допускается только по трапам шириной не менее 650 мм и длиной не менее 2 м. Трапы должны быть изготовлены из досок толщиной не менее 25 мм (без металлических креплений). Запрещается перемещение по понтону, находящемуся в плавучем состоянии.

300. При наличии в отсеках или центральной части понтона нефтепродукта он должен быть слит в резервуар, после чего резервуар необходимо опорожнить, пропарить и очистить для выполнения работ внутри него. В зависимости от объема сливаемого нефтепродукта и наличия необходимого оборудования слив нефтепродукта из отсеков или центральной части понтона может осуществляться сифонами, передвижными насосными агрегатами или с использованием эжекторов. Используемые передвижные агрегаты должны устанавливаться вне резервуара и иметь взрывозащищенное исполнение. Работы, связанные с установкой и обслуживанием сифонов, эжекторов и насосных агрегатов, необходимо выполнять в соответствии с требованиями охраны труда и настоящих Правил.

301. Техническое обслуживание и ремонт понтонов из полимерных материалов выполняют в соответствии с их технической документацией и инструкцией по эксплуатации понтонов.

Технический осмотр понтонов следует проводить в сроки проверки основного оборудования резервуара.

302. Не реже одного раза в квартал рекомендуется проверять эффективность понтона. Замеряют концентрацию паров бензина в пробе, отбираемой из патрубка светового люка. Если отношение концентрации паров в пробе к концентрации их насыщения при минимальной температуре газового пространства резервуара менее требуемой паспортной величины, то понтон работает удовлетворительно.

303. При осмотре понтона обращают внимание на:

а) состояние и горизонтальность поверхности. Горизонтальность проверяется нивелированием;

б) состояние поплавков;

- в) плотность прилегания затвора к стенке резервуара;
- г) наличие повреждений проводов для отвода статического электричества;
- д) состояние сварных швов полотнища понтона;
- е) отклонение от вертикали трубчатых опорных стоек, направляющих;
- ж) техническое состояние затвора.

304. На внутренней поверхности стенки резервуара по ходу понтона (плавающей крыши) не должно быть каких-либо планок, оплавлений, вырывов, остатков сварных швов после удаления монтажных пластин.

Глава 5. Проверка состояния основания и отмотки резервуара

305. При контроле состояния основания и отмотки обращают внимание на:

- а) неплотность опирания днища на основание;
- б) наличие пустот вследствие размыва атмосферными осадками основания или по другим причинам;
- в) погружение нижней части резервуара в грунт и скопление дождевой воды по контуру днища;
- г) наличие растительности на отмотке, примыкающей непосредственно к резервуару;
- д) трещины и выбоины в отмотке и кольцевом лотке;
- е) наличие необходимого уклона отмотки, обеспечивающего отвод воды в сторону кольцевого лотка (Приложение № 11 к настоящим Правилам).

306. При наличии неравномерной осадки основания, превышающей допусковые для данного резервуара, должна быть произведена плотная подбивка гидрофобным составом, применяемым для гидроизолирующего слоя.

307. Свайные основания, получившие осадку в период эксплуатации, ремонтируют укладкой (подбивкой) под сваи бетона марки

100. Высота бетонного слоя определяется проектным уклоном резервуара.

Глава 6. Оперативное диагностирование днищ вертикальных резервуаров

308. Оперативное диагностирование днищ вертикальных резервуаров, т.е. установление их негерметичности, производится без удаления нефтепродукта из резервуара.

309. Диагностирование днища осуществляется косвенно, установлением наличия нефтепродукта в грунте с помощью измерений его электропроводности и выявления электрических аномалий.

310. Работы проводятся специализированными организациями или работниками организаций, прошедшими обучение, инструктаж и получившими свидетельства. Методика измерения сопротивления или электрической емкости грунта в основании резервуара приведена в Приложении № 12 к настоящим Правилам.

Раздел 9. Охрана труда при обследовании и комплексной дефектоскопии резервуаров

311. Работники, занятые на обследовании и дефектоскопии резервуаров должны знать и выполнять:

а) токсические, огне- и взрывоопасные свойства нефтепродуктов, приемы оказания первой помощи при отравлениях;

б) меры безопасности при работе с источниками ионизирующих излучений;

в) меры безопасности при работе с электрическими приборами и приемы оказания первой помощи пострадавшим при поражении электрическим током;

г) меры безопасности при выполнении работ на высоте с применением подъемно-транспортных средств.

312. К работе по дефектоскопии допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие обучение и имеющие удостоверение дефектоскописта на право производства работ.

313. Вновь принятые на работу проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте. Вновь поступивший сотрудник проходит в течение месяца стажировку под руководством опытного работника, старшего по должности, затем сдает экзамены по технике безопасности и получает удостоверение.

314. Повседневный контроль выполнения мероприятий по охране труда выполняет руководитель работ. Перед проведением дефектоскопии руководитель работ проверяет готовность резервуара к обследованию, получает у руководителя объекта акт о готовности резервуара к проведению намечаемых работ и справку анализа воздуха в резервуаре. Работы по дефектоскопии и обследованию внутри резервуара выполняются по наряду-допуску.

315. Применение гамма-источников или рентгеновских аппаратов, работы с электрооборудованием, работы на высоте требуют соблюдение правил безопасности.

316. В местах проведения работ устанавливаются размеры и маркируется знаками радиационной опасности зона, в пределах которой мощность дозы излучения превышает 0,3 мбэр/час.

317. При работе с электроприборами, электрооборудованием наиболее опасным видом травм является поражение электрическим током, оказывающим на человеческий организм различные действия:

а) тепловые (ожог);

б) химические (электролиз крови);

в) физические (разрыв тканей и костей);

г) биологические, нарушающие жизненные функции человеческого организма.

Тяжесть поражения электрическим током зависит от силы тока, его частоты, продолжительности действия, состояния организма пострадавшего и окружающей среды. Опасной для жизни считается сила тока 10 миллиампер и выше, наиболее опасная частота 40-60 Гц.

318. Эксплуатация электрооборудования должна осуществляться в соответствии с ГОСТ 12.2.007.1 «Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по

ГОСТ 12766.1-90») и ГОСТ 12.2.013.0 «Машины ручные электрические. Общин требования безопасности и методы испытаний», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)»).

319. К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. Работы, выполняемые на высоте более 5 м, относятся к верхолазным и выполняются с применением предохранительных поясов.

320. Работа на высоте производится с лестницы или стремянки, установленных под углом 75 градусов к горизонтальной плоскости.

Раздвижные лестницы (стремянки) должны иметь прочное соединение, не позволяющее им произвольно раздвигаться.

Раздел 10. Оформление технического заключения по результатам обследования

Глава 1. Результаты обследования и комплексной дефектоскопии

321. По результатам обследования и комплексной дефектоскопии исполнители составляют техническое заключение, которое должно включать следующие данные:

а) наименование организации, выполняющей обследование, фамилии, должности исполнителей;

б) место расположения, инвентарный номер, тип и геометрические размеры по проекту резервуара, номер проекта;

в) дата ввода в эксплуатацию, даты очередных обследований и ремонтов;

г) виды дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации;

д) краткую техническую характеристику с обязательным указанием полных данных примененного при строительстве материала, технологический и температурный режим работы, вид хранимого продукта;

е) вид обследования (полное или частичное);

ж) проектные и фактические толщины листов кровли, стенки, понтона и днища;

з) виды аварий, количество проведенных ремонтов и краткое описание;

и) результаты внешнего осмотра и измерений;

к) результаты неразрушающих методов контроля сварных соединений;

л) результаты измерений геометрической формы стенки и нивелирования основания резервуара и отмостки;

м) карты вертикальных разрезов днища (при значительной неравномерной просадке);

н) результаты механических испытаний, металлографического и химического анализов основного металла и сварных соединений;

о) расчет высоты налива продукта в случае, если фактическая толщина листов в одном из поясов стенки меньше минимально допустимой;

- п) расчет остаточного ресурса резервуара;
- р) заключение о состоянии резервуара и рекомендации по обеспечению его надежной эксплуатации, ремонтпригодности;
- с) предложения по выполнению ремонтных работ и режима дальнейшей эксплуатации.

322. Заключение и выводы должны быть четкими и конкретными, не допускающими двояких толкований.

323. Оформленное заключение подписывается исполнителями, проверяется и подписывается руководителем службы дефектоскопии.

324. В тех случаях, когда круг вопросов, подлежащих решению, выходит за пределы компетенции специалистов, выполнявших дефектоскопию, привлекаются специалисты соответствующего профиля с включением их мнения (расчетов) в заключение или с оформлением самостоятельного документа.

325. Оценку технического состояния резервуаров проводят только при наличии следующих данных:

а) поверочного расчета на прочность с учетом хрупкого разрушения, выполненного по результатам измерения толщины листов стенки;

б) фактической толщины листов стенки, которые должны быть в пределах нормативных величин. Если толщина листов каких-либо поясов стенки ниже предельно допустимой, то следует провести расчет на снижение предельного эксплуатационного уровня нефтепродукта;

в) результатов проведенной дефектоскопии основного металла и сварных соединений;

г) результатов проверки качества основного металла и сварных соединений. Механические свойства и химический состав основного металла и сварных соединений должен соответствовать требованиям проекта, стандартов и технических условий;

д) результатов контроля состояния оснований резервуаров;

е) расчета остаточного ресурса с учетом коррозионного износа и изменения механических свойств металла.

326. Предельно допустимую минимальную толщину отдельных листов стенки резервуаров, находящихся в эксплуатации, показана в таблице № 5.

Таблица № 5

Предельная минимальная толщина
листов стенки резервуара, изготовленного из стали ВСТЗ

Вместимость резервуара, м ³	Марка стали	Номер пояса							
		1	2	3	4	5	6	7	8
100	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
200	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
400	ВСТЗ	2,5	2,0	1,5	1,5				

700	ВСТЗ	3,0	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5		
1000	ВСТЗ	3,5	3,0	2,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5
	09Г2С	3,2	2,4	2,4	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5
2000	ВСТЗ	5,5	5,0	4,0	3,5	3,0	3,0	2,0	2,0
	09Г2С	4,3	4,2	3,8	3,2	2,8	2,0	2,0	2,0
3000	ВСТЗ	7,0	6,0	5,0	4,0	3,5	2,5	2,0	2,0
	09Г2С	5,2	4,8	4,5	3,5	3,0	2,0	2,0	2,0
5000	ВСТЗ	7,8	6,8	5,9	4,8	3,8	2,7	2,0	2,0
	09Г2С	6,0	5,3	4,5	3,9	3,5	2,5	2,0	2,0
10000	ВСТЗ	10,5	10,0	8,5	7,0	5,5	4,0	3,0	3,0
	09Г2С	9,0	8,0	7,0	6,0	4,8	3,0	3,0	3,0
20000	09Г2С	12,0	11,0	10,0	9,0	8,0	6,0	6,0	6,0

Примечания:

1. Вычисления производились из расчета плотности нефтепродукта 0,008 кН/м³.
2. Толщина верхних поясов принята из условия обеспечения их устойчивости.

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

328. Предельно допустимый износ несущих конструкций кровли (ферм, прогонов, балок, связей), а также крайков днища не должен превышать 30 % проектной величины.

329. Предельно допустимый износ листов понтона (плавающей крыши) по измерениям наиболее изношенных участков не должен превышать 50 % проектной величины для центральной части, а для коробов - 30 %.

330. В случае производственной необходимости, если толщина листов стенки ниже предельной минимальной толщины, допускается производить расчет на снижение максимальной высоты налива продукта по формуле:

$$H = \frac{\text{факт} \times S \times [\text{сигма}]_{\min}}{n \text{ gr}}$$

331. Для сооружения новых резервуаров применяется листовая сталь, которая должна отвечать требованиям проекта, техническим условиям и ГОСТ14637-89, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)».

332. В процессе эксплуатации изменение геометрической формы резервуара чаще всего происходит из-за неравномерной просадки днища, некачественной подготовки основания, под действием вакуума, переполнении, вибраций.

Допустимые отклонения образующих стенки нового резервуара от вертикали приведены в таблице № 6.

Таблица № 6

Допускаемые отклонения
образующих стенки нового резервуара от вертикали (мм)

Вместимость резервуара, м ³	Предельные отклонения от вертикали образующих стенки из рулонов и отдельных листов, мм											
	Номер пояса											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
100 - 700	10	20	30	40	45	50	-	-	-	-	-	-
1000 - 5000	15	25	35	45	55	60	65	70	75	80	-	-
10000 - 20000	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90
30000 - 50000	30	40	50	60	70	75	80	85	90	90	90	90

Примечания:

1. Предельные отклонения даны для стенок из листов шириной 1,5 м. В случае применения листов другой ширины предельные отклонения образующих стенки от вертикали на уровне всех промежуточных поясов следует определять интерполяцией.

2. Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены:

а) при сроке эксплуатации более 5 лет - в 1,3 раза;

б) при сроке эксплуатации более 20 лет - в 2 раза.

Для резервуаров, находящихся в эксплуатации 15 лет и более, допускаются отклонения в два раза большие, чем для новых.

333. Указанным в 6 отклонениям должны удовлетворять данные 75 % проведенных измерений по образующим. Для остальных 25 % образующих допускаются отклонения на 50 % больше с учетом их местного характера. Измерения проводить при наполненных до расчетного уровня резервуарах.

334. При наличии отклонений, величины которых превышают допустимые пределы, указанные в таблице № 6, резервуар должен быть выведен из эксплуатации для исправления дефектов формы.

Вывод таких резервуаров из эксплуатации проводится во время очередного ремонта.

335. Допустимые местные отклонения (выпучины, вмятины) стенки от прямой, соединяющей верхний и нижний края деформированного участка, приведены в таблице № 7.

Таблица № 7

Допустимые местные деформации стенки

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допустимые местные отклонения, мм	
	Для резервуаров вместимостью 1000 - 20000 м ³	Для резервуаров вместимостью 50000 м ³
	до 1500	15
от 1500 до 3000	30	20
от 3000 до 4500	45	30

336. Высота хлопунгов при диаметре днища до 12 м не должна превышать 150 мм, а площадь 2 м², при диаметре днища более 12 м высота их не должна быть более 180 мм, а площадь не более 5 м². При большей высоте или площади хлопунгов дефектное место исправляют.

337. Отклонения от горизонтали наружного контура днища не должны превышать величины, указанной в таблице № 8. При наличии отклонений днища от горизонтали, превышающих указанные, должен быть проведен ремонт основания с подбивкой гидрофобным грунтом.

Таблица № 8

Допустимые отклонения от горизонтали наружного контура днища

Вместимость резервуара, м ³	Разность отметок наружного контура днища, мм			
	При незаполненном резервуаре		При заполненном резервуаре	
	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек	смежных точек на расстоянии 6 м по периметру	любых других точек
до 700	10	25	20	40
700 - 1000	15	40	30	60

2000 - 5000	20	50	40	80
10000 - 20000	15	45	35	75
30000 - 50000	30	60	50	100

Примечание:

Предельные отклонения от горизонтали наружного контура днища эксплуатируемых резервуаров могут быть увеличены при сроке эксплуатации более 5 лет - в 1,3 раза.

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

339. 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.

340. Все полученные при техническом обследовании и дефектоскопии данные, характеризующие состояние основного металла, сварных швов, деформацию, коррозию, вертикальность, уклон стенки и т.д., должны быть сравнены с допускаемыми значениями по действующим стандартам и настоящим Правилам.

341. В случае получения недопустимых отклонений от установленных строительными нормами, стандартами, техническими условиями и настоящим руководством резервуар подлежит выводу из эксплуатации.

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

343. Основанием для полной отбраковки резервуаров является неудовлетворительное качество металла как по механическим свойствам, так и по химическому составу.

344. Списание находящихся в эксплуатации резервуаров производится в порядке, установленном в данной организации.

Раздел 11. Правила проведения ремонтных работ

Глава 1. Общие положения

345. Требования Правил распространяются на работы по ремонту вертикальных стальных цилиндрических резервуаров сварных и клепаных, эксплуатирующихся без давления, при низком давлении (до 2 кПа) и повышенном давлении (до 70 кПа), а также горизонтальных цилиндрических резервуаров сварных и клепаных, эксплуатирующихся при давлении до 40 кПа.

346. При монтаже и эксплуатации резервуаров наиболее часто встречаются следующие дефекты и повреждения:

а) трещины в окрайках (окраинной части) днища по сварным соединениям и основному металлу (иногда трещины с окрайка переходят на основной металл первого пояса стенки);

б) трещины в нижнем уторном уголке по сварным соединениям и по основному металлу (трещины с уголка переходят на основной металл первого пояса стенки);

в) трещины в сварных соединениях полотнища днища с выходом или без выхода на основной металл;

г) выпучины, вмятины и складки на днище;

д) трещины в поясах стенки по сварным соединениям и основному металлу (главным образом, в нижних поясах). Наиболее часто трещины в стенке резервуара возникают в вертикальных стыках вдоль сварных соединений с выходом или без выхода на основной металл, в крестообразных стыковых соединениях, вблизи горизонтальных и вертикальных сварных соединений и поперек стыков по основному металлу. Трещины образуются также в основном металле вблизи люков-лазов, патрубков и штуцеров, в местах присоединения трубопроводов и резервуарного оборудования и т.д.;

е) непровары, подрезы основного металла, шлаковые включения и другие дефекты сварных соединений;

ж) не герметичность (отпотины) в сварных, клепаных соединениях и основном металле днища, стенки, кровли и понтона;

з) изменения геометрической формы верхних поясов стен резервуара (местные выпучины, вмятины, горизонтальные гофры) и кровли резервуара повышенного давления;

и) коррозионные повреждения днища, стенки, понтона и кровли резервуара;

к) значительные деформации и разрушения отдельных несущих конструктивных элементов покрытия резервуара;

л) отрыв центральной стойки от днища резервуара;

м) отрыв от стенки резервуара опорных столиков кронштейнов понтона;

н) затопление понтона с образованием деформации направляющих труб, стоек и кронштейнов с зависанием или без зависания понтона;

о) повреждения, провисания и потеря эксплуатационных свойств резиноканевых ковров-понтонных и уплотняющих затворов;

п) обрыв анкерных болтов и деформации вертикальных стенок анкерного столика у резервуаров повышенного давления;

р) деформация днища по периметру резервуара;

с) значительные равномерные и неравномерные осадки (просадки основания);

т) потеря устойчивости обвязочного уголка в сопряжении стенок с днищем, а также потеря устойчивости элементов внутренних колец жесткости и опорных диафрагм в горизонтальных резервуарах;

у) осадка опор (фундаментов) горизонтальных резервуаров.

347. Перечисленные дефекты обуславливаются рядом причин, важнейшие из которых:

а) износ конструкций;

б) охрупчивание металла при низких температурах;

в) наличие дефектов в сварных соединениях (непровары, подрезы и др.), являющихся концентраторами напряжений;

г) скопление большого числа сварных швов в отдельных узлах резервуара;

д) нарушение технологии монтажа и сварки;

е) неравномерные осадки (просадки) песчаных оснований;

ж) коррозия металла, возникающая вследствие хранения в резервуарах нефтепродуктов с повышенным содержанием серы;

з) нарушение правил технической эксплуатации резервуаров из-за превышения уровня их заполнения, избыточного давления или недопустимого вакуума резервуара, а также частичной вибрации стенки при закачке нефтепродуктов.

348. Техническое обслуживание:

а) проверка герметичности разъемных соединений, а также мест примыкания арматуры к корпусу резервуара;

б) исправление сальниковых уплотнений и замена прокладок при обнаружении течи;

в) осмотр состояния резервуарного оборудования (люки, клапаны, предохранители, система пожаротушения и т.д.):

г) осмотр технического состояния крайков днища и уторного сварного шва, отмоетков;

д) проверка работы хлопуши;

е) проверка горизонтальности поверхности понтона, плотности прилегания затвора к стенке резервуара, наличие повреждений проводов для отвода статического электричества;

ж) измерение защитного потенциала днища;

з) нивелировка крайков днища;

и) составление дефектной ведомости для очередного планового ремонта.

349. Текущий ремонт:

а) работы, предусмотренные техническим обслуживанием;

б) зачистка и дегазация резервуара;

в) проверка и ремонт сварных швов;

г) ремонт и покраска верхней части понтона;

д) ремонт затвора понтона и устройства для отвода статического электричества;

е) наружная окраска резервуаров;

ж) ремонт систем орошения и пожаротушения;

з) ремонт протекторной защиты;

и) наложение одиночных и групповых заплат;

к) проверка и ремонт поручней, стоек, лестниц.

350. Капитальный ремонт:

а) работы, предусмотренные текущим ремонтом;

б) замена поясов резервуара, участков днища, кровли резервуара, несущих конструкций перекрытия;

в) ремонт днища без замены листов, верхнего уторного уголка;

г) ремонт понтона;

д) демонтаж и удаление понтона не подлежащего ремонту;

е) демонтаж и монтаж поручней, стоек и бортовых полос на площадках кровли и лестницах по всему периметру;

ж) демонтаж, ремонт и монтаж клапанов, хлопуш и управления к хлопушам, предохранителей и систем орошения;

з) исправление осадок (кренов), укрепление основания фундамента;

и) нанесение защитных антикоррозионных покрытий;

к) испытание на прочность и герметичность в соответствии с требованиями настоящих Правил.

351. Ремонты проводят по графикам. Периодичность ремонтов не должна превышать нормативных сроков и должна учитывать периодичность технических обследований резервуаров.

352. Периодичность каждого вида ремонта устанавливается в зависимости от скорости износа элементов конструкций с учетом особенностей эксплуатации и в соответствии с результатами технических обследований резервуаров.

353. Работы по ремонту резервуаров следует проводить специализированными организациями в соответствии с действующими нормативными техническими документами, а также с учетом требований безопасности в строительстве.

354. Работники, выполняющие ремонтные работы, проходят техническое обучение по их выполнению, а также инструктаж и проверку знаний по правилам безопасности проведения этих работ.

Глава 2. Подготовительные работы

355. Подготовку резервуара к ремонтным работам начинают с его пропарки, естественного и искусственного вентилирования.

356. Необходимым условием выполнения ремонтных огневых работ на резервуарах является предварительная полная зачистка их от остатков нефтепродуктов, обеспечение пожаровзрывобезопасности.

357. Руководитель организации, исходя из существующей структуры управления, должен утвердить инструкции, конкретизирующие права и обязанности лиц, ответственных за выполнение подготовительных и зачистных работ.

358. Работы по подготовке к ремонту резервуара с ведением огневых работ могут проводиться только при наличии наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

359. Подготовительные работы включают также подготовку территории резервуарных парков и подготовку технических средств, оборудования, инструментов и пр. необходимого для выполнения работ.

360. На территории резервуарного парка, освобожденного от постороннего оборудования и каких-либо предметов, следует разместить необходимые для ремонта резервуара технические средства, оборудование, приспособления, инструмент и подручные средства:

а) грузоподъемные механизмы (автокран, тельфер, тали);

б) транспортные средства (грузовая машина, автопогрузчик 1,5 - 3 т.);

в) тяговые средства (трактор; лебедки);

г) оборудование для резки металла (газорезка, воздушно-дуговая резка);

д) источники питания для электросварки (сварочные преобразователи, сварочные трансформаторы);

е) оборудование для производства огневых работ (ручная электродуговая сварка, сварка автоматом и др.);

ж) вспомогательное оборудование, приспособления, инструмент (скобы, клинья, тросы, стяжки, молотки, зубила, кувалды и др.);

з) материалы (сталь сортаментная, швеллеры, уголки, балки и др.);

и) оборудование и материалы для проведения ремонта безогневым методом (композиты, средства для «холодной» сварки);

к) приборы и приспособления для испытаний на герметичность и прочность;

л) измерительные инструменты;

м) индивидуальные средства защиты работающих.

361. Все применяемые машины, оборудование, инструмент и приспособления должны быть в исправном состоянии, снабжены паспортом или свидетельством о проведенной проверке или испытании.

362. Для ремонта и устранения дефектов с применением эпоксидных смол, синтетических клеев, и металлопластиков требуются материалы в соответствии с техническими условиями и государственными стандартами (для отечественных материалов) или по условиям договора (для иностранных материалов).

363. Ответственный за проведение подготовительных работ обязан:

а) начинать работу только при наличии письменного разрешения руководителя организации, согласованного с пожарной охраной;

б) обеспечить последовательность и полноту выполнения мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске;

в) отвечать за правильность и надежность отключения резервуара от всех трубопроводов с помощью установки на них заглушек, а также выполнение мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске;

г) проверить исправность средств пожаротушения и заземления резервуара;

д) обеспечить проведение анализов воздушной среды в период подготовки резервуара к зачистке в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)» (далее ГОСТ 12.1.005-88);

е) проверить качество выполненных подготовительных работ и сдать резервуар назначенной комиссии для последующего выполнения в нем зачистных работ.

364. Перед началом работ по зачистке и ремонту работники проходят инструктаж по правилам безопасного ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях. Состав бригады и отметка о прохождении инструктажа заносятся в наряд-допуск лицами, ответственными за проведение подготовительных и ремонтных работ, Работники, не прошедшие инструктаж, к работе не допускаются.

Данный вид работ осуществляется организацией, аккредитованной в установленном порядке.

365. Работники, выполняющие работу внутри резервуара, должны быть обеспечены спецодеждой и обувью без металлических гвоздей и подковок. При работах по зачистке

работники обязаны быть в шланговых противогазах. При необходимости использования противогазов со шлангами длиной более 10 м следует применять их с принудительной подачей воздуха.

При работе внутри резервуара одновременно двух человек воздухозаборные шланги и спасательные веревки должны находиться в диаметрально противоположных люках. При этом необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов как снаружи, так и внутри резервуара.

Открытый конец приемного воздушного шланга противогаза должен закрепляться в заранее выбранном месте в зоне чистого воздуха.

366. Поверх спецодежды должен быть надет спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к нему сигнальной веревкой. Выведенный из люка конец сигнальной веревки длиной не менее 5 м должен быть в руках наблюдающего, который, подергивая ее и подавая голос, обязан периодически удостоверяться в нормальном самочувствии работника, находящегося внутри. В случае необходимости наблюдающий должен вытащить пострадавшего наружу.

367. Наблюдающий обеспечивается такими же защитными средствами и спецодеждой, что и работающий внутри резервуара.

Он должен знать правила спасения работающего и оказания первой доврачебной помощи пострадавшему. Работы внутри резервуара в отсутствие наблюдающего не должны проводиться. Ответственный за проведение зачистных и ремонтных работ в резервуаре обязан систематически наблюдать за их ходом, контролировать соблюдение правил безопасности и самочувствие работников.

368. Для предотвращения искрообразования при работе в резервуаре до его полной дегазации разрешается применять только обмедненный инструмент, деревянные лопаты, жесткие травяные щетки и т.п. Аккумуляторные фонари взрывобезопасного исполнения напряжением не выше 12 В необходимо включать до входа в резервуар и выключать после выхода из него.

369. По окончании подготовительных работ составляется акт о готовности проведения ремонта резервуара с ведением огневых работ (Приложение № 13 к настоящим Правилам).

Глава 3. Ремонт металлоконструкций

370. Текущий и капитальный ремонты резервуаров следует производить по календарному графику, составленному в каждой организации, эксплуатирующей резервуары.

График составляется с учетом особенностей эксплуатации резервуаров и утверждается главным инженером организации.

371. Дефектные участки сварных соединений или основного металла с трещинами, расслоениями, пленами, коррозионными повреждениями и другими дефектами конструкций днища, стенки, кровли или понтона (плавающей крыши) подлежат удалению и ремонту.

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

373. 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.

374. Дефектные участки сварных соединений удаляют:

- а) вырубкой пневматическим (ручным) зубилом;
- б) вырезкой абразивным кругом;
- в) вырезкой газовой резкой или вырезкой воздушно-дуговой резкой.

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

375. 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. Рекомендуемый режим резки металла приведен в таблице № 9.

Таблица № 9

Размер канавки, мм		Рабочее давление газа, МПа		
ширина	глубина	кислород	ацетилен	коксовый или природный
1	2	3	4	5
5 - 15	2 - 10	0,8 - 1,2	не менее 0,01	Не менее 0,02

Скорость резания, м/мин	Расход газа		
	кислород	ацетилен	коксовый или природный газ
6	7	8	9
0,5 - 5,0	74	Для РПА-2 - 1,2	4,5

Примечание: Глубина канавки и скорость резки зависят от угла наклона резака.

376. Подрубка корня шва, удаление заклепок, разделка трещин, выплавка дефектных участков листа, V-образная подготовка кромок листов под сварку и т.д., а также разделительная резка низкоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей стали производится воздушно-дуговой резкой. Рекомендуемые режимы воздушно-дуговой резки приведены в таблице № 10.

Таблица № 10

Диаметр электрода, мм	Сила тока, А	Напряжение сети, В	Скорость строжки, мм/мин	Ширина канавки, мм
1	2	3	4	5

6	270 - 300	35 - 45	770 - 570	6,5 - 8,5
8	360 - 400	35 - 45	900 - 640	8,5 - 10,5
10	450 - 500	35 - 45	1000 - 700	10,5 - 12,5
12	540 - 600	35 - 45	1000 - 700	12,5 - 14,5

Глубина канавки, мм	Расход		
	электроэнергии, кВт-ч/м	электрода, мм/м	сжатого воздуха, л/м
6	7	8	9
3 - 4	0,13	100 - 110	600
4 - 5	0,17	85 - 90	650
5 - 6	0,21	55 - 60	700
6 - 8	0,24	50 - 55	800

Глава 4. Ремонт основания и фундамента

377. При ремонте оснований резервуаров выполняют следующие работы:

- а) исправление краев песчаной подушки подбивкой гидроизолирующего грунта;
- б) исправление просевших участков основания;
- в) заполнение пустот под днищем в местах хлопунов;
- г) ремонт всего основания (в случае выхода из строя днища);
- д) исправление отмостки.

378. При ремонте основания для подбивки, исправления песчаной подушки и заполнения пустот под днищем в местах хлопунов применяют гидроизолирующий («черный») грунт, состоящий из супесчаного грунта и вяжущего вещества.

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

- а) песок крупностью 0,1 - 2 мм - от 80 до 85;
- б) песчаные, пылеватые и глинистые частицы крупностью менее 0,1 мм - от 20 до 15.

Глина с частицами размером менее 0,005 мм допускается в количестве от 1,5 до 5 % от объема всего грунта.

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

380. В качестве вяжущего вещества для гидроизолирующего грунта применяют жидкие битумы, мазуты, каменный деготь и полугудроны по техническим условиям.

Присутствие кислот и свободной серы в вяжущем веществе не допускается. Количество вяжущего вещества должно приниматься в пределах от 8 до 10 % по вместимости смеси.

381. При проведении ремонтных работ при положительной температуре наружного воздуха приготовленную смесь укладывают без подогрева с уплотнением пневмотрамбовками или ручными трамбовками.

Для выполнения ремонта основания в зимних условиях «черный» грунт следует укладывать подогретым до 50-60°C.

382. При недостаточно устойчивых грунтах основание резервуара рекомендуется укреплять путем устройства сплошного бетонного или бутобетонного кольца. В этом случае отсыпка откосов основания не производится.

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

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

Глава 5. Ремонт резервуаров с применением огневых работ

385. Сталь, предназначенная для ремонта резервуаров, должна соответствовать действующим стандартам или техническим условиям (на основании сертификатов) и предварительно очищена от ржавчины, масла, влаги, снега, льда и других загрязнений. Для ремонта резервуаров следует применять спокойные стали по ГОСТ 380-2005 «Сталь углеродистая обыкновенного качества», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 17 июня 2008 года № 296 «О введении в действие и отмене нормативных документов по стандартизации на территории Приднестровской Молдавской Республики» (газета «Приднестровье» от 17 июля 2008 года) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 17 июня 2008 года № 296 «О введении в действие и отмене нормативных документов по стандартизации на территории Приднестровской Молдавской Республики»). Допускается использование кипящих сталей по ГОСТ 380-2005, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 17 июня 2008 года № 296 «О введении в действие и отмене нормативных документов по стандартизации на территории Приднестровской Молдавской Республики» для ремонта стенки и днища резервуаров емкостью 3 - 5 м³, а также колеи жесткости, треугольных опорных диафрагм и стяжных хомутов резервуаров всех емкостей.

386. Разметка металла и шаблонов осуществляется с помощью чертилок, кернеров и других приспособлений, а также измерительных инструментов, обеспечивающих высокую точность (линейки, рулетки второго класса точности по ГОСТ 7502-98 «Рулетки измерительные металлические. Технические условия», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)»).

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

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

Древесина для шаблонов применяется высушенная, из хвойных пород; картон - плотный толщиной 1,5 - 3,0 мм.

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, грата, окалины, наплывов до металлического блеска и не должны иметь неровностей, вырывов и шероховатостей, превышающих 1 мм.

Сборка, подгонка и разделка кромок под сварку ремонтируемых листов и других конструктивных элементов в зависимости от конструкции резервуара выполняется в соответствии с ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)».

Сборку листов и других элементов при толщине до 5 мм выполняют внахлестку, при толщине более 5 мм - встык; размер нахлестки рекомендуется не менее 30 - 40 мм; зазор между листами не должен превышать 1,0 мм.

Элементы (накладки), свариваемые внахлестку, на верхних поясах стенки устанавливают с внутренней стороны резервуара.

388. 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 - 2,5 м, в зависимости от диаметра резервуара.

Концы листов (вставок) подвальцовывают по шаблону. Зазор между шаблонами (на длине по дуге 1,5 и 3,0 м) и листом толщиной 6 мм и более, после вальцовки не должен превышать соответственно 2 и 4 мм.

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

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

390. При сборке элементов конструкции под сварку детали соединяют посредством прихваток или при помощи стяжных приспособлений.

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

392. Катет сварного шва прихватки не должен превышать 6 мм, длина - 50 - 60 мм. Рекомендуемое расстояние между прихватками 400 - 500 мм.

393. Прихватки выполняют сварочными материалами, применяемыми для сварки проектных швов. Требования к качеству прихваток такие же, как и к сварочным швам. Прихватки выполняют сварщики, допущенные к сварочным работам и имеющие соответствующие удостоверения.

394. При сборке элементов конструкций, свариваемых под флюсом, порошковой проволокой или в защитном газе, прихватки выполняют электродами, предусмотренными для ручной сварки соответствующих типов сталей.

395. 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 др.) и в случае наличия повреждений устранить их.

396. Правку деформированных мест элементов стенки, центральной части понтона и покрытия во избежание образования наклепа и возникновения хрупкости металла следует выполнять 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 - 850°C.

Температуру нагрева металла рекомендуется определять с помощью термоиндикаторных карандашей или температурной шкалы цветов нагрева стали, приведенной в таблице № 11.

Таблица № 11

Температурная шкала цветов нагрева стали

Цвет нагрева	Температура нагрева, °C
Темно-коричневый	550 - 580
Коричнево-красный	580 - 650
Темно-красный	650 - 730
Темно-вишнево-красный	730 - 770
Вишнево-красный	770 - 800
Светло-вишнево-красный	800 - 830
Светло-красный	830 - 900

Скорость охлаждения после правки элементов резервуара должна исключать закалку, коробление, трещины, надрывы. Для регулирования скорости охлаждения используется пламя горелки.

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

398. Правка и сборка заготовок (вставки, накладки) при температуре ниже -25°C ударными инструментами запрещается.

399. При ремонте резервуаров рекомендуется применять 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.

400. Сварку при ремонте и исправлении дефектов резервуаров находящихся в эксплуатации, рекомендуется выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10°С. Сварку при более низких температурах следует проводить в соответствии с рекомендациями по ремонту резервуаров в условиях отрицательных температур (Приложение № 14 к настоящим Правилам).

401. К производству сварочных работ при ремонте резервуаров допускаются квалифицированные электросварщики, прошедшие испытания в соответствии с действующими правилами и имеющие удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ к которым они могут быть допущены.

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

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

Сварочные работы выполняются по утвержденным технологическим картам.

402. При выполнении сварочных работ при ремонте и исправлении дефектных мест резервуаров должны соблюдаться следующие требования:

а) сварка стыковых швов окрайка днища должна выполняться на соответствующей подкладке в два слоя и более с обеспечением полного провара корня шва; подкладка устанавливается на прихватках; приваривать подкладку по контуру к днищу запрещается:

б) конец стыкового шва должен выводиться за пределы окрайка на остающийся конец подкладки длиной не менее 30 мм, который удаляют после окончания сварки кислородной резкой; места среза подкладок следует тщательно зачищать; зазор между подкладкой и кромками не должен превышать 1 мм;

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

г) вертикальные стыковые швы стенки резервуаров должны свариваться с двух сторон, причем 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 по всей высоте стенки (рулонизируемые резервуары) его вырезку и ремонт производить участками, не превышающими высоту пояса; вертикальные стыки поясов стенки из листов толщиной до 5 мм разрешается собирать внахлестку, сваривая их с наружной и с внутренней стороны резервуара; соединение листов кровли и днища резервуара должно выполняться внахлестку с наложением сварочного шва с наружной стороны (в нижнем положении).

403. Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров следует выполнять обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 200 - 250 мм. Сварку основного шва выполняют в несколько слоев в зависимости от толщины металла в соответствии с таблицей № 12.

Таблица № 12

Толщина листов, мм	4 - 5	6 - 7	8 - 9	10 - 12	12 - 14
Число слоев	1	2	2 - 3	3 - 4	3 - 4

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

405. Механизированная сварка (автоматами и полуавтоматами) при ремонте резервуаров может применяться только при сварке днищ и швов, прикрепляющих стенку к днищу и центральную часть металлического понтона к коробам в соответствии с требованиями ГОСТ 8713-79 «Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 74 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 8709-82 по ГОСТ 9999-94)» (Регистрационный № 2032 от 4 марта 2003 года) (САЗ 03-10) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 11 июня 2003 года № 248 (Регистрационный № 2231 от 16 июня 2003 года) (САЗ 03-25), от 20 июня 2003 года № 257 (Регистрационный № 2266 от 30 июня 2003 года) (САЗ 03-27), от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37), от 3 декабря 2003 года № 522 (Регистрационный № 2499 от 11 декабря 2003 года) (САЗ 03-50), приказами Министерства экономики Приднестровской Молдавской Республики от 27 июля 2004 года № 375 (Регистрационный № 2880 от 3 августа 2004 года) (САЗ 04-32), от 14 декабря 2004 года № 642 (Регистрационный № 3080 от 20 января 2005 года) (САЗ 05-4), от 3 февраля 2005 года № 64 (Регистрационный № 3111 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 3 февраля 2005 года № 65 (Регистрационный № 3112 от 11 февраля 2005 года) (САЗ 05-7), от 6 апреля 2005 года № 219 (Регистрационный № 3183 от 18 апреля 2005 года) (САЗ 05-17), от 1 ноября 2005 года № 641 (Регистрационный № 3402 от 6 декабря 2005 года) (САЗ 05-50), приказами Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики от 6 апреля 2006 года № 91 (Регистрационный № 3536 от 14 апреля 2006 года) (САЗ 06-16), от 17 июля 2006 года № 166 (Регистрационный № 3635 от 20 июля 2006 года) (САЗ 06-30), от 3 ноября 2006 года № 229 (Регистрационный № 3734 от 15 ноября 2006 года) (САЗ 06-47), от 18 января 2007 года № 18 (Регистрационный № 3794 от 25 января 2007 года) (САЗ 07-5), от 26 декабря 2008 года № 436 (Регистрационный № 4676 от 12 января 2009 года) (САЗ 09-3), приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), от 2 ноября 2010 года № 558 (Регистрационный № 5446 от 19 ноября 2010 года) (САЗ 10-46), от 17 марта 2011 года № 99 (Регистрационный № 5585 от 12 апреля 2011 года) (САЗ 11-15), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 74 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 8709-82 по ГОСТ 9999-94)»).

406. 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 следует полностью покрыть швом.

407. Ремонт негерметичных клепаных соединений резервуаров допускается выполнять наложением на дефектные места (с последующей обваркой по контуру) коробчатых элементов.

Глава 6. Ремонт резервуаров без применения огневых работ

Ремонт с помощью компонентов на основе эпоксидных смол

408. Исправление дефектных мест с использованием эпоксидных составов не обеспечивает прочности конструкции и при ремонте резервуаров и понтонов применяют только для герметизации:

а) внутренней поверхности резервуаров, кровли и верхних поясов, которые имеют большое число сквозных коррозионных повреждений;

б) сварных соединений, имеющих мелкие трещины, и участков с отпотинами в верхних поясах стенки;

в) поплавков понтона;

г) клепаных соединений резервуаров;

д) прокорродированных участков днища и первого пояса стенки.

409. Герметизация дефектных мест кровли и стенки осуществляется с наружной стороны резервуара без его дегазации.

410. Герметизация дефектных мест понтона и днища осуществляется при дегазированном резервуаре (при санитарной норме содержания паров нефтепродукта). Правила охраны труда при работе с эпоксидными составами приведены в Приложении № 15 к настоящим Правилам.

411. Герметизация мелких трещин должна осуществляться после установления границ трещин, засверловки отверстий диаметром 6 - 8 мм по концам трещин. Во избежание образования искры засверловку трещин рекомендуется выполнять ручной дрелью. Место засверловки следует густо смазать техническим вазелином.

412. Подготовка мест для наложения герметизирующих наклеек должна осуществляться далее границ дефектного места на 40 - 80 мм с помощью безыскровых приспособлений.

413. Для ремонта резервуаров рекомендуется применить эпоксидные композиции (клей) холодного отверждения, составы которых приведены в таблице № 13.

Таблица № 13

Составы клеевых композиций

Компонент	Состав (в массовых частях)	
	I	II
Смола эпоксидная непластифицированная ЭД-20	100	100
Дибутилфталат (пластификатор)	15	-
Смола низкомолекулярная полиамидная Л-20	-	50
Пудра алюминиевая (наполнитель)	10	10
Полиэтиленполиамин (отвердитель)	10	10

Примечание; Низкомолекулярная полиамидная смола Л-20 вводится в состав вместо полиэтиленполиамин и дибутилфталата в качестве отвердителя и одновременно пластификатора.

414. Ремонт незначительных дефектов на верхних поясах стенки, кровли и других элементах может осуществляться путем наложения металлических заплат на клею на основе эпоксидной смолы ЭП-0010.

Составы клеевых композиций приведены в таблице № 14.

Таблица № 14

Составы клеевых композиций

Компонент	Состав (в массовых частях)		
	I	II	III
Эпоксидная смола ЭП-0010	100	100	100
Отвердитель полиэтиленполиамин	10	10	8
Асбест хризотилковый	15	-	10
Цинковый порошок	-	20	10

415. Перед началом работ по ремонту резервуаров с применением эпоксидных клеевых составов работников необходимо ознакомить с технологией производства работ, правилами охраны труда и санитарно-профилактическими мероприятиями при работе с эпоксидными клеями.

416. Крупные дефектные места ремонтируют эпоксидными составами с укладкой не менее двух слоев армирующей ткани - стеклоткани, бязи и др.

Каждый армирующий слой должен перекрывать края дефектного листа и ранее уложенного армирующего слоя на 20 - 30 мм. На верхний армирующий слой наносят слой эпоксидного клеевого состава с последующим лакокрасочным покрытием.

417. Клееармированная конструкция после нанесения каждого слоя на дефектное место уплотняется (прикатывается) металлическим роликом для удаления воздушных пузырей и возможных каверн между слоями и металлом.

418. Сплошная коррозия днища и части первого пояса стенки с большим числом отдельных или групповых каверн ремонтируется нанесением сплошного армирующего покрытия на дефектное место.

419. Ремонт днища и первого пояса стенки резервуара выполняют с применением эпоксидной шпатлевки ЭП-0010 и отвердителя - гексаметилендиамина (в массовых долях: шпатлевка - 100, отвердитель - 8,5).

420. Перед нанесением эпоксидных покрытий с поверхности первого пояса стенки и днища удаляют ржавчину пескоструйным аппаратом или другим способом. Очищенную поверхность протирают авиационным бензином и в короткий срок покрывают эпоксидной грунтовкой.

Состав эпоксидной грунтовки (массовые доли): ЭП-0010-100; отвердитель - 8,5; растворитель Р-40. Количество растворителя Р-40 при нанесении грунтовки краскопультom не должно превышать 35 массовых долей, при нанесении вручную допускается до 45 массовых долей.

421. Отдельные раковины, свищи и другие дефекты предварительно шпатлюют основным покрытием следующего состава (в массовых долях): шпатлевка ЭП-0010 - 100; отвердитель (гексаметилендиамин) - 8,5; наполнитель (пудра алюминиевая) - 100.

422. Испытание и ввод в эксплуатацию отремонтированного резервуара должны осуществляться не ранее, чем через семь суток после окончания ремонта.

423. Качество ремонтных работ с применением эпоксидных составов обеспечивается постоянным и строгим пооперационным контролем всего технологического процесса. Пооперационный контроль предусматривает систематическую проверку:

- а) соответствия исходных материалов их паспортным данным и срокам хранения;
- б) условий их хранения;
- в) качества подготовки поверхности ремонтируемых участков резервуара;
- г) правильности дозировки компонентов клея, тщательности их перемешивания при подготовке компаундов и клеевых композиций;
- д) внешнего вида и вязкости компонентов клея;
- е) сроков использования клея в соответствии с установленным сроком сохранения его эксплуатационных качеств;
- ж) чистоты тары для компаундов, отвердителей и готовых композиций;
- з) температурно-временных режимов отверждения клея.

Ремонт с помощью полимерных клеев «СПРУТ»

424. Клеевое покрытие «Спрут» наносится на защищенную внутреннюю или внешнюю поверхность резервуара шпателем для заделки трещин, свищей и другие повреждений.

Основные технические характеристики клея приведены в таблице № 15.

Таблица № 15

Основные технические характеристики клея «Спрут»

Наименование показателей	Показатели
Внешний вид клеевой массы	Вязкая прозрачная масса зеленоватого цвета
Температурный интервал нанесения на поверхность, °С	от 0 до 60
Время отверждения, часы	от 4 до 12
Прочность при отрыве, МПа, не менее	
через одни сутки	10

через семь суток	15
------------------	----

425. Соотношение компонентов и последовательность их введения при приготовлении клея «Спрут» приведена в таблице № 16.

Таблица № 16

Соотношение компонентов и последовательность их введения при приготовлении клея «Спрут»

Наименование компонентов	Массовые части	Последовательность введения
Основа	100	1
Продукт АТЖ-М	70	2
Инициатор	4	3

426. Соотношение компонентов при приготовлении ряда других клеевых композиций типа «Спрут» приведены в таблице № 17.

Таблица № 17

Наименование композиции	Состав, массовые части			
	Основа	АТЖ-М	НК-1	ПМЭК
Спрут 9М	100	70	-	4
Спрут-5МДИ	100	-	2	2
Спрут-12	100	70	2	2
Адгезив-НС	100	60	2	2
Адгезия-НБ	100	60	4	4
Композит «В»	100	-	4	4

427. Составы и назначение клеевых покрытий и шпатлевок на основе клея «Спрут»-9М2 приведены в таблице № 18.

Таблица № 18

Наименование	Компоненты клея, массовые части			Наполнители, массовые части		Назначение
	Основ а	Продук т АТЖ-М	Инициато р	Алюминиевая пудра	Тальк	
1	2	3	4	5	6	7
Клеевое покрытие армированное	100	70	4		+	Для заделки трещин, пробоин, свищей в резервуарах
Клеевое покрытие с наполнителем	100	70	4	10		Для антикоррозионной защиты стальных резервуаров
Шпатлевка	100	70	4	100		Для шпатлевки раковин, каверн на стальных поверхностях

428. На компоненты, используемые для применения клея типа «Спрут» должны быть сертификаты, подтверждающие их соответствие техническим условиям.

Ремонт резервуаров с помощью молекуляр-металлов (химическая холодная сварка)

429. Одним из методов ремонта резервуаров без применения сварочных работ является применение новых технологий - химическая холодная сварка «Диамант». Метод основан на применении металлического двухкомпонентного материала, который взаимодействует с ремонтируемым металлом на молекулярном уровне. Химическая холодная сварка эффективный и быстрый способ заделки трещин, отверстий, коррозионных повреждений, устранения утечек нефтепродукта. Холодная сварка может применяться при температурах ниже 0°C. Возможно проведение ремонта систем находящихся под небольшим давлением.

430. Для приготовления клеевого состава для холодной сварки используют два компонента «Диамант» и «Стандарт». Компоненты, представляющие собой жидкие, пастообразные вещества или металлические порошки, смешиваются в равных долях до получения однородной массы. При смешении необходимо следить за единым цветом смеси. Светлые полосы в смеси свидетельствуют о том, что компоненты А и В не тщательно размешались.

431. На предварительно очищенную и обезжиренную поверхность смесь наносится шпателем или кистью слоями любой толщины. Для создания особо прочных соединений холодную сварку комбинируют со стеклотканью. Отверждение смеси происходит при 20°C через 2 - 3 часа.

Более высокая температура ускоряет, а более низкая замедляет процесс отверждения.

432. Качество работ обеспечивается соблюдением технологических требований и контролем за их выполнением. На поверхности отремонтированного участка не допускаются скопление пор, раковин глубиной более 1,0 мм, одиночные несплошности в виде трещин или в любой другой форме, участки рыхлот более 10 % от площади «заплаты».

433. Ремонтные работы, выполненные материалами «Диамант», контролируются методом цветной дефектоскопии.

Глава 7. Ремонт резервуаров с двойной стенкой

434. Работы по ремонту резервуаров выполняются в соответствии с рекомендациями по результатам технического диагностирования резервуаров.

435. Перед проведением ремонтных работ жидкость (этиленгликоль) или инертный газ (азот), находящиеся в межстенном пространстве резервуара, удаляются закрытым способом через дренажный трубопровод. Затем через патрубок продувки межстенное пространство продувается воздухом и просушивается.

436. Конструкция резервуаров должна предусматривать возможность проведения механизированной пожаровзрывобезопасной очистки от остатков хранимого топлива, дегазации и продувки при их ремонте, обеспечивать проведение операций по опорожнению и обесшламливанию (удалению подтоварной воды).

437. Диагностирование резервуаров должно носить комплексный характер для выявления всех факторов, влияющих на безопасность их эксплуатации.

В объем диагностирования входят:

- а) анализ технической документации на резервуар;
- б) визуальный осмотр резервуара;
- в) исследование коррозионного состояния резервуара;

г) пневматические или гидравлические испытания резервуара в межстенном пространстве и т.д.

438. Подготовительные работы перед проведением ремонта, а также ремонт резервуаров с применением и без применения огневых работ выполняются в соответствии с главами 2-3 раздела 11 настоящих Правил.

Дефектные участки стенок резервуара подлежат частичному или полному удалению и ремонту.

439. В процессе эксплуатации резервуары подвергаются коррозии как с наружной, так и с внутренней стороны. Для долговременной защиты стенок (внутренней и наружной) резервуаров проводят работы по нанесению на предварительно подготовленную поверхность изоляционных покрытий.

440. На прогрунтованную наружную поверхность резервуаров наносят эпоксидные битумно-резиновые, битумно-полимерные мастики и полимерные ленты. Внутренние поверхности наземных и подземных резервуаров покрывают антикоррозионными лакокрасочными материалами в 2 - 4 слоя с последующей сушкой каждого нанесенного слоя в отдельности.

441. После завершения работ по антикоррозионной защите поверхностей оформляется акт приемки резервуара в эксплуатацию, к которому прилагается паспорт на применяемые материалы.

Глава 8. Ремонт (бандажирование) стенок резервуаров

442. Усиление эксплуатирующихся резервуаров проводится бандажированием с целью восстановления несущей способности нижних поясов стенки (1 - 4 пояс), имеющих коррозионный износ в пределах до 20 % от первоначальной толщины листа.

443. Бандажные усиления для укрепления стенки и повышения ее несущей способности, надежности конструкции при эксплуатации целесообразно устанавливать на резервуарах вместимостью от 1000 до 10000 м³ как полистовой, так и рулонной сборки.

444. Бандажные усиления представляют собой разъемные стальные кольца, состоящие из 4 - 6 полос (в зависимости от длины полосы и диаметра резервуара), стянутых с помощью резьбовых соединений.

На резервуаре может быть установлено от 10 до 20 колец по высоте четырех поясов в зависимости от коррозионного износа металла и геометрического сечения полосы. Необходимое количество колец определяется расчетом.

445. Монтажные работы по установке бандажных усилений следует совмещать с проведением ремонта резервуара, подготовленного к выполнению огневых работ.

446. Решение на усиление резервуара или группы резервуаров бандажами принимается техническими службами организаций или территориальных объединений Компании после получения результатов обследования и комплексной дефектоскопии резервуаров.

447. На каждый резервуар, намеченный к проведению работ по усилению, должен разрабатываться индивидуальный технический проект с учетом его технического состояния. В проекте приводятся:

- а) краткие сведения о техническом состоянии резервуара;
- б) расчетная часть;
- в) организация монтажных работ;
- г) рекомендации по дальнейшей эксплуатации усиленного резервуара.

448. Резервуар после завершения комплекса ремонтных работ и монтажа бандажных колец должен пройти гидравлические испытания согласно установленным правилам. По завершению испытаний составляется акт о вводе его в эксплуатацию, в котором указывается предельный уровень наполнения усиленного резервуара.

Глава 9. Ремонт металлических и пенополиуретановых (ППУ) понтонов и теплоизоляции

449. Подготовка к ремонтным работам в резервуаре с ППУ - понтоном состоит из следующих операций:

- а) зачистки резервуара;
- б) промывки поверхности ППУ;
- в) дегазации резервуара, в т.ч. методом принудительной вентиляции.

450. Поверхность понтона промывается с помощью моющего раствора типа МЛ (концентрацией 0,1 % при температуре 60°C). Направлять струю острого пара на понтон из ЦПУ запрещается.

451. Для ремонта только ППУ-понтон концентрация углеводородов снижается до санитарных норм. При этом затвор понтона должен быть отжат по периметру от стенки резервуара без нанесения механических повреждений с помощью деревянных клиньев или других отжимных приспособлений.

452. Отбор проб паровоздушной смеси производится из следующих точек под понтоном; из полостей защитной трубы ПСР, перфорированной трубы для замера уровня и отбора проб, центральной стойки и в нескольких местах непосредственно под затвором.

453. Концентрация паров вредных веществ не должна превышать допустимых значений по ГОСТ 12.1.005-88, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)».

454. При ремонтных работах в предварительно зачищенном и дегазированном резервуаре с ППУ-пунктом производится зачистка дефектных мест (вокруг трещин, проломов и т.д.). Под проломы подглаживаются металлические, фанерные и прочие пастилы, покрытые смазкой или полиэтиленовой пленкой. Затем дефектные места напыляются (заливаются ППУ).

455. Надрезы и неплотно прилегающие к стенке и другим элементам резервуара части затвора ремонтируются путем вклеивания секторов и сегментов эластичного ППУ соответствующей конфигурации. Между затвором и стенкой резервуара прокладывается полоска полиэтиленовой пленки во избежание прилипания затвора к стенке. Отремонтированные поверхности ковра и затвора, а также изношенное покрытие понтона, покрываются латексом.

У опорных стоек монолитного понтона из ППУ проверяется действие выдвигающихся частей с последующим ремонтом. Затем, как и у стационарной опоры, при необходимости восстанавливается антикоррозионное покрытие.

456. При ремонте теплоизоляции резервуаров и трубопроводов из ППУ дефектные места (отслоения, смятия и пр.) очищаются до металла. Затем металл зачищается, покрывается грунтовкой, и на него напыляется ППУ. Аналогично ремонтируются трещины теплоизоляции из ППУ. При ремонте теплоизоляции на верхних поясах резервуаров применяются люльки различных конструкций или автоподъемники.

Дефектные участки теплоизоляции из ППУ на трубопроводах небольшого диаметра удаляются; металл трубы защищается, покрывается антикоррозионным покрытием. В цилиндрической скорлупе вырезается продольный сектор, который после монтажа скорлупы на трубопроводе вклеивается на свое место.

Для труб диаметром 250 мм теплоизоляция может восстанавливаться методом напыления. Отремонтированные участки трубопроводной теплоизоляции из ППУ обматываются пленкой, покрываются кожухом из металла или другого материала.

457. Проведение сварочных работ и других огневых работ с открытым пламенем в период ремонта понтона не допускается.

458. Перед производством огневых работ на резервуаре с ППУ-пунктом должно быть осуществлено проведение всех мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность, в том числе инструктаж работников, проводящих ремонтные работы.

459. При загорании теплоизоляции или понтона из ППУ нахождение работников с подветренной стороны категорически запрещается.

460. При ремонте понтона освещение обеспечивается светильниками во взрывобезопасном исполнении.

461. При удалении и исправлении дефектных мест кровли, корпуса резервуара, приварке воротников защитной трубы ПСР, трубы для замера уровня и отбора проб, центральной стойки, герметизации верхнего уторного уголка с применением огневых работ должны быть приняты меры, предотвращающие попадание на понтон раскаленного металла.

Поверхность ППУ должна быть защищена от сварочных брызг с помощью различных средств: кошмы, листового асбеста или паронита, металлических листов, воздушно-механической пены и др.

462. Работы по ремонту понтонов из ППУ производятся в защитной спецодежде. Кроме того, при вклеивании деталей затвора и нанесении латексного покрытия используется респиратор, а при напылении - фильтрующие противогазы.

463. К ремонту понтонов из ППУ допускаются лица, прошедшие предварительную подготовку и медицинское освидетельствование.

Глава 10. Оборудование, механизмы и материалы для ремонта резервуаров

464. При проведении ремонта может быть применено следующее оборудование, приспособления и инструмент:

- а) грузоподъемные механизмы (лебедки, краны, домкраты, тельферы);
- б) такелажное оборудование и оснастка;
- в) устройства и приспособления для работы на высоте (инвентарные строительные леса, подмости, навешиваемые и прикрепляемые на крыше резервуара люльки, стремянки и т.п.);
- г) оборудование и инструмент для резки металла, сварных соединений;
- д) сварочное оборудование и инструмент для выполнения сварочных работ (ручная электродуговая сварка, сварка полуавтоматами и т.п.);
- е) строительное оборудование для производства работ по устранению осадок резервуара, укреплению и уплотнению оснований и фундаментов;
- ж) вспомогательные монтажные приспособления и инструмент (клинья, скобы, тросы, стяжки, талрепы, молотки, кувалды и т.п.);
- з) материалы (швеллеры, уголки, тавровые и двутавровые балки и другая сортаментная сталь);
- и) приспособления и приборы для проведения испытаний на прочность и герметичность (вакуум-камеры, насосы, манометры);
- к) измерительный инструмент (рулетки, штангенциркули, кронциркули и т.п.);
- л) средства индивидуальной защиты и спецодежда (монтажные каски, предохранительные пояса и т.п.).

465. Для ремонта резервуаров следует применять приспособления и инструмент, выпускаемые серийно промышленностью и имеющие заводскую маркировку. Целесообразно применять наиболее прогрессивное технологическое оборудование, обеспечивающее высокую производительность ведения ремонтно-монтажных работ и значительно снижающее использование ручного труда.

466. Грузоподъемные механизмы, такелажное оборудование и оснастка должны подвергаться техническим освидетельствованиям в сроки, устанавливаемые законодательством Приднестровской Молдавской Республики.

Сроки и даты проверки, допустимые нагрузки, грузоподъемность указываются на регистрационных табличках, установленных на соответствующем оборудовании и механизмах.

467. Работы по подъему, перемещению, транспортированию грузов должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда «Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)» и ГОСТ 12.3.020-80 Система стандартов безопасности труда «Процессы перемещения грузов на предприятиях. Общие требования безопасности», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)».

468. Оборудование для резки, сварки, электрооборудование должно быть работоспособным, находиться в исправном состоянии, проверено перед проведением работ, а также удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности, правилам охраны труда, .

469. Измерительный инструмент и приборы, используемые для определения линейных, массовых, объемных, электрических и других величин должен иметь метрологическую аттестацию и поверяться в сроки, определяемые Госстандартом или ведомственной метрологической службой.

470. Для ремонта и замены дефектных участков стенки, окрайка днища, несущих конструкций и колец жесткости, кровли резервуаров (в том числе повышенного давления), понтонов и плавающих крыш резервуаров, эксплуатируемых в районах с различной расчетной температурой наружного воздуха, в зависимости от вместимости резервуаров рекомендуется применять необходимые марки сталей, которые должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий и удостоверяться сертификатами заводов-поставщиков.

471. Для ремонта стенки и днища горизонтальных сварных резервуаров следует применять сталь марки ВСтЗспЗ по ГОСТ 380-2005, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 17 июня 2008 года № 296 «О введении в действие и отмене нормативных документов по стандартизации на территории Приднестровской Молдавской Республики».

Для ремонта стенки и днища резервуаров емкостью 3 и 5 м³, а также для колец жесткости, треугольных опорных диафрагм и стяжных хомутов резервуаров всех емкостей в районах с расчетной температурой до минус 30°С допускается применение стали марки СтЗкп2 по ГОСТ 380-2005, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 17 июня 2008 года № 296 «О введении в действие и отмене нормативных документов по стандартизации на территории Приднестровской Молдавской Республики».

472. При ремонте теплоизоляции резервуаров и трубопроводов из ППУ дефектные места (отслоения, смятия и пр.) очищаются до металла. Затем металл зачищается, покрывается грунтовкой, и на него напыляется ППУ. Аналогично ремонтируются трещины теплоизоляции из ППУ. При ремонте теплоизоляции на верхних поясах резервуаров применяются люльки различных конструкций или автоподъемники.

473. Для ремонта и устранения дефектов с применением эпоксидных составов должны применяться следующие материалы: эпоксидная смола ЭД-20, смола низкомолекулярная полиамидная Л-20, полиэтиленполиамин, дибутилфталат, стеклоткань, пудра алюминиевая ПАК-1, ацетон технический, наждачная бумага № 3 - 5, шпатлевка ЗП-0010. толуол технический, бензин, гексаметилендиамин, растворитель Р-4.

Глава 11. Контроль качества ремонтных работ, испытания и ввод резервуаров в эксплуатацию

474. При ремонте резервуаров применяются следующие виды контроля качества сварных соединений:

а) визуальный контроль;

б) измерительный контроль;

в) контроль герметичности сварных швов методом керосиновой пробы, избыточного давления, вакуумных камер или цветной дефектоскопии;

г) физические (радиография или ультразвуковая дефектоскопия) для определения внутренних дефектов;

д) гидравлические и пневматические испытания.

475. Визуальному контролю должны подвергаться 100 % ремонтируемых сварных соединений.

476. К недопустимым внешним дефектам сварных резервуаров относятся трещины любых видов.

477. Контроль качества сборочных и сварочных работ при ремонте резервуаров проводится в соответствии с ГОСТ 23118-99 «Конструкции металлические строительные. Общие технические условия», введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 «О введении в действие государственных стандартов Приднестровской Молдавской Республики» (Регистрационный № 1811 от 14 октября 2002 года) (САЗ 02-42) с изменениями, внесенными приказами Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 30 августа 2003 года № 391 (Регистрационный № 2391 от 8 сентября 2003 года) (САЗ 03-37) и от 14 мая 2009 года № 281 (Регистрационный № 5029 от 15 октября 2009 года) (САЗ 09-42), 2 ноября 2010 года № 558 (Регистрационный № 5446 от 19 ноября 2010 года) (САЗ 10-46), от 22 ноября 2011 года № 522 (Регистрационный № 5838 от 19 декабря 2011 года) (САЗ 11-51), от 28 июня 2012 года № 132 (Регистрационный № 6063 от 19 июля 2012 года) (САЗ 12-30) (далее Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 «О введении в действие государственных стандартов Приднестровской Молдавской Республики»).

478. Контроль выполненных работ осуществляют:

а) визуальным осмотром мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуаров с измерением геометрических параметров сварных швов;

б) испытанием швов на герметичность;

в) проверкой сварных соединений рентгено- и гамма-просвечиванием или другими физическими методами;

г) окончательным испытанием резервуара на прочность, устойчивость и герметичность.

479. Наружному осмотру подвергаются 100 % всех сварных соединений, выполненных при ремонтных работах.

480. В старых клепаных резервуарах подвергаются проверке заклепочные соединения в зонах, прилегающих к ремонтируемому участку. Проверку выполняют простукиванием легким молотком по головкам заклепок (качественные заклепки не издадут дребезжащего звука), затем проверяют герметичность вакуум-методом.

481. Контроль сварных соединений посредством визуального осмотра необходимо проводить на соответствие требованиям ГОСТ 8713-79, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 74 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 8709-82 по ГОСТ 9999-94)», ГОСТ 23118-99, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 «О введении в действие государственных стандартов Приднестровской Молдавской Республики». 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 20 мм, которые перед осмотром должны быть очищены от краски, грязи и нефтепродукта.

482. Визуальный осмотр, измерения геометрических размеров швов проводятся шаблонами в условиях достаточной освещенности с целью выявления следующих наружных дефектов:

а) несоответствия размеров швов требованиям проекта, ГОСТ 23118-99, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 «О введении в действие государственных стандартов Приднестровской Молдавской Республики»;

б) трещин всех видов и направлений; подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и других технических дефектов,

в) отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

483. Геометрические размеры стыковых, нахлесточных и угловых швов измеряются с целью определения с помощью шаблонов соответствия их размеров требованиям проекта и стандартов.

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

485. Стыки нижнего пояса стенки резервуаров и листов днища, а также стыки верхнего пояса стенки и верхнего обвязочного уголка должны быть расположены в разбежку. Расстояние между стыками смежных элементов должно быть не менее 200 мм, а расстояние между монтажными стыками - не менее 500 мм.

486. Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками.

487. Все сварные соединения, выполненные в период ремонтных работ, подвергаются 100 %-ному контролю на герметичность вакуум-методом или керосиновой пробой.

488. Сварные стыковые и нахлесточные соединения стенки, сваренные сплошным швом с наружной стороны и прерывистым с внутренней, проверяют на герметичность путем обильного смачивания их керосином.

В зимних условиях для ускорения процесса контроля разрешается смачивать сварные соединения керосином, предварительно нагретым до температуры 60 - 70°C. В этом случае процесс контроля герметичности сокращается до 1 часа.

489. Испытание на герметичность сварных соединений днища резервуаров производится вакуум-методом.

490. Контролю вакуум-методом подвергают сварные соединения днищ, центральной части понтона и плавающей крыши.

491. 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 другим пенным индикатором.

492. Испытания на герметичность сварных соединений кровли и обвязочного уголка проводят одним из следующих способов: вакуум-камерой, керосином или внутренним избыточным давлением воздуха.

В резервуарах повышенного давления при испытании герметичности кровли на избыточное давление необходимо при достижении эксплуатационного давления проявлять осторожность (медленное повышение давления) во избежание потери устойчивости торовой части.

493. 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 должны быть вновь подвергнуты повторному контролю на герметичность. Исправлять одно и то же дефектное место разрешается не более двух раз.

Обнаруженные дефекты в сварных соединениях кровли резервуара (не повышенного давления) устраняют повторной подваркой без удаления дефектных участков.

494. Отремонтированные участки сварных стыковых соединений окрайка днища и вертикальных стыковых соединений первого пояса, соединений второго, третьего и четвертого поясов (преимущественно в местах пересечений этих соединений с горизонтальными) резервуаров вместимостью 2000 м³ и более подвергаются контролю просвечиванием - рентгено- или радиографированием.

Оценка качества сварных соединений по данным просвечивания осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)».

Просвечивание осуществляется до гидравлического испытания резервуара.

Допускается контроль швов ультразвуковым методом с последующим просвечиванием дефектных и сомнительных мест.

В резервуарах вместимостью до 1000 м³ с разрешения главного инженера допускается контроль качества сварных швов керосином.

Сварные соединения двух нижних поясов стенки резервуаров вместимостью 2000 м³ и более, изготовленных из кипящей стали, после среднего или капитального ремонта должны подвергаться 100 %-ному контролю просвечиванием.

495. Окончательные испытания резервуара на прочность, устойчивость и герметичность проводят в случае среднего или капитального ремонта основания, днища, окрайка, 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 или вакуума.

496. В процессе испытания ведется наблюдение за появлением возможных дефектов в отремонтированных местах: в стыковых соединениях стенки, в сопряжении стенки с днищем и других ответственных соединениях.

Если в процессе испытания по истечении 24 часов на поверхности стенок резервуара или по краям днища не появится течи и уровень воды в резервуаре не будет снижаться, то резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание.

497. После окончания гидравлического испытания резервуара и спуска воды для проверки качества отремонтированного основания (равномерности осадки) проводится нивелирная съемка по периметру резервуара не менее, чем в восьми точках и не реже, чем через 6 м.

498. 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 заполнении его до расчетного уровня проводят по отвесу, геодезическими и другими способами.

499. Качество ремонта 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.

500. После выполнения комплекса окончательных испытаний и при отсутствии дефектов в виде свищей, трещин, вмятин или значительных деформаций, превышающих допустимые отклонения согласно ГОСТ 23118-99, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 8 августа 2002 года № 699 «О введении в действие государственных стандартов Приднестровской Молдавской Республики», испытание считается законченным и в установленном порядке составляется акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением документации на выполненные работы (Приложение № 16 к настоящим Правилам).

Глава 12. Охрана труда и требования к огневым работам при ремонте резервуара

501. Меры безопасности при огневых работах определяются исходя из конкретных условий проведения ремонтных работ, при условии строгого исполнения действующих норм и правил по безопасности и охране труда.

502. К огневым работам относятся производственные операции, связанные с применением открытого огня, новообразованием и нагреванием до температуры, способной вызвать воспламенение материалов и конструкций (электрическая и газовая сварка, бензиновая, керосиновая или кислородная резка, кузнечные и котельные работы с применением паяльных ламп и разведением открытого огня).

503. Ответственность за обеспечение мер пожарной безопасности при проведении огневых работ возлагается на руководителя организации, а также лиц, в установленном порядке назначенных ответственными за обеспечение пожарной безопасности.

504. К производству огневых работ допускаются работники, выдержавшие испытания по специальной подготовке и имеющие соответствующие квалификационные удостоверения и талоны по охране труда и безопасности.

505. Огневые работы следует производить в светлое время суток (за исключением аварийных ситуаций) по письменному разрешению технического руководителя (начальника, заместителя начальника ЛПДС, НП, НС, согласованному с начальником пожарной службы).

506. Выполнение огневых работ проводится только после оформления наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности.

507. Для организации подготовки и проведения огневых работ назначаются работники из числа инженерно-технического персонала, ответственные за проведение мероприятий, обеспечивающих пожаровзрывобезопасность подготовительных и огневых работ.

508. Огневые работы можно производить только после выполнения всех подготовительных мероприятий, обеспечивающих полную безопасность работ.

509. При проведении огневых работ рабочие должны быть обеспечены спецодеждой не имеющей следов нефтепродуктов, защитными масками (очками) и другими специальными средствами защиты.

510. При проведении огневых работ на рабочем месте должны быть размещены первичные средства пожаротушения.

511. Огневые работы производятся только в присутствии ответственного за выполнение этих работ.

512. При проведении огневых работ в резервуаре все люки (лазы) должны быть открыты.

513. Все работы в резервуаре должны контролироваться снаружи работниками (не менее двух), прошедшими инструктаж и имеющими шланговый противогаз.

514. При проведении огневых работ баллоны со сжатым, сжиженным и растворенными газами не должны иметь контактов с электропроводящими кабелями.

515. Огневые работы должны проводиться исправным инструментом и заземленным сварочным оборудованием. Запрещено использовать приставные лестницы.

516. Во время проведения огневых работ в резервуаре любые другие работы запрещены.

517. Огневые работы должны быть немедленно прекращены при обнаружении несоблюдения мер безопасности, предусмотренных в наряде-допуске на огневые работы, появления в воздухе рабочей зоны паров нефтепродукта или горючих газов, а также возникновении опасной ситуации.

518. Ответственный за проведение огневых работ, при возникновении опасной ситуации, должен быть немедленно оповещен.

519. По окончании огневых работ место их должно быть тщательно проверено и очищено от раскаленных огарков, окалины или тлеющих предметов, а при необходимости залито водой.

Приложение № 1

к Правилам технической эксплуатации

стальных резервуаров

Паспорт

стального вертикального цилиндрического резервуара

Объем резервуара м³ _____

Номер резервуара _____

Наименование объекта _____

Назначение резервуара _____

Основные размеры резервуара _____

внутренний диаметр стенки мм, высота стенки мм

Технический проект

КМ _____

(номер проекта)

разработан _____

(организация-разработчик)

Рабочие детализовочные чертежи _____

(номера чертежей)

разработаны _____

(организация-разработчик)

Проект основания и фундаментов под резервуар _____

(номер проекта)

разработан _____

(организация-разработчик)

Проект резервуарного оборудования _____

(номер проекта)

разработан _____

(организация-разработчик)

Проект антикоррозионной защиты резервуара _____

(номер проекта)

разработан _____

(организация-разработчик)

Конструкции резервуара изготовлены _____

(дата окончания отгрузки) (наименование завода-изготовителя)

Конструкции резервуара смонтированы с _____ по _____

(начало-окончание монтажа)

(наименование монтажной организации)

Приложения:

1. Технический проект на конструкции резервуара (проект КМ);
2. Рабочие (деталировочные) чертежи конструкций резервуара;
3. Сертификат качества на конструкции резервуара;
4. Акт на приемку основания и фундаментов;
5. Акт контроля качества смонтированных конструкций резервуара;
6. Акт гидравлического испытания резервуара;
7. Акт испытания резервуара на внутреннее избыточное давление и вакуум;
8. Акт выполнения антикоррозионной защиты резервуара;
9. Акт выполнения теплоизоляции резервуара;
10. Акты приемки смонтированного на резервуаре оборудования.

Подпись руководителя организации заказчика

(подпись)

(ФИО)

Приложение № 2
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Журнал
осмотра основного оборудования и арматуры резервуара

Дата осмотра	Объект осмотра	Результат осмотра (обнаруженные дефекты)	Выполнение работы по устранению дефектов	Дата устранения дефектов	Фамилия, должность лиц, выполнивших ремонт	Подпись ответственного лица

Пояснения и указания по заполнению журнала:

1. Журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуара является внутренним документом организации.

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 № 3
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Наряд-допуск
на выполнение работ повышенной опасности

Утверждаю: _____

(должность,

ф.и.о.)

(подпись)

(дата)

Наряд-допуск
на выполнение работ повышенной опасности

1. Выдан (кому) _____

(должность руководителя работ, ответственного за проведение работ,

(Ф.И.О. дата)

2. На выполнение работ _____

(характер и содержание работы, опасные вредные и

производственные факторы)

3. Место проведения работ _____

(отделение, участок, установка, аппарат, выработка, помещение)

4. Состав бригады исполнителей (в том числе дублиеры, наблюдающие) _____

(При большом числе членов бригады ее состав и требуемые сведения приводятся в прилагаемом списке с отметкой об этом в настоящем пункте.)

№ п/п	Фамилия, имя, отчество	Выполняемая функция	Квалификация (разряд, группа по электробезопасности)	С условиями работы ознакомлен, инструктаж получил	
				Подпись	Дата
1	Производитель работ (ответственный, старший исполнитель, бригадир)				
2					
3					

5. Планируемое время проведения работ: _____

начало: время дата,

окончание: время дата,

6. Меры по обеспечению безопасности _____

(организационные и технические меры безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ повышенной опасности, при их проведении, средства коллективной и индивидуальной защиты, режим работы)

7. Требуемые приложения _____

(наименование схем, эскизов, анализов, ПНР и т.п.)

8. Особые условия _____

(в том числе присутствие лиц надзора при проведении работ)

9. Наряд выдал _____

(должность, Ф.И.О., подпись выдавшего наряд, дата)

10. СОГЛАСОВАНО: _____

со службами (техники безопасности, пожарной охраны, ГСС (ВГСМ), механической, энергетической и др. при необходимости) со взаимосвязанными цехами, участками, владельцем ЛЭП и др. _____

(название службы, Ф.И.О. ответственного лица, подпись, дата)

11. Объект к проведению работ подготовлен:

Ответственный за подготовку объекта _____

	(подпись)							

18. Работа выполнена в полном объеме, рабочие места приведены в порядок, инструмент и материалы убраны, люди выведены, наряд- допуск закрыт _____

(руководитель работ, подпись, дата, время)

(начальник смены (старший по смене) по месту проведения работ, Ф.И.О., подпись, дата, время)

Приложение № 4
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны (по ГОСТ 12.1.005-88, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 417 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 11772-73 по ГОСТ 12766.1-90)»)

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол+	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные+	5	III
Нефрас С 150/200,(в пересчете на С)	100	IV
Нефть+	10	III
Сероводород+	10	II
Сероводород в смеси с углеводородами		
С1-С5	3	III
Тетраэтилсвинец+	0,005	I
Толуол	50	III

Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор+	1	II

Примечания:

1. Знак «+» означает, что вещества опасны также при попадании на кожу.
2. Периодичность контроля устанавливается в зависимости от класса опасности вредного вещества:

- а) для I класса - не реже 1 раза в 10 дней;
- б) для II класса - не реже 1 раза в месяц;
- в) для III и IV классов - не реже 1 раза в квартал.

При установленном соответствии содержания вредных веществ III и IV классов опасности уровню ПДК, по согласованию с органами государственного санитарного надзора, допускается проводить контроль не реже 1 раза в год.

Приложение № 5
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Результаты
измерения толщин элементов резервуара

Толщина, мм	Номера поясов стенки								Днище		Кровля
	1	2	3	4	5	6	7	8	окраек	центр	
По проекту											
Фактическая											
Допускаемая											

Приложение № 6
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Инструкция
по определению герметичности сварных соединений понтонов

1. Герметичность сварных соединений понтона проверяется внешним осмотром, смачиванием керосином или вакуум-методом.

При проверке герметичности стыкового сварного соединения или нахлесточного соединения, выполненного с одной стороны сплошным швом, а с другой - прерывистым, контролируемая сторона соединения должна быть тщательно очищена 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 мин. На окрашенной водной суспензией мела или каолина поверхности сварного шва не должно появляться пятен в течение 12 часов, а при температуре ниже 5°C - в течение 24 часов.

2. Для проверки герметичности двухсторонних нахлесточных сварных швов керосин вводится под давлением 1 - 2 кгс/см² в зазор между листами через специально просверленное отверстие; после проведения испытания пространство между листами должно быть продуто сжатым воздухом, а отверстие заварено.

3. 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-наосу. При проведении испытания разряжение в вакуум-камере должно составлять не менее 500 мм рт. ст. для сварных соединений стальных листов толщиной 4 мм и не менее 600 мм рт. ст. для соединений стальных листов большей толщины. Отсутствие пузырьков внутри камеры при проведении испытания свидетельствует о достаточной герметичности контролируемого участка сварного соединения.

Приложение № 7

к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Методика инфракрасной спектроскопии

1. Диагностирование методом инфракрасной спектроскопии проводят в климатических условиях, обеспечивающих равномерное распределение температурного поля стенки резервуара, преимущественно в ночное время, в туман, в пасмурные дни. Исключается влияние на корпус резервуара прямых солнечных лучей, других внешних источников инфракрасного излучения.

С целью обеспечения постоянства коэффициента излучения, поверхность стенки должна быть полностью окрашена или очищена от краски. Удаляют с поверхности наслоения грязи, коррозии, снега, льда.

2. Температура окружающей среды должна соответствовать температурному диапазону тепловизионного приемника. Оптимальное значение температуры среды при диагностировании плюс 15°C ($\pm 5^\circ\text{C}$).

3. В зависимости от глубины поиска дефекты, выявляемые тепловизионным способом, делятся на два типа:

а) первый тип - крупные концентраторы, выявляемые при обследовании резервуара в целом, с расстоянием между камерой и объектом до 50 м;

б) второй тип - мелкие концентраторы, выявляемые при обследовании локальных областей с расстояния до 10 м.

4. Тепловизионную камеру устанавливают на расстоянии, соответствующем заданной глубине поиска дефектов. Поле зрения, при необходимости, измеряют сменными линзами.

Регистрируют «нулевой кадр», т.е. температурное поле стенки резервуара перед началом диагностирования.

5. Резервуар нагружают тестовой нагрузкой. Изменение температурного поля стенки резервуара контролируется на экране видеоконтрольного устройства. Тепловизионную информацию, при необходимости, заносят на магнитную ленту для дальнейшей обработки на ЭВМ.

6. Применяют несколько способов регистрации и обработки тепловизионной информации:

а) консервация информации на магнитную ленту в эксплуатационных условиях и обработка тепловизионных изображений в стационарных условиях на ЭВМ;

б) регистрация и обработка информации при прямых измерениях, в процессе диагностирования (без консервации информации);

в) регистрация тепловизионных изображений на фотопленку. Способ регистрации и обработки выбирают в зависимости от системы тепловизора.

7. Обработка термограмм заключается в выявлении и измерении макро-и микроконцентраторов напряжений в стенке резервуара. Коэффициент концентрации напряжений определяют отношением приращения максимального уровня температур в области дефекта к приращению температуры в бездефектном участке в относительных или абсолютных единицах измерения.

Для получения абсолютных значений температур в программу обработки тепловизионного изображения вводят коэффициент излучения поверхности объекта и температуру окружающей среды.

8. При обработке тепловизионных изображений для исключения собственных тепловых полей объекта: вычитают «нулевой кадр», полученный перед нагружением, из последующих, полученных после тестового нагружения, и анализируют только приращение температурного поля, вызванного нагрузочным тестом. Коэффициент концентрации напряжений в области дефекта определяют отношением приращения температуры в области концентратора и бездефектной области:

т

альфа = ДЕЛЬТА t8 / ДЕЛЬТА t0 ,

1

где ДЕЛЬТА t8 - приращение температуры в области дефекта;

ДЕЛЬТА t0 - приращение температуры в бездефектной области.

Приложение № 8
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

контроля сварных соединений с помощью проникающих лучей

1. Для просвечивания сварных соединений на рентгеновскую пленку применяются гамма-дефектоскопы и рентгеновские аппараты, которые должны быть транспортабельны, безопасны и удобны в работе.

2. Запас пленки в службе дефектоскопии и на складах не должен превышать годовую потребность.

3. Для оценки качества сварного соединения в специальный карман кассеты или непосредственно на поверхность металла со стороны источника излучения помещается эталон чувствительности (дефектометр). Эталоны чувствительности могут быть пластинчатыми или проволочными, изготавливаются из металла, аналогичного контролируемому. Форма и размеры эталонов должны соответствовать ГОСТ 7512-82, введенный в действие Приказ Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 19 февраля 2003 года № 72 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 5.1800-73 по ГОСТ 7631-85)».

4. При контроле сварных швов с помощью проникающих излучений кассета с пленкой устанавливается на шов с внутренней стороны стенки резервуара, а источник излучений - снаружки на некотором расстоянии, называемым фокусным.

5. Фокусное расстояние выбирают в зависимости от длины снимка и должно быть не менее 1,38 его длины. При уменьшении фокусного расстояния качество снимка снижается, а с увеличением повышается чувствительность снимка, но возрастает (в квадрате) время экспозиции.

6. Время экспозиции при просвечивании швов зависит от мощности источника излучения, качества пленки, рода и толщины просвечиваемого материала, фокусного расстояния.

При использовании импульсных рентгеновских аппаратов экспозиция выбирается по рекомендациям, данным в техническом описании и инструкции по эксплуатации аппарата, затем уточняется с помощью пробных снимков. В случае применения изотопов типа Иридий-192 для определения времени экспозиции используют номограммы и таблицы в зависимости от срока хранения источника.

7. Во избежание получения размытых «смазанных» изображений шва на снимке установка источника излучения и крепление кассет должны обеспечивать их полную неподвижность.

8. Установку кассет при просвечивании швов 2-го и 3-его поясов производят с лестницы, а источник излучения ставят на штатив, специальную подставку или приспособление, обеспечивающее его устойчивость и выбранное фокусное расстояние.

9. Швы стыковых соединений контролируют с направлением центрального луча в середину шва так, чтобы угол между направлением излучения и плоскостью шва был равен 90° . Швы, сваренные внахлестку, просвечиваются с направлением центрального луча перпендикулярно плоскости шва или под углом 45° .

10. В резервуарах полистовой сборки рулонного изготовления, находящихся в эксплуатации, просвечиваются все пересечения вертикальных и горизонтальных швов 1-го и 2-го поясов и 50 % пересечений второго и третьего поясов стенки, а также все места, где проводился ремонт с применением сварки.

11. Если в процессе контроля будут обнаружены недопустимые дефекты, выходящие за пределы снимка, то просвечивание производится дальше до окончания дефекта шва.

12. Проявление пленок, экспонированных рентген- или гамма-лучами, производят стандартными проявителями, указанными заводом-изготовителем на упаковке пленки.

13. После проявления снимки промываются в проточной воде или в ванне (промежуточная промывка). В жаркое время во избежание сползания эмульсии промежуточная промывка производится в слабом растворе кислоты или кислых солей (однопроцентный раствор уксусной кислоты или 25 %-ный раствор бисульфита натрия).

14. Фиксирование проявленных снимков проводят в фиксаже рекомендованном заводом-изготовителем пленки при температуре окружающей среды.

15. После фиксирования снимки тщательно промывают в проточной воде в течение 10-20 минут до полного удаления из эмульсионного слоя гипосульфита натрия и других солей. Допускается промывка в стоячей воде в течение 25-30 минут, меняя ее через каждые 5-6 минут.

16. Сушат негативы в сушильных шкафах с регуляторами температуры с обеспечением необходимого обмена воздуха.

17. Наиболее часто встречающимся дефектом снимков является чрезмерная вуаль, которая появляется из-за использования предварительно засвеченной или с просроченным сроком хранения пленки, обработка при сильном красном свете фонаря или в перегретом проявителе.

18. Ширина и длина дефекта шва, проявившегося на снимке определяется простыми измерениями, а примерный размер по сечению шва (глубина залегания) - по эталону чувствительности. Сравниваются степень почернения одной из канавок эталона и дефекта. Глубина этой канавки и будет размером дефекта по сечению шва.

19. В заключении по результатам просвечивания швов указывают условное обозначение шва (его номер), чувствительность снимка, длину контролируемого участка шва в миллиметрах, вид и характер дефектов, количество в штуках, глубину и протяженность в миллиметрах.

Для сокращения записи применяют следующие условные обозначения:

Е - трещина продольная;

Еа - трещина поперечная;

Д - непровар в корне шва;

Да - непровар по кромке шва (несплавление);

В - неметаллическое включение сферическое, компактное;

Ва - неметаллическое включение удлиненной формы;

А - газовая пора сферическая;

Аа - газовая пора удлиненной формы;

с - цепочка дефектов;

d - скопление дефектов.

Пример записи в заключении. На снимке участка шва сварного соединения длиной 300 мм выявлены:

а) трещина продольная длиной 5 мм;

б) непровар в корне шва глубиной 0,2 мм по сечению шва на участке в 25 мм;

в) скопление шлаковых включений на участке шва длиной 30 мм, глубиной 0,12 мм по сечению шва;

г) цепочка газовых пор глубиной 0,15 мм по сечению шва, на участке в 40 мм.

Е - 5; Да - 0,2-25; Ва - 0,12-30, сАа - 0,1 5-40.

20. Расшифрованные снимки собирают в связки, на бирке которой указывают номер резервуара, его местонахождение, дату контроля.

Снимки, как первичные документы, хранят в архиве службы дефектоскопии в течение 2-х лет, после чего сдают по акту в соответствующие организации в переработку для снятия серебра.

Приложение № 9

к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Методика

ультразвукового контроля сварных соединений

1. Настоящая методика распространяется на контроль сварных соединений из углеродистых и низколегированных сталей, выполненных ручной электродуговой автоматической и полуавтоматической сваркой. Методика разработана с учетом рекомендаций и требований ГОСТ 14782-86, введенный в действие Приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от 23 октября 2002 года № 419 «О введении в действие межгосударственных стандартов на территории Приднестровской Молдавской Республики (с ГОСТ 14243-78 по ГОСТ 16274.1-77)».

2. Для дефектоскопии резервуаров применяют ультразвуковые дефектоскопы. В комплект приборов входит набор искателей для контроля и измерения толщины листов, а также эталоны для настройки приборов, инструкция по настройке и эксплуатации. Приборы должны ежегодно проходить поверку в установленном порядке.

3. К выполнению работ по дефектоскопии допускаются операторы, прошедшие обучение, имеющие удостоверение на право контроля и прошедшие стажировку с опытным оператором. Срок действия квалификационного удостоверения специалистов 1 и 2 уровней - 3 года, 3-го уровня - 5 лет. Квалификационное удостоверение теряет силу в случае перерыва в работе по неразрушающему контролю более 1 года. По истечении этого срока оператор допускается к производству работ по дефектоскопии только после сдачи экзаменов.

4. Перед началом контроля поверхность металла очищают на расстоянии 50 - 70 мм с каждой стороны шва до чистоты.

5. С целью обеспечения акустического контакта между шумоискателем и изделием, зачищенную поверхность протирают и смазывают автолом, солидолом, глицерином и т.п.

6. Проверяют правильность работы дефектоскопа по эталонам согласно прилагаемой к прибору инструкции. Проверяется точность работы глубиномера, стрелка искателя, разрешающая способность, «мертвая зона», правильность показаний на эталонах сварных швов с заданными дефектами.

7. Контроль стыковых швов толщиной 4 - 20 мм ведут последовательно по обе стороны от усиления шва призматическими искателями. Искатель перемещают зигзагообразно вдоль

шва, систематически поворачивая его вокруг оси на 5 - 10° для выявления различно расположенных дефектов.

8. Если на экране прибора в пределах рабочего участка развертки появится устойчивый сигнал, то устанавливают причину его появления, для чего, слегка перемещая искатель по поверхности металла, находят такое положение, когда амплитуда сигнала максимальна, определяют координаты отражателя, уточняя не является ли наблюдаемый сигнал результатом отражения ультразвуковых колебаний от границы усиления шва. Если отраженный сигнал устойчив и его координаты находятся в районе шва, он фиксируется как дефект. Порядок измерения координат дефекта, его протяженности указан в прилагаемой к прибору инструкции.

9. Контроль угловых сварных соединений производят с одной стороны за один проход при толщине свариваемых листов 4 - 12 мм, за два прохода при толщинах более 12 мм наклонными искателями с углом ввода луча 53° и 55°.

10. Тавровые швы, соединяющие стенку с днищем, с допустимым технологическим непроваром контролируют прямым искателем. Величина непровара определяется методом сравнения величины эхо-сигнала от непровара с сигналом от канавки на образце.

Контроль швов, сваренных внахлестку, целесообразно проводить отраженным лучом, используя искатель с углом ввода 50 - 55°, затем 30 - 40°.

11. Результаты ультразвукового контроля заносятся в журнал или протокол, а при необходимости, и в карту контроля. В журнале указывают:

- а) тип сварного соединения и индекс (номер), присвоенный данному изделию и сварному шву, длина контролируемого участка;
- б) технические условия (инструкция), по которым проводилась дефектоскопия;
- в) тип дефектоскопа;
- г) результаты контроля;
- д) участки шва, непроконтролированные совсем или частично, подлежащие контролю;
- е) дату контроля;
- ж) фамилию дефектоскописта.

12. Карта контроля включает:

- а) схему контролируемых швов с указанием их размеров и номеров, присвоенных им оператором;
- б) основные характеристики выявленных дефектов (условная высота и протяженность, минимальное расстояние между дефектами, их количество в шве, места их расположения в шве).

13. Запись дефектов ведут в сокращенном виде и обозначают знаками:

- а) буквой, определяющей оценку допустимости дефекта по эквивалентной площади и условной протяженности,
- б) цифрой, определяющей условную ширину дефекта, мм;
- в) цифрой, определяющей протяженность дефекта, мм;
- г) цифрой, определяющей наибольшую глубину залегания дефекта, мм;
- д) цифрой, определяющей условную высоту дефекта, мм;
- е) цифрой, определяющей эквивалентную площадь дефекта, мм.

14. Для сокращения записи протяженности дефектов по длине шва применяются следующие обозначения.

А - дефект, эквивалентная площадь и условная протяженность которого равна или менее допустимых значений;

В - дефект, условная протяженность которого превышает допустимое значение;

Д - дефект, эквивалентная площадь которого превышает допустимое значение.

15. По результатам ультразвукового контроля швы сварных соединений резервуаров должны удовлетворять требованиям, указанным в таблице.

Допустимые дефекты

сварных швов резервуаров, выявленные с применением ультразвуковых дефектоскопов

Тип сварного шва	Длина оценочного участка	Толщина конструкции в сварном соединении, мм	Фиксируемая эквивалентная площадь одиночного дефекта, мм ²		Допустимое число одиночных дефектов на оценочном участке, шт.
			наименьшая поисковая	допустимая оценочная	
Стыковые, угловые	20	6 ч 10	5	7	1
Тавровые, внахлестку	25	10 ч 20	5	7	2

Приложение № 10

к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Обследование

резервуаров методом акустической эмиссии

1. Целью АЭ-контроля является обнаружение, определение координат и слежение (мониторинг) за источниками АЭ, связанными с несплошностями на поверхности или внутри стенки объекта контроля, сварных соединений деталей и компонентов. Регистрация АЭ позволяет определить образование свищей, сквозных трещин, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях.

2. Метод АЭ основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе пластической деформации и разрушения (роста трещин) в контролируемых объектах. Это позволяет формировать адекватную систему классификации дефектов и критерии оценки состояния объекта, основанные на реальном влиянии дефекта на объект.

Другим источником АЭ является истечение рабочего тела (жидкости или газа) через сквозные отверстия в контролируемом объекте.

3. Основные характерные особенности метода АЭ:

а) обеспечение обнаружения и регистрации только развивающихся дефектов, что позволяет классифицировать дефекты не по размерам, а по степени их опасности;

б) высокая чувствительность;

в) обеспечение контроля всего объекта с использованием одного или нескольких преобразователей АЭ, неподвижно закрепленных на поверхности объекта;

г) положение и ориентация дефекта при проведении АЭ не влияет на выявляемость дефектов;

д) исследование с помощью метода АЭ производится без вывода оборудования из эксплуатации.

4. АЭ-контроль технического состояния исследуемых объектов проводится при создании в конструкции напряженного состояния, инициирующего в материале объекта работу источников АЭ. Для этого объект подвергается нагружению силой, давлением, температурным полем и т.д. Выбор вида нагрузки определяется конструкцией объекта и условиями его работы.

5. Метод АЭ рекомендован для контроля таких объектов химических и нефтехимических производств, как емкостное, колонное, реакторное, теплообменное оборудование, изотермические хранилища, хранилища сжиженных углеводородных газов под давлением, резервуары нефтепродуктов и агрессивных жидкостей, оборудование аммиачных холодильных установок, сосуды, котлы, аппараты, технологические трубопроводы и т. д.

АЭ аппаратура

6. Для проведения АЭ контроля используется комплекс дефектоскопический акустикоэмиссионный (АЭ) ALINE-32D. Блок формирования АЭ параметров комплекса ALINE-32D регистрирует:

а) время регистрации АЭ события;

б) время регистрации максимальной амплитуды АЭ события;

в) время окончания АЭ события;

г) энергию АЭ события;

д) число превышений порога;

е) статусные флаги.

Одним из основных элементов технических средств АЭ контроля являются Преобразователи АЭ (ПАЭ).

Тип используемых преобразователей: пьезоэлектрический преобразователь акустической эмиссии, полосовой, продольного смещения, со встроенным предусилителем, керамическим протектором и магнитным креплением ПАЭ GT 200.

Подготовительные работы к обследованию резервуара

7. В соответствии с Программой заказчик осуществляет:

а) утверждение Программы работ по АЭ контролю, подготовленной Исполнителем. В указанной Программе отражаются организационно-технические мероприятия, обеспечивающие выполнение АЭ контроля, предоставление помещения для размещения диагностического оборудования;

б) обеспечение доступа к местам установки датчиков ПАЭ на объекте контроля в соответствии со Схемой установки датчиков, разработанной Исполнителем (обеспечение подъемными механизмами, установка лесов, выделение персонала для вспомогательных работ, включая зачистку поверхности сосудов в местах установки датчиков АЭ до Rz 40);

в) прекращение ремонтных и прочих работ, мешающих проведению АЭ контроля;

г) обеспечение изменения нагрузки на объект согласно графику нагружения, разработанного Исполнителем;

д) обеспечение двусторонней связи между персоналом, выполняющим контроль и эксплуатационным персоналом, осуществляющим изменение нагрузки;

е) обеспечение мероприятий по безопасному ведению диагностических работ в соответствии с действующими инструкциями и правилами организации.

Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией

8. При ознакомлении с технической документацией устанавливается ее комплектность. Сведения о диагностируемом резервуаре вносятся в опросный лист, подписываемый Заказчиком и Исполнителем.

9. На основе данных Опросного листа производится:

а) анализ конструктивных особенностей резервуара, технологии его изготовления и монтажа, ремонта или реконструкции, а также условий эксплуатации;

б) определение наиболее нагруженных, работающих в наиболее тяжелых и сложных условиях элементов резервуара.

АЭ диагностика

10. Акустико-эмиссионное обследование резервуаров проводится согласно ГОСТ ПМР ГОСТ Р 52727-2015 «Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования», гармонизированный с ГОСТ Р 52727-2007, ГОСТ ПМР ГОСТ Р 55045-2015 «Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Термины, определения и обозначения

11. Установка преобразователей АЭ.

Размещение ПАЭ производится по схеме установки датчиков, разработанной Исполнителем, которая обеспечивает контроль сварных соединений и основного металла днища и монтажного шва резервуара.

12. Проверка работоспособности АЭ аппаратуры с использованием имитаторов АЭ и калибровка каналов:

а) определение акустических свойств материала контролируемого объекта: скорость распространения звука и коэффициент затухания акустических волн, импедансы материала;

б) калибровка каналов: выбор коэффициента усиления каналов и порога амплитудной дискриминации;

в) проверка необходимых характеристик АЭ сигналов: число выбросов, энергия, амплитуда, и пр.;

г) оценка погрешности определения координат источников АЭ.

Нагружение резервуара

13. АЭ контроль выполняется в процессе нагружения объекта путем изменения вливания до заранее выбранных величин Рисп и в процессе выдержки вливания на определенных уровнях в

соответствии с графиком нагружения, разработанного Исполнителем. Максимальная величина нагрузки принимается

$$R_{исп} = 1,05 R_{раб},$$

где $R_{раб}$ - эксплуатационная нагрузка резервуара.

Время выдержки при $R_{исп}$ принимается не менее 2 часов.

В зависимости от объема и скорости взлива АЭ контроль проводится за один или два нагружения резервуара.

АЭ контроль. Оперативное накопление данных

14. В процессе контроля производится оперативное накопление данных. Одновременно на мониторе АЭ системы отслеживается развитие ситуации на контролируемом объекте в процессе фаз нагружения объекта для своевременной регистрации катастрофически активных источников АЭ и течей.

Обработка и анализ данных АЭ контроля

15. Накопленные данные обрабатываются и анализируются в соответствии с выбранной системой классификации источников АЭ и критериев оценки состояния объекта:

- а) амплитудный критерий;
- б) интегральный критерий;
- в) локально-динамический критерий;
- г) критерий непрерывной АЭ.

Документальное оформление результатов обследования резервуара

16. По результатам документального оформления работ составляются Протоколы по применению необходимого вида контроля.

17. На основе анализа результатов обследования дается Заключение о техническом состоянии резервуара, возможности и условиях его дальнейшей эксплуатации, а также с рекомендациями проведения ремонта или исключению резервуара из эксплуатации.

18. Все данные, полученные в процессе подготовки и проведения диагностических работ, вносятся в Отчет по результатам обследования резервуара.

Перечисленные выше документы подписываются ответственными исполнителями диагностических работ и утверждаются руководителем организации, проводившей контроль.

Приложение № 11

к Правилам технической эксплуатации

стальных резервуаров

Методика

определения величины неравномерной осадки днища и уклона отмостки

1. Величину неравномерной осадки наружного контура окрайка днища определяют нивелированием в тех же местах (через 6 м), в которых проводились измерения отклонений стенки от вертикали.

2. Нивелирование проводят два оператора, один из которых работает с нивелиром и заносит данные отсчетов в журнал, другой устанавливает рейку на окраек днища.

Место установки нивелира выбирают таким образом, чтобы в поле зрения было как можно больше точек, подлежащих проверке.

3. При работе с нивелиром производят отсчеты всех точек, просматриваемых с одной установки.

4. После снятия отсчета последней точки нивелир устанавливают в рабочее положение на новом месте, причем первый отсчет с новой стоянки производят в точке, в которой производился последний отсчет в предыдущей установке. Первый отсчет заносят в журнал в скобках против предыдущего последнего отсчета.

Таким образом, последний отсчет предыдущей установки нивелира является первым отсчетом последующей установки в новом месте. Данная операция будет в дальнейшем именоваться «переход».

После получения всех отсчетов по всей окружности резервуара приступают к расчету отклонений от горизонтали окрайка днища.

5. Расчет производят по следующей схеме:

определяют величину превышения нивелира при «переходах»

$$a - b = c,$$

где: a - первый результат отсчета после перестановки нивелира,

b - последний результат отсчета первой установки,

c - величина превышения нивелира в результате его перестановки.

Переводят все отсчеты к одной установке:

$$A1 - c = B1,$$

где: a1 - величина последующих отсчетов второй установки,

B - величина, приведенная к одной установке.

Переводят все отсчеты к «нулевой» отметке:

$$B1 - b = h,$$

где: b - величина превышения нивелира над «нулевой» отметкой,

h - величина, приведенная к «нулевой» отметке.

Определяют отклонения от горизонтали окрайка днища путем вычитания из «h» величины, принятой за «нулевую» отметку:

$$d = h - 10000,$$

где: d - отклонение от горизонтали любой точки окрайка днища.

6. Уклон отмотки определяют при помощи нивелира. При этом отсчет снимают с рейки, установленной на краю отмотки, прилегающей к резервуару, и на краю отмотки, прилегающей к кольцевому лотку. По разности отсчетов судят о наличии уклона

$$i = (h1 - h2) / L,$$

где: h1 - отсчет у края отмотки, прилегающей к кольцевому лотку,

h2 - отсчету края отмотки, прилегающей к резервуару.

L - ширина отстойки.

Уклон должен быть: $i = 1:10$

Приложение № 12
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Методика
оперативного диагностирования герметичности днищ резервуаров

1. Определение герметичности днища резервуара по аномалиям электрической проводимости в грунте подушки резервуара выполняется специализированными организациями с лицензиями на этот вид деятельности.

2. Для измерения сопротивления или электрической емкости грунта в песчаную подушку вокруг резервуара на равных расстояниях вводят металлические электропроводные зонды. Количество зондов увеличивается с увеличением диаметра резервуара. Оптимальным считается для резервуаров с диаметром днища до 8,5 м - 8 зондов, до 10,5 м - 12, до 15 м - 18 и свыше 16 метров - 24 зонда. Зонды вводятся в грунт на глубину до 900 мм на некотором расстоянии (40 - 50 см) от крайка днища так, чтобы они не касались металла резервуара, его заземляющего контура, трубопроводной и запорной арматуры. Зонды нумеруют против хода часовой стрелки, начиная от монтажного шва или от коренных задвижек, люк-лаза.

3. Проводят измерения проводимости последовательным подключением зондов, результаты после обработки на ЭВМ позволяют обнаружить место утечки нефтепродукта через днище резервуара, а также нарушение гидрофобного слоя или наличие хлопунa под днищем.

4. Сочетание частичного обследования с диагностикой днища дает почти полное представление о состоянии днища резервуара без его опорожнения и зачистки за исключением качества сварных соединений и коррозионных повреждений днища со стороны продукта.

Приложение № 13
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров
(Обязательное)

Акт

о готовности проведения ремонта резервуара с ведением огневых работ

наименование организации

Утверждаю: _____

(должность,

ф.и.о.)

(подпись)

(дата)

Акт

о готовности проведения ремонта резервуара с ведением огневых работ

Основание: _____

приказ, распоряжение

составлен комиссией:

Председатель: главный инженер _____

фамилия, имя, отчество

члены комиссии:

представитель товарно-транспортного цеха _____

должность, фамилия, имя, отчество

представитель пожарной охраны _____

должность, фамилия, имя, отчество

представитель ремонтного цеха _____

должность, фамилия, имя, отчество

В период с _____ по _____ комиссия провела проверку
готовности _____

наименование резервуара

к производству нижеследующего ремонта с ведением огневых работ: _____

перечислить работы, которые будут произведены

В процессе подготовки _____

наименование, номер резервуара

к производству ремонта с ведением огневых работ выполнено:

1. Резервуар зачищен _____

указать качество зачистки; соответствие зачистки ведению огневых работ

2. Отсоединены все трубопроводы с установкой диэлектрической прокладки: поставлены металлические заглушки и составлена схема их установки, которая приложена к разрешению.

3. Произведен анализ воздуха для определения возможности ведения огневых работ внутри резервуара _____

наименование, № резервуара

после отсоединения всех трубопроводов (справка лаборатории № _____ от _____).

4. Все задвижки на соседних резервуарах и трубопроводах, водоспускные краны, колодцы, канализация и узлы задвижек (во избежание загорания паров нефтепродуктов) закрыты _____

указывается вид покрытия

5. Подготовлены: пожарный инвентарь и средства пожаротушения (песок, лопаты, кошма, огнетушители).

Председатель комиссии: _____

подпись

Члены комиссии: _____

подпись

представитель пожарной охраны _____

подпись

представитель товарно-транспортного цеха _____

подпись

представитель ремонтного цеха _____

подпись

Приложение № 14

к Правилам технической эксплуатации

стальных резервуаров

Рекомендации

по ремонту резервуаров в условиях отрицательных температур

1. В зимнее время сварочно-монтажные работы при ремонте резервуаров должны выполняться по специально разработанной технологии сварки, исключающей возникновение значительных внутренних напряжений, дефектов в сварных соединениях и обеспечивающей лучшие стабильные свойства соединения.

Настоящие рекомендации распространяются на ремонт резервуаров из углеродистой низколегированной стали при отрицательных температурах.

Заготовка и обработка деталей

2. Изготовление накладок, вставок и деталей для ремонта резервуаров проводят в цехах или мастерских при положительной температуре воздуха.

3. При резке и обработке кромок неровности, шероховатости, заусенцы и завалы должны быть не более 0,5 мм.

4. Исправлять кромки следует абразивным инструментом. При этом следы от обработки должны быть направлены вдоль кромки.

5. При температуре воздуха минус 40°C и ниже кислородную резку деталей из низколегированной стали, кромки которых подлежат в дальнейшем механической обработке, рекомендуется выполнять с подогревом.

6. Запрещается правка стали путем наплавки валиков дуговой сваркой.

Сборка элементов под сварку

7. Запрещается транспортировка волоком отдельных заготовленных деталей конструктивных элементов и листов во избежание нарушения их геометрической формы.

8. Запрещается сбрасывать заготовленные детали конструкций при погрузке и выгрузке.

9. Длину прихваток рекомендуется принимать не менее 50 мм, расстояние между прихватками - не более 500 мм, высоту усиления прихватки - не более 3 мм.

10. Уступ кромок в плоскости соединения листов следует обрабатывать абразивным инструментом.

11. При сборке и подгонке элементов рекомендуется применять подготовку кромок с криволинейным скосом.

12. В сварных стыковых соединениях листов разной толщины в целях обеспечения плавности изменения сечения необходимо предусматривать скосы у более толстого листа с одной или двух сторон с уклоном не более 1:5.

13. При установке технологического оборудования резервуара необходимо руководствоваться требованиями Инструкции.

14. Стыковые соединения резервуаров под сварку при толщине листов 5 мм и более следует собирать на стяжных приспособлениях с обеспечением требуемых зазоров или посредством прихваток.

15. Лист днища резервуара рекомендуется собирать непосредственно на песчаном основании внахлестку по коротким и длинным кромкам. Подбивка листов в местах тройного нахлеста допускается только в горячем состоянии - нагрев до температуры 900 - 1100°C (от вишневого до оранжевого цвета каления) - и должна прекращаться при температуре не ниже 700°C (красный цвет каления). Площадь разогрева должна превышать площадь места подбивки не менее чем на 20 %. Скорость охлаждения должна исключать закалку, коробление, появление трещин и надрывов.

16. Листы настила кровли резервуара следует собирать внахлест по коротким и длинным кромкам.

17. После окончания сборки необходимо проверить качество работы (зазоры между кромками, величину нахлеста в соединяемых элементах и отсутствие трещин в прихватках). При обнаружении трещин в прихватках последние удаляют (выплавливают) и заменяют новыми.

Сварка

18. Сварочное оборудование должно быть подготовлено для эксплуатации в условиях отрицательных температур.

19. Вблизи ремонтируемого резервуара следует установить передвижной домик для обогрева работников и приема пищи.

20. Работа сварщика на морозе должна чередоваться с отдыхом в теплом помещении.

21. При ремонтных работах вручную и механизированной сварке стальных конструкций предварительно следует подогреть сталь в зоне сварки до 180 - 200°C на ширину 100 мм с каждой стороны соединения и на длину 300 мм в обе стороны от места замыкания шва. Подогревать кромки металла под сварку следует газовыми горелками или индукционными подогревателями.

22. Сварку ответственных швов резервуара (стыковые и нахлесточные соединения стенки, стыковые соединения резервуара с днищем, нахлесточные соединения днища, швы приварки резервуарного оборудования к стенке, соединения элементов покрытия и понтонов) рекомендуется выполнять на постоянном токе обратной полярности. Применение переменного тока допускается при сварке неответственных швов резервуара (настил кровли, ограждения), когда колебания сетевого напряжения не превышают $\pm 6\%$. Режим сварки следует

подбирать так, чтобы коэффициент формы провара был:

а) для углового шва $L/h \geq 1,3$;

б) для стыкового однопроходного шва $L/h \geq 1,5$.

23. При сварке конструкций в углекислом газе сварочная дуга должна быть защищена от ветра и осадков.

24. Кромки собранных элементов и прилегающие к ним зоны металла шириной не менее 20 мм, а также кромки листов примыкания выводных планок непосредственно перед сваркой должны быть зачищены до чистого металла.

25. К рабочему месту электроды и флюсы следует подавать непосредственно перед сваркой в количестве, необходимом на период непрерывной работы сварщика. Электродную проволоку рекомендуется подавать на рабочее место непосредственно перед установкой аппарата. У рабочего места электроды и флюсы необходимо хранить в условиях, исключающих увлажнение (в плотно закрывающейся таре или обогреваемых устройствах).

26. Ручная электродуговая сварка ответственных сварных соединений резервуара должна выполняться сварщиками, имеющими удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ, к которым они допущены.

К сварке неответственных сварных соединений резервуаров допускаются электросварщики, прошедшие испытания по действующим ведомственным правилам и имеющие удостоверения на право проведения сварочных работ.

27. Сварщики, впервые приступающие к работе при отрицательной температуре воздуха, должны пройти пробные испытания по технологии сварки при заданной отрицательной температуре. Сварщики, сдавшие такие испытания, могут быть допущены к выполнению сварки при температуре на 10°C ниже заданной для сдачи пробы испытаний.

28. При температуре окружающего воздуха ниже минус 5°C сварные соединения, выполняемые всеми видами и способами сварки, заваривают от начала до конца без перерыва, за исключением времени, необходимого на смену электрода или электродной проволоки и зачистку шва в месте возобновления сварки. Прекращать сварку до выполнения проектного размера шва и оставлять незавершенными отдельные участки сварного соединения не допускается.

В случае вынужденного прекращения сварки (из-за отсутствия тока, выхода из строя аппаратуры и других причин) процесс следует возобновить при условии подогрева металла в соответствии с технологией, разработанной для данной конструкции.

29. Во избежание создания значительных напряжений и деформаций, а также образования трещин сварщики перед началом работы в зимних условиях должны быть детально ознакомлены с технологическим процессом (последовательностью и режимом) сварки данного элемента и с указаниями настоящих Рекомендаций.

30. В целях уменьшения возможности образования трещин в сварных соединениях необходимо:

а) сварные стыковые соединения стенки делать прямыми встык с двусторонней сваркой и полным проваром. Допускается односторонняя сварка с подваркой корня шва;

б) стыковые соединения окрайка днища выполнять на остающейся технологической подкладке. Стальная подкладка должна быть только прихвачена к днищу. Приварка технологической подкладки по контуру недопустима;

в) после обрезки части технологической подкладки, выступающей за окрайок днища, торец шва зачистить абразивным инструментом. Допуски на обработку кромок такие же, как и при резке металла;

г) прихватки располагать у пересечения швов (в стыковых соединениях рекомендуется располагать прихватки с обратной стороны от первого шва или слоя);

д) при выполнении прихваток и сварки запрещается зажигать дугу на основном металле и выводить на него кратер шва;

е) тщательно осматривать прихватки перед началом сварки с обязательной переплавкой их во время сварки первого слоя.

31. В целях уменьшения деформаций в процессе сварки, понижения скорости охлаждения и получения плотных высококачественных соединений необходимо:

а) напряжение на дуге и силу тока принимать повышенными из условия увеличения погонной энергии приблизительно на 4 - 5 % на каждые 10°C (погонная энергия, принятая при положительной температуре 10 - 20°C, принимается за 100 %);

б) накладывать швы в последовательности, обеспечивающей максимальную свободу деформаций в процессе сварки, в частности, применяя обратноступенчатый метод сварки (длина ступени не более 400 мм);

в) при сварке встык листов толщиной 6 мм и более применять многослойную сварку, накладывая каждый последующий слой по неостывшему предыдущему. Указанное условие достигается, если длина одновременно свариваемого участка (при толщине металла около 10 мм) при ручной сварке не превышает 1 м, при механизированной сварке под флюсом - приблизительно 7 - 8 м. Число слоев сварки должно составлять: при толщине металла от 6 до 12 мм - 3, от 12 до 16 мм - 5.

32. При сварке стенки резервуара в первую очередь заваривают вертикальные, а затем горизонтальные швы:

а) вертикальные стыковые швы сваривают двусторонней сваркой два сварщика обратноступенчатым методом с обязательным проплавлением вершины угла. Разрыв между дугами сварщиков, работающих с наружной и внутренней сторон резервуара, должен быть не более 500 мм;

б) горизонтальные угловые швы сваривают ручной дуговой сваркой по участкам одновременно несколько сварщиков при длине участка не более 8 м. На каждом участке работает один сварщик. Сварку швов на протяжении каждого участка ведут обратноступенчатым методом с длиной ступени не более 400 мм. При механизированной сварке горизонтальные швы сваривают по кольцу непрерывным швом.

33. Сварку углового соединения стенки с днищем следует выполнять в два слоя и более при укладке последующего слоя по неостывшему предыдущему.

Ручную сварку выполняют одновременно на нескольких (не менее чем на двух) участках длиной до 8 м. Сварку каждого участка выполняют одновременно два сварщика с внутренней и внешней сторон резервуара. При этом сварщик, выполняющий внутренний шов, должен несколько опережать (около 500 мм) сварщика, выполняющего наружный шов. Сварку следует производить обратноступенчатым методом, причем длина единовременно свариваемого шва каждого слоя не должна превышать 1 м с тем, чтобы следующий слой укладывался на теплый металл.

Механизированную сварку автоматами следует выполнять последовательно участками длиной 8 м, при этом последующий слой укладывают сразу же после первого (по теплоту металлу).

Допускается раздельная сварка внутреннего и наружного швов, при этом первым следует сваривать внутренний шов.

34. При ручной и механизированной сварках (полуавтоматом) стыковых и угловых соединений с полным проплавлением необходимо перед наложением шва с обратной стороны удалить нагар и зачистить корень шва. Расчистку корня шва следует выполнять путем выплавки или шлифовки.

35. Высота угловых швов должна быть не менее 4 мм (за исключением шва в деталях толщиной менее 4 мм) и не более $1,2 S$, где S - наименьшая толщина соединяемых элементов. Высота угловых однопроходных швов в зависимости от толщины свариваемых элементов должна быть не менее приведенных величин:

Минимальный размер шва:

- высота, мм	6	8
- площадь, мм ²	18	32
- Толщина более толстого из свариваемых элементов, мм	7 - 10	11 - 22

36. Угловые швы следует выполнять, как правило, с вогнутой поверхности и плавным переходом к основному металлу. Это требование соблюдается подбором соответствующего режима сварки.

37. При сварке соединений с подваренным слоем сварку последнего рекомендуется вести после сварки основного шва.

Площадь подварочного шва должна быть не менее указанной выше.

38. При сварке днища механизированной или ручной дуговой сваркой в первую очередь заваривают листы по коротким кромкам, а затем - по длинным. Швы днища по длинным кромкам листа при механизированной сварке заваривают от центра к краям. При ручной дуговой сварке процесс ведется также от центра к краям обратноступенчатым методом.

Соединения окрайки днища между собой должны сваривать на технологической подкладке в два или несколько слоев с обеспечением полного провара, при этом последующий слой следует укладывать на еще теплый предыдущий слой.

До сварки стенки с днищем окрайки соединяют с днищем на прихватках. После сварки стенки с днищем заваривают швы, соединяющие окрайки с днищем.

39. При ремонте части стенки и днища резервуара сначала сваривают вертикальные стыковые соединения первого пояса на длину 300 мм со стороны, примыкающей к днищу, затем заваривают шов приварки стенки к днищу и швы, соединяющие окрайки с днищем.

После этого сваривают вертикальные стыковые соединения на всю высоту первого пояса стенки.

40. Листы настила покрытия можно сваривать ручной дуговой или механизированной сваркой. Сварку листов следует вести сначала по коротким кромкам от середины к краям, а затем заваривать продольные швы по длинным кромкам от центра к краям. Швы накладывают в один слой.

41. При выполнении сварки ответственных узлов резервуара особенно тщательно выполняют пересечения стыковых соединений, а также стыковых и тавровых соединений, так как при наличии непровара или других дефектов в пересечении указанных швов часто наблюдается образование трещин.

42. Свариваемая поверхность (зона сварки) конструкций должна быть ограждена от снега и сильного ветра.

43. Применение прерывистых швов при ручной сварке запрещается.

44. Вырубку дефектных мест сварных соединений и металла следует выполнять после подогрева швов и металла до 100 - 120°C.

45. Конструкция и сварные швы по окончании сварки должны быть зачищены. Приваренные сборочные приспособления удаляются без повреждения основного металла, а места их приварки должны зачищаться до основного металла с удалением всех дефектов.

Контроль качества сварных соединений

46. При контроле сварных соединений, выполненных при отрицательной температуре, особое внимание следует уделять операционному контролю:

а) при сборке следить за обеспечением равномерного и минимального допустимого зазора между свариваемыми деталями, проверять, нет ли грязи, влаги и коррозии в разделке, нет ли групповых пор и трещин в прихватках;

б) при сварке следить за соблюдением последовательности режимов сварки и главное - за обеспечением полного провара корня шва;

в) при приемке конструкций проверять, нет ли трещин в сварных соединениях, основном металле, особенно в зонах скопления большого числа швов.

47. Окончательный осмотр и приемку сварных соединений резервуаров следует проводить через 3 - 4 дня после окончания сварки. Кроме того проводят 2 - 3 дополнительных контрольных осмотра конструкций и сварных соединений после резкого похолодания, наступившего после окончания сварочных работ (например, при снижении температуры в течение суток на 15°C и более).

48. Контроль качества сварных соединений проводится в соответствии с требованиями настоящих Правил. Не допускается контроль качества сварных соединений методом засверливания.

49. Подрезы основного металла при сварке допускаются:

а) вдоль усилия и глубиной не более 1 мм при толщине стали свыше 10 мм;

б) местные подрезы поперек усилия (до 25 % длины шва) глубиной 0,5 мм при толщине стали до 20 мм и 1 мм при толщине стали более 20 мм.

50. Несплавления по кромкам, а также непровары стыковых и угловых соединений с полным проплавлением не допускаются.

51. Окончательной браковке подлежат элементы, имеющие трещины в металле сварочного соединения, переходящие на основной металл.

52. Исправлять дефектные участки разрешается не более двух раз.

Приложение № 15
к Правилам технической эксплуатации
стальных резервуаров

Требования

охраны труда при работе с составами на основе эпоксидных смол

1. Эпоксидные смолы и их отвердители, а также их составы токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях - образование нарывов на коже.
2. К работе с эпоксидными составами допускаются лица, прошедшие предварительный медицинский осмотр и соответствующий инструктаж. При этом периодичность инструктажа должна быть не реже одного раза в год. Рабочие с повышенной чувствительностью к эпоксидным смолам и их отвердителям к работе с ними не допускаются.
3. Все компоненты клеев необходимо хранить в темном помещении в соответствии с требованиями к условиям хранения каждого компонента. Условия хранения должны исключать возможность загрязнения воздушной среды. К месту работ клеевые композиции необходимо доставлять в плотно закрытой таре.
4. В местах производства работ компаунды, растворители и материалы, необходимые для осуществления технологии склеивания, следует хранить в количестве, не превышающем сменную потребность. Их хранят в металлических шкафах в чистой закрытой посуде с этикетками, указывающими наименование, марку и срок годности материалов. На этикетке для растворителей должна быть надпись «Огнеопасно».
5. При продолжительной работе с эпоксидными смолами и отвердителями рабочие должны быть обеспечены следующей спецодеждой: комбинезоном или халатом из плотной ткани, резиновыми тонкими перчатками, прорезиненным фартуком и респиратором типа «Лепесток» (при резке стеклоткани на полосы).
6. Спецодежда при работе должна быть застегнута. Ее следует очищать от клея по мере загрязнения и хранить в специально отведенных местах. Спецодежду следует стирать не реже одного раза в месяц.
7. Операции, связанные с приготовлением лакокрасочных и клеевых составов, должны выполняться в вытяжном шкафу лаборатории, а в производственном помещении - в зоне вытяжной вентиляции.
8. Порожнюю тару из-под компонентов, растворителей необходимо удалять из рабочего помещения и хранить в специально отведенном месте.
9. При выполнении антикоррозионных и ремонтных работ в резервуарах последние должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, обеспечивающей 15 - 20-кратный обмен воздуха. Вентилятор должен быть взрывобезопасного исполнения. Светильники должны быть низковольтными (12 В) во взрывобезопасном исполнении.
10. При работе с эпоксидным клеем на внешней стороне резервуаров работники должны находиться с наветренной стороны от рабочей зоны, при этом необходимо убедиться в отсутствии поблизости источников открытого огня.

11. При случайном попадании отвердителя в глаза их необходимо промыть водой, а затем свежеприготовленным физиологическим раствором хлористого натрия (0,6 - 0,9 %).

12. Брызги смолы, отвердителя и их смеси при попадании на кожу следует смыть марлевым тампоном, смоченном в ацетоне или растворителе Р-4, после чего это место необходимо промыть водой с мылом.

13. При случайном разливе отвердителя даже в небольшом количестве необходимо место разлива немедленно засыпать опилками, смоченными керосином, с последующей дегазацией 10 %-ным раствором серной кислоты.

14. Работающие с эпоксидными составами и их отвердителями обязаны в течение рабочего дня периодически мыть лицо и руки.

15. При использовании эпоксидных составов с легколетучими огне- и взрывоопасными растворителями категорически запрещается курить на рабочем месте, выполнять работы, вызывающие искрообразование, работать с выключенной приточно-вытяжной вентиляцией.

На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи «Не курить», «Огнеопасно», «Взрывоопасно».

16. Рабочее место, инструмент оборудование и спецодежду очищают от остатков клея тампоном из ветоши или бязи, смоченными дибулфталатом или ацетоном.

17. Обтирочный материал, загрязненный клеевым составом, и обрезки стеклоткани необходимо собрать в металлические емкости с крышками и хранить в установленных местах с последующим уничтожением.

Приложение № 16

к Правилам технической эксплуатации

стальных резервуаров

Форма

акта приемки резервуара в эксплуатацию после ремонта

Утверждаю: _____

(руководитель,

организации)

(подпись, расшифровка)

(дата утверждения)

Акт

Составлен комиссией _____

Председатель _____

должность, фамилия, имя, отчество

члены комиссии _____

должность, фамилия, имя, отчество

В резервуаре _____

характеристика резервуара: номер резервуара, вместимость и др.

произведен капитальный ремонт в объеме _____

перечень устраненных дефектов: замена изношенных (согласно дефектной ведомости) элементов резервуара, ремонт сварных соединений, исправление осадки, устранение негерметичности, ремонт оборудования и др.

Качество ремонтных работ (по результатам внешнего осмотра, рентгенографии, испытаний, измерений и др.) _____

оценка ремонтных работ

Результаты испытания резервуара на прочность наливом водой до высоты шва,

м _____

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

должность, фамилия, имя, отчество
