

## **Об утверждении технического регламента "Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций"**

Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 мая 2008 года N 514

САПП Республики Казахстан, 2008 г., N 28, ст. 267; "Казахстанская правда" от 10 июня 2008 года, N 125-126 (25572-25573); "Официальная газета" от 19 июля 2008 года N 29 (395)

В целях реализации Закона Республики Казахстан от 9 ноября 2004 года "О техническом регулировании" Правительство Республики Казахстан **ПОСТАНОВЛЯЕТ**:

1. Утвердить прилагаемый Технический регламент "Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций".

2. Настоящее постановление вводится в действие по истечении шести месяцев со дня первого официального опубликования.

*Премьер-Министр*

*Республики Казахстан*

*К. Масимов*

Утвержден

постановлением Правительства

Республики Казахстан

от 29 мая 2008 года N 514

### **Технический регламент**

#### **"Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций"**

##### **1. Область применения**

1. Настоящий Технический регламент "Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций" (далее – Технический регламент) устанавливает требования к безопасности нефтебаз и стационарных, контейнерных, передвижных автозаправочных станций (далее – автозаправочные станции).

2. Регламент устанавливает:

1) Минимальные требования безопасности к нефтебазам и автозаправочным станциям при их проектировании, строительно-монтажных работах, эксплуатации и ликвидации;

2) оценку и подтверждение соответствия нефтебаз и автозаправочных станций требованиям регламента с учетом степени риска внешних природных воздействий, производственных и эксплуатационных факторов, возможных последствий загрязнения окружающей среды.

##### **2. Термины и определения**

3. В регламенте применяются следующие термины и определения:

автозаправочная станция – технологический комплекс, оснащенный оборудованием, обеспечивающий хранение и розничную реализацию нефтепродуктов;

подземный резервуар (подземное хранение) – резервуар, предназначенный для хранения нефтепродуктов, если наивысший уровень жидкости в резервуаре ниже не менее чем на 0,2 м нижней планировочной отметки прилегающей площадки (в пределах 3 м от стенки резервуара);

нефтебаза – организация, имеющая комплекс зданий и сооружений, технологическое оборудование, резервуарный парк, технические устройства и коммуникации, предназначенные для приема, хранения и оптовой реализации нефтепродуктов;

паспорт нефтебазы или автозаправочной станции – документ, содержащий информацию об основных ее характеристиках и ответственном эксплуатанте, проведенной реконструкции и ремонтах, информацию о проведенных проверках и их результатах;

безопасность нефтебазы, автозаправочной станции – отсутствие недопустимого риска, связанного с причинением вреда жизни, здоровью человека и окружающей среде;

эксплуатация нефтебазы или автозаправочной станции – контроль технического состояния зданий (сооружений), диагностика, техническое обслуживание, текущий ремонт технических устройств нефтебазы или автозаправочной станции;

предельные количества опасных веществ на нефтебазе, автозаправочной станции – количество нефтепродуктов, находящихся на нефтебазах, складах, автозаправочных станциях, наличие которых является основанием для декларирования;

склад хранения нефтепродуктов – комплекс технологических сооружений, оборудования, обеспечивающего прием, хранение и отпуск нефтепродуктов;

технические устройства – технологическое оборудование (резервуары, цистерны, баллоны, бочки, трубопроводы, включая соединительные детали трубопроводов, насосы), агрегаты (сливо-наливные устройства, подземные сооружения, малогабаритные котлы), запорная, регулирующая и предохранительная арматура, их узлы и составные части; электроустановки; узлы учета и контроля, включая топливо-раздаточные колонки, средства измерений и автоматизации; фильтры-грязеуловители, применяемые на нефтебазах и автозаправочных станциях;

оценка риска – анализ и оценка возможности и последствий реализации опасностей, сравнение с критериями недопустимого риска;

допустимый уровень риска – общественно признанный уровень безопасности.

##### **3. Условия создания и эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций**

4. Технические устройства, материалы, применяемые на нефтебазах и автозаправочных станциях допускаются к применению на территории Республики Казахстан в порядке, установленном законодательством о промышленной безопасности.

5. Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для изготовления технических устройств нефтебаз и автозаправочных станций, подтверждается

паспортами или сертификатами изготовителя.

6. При поставке технических устройств, предназначенных для нефтебаз и автозаправочных станций, должно предусматриваться сопровождение технических устройств информацией на государственном и русском языках, включающей наименование, страны и предприятия-изготовителя (исполнителя), допустимый срок эксплуатации (ресурс), способ применения.

7. На нефтебазах и автозаправочных станциях, ведутся паспорта опасных отходов в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан, санитарный паспорт в соответствии с Законом Республики Казахстан от 4 декабря 2002 года "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения", экологический паспорт в соответствии с ГОСТ 17.0.0.04-90 и паспорт нефтебазы или автозаправочной станции.

#### **4. Проектирование нефтебаз и автозаправочных станций**

##### **4.1 Общие требования к проектированию нефтебаз и автозаправочных станций**

8. При проектировании должны быть идентифицированы все возможные опасности при авариях, отказах, внешних воздействиях, предполагаемых ошибках персонала с учетом статистических данных аварийности на аналогичных объектах, технико-экономических показателей строительства и эксплуатации.

9. Для всех идентифицированных опасностей проводится оценка риска расчетным, экспериментальным или аналитическим методами.

10. С учетом проведенной оценки риска определяется комплекс мер для ликвидации риска или уменьшения его до допустимого уровня при эксплуатации нефтебаз, автозаправочных станций.

11. При определении допустимых рисков проектной организацией учитываются:  
специфика нефтебазы, автозаправочной станции;  
надежность принимаемых технических устройств;  
качество строительно-монтажных работ;  
внешние природные воздействия;  
эксплуатационные свойства нефтепродуктов;  
неправильные действия персонала;  
воздействия возможных последствий загрязнения окружающей среды, нарушения плодородного почвенного слоя, растительного покрова при строительстве, реконструкции и утилизации;

поражающие риски аварий (взрыв, токсическое поражение, загрязнение окружающей среды) и нарушений плодородного почвенного слоя, растительного покрова при локализации аварий и ликвидации их последствий.

12. При невозможности снижения риска ниже допустимого уровня в проекте предусматривается система мер, обеспечивающая безопасность жизни и здоровья человека и окружающей среды.

13. Проектирование нефтебаз, размещение зданий, сооружений и технических устройств допускается в соответствии с требованиями СНиП 2.09.02-85, СНиП РК 3.02-15-2003, СНиП 2.11.03-93, СНиП РК 4.04.10-2002, СНиП РК 2.04.05-2002, СНиП РК 5.03-37-2005, СН РК 2.02.-11-2002.

Проектирование автозаправочных станций всех типов, размещение на них зданий, сооружений и технических устройств допускается в соответствии с требованиями СН 4.01-15-2001, СН 3.05-15-2001, СНиП 1.02.010-97.

Проектирование водоснабжения и вентиляции нефтебаз, автозаправочных станций выполняется в соответствии со СНиП РК 4.01.41-2006, СНиП РК 4.01.02-2001, СНиП 4.02.42-2006, СН РК 2.02-14-2002.

14. Нефтебазы и автозаправочные станции должны иметь не менее двух выездов на автомобильные дороги общей сети, или на подъездные пути к нефтебазе.

Для пешеходного движения проектируются асфальтированные и мощеные тротуары шириной не менее 0,75 м. Переходы должны устанавливаться по наиболее удобным для работников маршрутам и местам.

15. Для нефтебаз и автозаправочных станций проектируются санитарно-защитные зоны в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями к проектированию производственных объектов.

16. В проектной документации на строительство нефтебаз должно предусматриваться ограждение территории нефтебазы продуваемой оградой из негорючих материалов высотой не менее 2 м. Ограда должна отстоять от зданий и сооружений (кроме административных) не менее, чем на 5 м.

17. Территорию нефтебазы необходимо разделять по функциональному использованию на зоны и участки с учетом технологических связей, грузооборота и видов транспорта, санитарно-эпидемиологических, экологических, противопожарных и других требований.

18. Исполнение электрооборудования и средств автоматизации, размещенных во взрывоопасных зонах, должно соответствовать классификации помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

19. Оценка степени агрессивности воздействия окружающей среды и защита от коррозии наружной поверхности надземных резервуаров и трубопроводов осуществляется в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004.

##### **4.2 Требования к резервуарным паркам и резервуарам нефтебаз и автозаправочных станций**

20. Резервуарный парк должен быть:

расположен на площадке, не подверженной затоплению, воздействию оползня, камнепада,

и других разрушающих геологических воздействий;

оборудован подъездными путями, которые позволяют, независимо от погодных условий, обеспечить доступ ко всему постоянно установленному противопожарному оборудованию, расположенному вблизи или непосредственно на объекте хранения.

21. Проектные решения должны предусматривать безопасный процесс заполнения резервуаров транспортируемым веществом и их опорожнения, защиту от повышения и понижения давления в газовом пространстве, противопожарные мероприятия, в том числе меры предотвращения образования пиррофорных соединений, донных отложений и удаления примесей (например, "подтоварной" воды), попадания газозвудушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары.

22. Резервуарный парк, резервуары и емкости насосных станций должны быть размещены и обустроены системой локализации и средствами ликвидации аварийных разливов хранимого продукта с учетом минимизации потерь продукта и ущерба при аварии и исключения возможности разлива на территорию рядом расположенных населенных пунктов, предприятий, водных объектов и транспортных путей.

23. Для освещения резервуарных парков проектом должны предусматриваться прожекторы, установленные на мачтах, расположенных непосредственно за пределами обвалования резервуарного парка.

24. Для сварочных и других огневых работ предусматривается специально оборудованная и обозначенная знаками площадка. Подъезды и подходы к пожарному оборудованию и пожарным гидрантам должны быть всегда свободны: у пожарных гидрантов и пожарных водоемов должны быть вывешены надписи-указатели, позволяющие быстро определять место их расположения. В ночное время указатели пожарных гидрантов и водоемов должны освещаться.

#### **4.3 Требования к трубопроводам нефтебаз и автозаправочных станций**

25. Технологическая схема трубопроводов нефтебаз должна предусматривать возможность выполнения всех основных и вспомогательных операций по перекачке нефтепродуктов (слив-налив, прием из нефтепродуктопроводов, внутрибазовую перекачку, удаление отстоя, опорожнение и зачистку резервуаров), возможность перекачки нефтепродукта из одного резервуара в другой в случае необходимости или аварии.

26. Технологическая схема трубопроводов должна обеспечивать предотвращение смешивания, загрязнения, обводнения и потерь нефтепродуктов при соблюдении промышленной безопасности, пожарной безопасности, охраны окружающей среды.

27. Перекачка различных нефтепродуктов по трубопроводам должна производиться в соответствии с проектом. Нефтепродукты, применяемые в авиационной технике, а также прямогонный бензин и другие неэтилированные бензины следует перекачивать по отдельным нефтепродуктопроводам, предназначенным только для нефтепродуктов одной группы.

28. Трубопроводы должны проектироваться с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

29. В местах надземных переходов трубопроводов через препятствия предусматриваются конструктивные решения, обеспечивающие надежную защиту от тепловых и механических воздействий соседних трубопроводов при возможном разрыве на одном из них.

30. Высота прокладки надземного трубопровода от поверхности земли принимается в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия трубопровода, но не менее 0,5 м.

31. В местах пересечения автомобильных дорог и переходов должны быть спроектированы опоры высотой не менее 4,25 м над автомобильными дорогами и переездами и не менее 2,2 м над переходами.

32. Прокладка подземных трубопроводов под зданиями и сооружениями и установками не допускается.

33. Трубопроводы с замерзающими средами должны быть на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта до верха трубы.

34. При подземной прокладке трубопроводов в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов они располагаются в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету принимается при следующих условных диаметрах трубопроводов:

до 300 мм – не менее 0,4 м;

более 300 мм – не менее 0,5 м.

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

36. На пересечениях с внутрибазовыми железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы должны быть проложены в футлярах из стальных труб, диаметр которых на 100-200 мм больше наружных диаметров прокладываемых в них трубопроводов, а концы труб должны выступать на 2 м в каждую сторону от крайнего рельса или края проезжей части автодороги. Концы футляров должны быть уплотнены и залиты битумом. На участках трубопроводов, заключаемых в защитные футляры, должно быть минимальное число сварных стыков. Все стыки должны быть проверены физическими методами контроля.

Глубина заложения от верха стальных футляров должна быть не менее 1 м до подошвы шпалы, а под автодорогами и проездами – не менее 0,8 м до поверхности дорожного покрытия.

37. Уклоны трубопроводов принимаются: для легковоспламеняющихся жидких веществ не

менее 0,002; для газообразных веществ не менее 0,003; для высоковязких и застывающих веществ не менее 0,02.

38. Защита наружной поверхности стальных трубопроводов от коррозии, вызываемой воздействием окружающей среды и блуждающими токами должна соответствовать ГОСТ 9.602-89.

39. Необходимость применения тепловой изоляции определяется в каждом конкретном случае, в зависимости от места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса, безопасности труда и взрывопожаробезопасности.

40. Тепловая изоляция трубопроводов осуществляется после испытания и устранения выявленных дефектов.

41. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода предусматриваются следующие элементы:

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

42. Противокоррозионная защита обеспечивает безаварийную (по причине коррозии) работу трубопроводов в течение эксплуатационного срока.

43. Для защиты трубопроводов от подземной коррозии в проектной документации предусматриваются решения по обеспечению их надежной эксплуатации.

44. Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной защитой (изоляцией).

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

46. Проектирование системы электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) производится в соответствии с ГОСТ 9.602-89.

47. При электрохимической защите трубопроводов должны предусматриваться изолирующие фланцевые соединения.

48. При проектировании мероприятий по противокоррозионной защите трубопроводов конструктивные решения должны обеспечивать доступность осмотра и восстановление противокоррозионных покрытий.

49. Модернизация и реконструкция трубопроводов допускается после изменения проектной документации (с проведением необходимых экспертиз и согласований).

50. Все трубопроводы должны быть отградуированы по вместимости.

51. Запорная, регулирующая, предохранительная арматура должна размещаться в местах удобных и легкодоступных для управления и обслуживания.

52. Фланцевые соединения допускается предусматривать в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, имеющему ответные фланцы, а также на участках трубопровода, требующих в процессе эксплуатации периодической разборки или замены.

53. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов массой более 50 кг, требующих периодической разборки, должны быть предусмотрены переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа арматуры.

54. Использовать регулирующие вентили и клапаны в качестве основных запорных устройств не допускается, кроме регулирующих вентилей и клапанов, на которые должна быть установлена запорная арматура.

55. Применяемые для технологических трубопроводов фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны соответствовать ГОСТ 356-80.

56. Замена прокладок и запорной арматуры на трубопроводе допускается только после снижения в нем давления до атмосферного, полного освобождения его от нефтепродукта и отключения от действующих трубопроводов.

57. На трубопроводы перекачивающих и наливных станций должна быть составлена и утверждена технологическая схема расположения подземных и наземных трубопроводов и установленных на них запорных устройств.

#### **4.4 Требования к безопасности насосных станций нефтебаз**

58. Насосы для перекачки нефтепродуктов следует размещать в зданиях, на открытых площадках или под навесом (если конструкция насосов и двигателей допускают эксплуатацию на открытом воздухе). Все движущиеся части агрегата должны быть защищены надежно закрепленными ограждениями.

59. При установке насосов для перекачки нефтепродуктов с различной температурой вспышки в одном помещении, это помещение и все оборудование должны соответствовать требованиям, предъявляемым к перекачке нефтепродуктов с наиболее низкой температурой вспышки.

60. Валы, соединяющие двигатели с насосами в местах прохода через стены, следует предусматривать в футлярах из стальных труб на всю толщину стены (перегородки) с устройством сальников из негорючих материалов, обеспечивающих их герметичность.

Не допускается применять плоскоременные передачи в помещении, где установлены насосы для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

61. Для привода насосных агрегатов продуктовых насосных станций, размещенных в зданиях, должны применяться электродвигатели, допускающие их установку, как в общем зале, так и в отдельном помещении за стеной (перегородкой), изготовленной из негорючего материала.

62. В насосных станциях ширина проходов между выступающими частями насосов должна быть не менее 1 м; при установке насосов шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м ширину



проходов допускается уменьшить до 0,7 м. При двухрядном расположении насосов ширина прохода между рядами должна быть не менее 1,5 м.

63. Во избежание разрушения фундаментов нефтепродуктами насосы должны быть установлены на металлических поддонах с бортами.

64. Полы и лотки в насосных станциях должны быть изготовлены из материалов, непроницаемых для нефтепродуктов и не впитывающих их, и иметь уклон в сторону приемника стоков. Лотки в местах расположения узлов задвижек, продувочные краны и поддоны насосов для перекачки этилированных бензинов должны соединяться со сборным резервуаром, в остальных случаях – с канализацией для отвода нефтепродуктов.

Для удаления разлившихся жидкостей помещения насосных станций оборудуются водяными стояками с резиновыми шлангами. Гидравлические затворы в местах присоединения сточных каналов насосной станции к канализации должны систематически осматриваться обслуживающим персоналом насосной станции.

65. Торцы подземных горизонтальных резервуаров для нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120 °С и мазутов допускается располагать в помещениях продуктовой насосной станции, обслуживающей эти резервуары, или пунктов контроля и управления.

66. Смазочное масло в насосной станции необходимо хранить в металлической или полиэтиленовой таре с плотно закрытыми крышками и в количестве, не более суточной потребности.

67. Стационарные автоматические газоанализаторы в помещении насосной станции по перекачке легковоспламеняющихся нефтепродуктов должны быть заблокированы с аварийной вентиляцией, а также с устройствами звуковой и световой сигнализации о наличии в помещении опасной концентрации паров нефтепродуктов.

#### **4.5 Требования к безопасности эстакад**

68. Сливоналивные эстакады должны проектироваться на прямом горизонтальном участке железнодорожного пути.

На складах односторонние сливоналивные эстакады допускается располагать на кривых участках пути радиусом не менее 200 м.

69. Протяженность железнодорожных сливоналивных эстакад определяется в зависимости от количества одновременно обрабатываемых цистерн, но не более максимальной длины одного маршрутного состава железнодорожных цистерн.

70. Для погрузки – разгрузки железнодорожных цистерн железнодорожные тупики нефтебаз должны быть оборудованы специальными одно- и двухсторонними эстакадами, наливными или сливными устройствами, грузовыми, зачистными и воздушно-вакуумными коллекторами, сборниками, промежуточными резервуарами для мазута и масел, узлами учета нефтепродукта, средствами подъема и опускания нагревательных приборов и перемещении цистерн вдоль фронтов.

71. На нефтебазах железнодорожные пути, на которых располагаются двусторонние эстакады для маршрутного слива-налива, должны иметь, съезд на параллельный обгонный путь.

При реконструкции или расширении действующих эстакад и невозможности обеспечения вывода цистерн в обе стороны допускается использовать предусмотренный тупиковый путь.

72. Длину тупикового железнодорожного пути со сливоналивными устройствами или эстакадами следует увеличить (для возможности расцепки состава при пожаре): при одновременной обработке свыше 6 цистерн – на 30 м, от 3 до 6 цистерн включительно – на 20 м, при одновременной обработке 2 цистерн длина не увеличивается. Размер увеличения расчетной длины тупикового пути принимается от крайней цистерны в сторону упорного бруса.

73. К сливоналивным эстакадам должны быть проложены пешеходные дорожки с твердым покрытием шириной не менее 0,75 м.

Пешеходные дорожки должны вести к торцам каждой эстакады, в местах их пересечения с железнодорожными путями устраиваются сплошные настилы в уровень с головками рельсов.

74. Автоэстакады должны быть укомплектованы знаками габарита высоты.

#### **4.6 Требования безопасности к устройству отпуска нефтепродуктов в автоцистерны**

75. Наливные устройства для автомобильных цистерн должны размещаться на площадках под навесами. Одиночные наливные устройства (до 3-х устройств) могут размещаться на открытых площадках.

76. Затаривание и расфасовку нефтепродуктов в бочки и мелкую тару осуществляют в разливных и расфасовочных (масла, смазки) помещениях.

77. Разливные пункты для налива нефтепродуктов в тару, в зависимости от климатических условий и видов нефтепродуктов, следует располагать в помещениях или на открытых площадках под навесом, а расфасовочные – только в помещениях.

78. Подключение раздаточных, расфасовочных устройств к основным трубопроводам следует производить вне зданий и площадок, устанавливая запорную арматуру в месте присоединения их к основным трубопроводам.

79. Помещения разливных и расфасовочных должны быть оснащены устройствами для отпуска и определения количества нефтепродуктов (счетчиками, весами, насосами, масло- и топливораздаточными колонками, специальными расфасовочными установками, линиями затаривания и т.п.), средствами механизации, сборниками утечек, средствами автоматического прекращения налива.

80. Допускается производить налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов в бочки, установленные непосредственно на специально оборудованных автомашинах.

Налив в бочки должен производиться специальными устройствами на площадках для

автоцистерн или площадках, расположенных у разливочных.

81. Для нефтебаз раздаточные устройства для этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны размещаться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках.

Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных предохранительными клапанами, срабатывающими при прекращении отпуска. Для контроля отпуска нефтепродуктов, при неисправности счетчиков, в разливочной следует иметь товарные весы.

82. Платформа автовесов должна быть защищена от атмосферных осадков навесом. Установка весов допускается только на горизонтальных участках.

83. Расстояние между раздаточными кранами должно быть не менее 1 м, а высота установки крана от пола – не менее высоты стандартной бочки.

Разрешается установка на одном рабочем месте до трех раздаточных кранов для налива разных сортов нефтепродуктов одной марки при условии, что одновременно наливается только один сорт.

84. Полы разливочных пунктов для этилированных бензинов должны быть выполнены из бензонепроницаемого материала (бетонные с цементной затиркой, бетонные, покрытые плиткой и т.п.) и иметь стоки.

85. Перед помещением разливочной следует размещать погрузочно-разгрузочные площадки высотой 1–1,1 м, оборудованные средствами механизации (бочкоподъемниками, подвесными кран-балками и пр.), а помещения расфасовочных должны быть оборудованы транспортерами для подачи продукции на склад и погрузки на транспортные средства.

86. Резервуары для масел общей вместимостью не более 400 м<sup>3</sup> допускается размещать в подвальных помещениях одноэтажных зданий разливочных и расфасовочных, а также под объединенными с ними в здании складскими помещениями для масел в таре. При этом указанное здание должно быть не ниже второй степени огнестойкости. Выходы из указанных подвальных помещений должны быть непосредственно наружу и не должны сообщаться с первым этажом.

87. Раздаточные резервуары объемом до 100 м<sup>3</sup> включительно, предназначенные для выдачи масел, требующих подогрева, допускается размещать так, чтобы торцы их располагались в помещении разливочной, а такие же резервуары объемом до 25 м<sup>3</sup> включительно допускается размещать в помещении разливочной при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения.

#### **4.7 Электро и молниезащита**

88. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями необходимо предусматривать следующие меры:

заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов, средств измерения уровня и отбора проб;

применение присадок для повышения проводимости нефтепродуктов;

снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива светлых нефтепродуктов в резервуары, суда, автомобильные и железнодорожные цистерны.

89. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом.

90. Здания и сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической, электромагнитной индукции, заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации.

91. Технические устройства должны быть защищены от прямых ударов молнии и электростатической индукции.

92. Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений должна быть выполнена отдельно стоящими или установленными на зданиях неизолированными стержневыми или тросовыми молниеотводами. При установке их на защищаемом здании или сооружении от каждого стержневого молниеотвода или от каждой стойки тросового молниеотвода должно быть проложено не менее двух токоотводов.

93. Резервуары должны быть защищены от прямых ударов молнии следующим образом:

корпуса резервуаров при толщине металла крыши менее 4 мм – молниеотводами, установленными отдельно или на самом резервуаре;

корпуса резервуаров при толщине металла крыши 4 мм и более, а также отдельные резервуары вместимостью менее 200 м<sup>3</sup> независимо от толщины металла крыши – присоединением к заземлителям.

94. Для наземных парков резервуаров молниезащиту от прямых ударов молнии следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами; допускается в соответствии с обоснованием в проекте защита молниеотводами, установленными на самих резервуарах.

95. Парки подземных железобетонных резервуаров, не облицованных изнутри металлическим листом, должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами.

#### **5. Требования безопасности при строительномонтажных работах на нефтебазах и автозаправочных станциях**

96. На строительномонтажные работы нефтебаз или автозаправочных станций разрабатывается порядок организации работ.

97. В порядке организации работ предусматривают:

последовательность выполнения строительномонтажных работ;

возможность использования подъемно-транспортных средств и других механизмов;  
порядок выполнения работ по контролю, термической обработке сварных швов,  
испытаниям и диагностированию оборудования и технических устройств;  
порядок перемещения подъемных механизмов, оборудования, размещения средств  
пожаротушения;  
меры обеспечивающие безопасность производства работ.

98. Строительство выполняется в соответствии с проектной документацией.

99. При обнаружении отступлений от проектной документации, использования не  
предусмотренных проектом материалов, качества выполнения строительно-монтажных работ,  
обнаруженные отступления подлежат исправлению.

100. При монтаже и ремонте технических устройств и их элементов допускаются к  
применению все виды сварки, обеспечивающие необходимую эксплуатационную надежность  
сварных соединений.

Контроль сварных соединений трубопроводов неразрушающими методами производится в  
соответствии с ГОСТ 7512-82, ГОСТ 14782-86, ГОСТ 18442-80, ГОСТ 21105-87, ГОСТ 23055-78,  
ГОСТ 25225-82.

101. Сварочные материалы должны иметь сертификаты.

102. Выполнение огневых работ при монтаже производится с соблюдением требований  
Правил пожарной безопасности в Республике Казахстан, утвержденных приказом Министра по  
чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 8 февраля 2006 года N 35.

103. При монтаже технических устройств осуществляется входной контроль качества  
материалов, труб, деталей оборудования, трубопроводов и арматуры на соответствие их  
сертификатам, операционный контроль качества выполненных работ. Результаты контроля  
оформляются актом, сведения заносятся в технический паспорт, с приложением всех  
документов, подтверждающих качество изделий и выполненных работ.

104. Изделия и материалы, на которые истекли сроки применения, могут быть переданы  
в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания, экспертизы и  
других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

Трубопроводная арматура, независимо от заводских испытаний и гарантийного срока,  
перед выдачей в монтаж подлежит испытанию на прочность и герметичность.

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

106. Ямы и траншеи, вырытые для проведения монтажных работ внутри обвалования, по  
окончании этих работ должны быть засыпаны и спланированы. При длительных перерывах в  
работах должны устраиваться временные ограждения.

107. В процессе строительно-монтажных работ осуществляется контроль:

качества строительных работ;

качество монтажа оборудования, продуктопроводов, паропроводов и конденсатопроводов  
сетей водопровода, канализации и теплоснабжения, кабельных и других коммуникаций;

глубины заложения подземных сооружений, резервуаров и трубопроводов;

высоты прокладки подземных трубопроводов;

допустимых радиусов изгиба трубопровода в горизонтальной и вертикальной  
плоскостях;

авторский надзор.

108. Монтаж, наладку, испытание насосных агрегатов следует производить согласно  
проекта и указаний заводов-изготовителей.

109. После завершения строительно-монтажных работ не допускается оставлять  
неубранные конструкции, оборудование и незасыпанные участки траншей и ям.

## **6. Приемка оборудования в эксплуатацию**

110. Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после внешнего осмотра, испытаний  
резервуаров с установленным на них оборудованием на плотность и герметичность, и оценки  
соответствия представленной документации требованиям проектной документации.

Места расположения резервуаров на время проведения испытания ограждаются  
предупредительными знаками, и пребывание около них людей не допускается.

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

112. При приемке из монтажа резервуаров с металлическими или синтетическими  
понтонными проверятся:

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

состояние швов и материалов ковра (непровары, разрывы, трещины, посторонние  
включения, расслоения и вздутия не допускаются);

состояние коробов, поплавков;

наличие крепления заземления;

крепление секций затвора с кольцом жесткости;

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

наличие защиты от статического электричества;

работоспособность конструкции затвора;

работоспособность дренажных устройств;

работоспособность уровнемера, пробоотборника.

113. Если при изготовлении или монтаже понтона были допущены отступления от проекта или рекомендаций организации-разработчика, приемка производится в присутствии представителя организации-разработчика.

114. Гидравлические испытания резервуаров с понтонами проводят до установки уплотняющих затворов. При этом в резервуарах с плавающими крышами наблюдают за работой подвижной лестницы, дренажного устройства и другого оборудования. Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную. Движение понтона должно быть плавное, без заеданий, рывков, шума и попадания жидкости на поверхность понтона.

115. Испытание резервуаров на герметичность должно проводиться заполнением их водой до высоты, предусмотренной проектной документацией.

116. Обнаруженные при внешнем осмотре дефекты устраняются до проведения испытаний элементов резервуара на герметичность. Дефекты устраняются посредством вырубки и выплавки соответствующих участков швов с последующей сваркой.

Подчеканка сварных соединений не допускается.

117. Герметичность всех сварных швов днища резервуара проверяют вакуумным методом.

Вертикальные сварные швы стенки резервуара проверяются рентгено- или гамма-просвечиванием, ультразвуковой дефектоскопией, магнитографическим или другими физическими методами в соответствии с ГОСТ 3242-79.

При неудовлетворительных результатах испытаний резервуаров обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены.

О проведении испытаний резервуаров составляют акты по каждому испытанию.

Сведения по результатам испытаний заносятся в паспорт.

118. При визуальном осмотре трубопровода проверяются: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке.

119. При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод отсоединяется от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода допускается в обоснованных проектом случаях.

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

121. Места расположения заглушек на время проведения испытания отмечаются предупредительными знаками, и пребывание около них людей не допускается.

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

123. Испытание на прочность и плотность трубопроводов с условным давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) проводится гидравлическим или пневматическим способом. Трубопроводы менее 20 м, работающие без избыточного давления, испытаниям не подвергаются.

124. Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях:

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

при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

если применение жидкости (воды) недопустимо по иным причинам.

125. Гидравлическое испытание трубопроводов производится преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний применяется вода с температурой не ниже +5 °С и не выше +40 °С.

Если гидравлическое испытание производится при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С, принимаются меры против замерзания воды и обеспечивается надежное опорожнение трубопровода.

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

126. Величина пробного давления на прочность устанавливается проектной документацией и должна составлять:

[ Q ] 20

1,25 P -----, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>),

[ Q ] 1

где P - расчетное давление трубопровода, МПа;

[ Q ] 20 - допускаемое напряжение для материала трубопровода при температуре окружающего воздуха + 20 °С;

[ Q ] 1 - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной, положительной расчетной температуре.

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

127. Арматура подвергается гидравлическому испытанию пробным давлением после



изготовления или ремонта.

128. При заполнении трубопровода водой воздух удаляется полностью. Давление в испытываемом трубопроводе повышается плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в проектной документации.

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

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

После достижения испытательного давления трубопровод отключается от пресса или насоса.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность).

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод.

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

131. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

132. При неудовлетворительных результатах испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены.

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

133. О проведении испытаний трубопроводов составляют соответствующий акт.

134. Трубопроводы промываются или продуваются в соответствии с указаниями проекта организации работ.

Промывка осуществляется водой, маслом, химическими реагентами и другими допустимыми по технологии веществами.

Продувка осуществляется сжатым воздухом, паром или инертным газом.

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

136. Трубопроводы, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительно пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

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

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

138. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением, равным рабочему.

139. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов и указываться в проектной документации для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

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

140. После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляется соответствующий акт сведения заносятся в паспорт.

## **7. Эксплуатация нефтебаз, автозаправочных станций**

### **7.1 Общие требования**

141. Эксплуатация нефтебаз и автозаправочных станций осуществляется с выполнением требований промышленной, экологической безопасности.

142. Безопасная эксплуатация нефтебаз достигается:

допуском к применению технических устройств, материалов в соответствии с требованиями установленным законодательством по промышленной безопасности ;

осуществлением технических и организационных мер обеспечивающих безопасную эксплуатацию нефтебаз, автозаправочных станций: рациональным размещением сооружений и обустройством прилегающей территории, технических устройств и организации рабочих мест;

применением надежно действующих, поверяемых и проверяемых средств измерений и автоматизации, устройств противоаварийной защиты, средств получения, переработки и передачи информации пожарной безопасности и электробезопасности;

применением быстродействующей герметичной запорной и регулирующей арматуры и средств локализации опасных и вредных производственных факторов;

соответствующей квалификацией работников, проверкой их знаний и навыков безопасного выполнения работ;

применением средств защиты работников.

143. Эксплуатация автозаправочных станций осуществляется в соответствии с Правилами технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных станций, утвержденных

Госгортехнадзором Республики Казахстан от 25 октября 1996 года.

Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента на нефтебазах и автозаправочных станциях в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления и приборы), а также при нагрузках и давлениях выше паспортных не допускается.

144. При пуске в работу или остановке оборудования, аппаратов, участков трубопроводов, должны предусматриваться меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки).

145. На грузоподъемных машинах и механизмах, паровых котлах, сосудах, работающих под давлением, должны быть обозначены их предельная грузоподъемность, давление, температура и сроки следующего технического освидетельствования.

146. Лебедки, краны и другие грузоподъемные механизмы должны иметь ограничители допускаемой грузоподъемности, тормозные устройства и фиксаторы, не допускающие самопроизвольного движения груза и самого механизма.

### **7.2 Эксплуатация резервуарных парков и отдельных резервуаров**

147. Каждый эксплуатирующийся резервуар должен:

соответствовать проекту, иметь паспорт, содержащий следующие сведения: тип резервуара, номер резервуара по технологической схеме, фактическую высоту резервуара до врезки пенокамеры, базовую высоту резервуара, пропускную способность механического клапана, пропускную способность гидравлического клапана, тип и количество дыхательных клапанов;

иметь тип и количество огневых предохранителей;

иметь порядковый номер, четко написанный на корпусе согласно технологической схеме резервуарного парка; номер заглубленного резервуара должен быть указан на специально установленной табличке.

Не допускается эксплуатация резервуаров, давших осадку, имеющих негерметичность, а также с неисправностями оборудования.

148. Дыхательная арматура должна быть отрегулирована на проектное давление, а правильность ее работы должна проверяться в соответствии с указаниями по эксплуатации. В зимний период года дыхательные клапаны должны очищаться от инея не реже чем в 4 дня.

149. Проведение временных огневых работ на действующих резервуарах без применения мер, исключающих возникновение пожара (взрыва), не допускается.

150. Резервуары и арматура должны подвергаться техническому осмотру в следующие сроки:

дыхательный клапан – не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха;

предохранительный гидравлический клапан – не реже двух раз в месяц в теплое время года и не реже одного раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха;

огневой предохранитель – при положительной температуре воздуха – один раз в месяц, а при отрицательной – один раз в 10 дней;

вентиляционный патрубок – один раз в месяц;

пенокамеры и пеногенераторы – один раз в месяц;

прибор для измерения уровня и отбора средней пробы, ограничитель уровня – не реже одного раза в месяц;

приемо-раздаточные патрубки – каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц;

перепускное устройство на приемо-раздаточном патрубке – каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц;

задвижки (запорные) – каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц;

люк замерный, люк световой – при каждом пользовании, но не реже одного раза в месяц (люки световые без вскрытия);

сифонный кран – каждый раз при приеме-отпуске, но не реже двух раз в месяц.

151. Результаты осмотра и устраненные неисправности оборудования и арматуры резервуаров заносят в журнал.

Металлические резервуары периодически зачищаются:

не менее двух раз в год – для реактивного топлива, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов;

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

не менее одного раза в два года – для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельного топлива, парафинов и других аналогичных им по свойствам нефтепродуктов.

152. Зачистку резервуаров от остатков нефтепродуктов следует производить механизированным способом с применением специальных средств и устройств, которые должны отвечать требованиям противопожарной безопасности.

### **7.3 Эксплуатация трубопроводов**

153. Трубопроводы должны подвергаться периодической ревизии. Сроки проведения ревизии устанавливает технический руководитель в зависимости от скорости их износа, опыта эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизий, но не реже одного раза в три года для трубопроводов, транспортирующих нефтепродукты, и не реже одного раза в шесть лет для остальных.

154. При ревизии трубопроводов производят наружный и внутренний осмотр.

При наружном осмотре проверяют: состояние сварных швов и фланцевых соединений, включая крепеж; герметичность всех соединений; состояние опорных конструкций фундаментов и подвесок; правильность работы подвижных опор; состояние и работу компенсирующих

устройств; состояние дренажных устройств, арматуры.

При внутреннем осмотре проверяют: наличие коррозии, трещин; уменьшение толщины стенок труб и деталей трубопроводов, прокладок, сварных швов фланцев, арматуры, сопрягающихся поверхностей фланцев и арматуры.

Трубопровод демонтируют путем разборки или вырезки участка, подлежащего осмотру.

Результаты осмотра оформляют актом. Все обнаруженные дефекты должны быть устранены.

155. На трубопроводы, по которым транспортируются легко воспламеняющиеся жидкости (бензин, керосин) должны быть составлены паспорта, в которых отражаются даты и данные о проведенных ревизиях и ремонте.

#### **7.4 Эксплуатация насосных станций**

156. Насос и двигатель, включая редуктор, считаются одним агрегатом. Каждый агрегат насосной должен иметь порядковый номер. На двигателе, насосе и редукторе наносят стрелки, указывающие направление вращения, а на пусковом устройстве – надписи "Пуск" и "Стоп".

157. На каждый насосный агрегат необходимо иметь формуляр, в который заносят данные учета его работы, объем производимого ремонта. Формуляр заполняет работник, ответственный за эксплуатацию насосных агрегатов.

158. Не допускается загромождать проходы между агрегатами материалами, оборудованием или другими предметами.

159. Техническое обследование и ремонт насосных агрегатов необходимо проводить по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, с оформлением наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности.

160. В помещении насосной по перекачке легко воспламеняющихся нефтепродуктов периодически согласно графику необходимо производить анализ воздушной среды для определения наличия опасной концентрации паров нефтепродуктов. Анализ воздушной среды производится так же перед началом ремонтных работ.

#### **7.5 Эксплуатация железнодорожных эстакад и подъездных путей**

161. На железнодорожных подъездных путях нефтебазы, примыкающих к электрифицированным железным дорогам, должны устанавливаться два изолирующих стыка: первый – за пределами фронта слива, второй – у стрелки тупика.

162. Не допускается использовать железнодорожный путь со сливно-наливной эстакадой для сквозного проезда локомотива.

163. Эстакады, наливные стояки необходимо оборудовать площадками, переходными мостиками, обеспечивающими безопасность работы обслуживающему персоналу при сливе-наливе цистерн.

164. На железнодорожной эстакаде для светлых нефтепродуктов перекидные мостки должны иметь деревянные или резиновые подушки с потайными болтами для опоры на цистернах.

165. Подъемные механизмы сливно-наливных устройств снабжаются предохранительными приспособлениями, исключающими самопроизвольное вращение механизмов.

Сливные стояки следует поворачивать поворотным механизмом. Допускается применение троса, тяги, прикрепленных к верхней части стояка. Не допускается использовать для этой цели сливно-наливной рукав или трубу.

166. По обе стороны от сливно-наливных устройств или отдельно стоящих стояков (на расстоянии одного четырехосного вагона) должны быть установлены сигнальные знаки "Остановка локомотива" – не допускается заход за них локомотивов.

167. В целях недопущения попадания атмосферных осадков и пыли при наливке в цистерны авиационных масел, топлив для реактивных двигателей и авиационных бензинов железнодорожные эстакады должны быть оборудованы навесами или крышами.

168. Для освещения фронта слива-налива применяются прожекторы, а также стационарные светильники повышенной надежности против взрыва.

#### **7.6 Эксплуатация технических устройств отпуска нефтепродуктов в автоцистерны и тару**

169. В зависимости от типа и объема отпуска отдельных марок (сортов) нефтепродукта рабочие места (островки) должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

170. В зависимости от объема налива на наливном пункте применяются наливные стояки с ручным управлением, установки автоматизированного налива с местным или дистанционным управлением от операторной.

171. Управление наливом автоцистерн при помощи автоматизированных систем должны выполнять операторы, прошедшие специальное обучение.

172. Автоэстакады, автостоянки, а также автоматизированные станции налива необходимо содержать в исправности, обнаруженные утечки нефтепродуктов немедленно устранять. Неисправные устройства эксплуатировать не допускается.

173. На участках отпуска нефтепродуктов должен быть предусмотрен запас песка и средства для ликвидации случайных разливов нефтепродуктов и зачистки загрязненных мест.

При получении нефтепродуктов необходимо соблюдать строгий порядок и очередность. Место погрузки каждого автомобиля указывается операторами нефтебазы.

#### **7.7 Требования безопасности к эксплуатации пирсов, причалов и причальных сооружений**

174. Для швартовки нефтеналивных судов на нефтебазах должны быть специальные причальные сооружения с гарантированными глубинами на подходах.

175. Необходимая глубина воды у пирсов и причалов зависит от предельной осадки наиболее глубоко сидящего судна, гарантированного запаса глубины под днищем судна с

учетом дифферента, связанного с его разгрузкой и погрузкой.

176. Водные проходы к пирсам и причалам нефтебаз должны обеспечивать безопасность и беспрепятственный проход судов в течение всей навигации. В случае невозможности обеспечения гарантирования габаритов судовых ходов, они определяются на каждый день фактическим состоянием подхода.

177. Водные подходы к нефтебазам должны периодически зачищаться. Поддержание установленных габаритов судовых ходов, содержание в порядке водных путей, путевых сооружений, знаков судоходной обстановки возлагается на органы водного транспорта.

#### **7.8 Требования безопасности к вентиляции**

178. Производственные помещения на нефтебазах должны быть оборудованы вентиляцией, обеспечивающей в зоне пребывания работников состояние воздушной среды, соответствующее требованиям ГОСТ 12.1.005-88.

179. При нормировании параметров воздушной среды в помещениях следует исходить из диапазона допустимых параметров температур, относительной влажности, скорости движения воздуха согласно ГОСТ 12.1.005-88.

180. До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки должны быть испытаны и отрегулированы; при отсутствии заводского паспорта на них должны быть составлены технические паспорта (формуляры).

181. Перед предпусковыми испытаниями вентиляционных установок необходимо проверить:

правильность установки вентиляционного оборудования, изготовления и монтажа воздухопроводов, каналов, вентиляционных камер, шахт и других устройств, соответствие их проекту;

надежность крепления вентиляционного оборудования, воздухоотводов и других элементов;

наличие приспособлений, фиксирующих положение дросселирующих устройств и удобство управления этими устройствами;

выполнение предусмотренных проектом мероприятий по борьбе с шумом;

выполнение требований регламента;

выполнение специальных требований проекта.

Выявленные при проверке неисправности и недоделки в вентиляционных установках должны быть устранены к началу испытаний.

182. Системы водоснабжения на нефтебазах должны обеспечивать водой надлежащего качества и в необходимом количестве производственную, бытовую и противопожарную потребность в соответствии с требованиями СанПиН 3.01.067-97 "Питьевая вода".

#### **8. Требования безопасности к приему и отпуску нефтепродуктов**

183. Принимать и отпускать нефтепродукты нефтебазы должны только через специальные сливноналивные устройства:

железнодорожные цистерны - на специальных эстакадах, через отдельные стояки или сливные установки;

морские и речные суда - через причальные сооружения или беспричальным способом; автомобильные цистерны - на станциях налива, автоэстакадах, через отдельные стояки;

бочки, бидоны и другая тара - через разливные и расфасовочные пункты;

по отводам от магистральных нефтепродуктопроводов.

184. Перечень, упаковка и маркировка нефтепродуктов, допущенных к перевозке наливом и вагонах - цистернах, морских и речных судах, автомобильным транспортом, подготовка транспортных средств для налива и транспортирования должны соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84.

185. Слив и налив легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, должен быть герметизирован, способы отвода паров с наливаемого герметичного сосуда определяется проектной документацией.

186. Высоковязкие разогретые нефтепродукты следует наливать в железнодорожные цистерны, наливные суда, бункерные полувагоны, автобитумовозы, автогудронаторы при температурах, предусмотренных Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 февраля 2006 года N 43 "Об утверждении санитарно-эпидемиологических правил и норм по объектам железнодорожного транспорта и условиям перевозки грузов" зарегистрированным в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под N 4104.

187. Вязкие и высоковязкие нефтепродукты (масла, мазуты, эмульсолы и другие) следует загружать в железнодорожные цистерны с нижним сливным прибором, а также в суда, оборудованные средствами разогрева продукта.

188. Не допускается:

проводить сливноналивные операции судов на причалах, железнодорожных и автомобильных цистерн на эстакадах при грозе и скорости ветра 15 м/с и более;

выполнять работы (отбор проб, измерение уровня и др.) на резервуарах, железнодорожных и автомобильных цистернах и других конструкциях на высоте при грозе и скорости ветра 12,5 м/с и более.

189. Предельные значения температур наружного воздуха и силы ветра в данном климатическом районе, при которых приостанавливаются всякие работы на открытом воздухе, устанавливаются местным исполнительным органом города (района) по месту проведения работ.

190. Максимальная производительность наполнения (опорожнения) резервуаров не должна превышать величин, указанных в проекте.

Производительность наполнения (опорожнения) резервуаров с понтонами (плавающими



крышами) в соответствии с проектом должна быть такой, чтобы скорость подъема (опускания) понтона не превышала 6,0 м/час.

191. Разогреть застывшие нефтепродукты в железнодорожных цистернах, а также в сливоналивных устройствах можно только паром, горячей водой, нагретым нефтепродуктом (циркуляционный метод) или электронагревателями. Не допускается применять для этой цели открытый огонь (костры, жаровни, факелы, паяльные лампы).

Во время подогрева необходимо следить, чтобы при повышении температуры нефтепродукта не произошло его выброса из цистерны.

192. Не допускается использовать железнодорожные цистерны с легковоспламеняющимися жидкостями, находящиеся на железнодорожных путях, в качестве стационарных, складских (расходных) емкостей.

193. Нефтеналивные суда, прибывающие под слив-налив, по своей классификации, конструкции и оборудованию должны быть подготовленными к погрузке нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84.

194. По окончании приемки (сдачи) нефтепродуктов задвижки на распределительном трубопроводе пломбируются пломбами магистрального нефтепродуктопровода.

195. При последовательной перекачке нефтепродуктов в целях их минимального смешивания следует подбирать нефтепродукты, близкие по физико-химическим свойствам.

Температура бензинов при перекачке по магистральным нефтепродуктопроводам должна быть не выше 30 °С, керосинов и дизельного топлива – не выше 40 °С.

196. Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны производится через автоматизированные системы налива, автоэстакады и одиночные стояки.

197. Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны, прицепы и полуприцепы должны применяться специальные, в том числе автоматизированные устройства верхнего и нижнего налива, оборудованные счетно-дозировочными устройствами, насосным агрегатом, пультом дистанционного управления, устройствами для предотвращения перелива и герметизации процесса налива, а также автоматизированными системами измерения количества наливаемых нефтепродуктов в единицах массы (объема).

198. Налив нефтепродуктов в автоцистерны необходимо производить без разбрызгивания, под слой жидкости, что достигается опусканием наливных рукавов и труб до дна цистерны. Рукава на концах должны иметь наконечники, изготовленные из металла, исключающего возможность искрообразования при ударе, и быть заземлены.

199. В целях предотвращения загрязнения окружающей среды наливные устройства должны быть оборудованы приспособлением или оснащены емкостью для возможного слива остатка нефтепродуктов из наливных устройств после окончания операций налива.

#### **9. Требования безопасности к хранению нефтепродуктов**

200. Выбор резервуара должен быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, условий эксплуатации, с учетом максимального снижения потерь нефтепродукта от испарения с учетом: воспламеняемости, пожароопасности, взрывоопасности, испаряемости, летучести, токсичности.

Допустимые пределы воспламенения нефтепродуктов с воздухом и другие характеристики пожаро- и взрывоопасных свойств нефтепродуктов представлены в Приложении 1 к настоящему регламенту.

201. Необходимо обеспечивать максимальную герметизацию всех операций при сливе-наливке и хранении.

Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны нефтебазы и автозаправочной станции не должны превышать показателей представленных в Приложении 2 к настоящему регламенту.

202. Нефтепродукты каждого сорта или марки должны храниться в отдельных, предназначенных для них исправных резервуарах, с внутренней маслобензино- и паростойким защитным покрытием, удовлетворяющим требованиям электростатической искробезопасности.

203. Температура подогрева нефтепродуктов в резервуарах не должна превышать 90 °С и должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродуктов в закрытом тигле не менее, чем на 15 °С. За температурой подогрева нефтепродуктов должен быть установлен постоянный контроль с фиксированием результатов в журнале.

204. Для обеспечения сохранности качества нефтепродуктов при смене сорта чистота резервуара и готовность его к заполнению должны соответствовать ГОСТ 1510-84.

205. Хранение нефтепродуктов в таре осуществляют в специально оборудованных складских зданиях, под навесом и на открытых площадках. Способ хранения принимают в зависимости от климатических условий, физико-химических свойств хранимых нефтепродуктов, вида тары.

Хранение легковоспламеняющихся нефтепродуктов, а также нефтепродуктов в деревянной таре на открытых площадках не допускается.

206. Горючие нефтепродукты в таре допускается хранить в одноэтажных подземных сооружениях. На предприятиях с общим объемом резервуаров до 20000 м<sup>3</sup> включительно допускается хранить нефтепродукты с температурой вспышки выше 120 °С в количестве до 60 м<sup>3</sup> в подземных сооружениях из стораемых материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройства пола из нестораемых материалов.

207. Площадки (открытые и под навесами) для хранения нефтепродуктов в таре должны быть с твердым грунтом и уклоном для стока воды. По периметру площадок должно предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая стенка из негорючих материалов высотой 0,5 м, а в местах прохода или проезда на площадку – пандусы.

208. Вязкие нефтепродукты подогревают в железнодорожных цистернах при сливе и в

резервуарах при наливке до температуры, при которой обеспечиваются минимальные затраты на подогрев и перекачку. Выбор исходных данных для определения оптимальной температуры подогрева зависит от конкретных условий слива-налива, температуры нефтепродукта и окружающей среды, от свойств нефтепродукта.

209. При самотечном сливе-наливке нефтепродуктов оптимальная температура подогрева определяется исходя из условий обеспечения слива-налива железнодорожных и автомобильных цистерн, судов в установленные сроки.

#### **10. Требования безопасности при консервации и ликвидации нефтебазы или автозаправочной станции**

210. Консервация и ликвидация нефтебазы, автозаправочной станции производятся на основании проекта. Работы по консервации и ликвидации производятся в соответствии с планами, обеспечивающими выполнение проектных решений по обеспечению промышленной безопасности и охране окружающей среды.

211. При консервации и ликвидации должны предусматриваться меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т.д.), а также пробок в результате гидратообразования или замерзания жидкостей.

212. В случае, когда длительность консервации опасного производственного объекта превысила или может превысить сроки, предусмотренные проектом, и возникла или может возникнуть угроза причинения вреда имуществу, жизни или здоровью населения, окружающей среде, должны быть разработаны и реализованы дополнительные меры безопасности, уменьшающие риск аварий.

#### **11. Оценка соответствия**

213. Оценка соответствия нефтебазы автозаправочной станции регламенту проводится на этапах:

приемки в эксплуатацию зданий, сооружений и прилегающих территорий;

допуска к эксплуатации производимых в Республике Казахстан и ввозимых на ее территорию технических устройств, материалов в соответствии с законодательством Республики Казахстан ;

эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.

214. Оценка соответствия зданий, сооружений и прилегающих территорий нефтебазы, автозаправочной станции и приемка в эксплуатацию проводится после проверки соответствия их проектной документации комиссией, созданной в установленном законодательством Республики Казахстан порядке.

215. Оценка воздействия на окружающую среду осуществляется в порядке, установленном в Экологическом кодексе Республики Казахстан от 9 января 2007 года, физическими и юридическими лицами, получившими лицензию на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды.

216. Оценка готовности персонала и аварийно-спасательных служб эксплуатирующей нефтебазы и/или автозаправочной станции к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии осуществляется в установленном законодательством о промышленной безопасности порядке .

217. Оценка соблюдения требований регламента в области пожарной и противопожарной безопасности осуществляется в установленном законодательством о пожарной безопасности порядке .

218. Оценка соответствия соблюдения требований технического регламента в области электроэнергетики осуществляется в установленном законодательством об электроэнергетике порядке уполномоченным органом.

219. Оценка соответствия в области технического регулирования, осуществляется в установленном законодательством о техническом регулировании порядке.

#### **12. Презумпция соответствия техническому регламенту**

220. Нефтебазы и автозаправочные станции, процессы их жизненного цикла соответствующие гармонизированным стандартам, указанным в регламенте считаются соответствующими требованиям настоящего технического регламента.

#### **13. Перечень гармонизированных стандартов**

221. Перечень гармонизированных стандартов утверждается уполномоченным органом по согласованию с компетентным органом в нефтегазовой отрасли.

ГОСТ 9.602-89 "ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии";

ГОСТ 12.1.005-88 "ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны";

ГОСТ 17.0.0.04-90 "Охрана природы. Экологический паспорт промышленного предприятия. Основные положения";

ГОСТ 356-80 "Давления условные, пробные и рабочие";

ГОСТ 1510-84 "Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение";

ГОСТ 3242-79 "Соединения сварные. Методы контроля качества";

ГОСТ 7512-82 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод";

ГОСТ 14782-86 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые";

ГОСТ 18442-80 "Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования";

ГОСТ 21105-87 "Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод";

ГОСТ 23055-78 "Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля";

ГОСТ 25225-82 "Контроль неразрушающий. Швы сварных трубопроводов.

Магнитографический метод";

СНиП РК 2.01-19-2004 "Защита строительных конструкций от коррозии";

СН РК 2.02-14-2002 "Нормы технологического проектирования малометражных отопительных котлов на газообразном и жидком топливе. Противопожарные требования";

СНиП 2.04.05-2002 "Естественное и искусственное освещение";

СНиП 2.09.02-85 "Производственные здания";

СНиП 2.11.03-93 "Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы";

СНиП РК 4.01.02-2001 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения";

СНиП РК 4.01.41-2006 "Внутренний водопровод и канализация зданий";

СНиП РК 4.02-42-2006 "Отопление, вентиляция и кондиционирование";

СНиП РК 4.04-10-2002 "Электротехнические устройства";

СНиП РК 5.03-37-2005 "Несущие и ограждающие конструкции";

СН РК 2.02-11-2002 "Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре";

СН РК 3.02-15-2003 "Склады нефти и нефтепродуктов";

СН 4.01-15-2001 "Нормы технологического проектирования автозаправочных станций блочно-контейнерного типа";

СанПин 3.01.067-97 "Питьевая вода";

ППБС-01-94 "Правила пожарной безопасности при строительно-монтажных и огневых работах";

ППБ РК 08-2006 "Правила пожарной безопасности в РК, утверждены Приказом Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 08.02.2006 г. N 35";

ППБС РК 10-98 "Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности";

"Правила технической эксплуатации стационарных, контейнерных и передвижных станций", утверждены Госгортехнадзором РК от 25 октября 1996 г.;

ПУЭ-2003 "Правила устройства электроустановок".

#### 14. Сроки и условия введения в действие

222. Настоящий технический регламент вводится в действие по истечении шести месяцев со дня первого официального опубликования.

Приложение 1

к Техническому регламенту

"Требования к безопасности нефтебаз и автозаправочных станций"

#### Характеристика пожаро- и взрывоопасных свойств нефтепродуктов

Вещество	Температура, 0 С		Предел воспламенения с воздухом			
	вспышки	само-воспла-менения	темпера-турный, 0 С		концентра-ционный, % (по объему)	
			ниж-ний	верх-ний	ниж-ний	верх-ний
Бензины:						
авиационный В-70	-34	300	-34	-4	0,79	5,16
авиационный В-91/115	-38	435	-38	-4	-	-
авиационный В-100/130	-34	474	-34	-4	0,98	5,46
автомобильный А-72	-36	300	-36	-7	0,79	5,16
Дизельное топливо:						
арктическое	64	330	57	105	-	-
зимнее	48	240	69	119	-	-
летнее	71	310	62	100	-	-
Керосин:						
осветительный	57	216	35	75	1,40	7,5
тракторный	27	250	27	69	1,40	7,5
Мазут:						
флотский	158	390	106	133	-	-

топочный 100	145	420	143	170	-	-
топочный 40	140	380	138	145	-	-
Топлива:						
Т-1	30	220	25	65	1,4	7,5
ТС-1	28	220	20	57	1,2	7,1
Уайт-спирит	33-36	227	33	68	-	-

Приложение 2

к Техническому регламенту  
"Требования к безопасности  
нефтебаз и автозаправочных  
станций"

**Предельно допустимые концентрации вредных  
веществ в воздухе рабочей зоны нефтебазы  
и автозаправочной станции**

Вещества (пары и газы)	Предельно допустимые концентрации, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Бензин (растворитель, топливный)	100	IV
Бензол*	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Дизельное топливо (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные*	5	III
Нефть*	10	III
Сероводород в смеси с углеводородами С 1 -С 4	3	III
Сероводород	10	II
Тетраэтилсвинец*	0,005	I
Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV

**Примечание:** \* вещества опасны также при попадании на кожу. Превышение предельно допустимых концентраций запрещается.