

## РАЗДЕЛ ВОСЬМОЙ

### ПРАВОВЫЕ АКТЫ НАЦИОНАЛЬНОГО БАНКА, МИНИСТЕРСТВ, ИНЫХ РЕСПУБЛИКАНСКИХ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
30 сентября 2004 г. № 31

#### **8/11548** Об утверждении Правил технической эксплуатации (07.10.2004) складов нефтепродуктов

На основании Закона Республики Беларусь от 10 января 2000 года «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемые Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов.
2. Не применять на территории Республики Беларусь Правила технической эксплуатации нефтебаз, утвержденные заместителем Председателя Госкомнефтепродукта СССР 28 декабря 1984 года.
3. Настоящее постановление вступает в силу с 1 ноября 2004 г.

Министр

В.П.Астапов

СОГЛАСОВАНО

Министр труда и  
социальной защиты  
Республики Беларусь  
А.П.Морова  
27.09.2004

УТВЕРЖДЕНО

Постановление  
Министерства по  
чрезвычайным ситуациям  
Республики Беларусь  
30.09.2004 № 31

#### **ПРАВИЛА** технической эксплуатации складов нефтепродуктов

##### РАЗДЕЛ I ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Правила технической эксплуатации складов нефтепродуктов (далее – Правила) устанавливают требования к сооружениям и оборудованию складов хранения нефтепродуктов (далее – склады нефтепродуктов), их эксплуатации, порядку приема, хранения, отпуска нефтепродуктов, основным положениям метрологического обеспечения, экологической и промышленной безопасности, охраны труда.

2. Термины и определения, применяемые в настоящих Правилах, соответствуют Строительным нормам Республики Беларусь СНБ 3.02.01-98 «Склады нефти и нефтепродуктов», утвержденным приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 23 июня 1998 г. № 229 (зарегистрированы Главным управлением строительной науки и нормативов Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь 24 июня 1998 г. № 66) (далее – СНБ 3.02.01-98), приведены согласно приложению 1.

3. Склад нефтепродуктов должен соответствовать проекту, разработанному согласно требованиям нормативных правовых актов и утвержденному в установленном порядке.

4. Склад нефтепродуктов должен иметь технический паспорт, содержащий показатели его деятельности, перечень и краткую характеристику сооружений и оборудования. За достоверность технических сведений паспорта и своевременное внесение в него изменений несет ответственность руководитель организации. Паспорт является документом строгого учета и подлежит хранению в соответствии с инструкцией по делопроизводству.

5. При эксплуатации, проектировании и строительстве (реконструкции) складов нефтепродуктов и их отдельных объектов и сооружений необходимо соблюдать требования СНБ 3.02.01-98, Правил пожарной безопасности Республики Беларусь для объектов хранения, транспортирования и отпуска нефтепродуктов. ППБ 2.11-2001, утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 16 января 2002 г. № 4 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2002 г., № 24, 8/7762) (далее – ППБ 2.11-2001), настоящих Правил, норм технологического проектирования, строительных норм и правил и других нормативных правовых актов.

6. Территория склада нефтепродуктов разделяется по функциональному использованию на зоны и участки с учетом технологических связей, грузооборота и видов транспортных средств, санитарно-гигиенических, экологических, противопожарных требований.

Примерный перечень зон, участков и состав размещаемых в них зданий, сооружений и других объектов в соответствии с СНБ 3.02.01-98 приведены согласно приложению 2.

7. Пропуск персонала и других лиц, а также транспортных средств на территорию склада нефтепродуктов осуществляется в соответствии с инструкцией о пропускном режиме, утвержденной руководителем организации.

8. При эксплуатации складов нефтепродуктов должны обеспечиваться:

- механизация и автоматизация технологических процессов;
- разработка и внедрение в производство организационных, технических и санитарно-гигиенических мероприятий, предотвращающих воздействие вредных производственных факторов на работников;
- промышленная безопасность;
- единство измерений и требуемой точности измерения при выполнении операций приема, хранения и отпуска нефтепродуктов;
- охрана труда работников;
- экологическая безопасность;
- обучение работников с учетом достижений и прогрессивных методов и приемов организации труда.

9. Настоящие Правила распространяются на все действующие, проектируемые и реконструируемые склады нефтепродуктов, расположенные на территории Республики Беларусь, по вместимости согласно требованиям СНБ 3.02.01-98, за исключением складов нефтепродуктов в составе химических и нефтеперерабатывающих производств.

Действующие склады нефтепродуктов в части выполнения требований, связанных с изменением строительного проекта (планировочные решения, оснащение оборудованием, устройствами и др.), должны быть при реконструкции или капитальном ремонте приведены в соответствие с требованиями настоящих Правил.

10. Требования настоящих Правил обязательны для выполнения юридическими и физическими лицами при эксплуатации складов нефтепродуктов на территории Республики Беларусь.

11. Руководители, другие должностные лица и иной персонал склада нефтепродуктов несут персональную ответственность за невыполнение требований настоящих Правил и других нормативных правовых актов в пределах возложенных на них обязанностей.

12. Нарушение требований настоящих Правил влечет ответственность в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

## РАЗДЕЛ II ПРИЕМ И ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ

### ГЛАВА I ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

13. При организации работ на складах нефтепродуктов необходимо учитывать специфические свойства нефтепродуктов: токсичность, испаряемость, пожароопасность, взрывоопасность. При перекачках, сливе-наливе нефтепродуктов необходимо учитывать способность нефтепродуктов накапливать статическое электричество и технологические операции проводить с соблюдением мер безопасности. Свойства нефтепродуктов и их характеристики приведены согласно приложению 3.

14. Технология приема и отпуска нефтепродуктов на складах нефтепродуктов зависит от вида транспортных средств, интенсивности сливноналивных операций и физико-химических свойств нефтепродуктов.

15. Нефтепродукты транспортируются специальным железнодорожным, автомобильным и трубопроводным транспортом в соответствии с действующими на каждом виде транспорта правилами, утвержденными в установленном порядке.

16. Принимать и отпускать нефтепродукты необходимо только через специальные сливноналивные устройства:

в железнодорожные цистерны – на специальных эстакадах, через отдельные наливные стояки и сливные устройства;

в автомобильные цистерны (далее – автоцистерны) – на станциях налива, автомобильных эстакадах, через отдельные наливные стояки;

в бочки, бидоны и другую тару – через разливочные и расфасовочные устройства;

по отводам от магистральных трубопроводов с обеспечением точности измерений при выполнении операций приема и отпуска.

17. Перечень, упаковка и маркировка нефтепродуктов, допущенных к перевозке наливом в вагонах-цистернах, автомобильным транспортом, подготовка транспортных средств для налива и транспортирования должны соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение» (далее – ГОСТ 1510-84).

18. Операции по сливу или наливу нефтепродуктов необходимо производить на отдельных сливноналивных устройствах во избежание смешивания сливаемого или наливаемого нефтепродукта с другими нефтепродуктами.

19. Для исключения причинения вреда окружающей среде, сохранения качества и количества нефтепродуктов, обеспечения безопасности процессов необходимо обеспечивать максимальную герметизацию всех операций при сливе-наливе и хранении нефтепродуктов.

20. На складах нефтепродуктов должна быть составлена технологическая схема, утвержденная руководителем организации, в которой указываются расположение, присвоенные номера и обозначения резервуаров для хранения нефтепродуктов (далее – резервуар), резервуарных парков, насосных установок, сливноналивных и раздаточных устройств, технологических трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, заглушек, продувочных кранов, компенсаторов и контрольно-измерительных приборов (далее – КИП).

К технологической схеме должны быть приложены таблицы управления задвижками при операциях перекачки нефтепродуктов.

21. Изменение действующих технологических схем должно производиться на основании проектной документации и доводиться до сведения обслуживающего персонала склада нефтепродуктов.

22. Перекачку нефтепродуктов на складе нефтепродуктов (сливноналивные операции, внутренние перекачки) разрешается проводить по указанию лица, на которое в соответствии с должностной инструкцией возложена ответственность за проведение этих операций.

23. Во время перекачки нефтепродукта при переключении с полного резервуара на свободный резервуар необходимо сначала открыть приемную задвижку свободного резервуара и убедиться в поступлении нефтепродукта, а потом закрыть приемную задвижку на отключаемом резервуаре.

24. При заполнении резервуара необходимо контролировать окончание налива, не допуская перелива нефтепродукта или подъема понтона выше верхнего крайнего положения.

25. Технологические операции по перекачке нефтепродуктов должны фиксироваться в журнале распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефтепродуктов по форме согласно приложению 4.

26. Работники, проводящие технологические операции по приему и отпуску нефтепродуктов, должны:

знать технологические схемы трубопроводных коммуникаций и руководствоваться данными, приведенными в технологических схемах;

знать размещение, устройство и порядок обслуживания сооружений, оборудования и трубопроводов;

проводить измерение и определение массы принимаемых, хранимых и отпускаемых нефтепродуктов;

обеспечивать сохранность качества и количества нефтепродуктов при их приеме и отпуске.

27. Запрещается проводить сливноналивные операции железнодорожных цистерн и автоцистерн на эстакадах при стихийных гидрометеорологических явлениях.

## ГЛАВА 2 ПРИЕМ И ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЦИСТЕРНЫ

28. Операции по приему (сливу) и отпуску (наливу) нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должны проводиться на подъездных железнодорожных путях, оборудованных специальными одно- и двусторонними эстакадами, наливными или сливными устройствами, грузовыми, зачистными и воздушно-вакуумными коллекторами, сборниками, промежуточными резервуарами, узлами учета нефтепродукта, средствами перемещения цистерн вдоль фронтов слива-налива и устройствами подогрева.

29. Под налив должны подаваться исправные, прошедшие в установленном порядке проверку в органах Комитета по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь (далее – Госстандарт) цистерны, предназначенные для перевозки определенного вида нефтепродуктов. Подготовку цистерн под налив нефтепродуктов производит железная дорога с соблюдением требований ГОСТ 1510-84 и типового технологического процесса подготовки цистерн.

Ремонт цистерн на территории сливноналивной эстакады запрещается.

30. В пунктах налива нефтепродуктов цистерны до подачи под налив осматривают приемщики грузоотправителя одновременно с работниками железной дороги на путях железнодорожной станции.

31. Перед наливом железнодорожных цистерн необходимо:

проверить техническое состояние лестниц, крепления перил, поручней, ограждений и настила рабочих площадок;

проверить отсутствие в цистернах посторонних предметов, нефтепродуктов и других жидкостей;

при наличии остатка нефтепродукта измерить количество, определить марку и соответствие наливаемому нефтепродукту;

проверить техническое состояние шарнира крышки люка, спецлаза люка или выступа крышки, наличие бензостойкой резиновой прокладки в спецлазе люка;

проверить техническое состояние накидных гаек, обеспечивающих герметичность закрытия крышки колпака;

установить наличие заглушки патрубка нижнего сливного прибора, прижимного винта или скобы заглушки и проверить их техническое состояние.

Все выявленные неисправности и недостатки необходимо оформить актом и цистерну вернуть для их устранения.

Прием под налив железнодорожных цистерн должен производиться после отметки о проведении их технического осмотра.

32. Маркировка, характеризующая транспортную опасность груза, грузовых единиц и транспортных средств при перевозке опасных грузов железнодорожным транспортом, производится в соответствии с ГОСТ 19433-88.

33. Налив нефтепродуктов в цистерны должен осуществляться, как правило, по закрытой бесшланговой системе автоматизированных шарнирно-сочлененных или телескопических устройств, оборудованных автоматическими ограничителями налива, обеспечивающими предотвращение перелива цистерн, а также устройствами для герметизации налива.

34. Освобождение от остатков нефтепродукта наливных устройств и коллекторов рекомендуется проводить с помощью дренажных трубопроводов и самовсасывающих насосов.

35. Перед наливом или сливом нефтепродуктов необходимо проверить положение и техническое состояние запорной арматуры на продуктовых коммуникациях, а также исправность всех сливноналивных устройств, плотность соединений телескопических труб или рукавов. Обнаруженные неисправности должны немедленно устраняться.

36. Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должен производиться под слой жидкости.

Длина наливного рукава с наконечником или трубы должна обеспечивать опускание в цистерну на расстояние не более 200 мм от нижнего образующего котла цистерны.

37. Во время налива нефтепродукта необходимо исключить попадание внутрь цистерны посторонних предметов и атмосферных осадков.

38. По окончании налива наливные устройства (рукава) должны выниматься из горловин люков цистерн только после стока из них нефтепродукта. После замера уровня нефтепродукта в цистерне крышка ее люка должна быть герметично закрыта. Крышку следует закрывать осторожно, без ударов.

39. Перед сливом нефтепродукта из цистерны необходимо совместно с представителем железной дороги проверить целостность пломб грузоотправителя и возможность доступа к нефтепродукту без нарушения пломб, проверить накладные и паспорта качества, отобрать пробы в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора



проб» (далее – ГОСТ 2517-85), измерить плотность и температуру нефтепродукта, уровень наполнения цистерны.

40. Слив нефтепродуктов должен производиться, как правило, закрытым (герметичным) способом через нижние сливные приборы цистерны и установки нижнего слива. Для слива нефтепродуктов с температурой вспышки свыше 120 °С и мазутов допускается использовать открытые сливные устройства межрельсовых или боковых коллекторов со съёмными крышками.

41. Допускается производить слив легковоспламеняющихся жидкостей (далее – ЛВЖ) через горловину цистерны.

При этом в целях сокращения потерь от испарения, снижения электризации нефтепродукта и уменьшения пенообразования при сливе длина нижнего звена сливного устройства должна обеспечивать его опускание в цистерну на расстояние не более 200 мм от корпуса цистерны в его нижней части.

42. Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн может осуществляться принудительным способом (при помощи насосов) или самотеком в приемные резервуары.

43. При самотечном сливе в заглубленные резервуары необходимо обеспечить одновременную откачку нефтепродукта из них в наземные резервуары.

Резервуары должны иметь вместимость не менее 75 % суммарной вместимости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки нефтепродукта из этих резервуаров должна составлять не менее 50 % производительности их заполнения. При этом резервуары должны иметь защиту от перелива.

44. Время слива-налива железнодорожных цистерн устанавливается договором организации, принимающей нефтепродукт, с региональным отделением железной дороги.

45. При необходимости разогрева вязких и застывающих нефтепродуктов время слива может быть увеличено в установленном порядке.

46. На двусторонних эстакадах при сливе-наливе ЛВЖ подача цистерны на второй путь запрещается до окончания сливоналивной операции.

47. Перемещение железнодорожных цистерн на эстакадах должно быть согласовано с оператором участка (цеха) слива-налива нефтепродуктов.

48. При подаче под слив цистерн с неисправными нижними сливными приборами получателю предоставляется дополнительное время для слива (выгрузки) нефтепродукта по согласованию с представителем железнодорожной станции.

49. Запрещается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью ломов, кувалд и других инструментов и приспособлений. В этом случае нефтепродукт должен сливаться только через горловину цистерны.

50. Слив нефтепродуктов из неисправных цистерн необходимо производить на устройствах для верхнего или нижнего слива. В обоснованных случаях разрешается сливные устройства для этих цистерн предусматривать непосредственно на сливоналивной эстакаде.

51. При верхнем сливе неисправных цистерн с маловязкими низкозастывающими и легко воспламеняющимися нефтепродуктами рекомендуется применять вакуумную систему слива.

52. В период, когда слив или налив нефтепродукта не производится, цистерны не должны быть подсоединены к сливным устройствам эстакады.

53. Лицам, не связанным со сливоналивными операциями, находиться в зоне слива и налива нефтепродуктов запрещается.

### ГЛАВА 3 ПРИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

54. Склады нефтепродуктов получают нефтепродукты по отводам магистральных трубопроводов (далее – отводы).

55. Отводы и находящийся в них нефтепродукт до входной задвижки потребителя принадлежат владельцу магистрального трубопровода.

56. Требования к организации и порядку приема-сдачи, учету нефтепродуктов, поступающих на склад нефтепродуктов по отводам, устанавливаются договорами и согласованными техническими документами владельцев магистральных трубопроводов и складов нефтепродуктов.

57. На рабочих местах товарных операторов магистрального трубопровода и склада нефтепродуктов должны быть:

- должностные инструкции товарных операторов;
- схема перекачки нефтепродукта от магистрального трубопровода на склад нефтепродуктов;
- градуировочные таблицы резервуаров, отводов и склада нефтепродуктов;
- акт разграничения зон обслуживания между магистральным трубопроводом и складом нефтепродуктов;
- технологическая схема отводов и склада нефтепродуктов;

технологическая карта перекачки нефтепродукта от магистрального трубопровода на склад нефтепродуктов;

инструкция взаимоотношений между товарными операторами магистрального трубопровода и склада нефтепродуктов.

Между товарными операторами должна быть установлена надежная двусторонняя связь.

58. Руководство магистрального трубопровода составляет и утверждает карту технологических режимов работы отводов, в которой указываются технологические схемы отводов и склада нефтепродуктов, производительность подачи нефтепродуктов по отводам, давление в характерных точках отводов, номинальная плотность и вязкость нефтепродуктов, порядок переключения резервуаров при приеме нефтепродукта.

59. Отводы должны быть оборудованы устройствами контроля за их техническим состоянием, а также средствами автоматизации и механизации, обеспечивающими редуцирование давления нефтепродукта, ручное, местное и дистанционное закрытие запорной арматуры с диспетчерского пункта магистрального трубопровода или склада нефтепродуктов в случае утечек нефтепродукта из трубопровода.

60. Трубопроводы на территории складов нефтепродуктов должны оборудоваться предохранительными клапанами. Сброс нефтепродуктов от этих клапанов следует предусматривать в специальные резервуары, объем и число которых определяются по нормам технологического проектирования.

61. Трубопроводы должны быть оборудованы устройствами контроля за их техническим состоянием, а также средствами автоматизации, обеспечивающими ручное, местное и дистанционное закрытие запорной арматуры с диспетчерского пункта магистрального трубопровода или склада нефтепродуктов в случае утечек нефтепродукта из трубопровода.

62. Отводы и трубопроводы на территории склада нефтепродуктов должны быть аттестованы в установленном порядке.

63. Руководство склада нефтепродуктов обязано сообщать руководству магистрального трубопровода об изменениях в своей технологической схеме.

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

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

65. Товарный оператор магистрального трубопровода должен работать совместно с товарным оператором склада нефтепродуктов при подготовке технологической схемы перекачки нефтепродукта, выполнении оперативных переключений, измерении уровней нефтепродукта в резервуарах. Товарные операторы должны соблюдать технологию перекачки нефтепродукта и контролировать давление в трубопроводах. При выполнении операций по перекачке нефтепродукта старшим является оператор склада нефтепродуктов.

66. По окончании приемки-сдачи нефтепродукта входные задвижки на отводе пломбируются пломбами владельца магистрального трубопровода.

#### ГЛАВА 4 ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ В АВТОЦИСТЕРНЫ И ТАРУ

67. Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны производится через автоматизированные системы налива (далее – АСН), автомобильные эстакады и одиночные стояки.

68. Для налива нефтепродуктов в автоцистерны, прицепы и полуприцепы должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего и нижнего налива, оборудованные счетными дозирующими устройствами, насосными агрегатами, пультами дистанционного управления.

69. Для уменьшения гидравлических ударов, предотвращения проявлений статического электричества и достижения более точной высоты уровня налива нефтепродуктов в автоцистерны наливное устройство, обеспечивающее снятие статического электричества, рекомендуется оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта с пониженной производительностью в начальной и завершающей стадиях налива.

70. Количество отпускаемого в автоцистерну нефтепродукта следует определять при помощи счетчиков жидкости или номинальной вместимости цистерн (по планку) или взвешиванием на автомобильных весах. Грузоподъемность автомобильных весов должна обеспечить взвешивание всех типов автоцистерн.

71. Используемые счетчики должны соответствовать условиям их применения по производительности, давлению и вязкости нефтепродуктов.

72. Автоцистерны, подаваемые под налив нефтепродуктов, должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации завода-изготовителя, Правил перевозки опасных грузов автомобильным транспортом по территории Республики Беларусь, утвержденных приказом Комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атом-

ной энергетике при Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 14 декабря 1999 г. № 140 (далее – Правила перевозки опасных грузов), ППБ 2.11-2001 и других технических нормативных правовых актов.

Пропуск и порядок движения автоцистерн на территории склада нефтепродуктов, а также налив нефтепродуктов в автоцистерны должны производиться с соблюдением требований Правил перевозки опасных грузов, ППБ 2.11-2001.

Налив нефтепродуктов в автоцистерну должно производить лицо, допущенное к выполнению погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами.

73. Технологические трубопроводы от резервуаров до наливных устройств должны быть разделены для каждой марки нефтепродукта.

74. Налив нефтепродуктов в автоцистерны производится с помощью АСН по инструкции, разработанной с учетом применяемого оборудования.

Техническая эксплуатация АСН осуществляется в соответствии с требованиями паспорта и инструкции завода – изготовителя АСН.

75. Автоцистерны, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефтепродукт, должны пломбироваться на складе нефтепродуктов. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции автоцистерны.

76. В целях предотвращения загрязнения окружающей среды наливные устройства должны иметь дренажную систему с каплеуловителем или другие приспособления для возможного слива остатка нефтепродуктов из наливных устройств после окончания операций налива.

77. Отпуск нефтепродуктов в тару (бочки, бидоны и тому подобное) следует производить в разливающих и раздаточных отделениях склада нефтепродуктов с обеспечением требуемой точности измерений.

78. Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных устройствами для автоматического отключения при повышении давления в трубопроводе.

79. Подключать раздаточные устройства к основным трубопроводам следует вне зданий и площадок разливающих, задвижки следует ставить на отпускных устройствах в месте присоединения их к основным трубопроводам.

80. При наливе нефтепродуктов в тару необходимо соблюдать следующие требования:

тара (бочки, бидоны и тому подобное) должна соответствовать стандартам или техническим условиям, иметь маркировку и обеспечивать сохранность и качество нефтепродуктов; непосредственно перед наливом необходимо убедиться в отсутствии в таре посторонних предметов;

металлофанерные и фанерные бидоны и барабаны, служащие для разовой перевозки нефтепродуктов, должны быть новыми и чистыми;

после налива нефтепродукта тара должна быть плотно закрыта.

81. Наливать ЛВЖ следует только в металлическую тару, пробки которой завинчиваются и отвинчиваются специальным, не дающим искр инструментом.

82. Допускается производить налив ЛВЖ в тару, установленную на специально оборудованных транспортных средствах, при условии выполнения следующих требований:

налив должен производиться специальными устройствами на площадках отпуска нефтепродуктов, имеющих твердое покрытие и расположенных не ближе чем в 30 м от резервуарных парков;

налив производится в тару, установленную в кузове только одного транспортного средства, в исключительных случаях – на двух транспортных средствах, если наливные устройства расположены друг от друга на расстоянии не ближе 15 м;

во время налива двигатель транспортного средства должен быть выключен;

наливать нефтепродукты необходимо при помощи топливораздаточного крана, который должен быть заземлен. Тару необходимо заполнять не более 95 % от ее объема;

после налива необходимо перекрыть кран у счетчиков, топливораздаточный кран убрать в специально предназначенное место, тару, залитую нефтепродуктом, закрыть пробками с прокладками.

83. На площадке отпуска нефтепродуктов должны быть трос или штанга для отбуксировки транспортного средства в случае его неисправности или пожара.

84. Обслуживающий персонал раздаточных отделений обязан:

знать технологические схемы и устройство оборудования, безошибочно выполнять операции отпуска нефтепродуктов потребителям;

следить за соблюдением движения транспортных средств согласно схеме движения;

выполнять требования обслуживания счетчиков, маслораздаточных и топливораздаточных колонок, специальных расфасовочных установок, линий затаривания в соответствии с паспортами и инструкциями по их эксплуатации.

85. За состоянием раздаточных кранов, патрубков, трубопроводов и другого оборудования разливочных и раздаточных отделений должен быть установлен постоянный контроль. Раздаточные краны должны легко открываться и закрываться и не давать течи. Все обнаруженные дефекты и неисправности необходимо немедленно устранять.

#### **ГЛАВА 5 ПЕРЕКАЧКА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ТРУБОПРОВОДАМ**

86. Технологические трубопроводы складов нефтепродуктов предназначены для выполнения основных и вспомогательных операций при приеме, хранении и отпуске нефтепродуктов (слив-налив, прием из магистральных трубопроводов, внутренняя перекачка, удаление отстоя, опорожнение и зачистка резервуаров), а также перекачки нефтепродукта из одного резервуара в другой при аварии.

87. Диаметры технологических трубопроводов устанавливаются проектом с учетом максимальной производительности перекачки нефтепродуктов и установленных норм времени слива-налива емкости транспортных средств.

88. Перекачка нефтепродуктов по технологическим трубопроводам, аттестованным в установленном порядке, должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84 и норм технологического проектирования складов нефтепродуктов.

89. При последовательной перекачке нефтепродуктов в целях их минимального смешения необходимо подбирать нефтепродукты, близкие по физико-химическим свойствам.

90. Перед перекачкой нефтепродуктов следует осматривать опоры технологических трубопроводов, их исправность и правильное положение труб во избежание их деформации, выявленные дефекты немедленно устранять. Компенсаторы, шарнирные соединения должны иметь свободное движение и обеспечивать герметичность.

91. При перекачке нефтепродуктов должно быть установлено наблюдение за давлением в трубопроводе. Нельзя допускать превышения давления, установленного для данного трубопровода.

92. Запрещается оставлять открытой запорную арматуру на неработающих трубопроводах. Выключенные из технологической схемы трубопроводы должны быть заглушены.

93. Во избежание гидравлического удара и аварии трубопровода задвижки, краны, вентили необходимо открывать и закрывать плавно.

94. После проведения оперативного переключения или осмотра арматуры и устройств, расположенных в колодцах, крышки колодцев необходимо закрыть.

### **РАЗДЕЛ III ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

#### **ГЛАВА 6 ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ**

95. При хранении нефтепродуктов в резервуарах необходимо выполнять требования ГОСТ 1510-84, ГОСТ 8.346-2000 «Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методы поверки» (далее – ГОСТ 8.346-2000), ГОСТ 8.570-2000 «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методы поверки» (далее – ГОСТ 8.570-2000).

Выбор резервуара должен быть обоснован технико-экономическими расчетами в зависимости от характеристик нефтепродукта, условий эксплуатации резервуара, с учетом максимального снижения потерь нефтепродукта от испарения при хранении.

96. Нефтепродукты каждого сорта или марки должны храниться в отдельных, предназначенных для них резервуарах.

97. Для хранения бензинов с целью сокращения потерь от испарения следует применять резервуары с защитными устройствами: понтонами, плавающими крышами, дисками-отражателями или оборудованные газовой обвязкой согласно проекту.

Не допускается хранить авиационные бензины в резервуарах, оборудованных плавающими крышами.

98. Резервуары должны иметь исправные запорные устройства и люки с прокладками, стойкими к нефтепродуктам и обеспечивающими герметичность.

99. Измерение 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 проектом и допущенных к использованию в установленном порядке.

100. Для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении в резервуарах необходимо:

- обеспечить полную герметизацию крыши резервуара;
- поддерживать давление в резервуаре, равное проектному;



осуществлять перекачку легкоиспаряющихся нефтепродуктов из резервуара в резервуар только при крайней необходимости;

максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов; окрашивать наружную поверхность резервуара светоотражающими светлыми эмалями и красками.

101. При хранении нефтепродуктов в резервуарах не допускается наличие подтоварной воды выше минимального уровня, обеспечиваемого конструкцией устройства для дренажа воды.

102. В осенний период до наступления отрицательных температур необходимо сливать подтоварную воду из резервуара, а сифонный кран промывать хранящимся нефтепродуктом и поворачивать в боковое положение.

103. Застывающие нефтепродукты должны храниться в резервуарах, оборудованных теплоизоляцией и средствами обогрева, обеспечивающими сохранение качества нефтепродуктов.

104. При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой (далее – ГУС) запрещается объединять ею резервуары с авиационными и автомобильными бензинами.

105. Для обеспечения эффективной работы ГУС необходимо:  
обеспечить синхронность процесса наполнения и опорожнения резервуаров по времени и производительности;

поддерживать герметичность системы;

регулярно осматривать и подтягивать фланцевые соединения, проверять исправность дыхательной арматуры резервуара;

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

в зимнее время утеплять дренажные устройства.

106. При необходимости вывода из эксплуатации резервуара, включенного в ГУС, или заполнения его нефтепродуктом другого сорта следует отключить его от газовой обвязки, закрыв задвижку на газопроводе.

107. При смене сортов нефтепродуктов подготовка к заполнению резервуаров должна быть проведена согласно требованиям ГОСТ 1510-84.

## ГЛАВА 7

### ПОДОГРЕВ ВЯЗКИХ И ЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

108. Подогрев вязких и застывающих нефтепродуктов производят при проведении технологических операций по приему, отпуску и регенерации нефтепродуктов с целью увеличения их текучести и уменьшения гидравлического сопротивления при перекачке.

109. При самотечном сливе-наливе нефтепродуктов оптимальная температура их подогрева определяется исходя из условий обеспечения слива-налива железнодорожных цистерн и автоцистерн в установленные сроки.

110. При принудительном сливе и наливе оптимальная температура подогрева выбирается исходя из условия обеспечения всасывания насоса и минимальных затрат на подогрев и перекачку нефтепродукта.

111. За оптимальную температуру подогрева нефтепродукта при наливе цистерны принимается такая температура, при которой слив его в пункте назначения возможен без подогрева.

112. При комбинированном способе подогрева оптимальной температурой подогрева считается такая, которая обеспечивает самотечное заполнение емкостей транспортных средств.

113. Вязкие нефтепродукты подогревают в железнодорожных цистернах и в резервуарах 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, а также от свойств нефтепродукта.

114. Температура подогрева темных нефтепродуктов при хранении, а также при проведении сливоналивных операций должна быть ниже температуры вспышки нефтепродукта в закрытом тигле не менее чем на 35 °С и не превышать 90 °С. Температура нефтепродукта при подогреве должна контролироваться и фиксироваться в журнале.

115. Во время подогрева необходимо следить, чтобы при повышении температуры нефтепродукта не произошел его выброс из цистерны.

116. Разогревать застывшие нефтепродукты в железнодорожных цистернах, а также в сливоналивных устройствах следует паром, горячей водой, нагретым нефтепродуктом (циркуляционный метод). Запрещается применять для этой цели открытый огонь (факелы, паяльные лампы и тому подобное).

117. Паровые змеевики необходимо включать в работу после погружения их в нефтепродукт на глубину не менее 500 мм от уровня жидкости до верхней кромки подогревателя.

118. Конструкции подогревателей нефтепродуктов различаются в зависимости от назначения и принципа действия. Рекомендуется использовать подогреватели следующих типов: стационарные и переносные; общие и местные; трубчатые, циркуляционного подогрева и другие.

119. Для подогрева вязких нефтепродуктов в вертикальных резервуарах необходимо использовать стандартные секционные трубчатые подогреватели, а в горизонтальных резервуарах – также змеевиковые подогреватели.

120. При нагреве нефтепродукта с помощью стационарных секционных пароподогревателей давление насыщенного пара не должно превышать 0,4 МПа, а с помощью переносных – 0,3 МПа.

121. В экстренных случаях при необходимости подогрева высоковязких нефтепродуктов (главным образом топочного мазута в железнодорожных цистернах) допускается их подогрев «острым паром». В этих случаях насыщенный водяной пар инжектируется через перфорированные трубы непосредственно в нефтепродукт и конденсируется, сообщая ему необходимое тепло.

Обводненный нефтепродукт в дальнейшем должен подвергаться обезвоживанию.

122. Подогрев нефтепродуктов в резервуарах насыщенным паром или перегретой водой осуществляется стационарными или переносными подогревателями, а также устройствами циркуляционного подогрева и размыва.

123. Для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн предпочтительнее циркуляционный способ подогрева с использованием специальных стационарных теплообменников за пределами железнодорожной эстакады.

124. Во избежание гидравлических ударов пароподогреватели перед пуском в них пара должны быть освобождены от воды (конденсата). Пуск пара осуществляют путем постепенного и плавного открытия паропропускных вентилях. При пуске пара в змеевики резервуаров все трубки для выпуска конденсата должны быть открыты.

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

126. Конденсат от пароподогревателей, имеющий удовлетворительное качество, необходимо возвращать в сети конденсата.

Загрязненный конденсат, очистка которого невозможна, следует охлаждать с последующим сбросом в производственную канализацию.

127. Конструкция подогревателей должна обеспечивать надежность и безопасность их эксплуатации.

## ГЛАВА 8 ОБЕЗВОЖИВАНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

128. В зависимости от физико-химических свойств нефтепродуктов для их обезвоживания можно применять отстаивание, отстаивание с подогревом, отстаивание с подогревом и с использованием деэмульгаторов, продувку воздухом, выпаривание под давлением или под вакуумом, центрифугирование.

129. Для обезвоживания высоковязкого мазута необходимо использовать термохимический способ обезвоживания в резервуарах с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) – деэмульгаторов.

Для обезвоживания мазута и мазутных зачинок, которые образуются в результате очистки и отмывки резервуаров и транспортных емкостей, рекомендуется применять кальцинированную соду.

130. Для отстоя воды и загрязнений (механических примесей) в смазочных маслах и мазутах необходим их нагрев до 70–90 °С. Нагрев свыше 100 °С не допускается, так как возможно вскипание воды, находящейся в нефтепродукте.

Отстой необходимо производить при выключенных подогревателях.

131. Запрещается обезвоживание (осветление) масел отстоем при повышенной температуре масел типа трансформаторных и турбинных, так как при высоких температурах кислотное число может повыситься сверх нормы.

132. Обезвоживание масел продувкой воздухом можно применять по соответствующей инструкции в тех случаях, когда кислотное число выше 0,15 мг КОН на 1 грамм масла.

133. Для обезвоживания нефтепродуктов необходимо иметь специальное оборудование: отстойники периодического действия, вертикальные цилиндрические резервуары с коническим дном, горизонтальные с промежуточными ярусами и наклонными перегородками, вертикальные с коническими тарелками, многоярусные с промывкой осадка и другое оборудование.

## ГЛАВА 9 ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ В ТАРЕ

134. Хранение, перемещение нефтепродуктов должны осуществляться с учетом требований СТБ 11.4.01-95 «Легковоспламеняющиеся и горючие жидкости. Обеспечение пожарной безопасности при хранении, перемещении и применении на промышленных предприятиях».

135. Хранить нефтепродукты в таре необходимо в специально оборудованных складских зданиях, под навесом и на открытых площадках. Способ хранения принимается в зависимости от физико-химических свойств хранимых нефтепродуктов, вида тары.

Тара для хранения нефтепродуктов должна соответствовать требованиям ГОСТ 1510-84.

136. Предприятия, затаривающие нефтепродукты в металлические бочки, должны оснащаться механизированными и автоматизированными средствами по обработке бывшей в употреблении транспортной тары (очистка, пропарка, промывка, просушка, проверка на герметичность и окраска), а также оборудованием по производству мелкого и среднего ремонта тары.

137. вновь изготавливаемая металлическая тара должна иметь внутреннее маслобензостойкое и паростойкое защитное покрытие, обеспечивающее электростатическую искробезопасность.

Допускается по согласованию с потребителем затаривать нефтепродукты в тару разового использования, не имеющую внутреннего защитного покрытия.

138. После налива нефтепродуктов тара должна быть снаружи чистой и сухой, за исключением тары, покрытой консервационными смазками.

139. Складские здания и площадки для хранения нефтепродуктов в таре должны быть оснащены средствами механизации для погрузочно-разгрузочных и транспортных операций.

140. Не допускается использовать неисправные механизмы и инвентарь. Места производства погрузочно-разгрузочных работ должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.3.009-79 «Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности».

141. Капитальные сооружения (хранилища) для хранения нефтепродуктов в таре должны иметь:

подъездные пути для транспортных средств;

эстакады для погрузки (выгрузки) тарных нефтепродуктов из железнодорожных вагонов; не менее двух дверей (ворот).

142. Хранилища должны быть оборудованы средствами механизации для погрузочно-разгрузочных и транспортных операций, сигнализаторами для контроля в помещениях взрывоопасных смесей и газов ЛВЖ и ГЖ.

143. В складских зданиях и на площадках хранения нефтепродуктов в таре должен быть предусмотрен запас песка и средств для ликвидации случайных разливов нефтепродуктов и зачистки загрязненных мест.

144. Стеллажи и штабеля с затаренными нефтепродуктами должны быть пронумерованы и установлены с учетом обеспечения свободного доступа к таре и применения необходимых средств механизации.

145. Стеллажи должны быть изготовлены согласно утвержденной технической документации, проверены на прочность и устойчивость. Склаживать нефтепродукты на неустойчивые и недостаточно прочные стеллажи не допускается. Стеллажи должны своевременно окрашиваться и ремонтироваться. Деревянные стеллажи необходимо обрабатывать огнезащитным составом методом глубинной пропитки.

146. На стойках каждого комплекта стеллажей должны быть четкие надписи с указанием номера стеллажа, его грузоподъемности, даты проведенного осмотра, даты следующего осмотра и фамилии лица, ответственного за его техническое состояние.

147. Периодичность проведения осмотров и технического освидетельствования стеллажей должна определяться по графику, утвержденному главным инженером предприятия, но не реже одного раза в год. Результаты осмотров стеллажей должны регистрироваться в специальном журнале.

148. В хранилищах нефтепродуктов должна быть следующая документация:

план хранилища со схемой размещения стеллажей и штабелей;

картотека или компьютерная система учета хранимых нефтепродуктов;

инструкции по охране труда и пожарной безопасности для обслуживающего персонала.

149. При хранении нефтепродуктов в таре (бочках, канистрах) в складских зданиях и под навесами следует соблюдать следующие требования:

высота стеллажей или штабелей поддонов – не более 5,5 м;

размещение тары на каждом ярусе стеллажа – в один ряд по высоте и в два ряда по ширине;

ширина штабеля – из условия размещения не более четырех поддонов;

ширина проездов между стеллажами и штабелями – в зависимости от габаритов применяемых средств механизации, но не менее 1,4 м;

проходы между стеллажами и штабелями – шириной 1 м;  
главный проход – не менее 2 м;  
расстояние от верха тары до потолка – не менее 1 м;  
расстояние от стены до штабеля – 0,8 м.

150. При хранении нефтепродуктов в таре на открытых площадках следует соблюдать следующие условия:

количество штабелей тары с нефтепродуктами – не более шести;  
размеры штабеля не более: длина – 25 м, ширина – 15 м;  
высота – 5,5 м;

укладка тары или поддонов в штабеля – в два ряда с проходами и проездами между ними в соответствии с пунктом 152 настоящих Правил;

расстояние между штабелями на площадке – 5 м, между штабелями соседних площадок – 15 м.

151. Металлические бочки в зависимости от расположения наливного отверстия следует хранить пробкой вверх в вертикальном или горизонтальном положении.

152. Погрузку и выгрузку грузов, поступающих железнодорожным и автомобильным транспортом, выполняют на закрытых, с навесом или открытых грузовых платформах исходя из требований технологии хранения грузов и защиты их от атмосферных воздействий.

153. Длина и ширина грузовых платформ для выгрузки и погрузки тарных нефтепродуктов в железнодорожный и автомобильный транспорт должны соответствовать грузообороту, вместимости хранилища, а также габаритам применяемых транспортных средств.

154. В тарных хранилищах запрещается затаривать нефтепродукты, хранить пустую тару и другие посторонние предметы. Вокруг тарного хранилища необходимо иметь отмоски и водоотводные каналы с уклоном для стока воды. Водоотводные лотки, трубы, отмоски должны содержаться исправными и периодически очищаться.

155. Работники склада нефтепродуктов должны ежедневно осматривать состояние укупорки тары в тарных хранилищах. При обнаружении течи необходимо ее устранить, пролитый нефтепродукт собрать, место пролива засыпать песком, песок собрать в металлический ящик, закрыть крышкой.

#### РАЗДЕЛ IV ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАННОСТИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПРИЕМЕ, ХРАНЕНИИ И ОТПУСКЕ

##### ГЛАВА 10 ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАННОСТИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ПРИЕМЕ

156. До поступления нефтепродуктов на склад нефтепродуктов автомобильным и железнодорожным транспортом, а также по отводам необходимо проверить:

исправность сливных устройств;  
качество подготовки резервуаров, предназначенных для приема нефтепродуктов;  
качество подготовки технологических трубопроводов для перекачки нефтепродуктов;  
исправность приборов для отбора проб, проведения анализов.

157. После подачи транспортных средств под слив (разгрузку) нефтепродуктов проверяются: состояние железнодорожных цистерн, автоцистерн, наличие и исправность пломб, а также чистота нижних сливных приборов;

наличие и полнота заполнения паспортов качества и соответствие фактических данных паспортов требованиям стандартов, технических условий (далее – ТУ);

номера железнодорожных цистерн (вагонов) и их соответствие номерам, указанным в товарно-транспортных накладных и паспортах;

исправность емкостей и тары, наличие маркировки на емкостях и таре, соответствие маркировки отгрузочным документам;

содержание механических примесей и воды визуальным способом, уровень подтоварной воды и нефтепродукта, плотность и температура нефтепродукта.

158. На эстакаде склада нефтепродуктов до слива нефтепродукта из транспортных средств отбираются пробы нефтепродукта для проведения контрольного и арбитражного анализов. Качество поступившего нефтепродукта оформляется актом.

Если по данным лабораторного анализа нефтепродукт не соответствует стандартам (ТУ), он должен быть слит в отдельный резервуар.

159. В случае обнаружения несоответствия состояния тары и упаковки, их маркировки, качества нефтепродукта требованиям стандартов (ТУ) склад приостанавливает прием нефтепродукта, складировать его отдельно, составляет акт о выявленных отклонениях, оформляет претензию, вызывает представителя поставщика для участия в продолжении приемки нефтепродукта.



160. После слива нефтепродукта в резервуар и его отстаивания отбирается объединенная проба по ГОСТ 2517-85 и проводится контрольный анализ нефтепродукта.

161. В случае смешения и порчи нефтепродуктов на складах составляется акт и принимаются меры по восстановлению качества нефтепродуктов. Если смесь нефтепродуктов не поддается восстановлению, она подлежит переводу в низший сорт нефтепродукта с оформлением акта.

#### **ГЛАВА 11 ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАННОСТИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ХРАНЕНИИ**

162. Нефтепродукты при правильном хранении в течение гарантийного срока сохраняют свое качество.

Нефтепродукты необходимо хранить в герметичных, технически исправных резервуарах. В период хранения замерные люки, задвижки должны быть закрыты, дыхательные клапаны отрегулированы на соответствующий перепад давления.

163. В целях сохранения качества нефтепродуктов резервуары необходимо периодически зачищать.

164. Совместное хранение авиатоплива, высокооктановых бензинов, дизельного топлива в резервуарах одной группы в соответствии с ГОСТ 1510-84 запрещается.

165. Не допускается хранение топлива и моторных масел с присадками на водяной «подушке», превышающей минимальный уровень, обеспечиваемый конструкцией устройства для дренажа воды.

166. Перекачка нефтепродуктов должна проводиться после подготовки технологических трубопроводов, резервуаров и фильтров в соответствии с требованиями ГОСТ 1510-84.

167. При перекачке нефтепродукта из одного резервуара в другой либо при смешении нефтепродукта одной марки из разных резервуаров делается анализ нефтепродукта и выписывается паспорт качества на резервуар с фактическими физико-химическими показателями нефтепродукта в данном резервуаре.

168. Все образующиеся на складе остатки нефтепродуктов от зачистки резервуаров, технологических трубопроводов, смеси нефтепродуктов при перекачке, ловушечные нефтепродукты и тому подобное должны активироваться и могут быть реализованы после проверки их фактического качества в лаборатории.

Для решения вопроса о реализации остатков нефтепродуктов необходимо подготовить паспорт качества, акт отбора проб, акт комиссии о причинах появления и количестве остатка.

169. Решение об исправлении качества, метод исправления качества нефтепродукта и дальнейшее его использование устанавливаются комиссией, назначенной руководителем организации, и оформляются актом.

#### **ГЛАВА 12 ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОХРАННОСТИ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТА ПРИ ОТПУСКЕ**

170. Нефтепродукты, подлежащие отпуску (отгрузке) потребителю, должны соответствовать по своему качеству требованиям стандартов (ТУ). Очередность отгрузки тарных нефтепродуктов должна соответствовать очередности их поступления на склад.

171. После налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны из них отбирают пробы. Каждую пробу делят на две части: одна – на случай арбитражного анализа, другая – для контрольного анализа.

172. Нефтепродукты, которые выдаются в мелкой таре или отгружаются в автоцистерны, не анализируются, если на каждую партию, подлежащую отгрузке, имеется паспорт качества со сроком давности, не превышающим установленное, и если отсутствуют признаки ухудшения качества нефтепродуктов.

При отгрузке нефтепродуктов со склада паспорт качества выдается получателю по его требованию.

173. При отгрузке авиационных бензинов и топлива для реактивных двигателей железнодорожным транспортом паспорта о качестве во всех случаях должны быть приложены к накладной на каждую цистерну.

174. Паспорт качества заполняется по показателям стандартов (ТУ) на нефтепродукт. Значения показателей, не определяемых лабораторией организации, проставляются по паспорту поставщика, выданному при поставке нефтепродукта на склад нефтепродуктов.

#### **ГЛАВА 13 ЛАБОРАТОРНЫЙ КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ**

175. На складах нефтепродуктов контроль качества нефтепродуктов проводится в лабораториях, аттестованных в соответствии с требованиями нормативных актов Республики Беларусь в объеме приемо-сдаточных и контрольных анализов, с выдачей паспорта качества нефтепродукта.

176. Лаборанты, выполняющие анализ нефтепродуктов, должны иметь соответствующую теоретическую и практическую подготовку, обеспечивающую квалифицированное проведение анализов нефтепродуктов.

177. Контрольный анализ нефтепродуктов проводится:

при длительном хранении бензина и топлива для реактивных двигателей – не реже одного раза в 6 месяцев;

при хранении дизельного топлива и масел – один раз в год;

после закачки новой партии нефтепродукта в резервуар – не позже 24 часов после закачки нефтепродукта.

178. При приеме нефтепродукта обязательно проведение анализа в объеме требований стандартов в следующих случаях:

цистерны не имеют пломб или пломбы неисправны;

цистерны опломбированы не на станции отправления, а на промежуточной станции;

номера цистерн не совпадают с номерами, указанными в документах отправителя;

нефтепродукты поступили в неисправной таре или с нарушенной заводской упаковкой;

нефтепродукты прибыли без паспорта;

по данным контрольного анализа или по данным паспорта отправителя обнаружено несоответствие качества нефтепродукта требованиям стандартов (ТУ);

паспорт на поступивший нефтепродукт заполнен не по всем показателям, предусмотренным стандартом (ТУ).

179. Учет результатов анализа (качества) нефтепродуктов ведется в журнале анализов нефтепродуктов.

#### **ГЛАВА 14 ВОССТАНОВЛЕНИЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ**

180. Показатели качества нефтепродуктов, имеющих отклонения от стандартов (ТУ), могут быть восстановлены путем:

отстаивания, фильтрования, сепарации и осушки;

смешения с нефтепродуктом той же марки, имеющим запас качества по данному показателю.

181. У топлива могут быть исправлены октановое число, фракционный состав, плотность, вязкость, температура вспышки в закрытом тигле, содержание фактических смол, серы, механических примесей и воды.

182. У масел могут быть исправлены вязкость, температура вспышки, кислотное число, плотность, содержание механических примесей и воды.

183. Обезвоживание нефтепродуктов достигается путем отстаивания в резервуарах. Дизельное топливо и мазут для ускорения обезвоживания нагревают до 40–50 °С, а масла – до 60–80 °С в резервуарах, оборудованных паровыми змеевиками или электроподогревателями.

При обезвоживании нефтепродуктов вода, скапливающаяся в нижней части резервуара, подлежит удалению.

184. Механические примеси из нефтепродуктов удаляются путем их отстоя с последующей перекачкой через фильтр в чистый резервуар.

185. До проведения работ по смешению нефтепродуктов необходимо:

провести анализ нефтепродуктов, подлежащих смешению;

установить расчетным путем количество каждого компонента в смеси продуктов;

проверить правильность расчета путем анализа в лаборатории;

подготовить тару (резервуары), средства перекачки и другое оборудование.

#### **РАЗДЕЛ V ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ И ОБОРУДОВАНИЯ**

#### **ГЛАВА 15 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

186. На складах нефтепродуктов эксплуатируются сооружения и оборудование, предназначенные для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов.

187. При эксплуатации складов нефтепродуктов сооружения и оборудование должны соответствовать требованиям технических нормативных актов и находиться в исправном состоянии.

Запрещается эксплуатация сооружений, оборудования, механизмов и инструмента в неисправном состоянии, а также при нагрузках и давлении выше паспортных.

188. Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт сооружений и оборудования на складах нефтепродуктов должны осуществляться в соответствии с требованиями технических нормативных актов на эти сооружения и оборудование, правил пожарной безопасности

системы противопожарного нормирования и стандартизации, настоящих Правил и других технических нормативных актов.

189. Для применяемого в технологическом процессе основного оборудования заводом-изготовителем (проектной организацией) должен устанавливаться допустимый срок службы (ресурс), а для трубопроводов и арматуры – расчетный срок эксплуатации, что должно отражаться в проектной документации и технических паспортах.

190. Пуск в эксплуатацию модернизированного или вновь смонтированного оборудования осуществляется комиссией после проверки соответствия его проекту и требованиям инструкций завода-изготовителя на монтаж и эксплуатацию оборудования.

191. При обнаружении в процессе технического освидетельствования, монтажа или эксплуатации несоответствия оборудования требованиям технических нормативных актов такое оборудование не должно быть допущено к эксплуатации.

192. Изменения в конструкцию оборудования могут быть внесены только на основании проектной документации.

## ГЛАВА 16 ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ

193. Руководством организации должен быть установлен постоянный контроль за техническим состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений. Особое внимание необходимо уделить несущим частям конструкций, подверженным динамическим нагрузкам, перекрытиям и фундаментам, два раза в год производить осмотр зданий и сооружений с составлением актов.

194. При обнаружении повреждений и неисправностей в зданиях и сооружениях должны быть приняты меры к предотвращению распространения повреждений и их устранению.

195. На складе нефтепродуктов должен быть заведен журнал осмотров и ремонта сооружений и зданий. Форма журнала приведена согласно приложению 5.

Записи в журнале производятся ответственным за исправное состояние сооружений и зданий.

196. Металлические конструкции в целях защиты от коррозии необходимо периодически окрашивать. Деревянные конструкции необходимо покрывать или пропитывать антисептиком и обеспечивать их огнестойкость согласно классу пожароопасности помещения.

197. За осадкой фундаментов наиболее ответственных зданий и сооружений (резервуаров, насосных, эстакад, водонапорных башен, котельных, дымовых труб и других) необходимо установить постоянный контроль.

198. На складах нефтепродуктов должно быть смонтировано согласно проекту внутреннее и наружное (в том числе охранное) освещение. Охранное освещение должно монтироваться отдельно от сети наружного освещения.

199. Для пешеходного движения по территории склада нефтепродуктов должны быть устроены тротуары шириной не менее 0,75 м.

200. Подземные технологические трубопроводы, сети водопровода, канализации и теплоснабжения, кабельные и другие коммуникации, сооружения и колодцы должны иметь на поверхности земли указатели с соответствующей привязкой.

201. Ответственность за техническую эксплуатацию территории, сооружений, отдельных цехов и участков склада нефтепродуктов несут их руководители согласно приказу руководителя организации.

## ГЛАВА 17 РЕЗЕРВУАРЫ

202. При проектировании, строительстве, реконструкции и модернизации резервуарных парков складов нефтепродуктов необходимо соблюдать требования, изложенные в СНБ 3.02.01-98.

203. Эксплуатация и техническое обслуживание резервуаров, ремонт и приемка новых резервуаров должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту, утвержденных Государственным комитетом СССР по обеспечению нефтепродуктами 26 декабря 1986 г.

204. Основания резервуаров 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 и скопление дождевой воды по контуру резервуара.

Разность отметок диаметрально противоположных точек дна эксплуатируемых резервуаров не должна превышать 150 мм.

Откос основания резервуара должен быть покрыт несгораемым материалом.

205. Внутри обвалования резервуарного парка размещение задвижек не допускается, кроме запорных, установленных непосредственно у резервуара и предназначенных для обслуживания данного резервуара. Колодцы и камеру управления задвижками следует располагать с внешней стороны обвалования.

206. Приемка нового резервуара в эксплуатацию после монтажа осуществляется комиссией в установленном порядке.

207. Герметичность всех швов днища проверяют с помощью вакуум-камеры, а швов других частей резервуара – керосином.

При необходимости следует применять контроль сварных соединений просвечиванием, проникающим излучением или ультразвуковой дефектоскопией.

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

209. Обнаруженные при внешнем осмотре дефекты необходимо устранить до проведения испытаний элементов резервуара на герметичность посредством вырубки и выплавки соответствующих участков швов с последующей сваркой.

Подчеканка сварных соединений не допускается.

210. Испытание резервуаров на герметичность должно проводиться заполнением их водой до высоты, предусмотренной проектом.

211. Перед проведением гидравлических испытаний резервуаров необходимо выполнить работы по устройству ливневой канализации. Перед началом наполнения резервуара с колодца ливневой канализации следует снять крышки, а вокруг колодца соорудить ограждение.

212. Персонал, принимающий участие в проведении гидравлических испытаний, должен пройти инструктаж. На время испытаний устанавливается граница опасной зоны с радиусом не менее двух диаметров резервуара, внутри которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытаниями. Лица, проводящие гидравлические испытания, в период заполнения резервуара водой должны находиться вне опасной зоны.

213. Если давление или вакуум превышают допустимые, осмотр резервуара разрешается не ранее чем через 10 мин после достижения установленных испытательных нагрузок. Контрольные приборы должны устанавливаться вне опасной зоны или в надежных укрытиях.

214. При обнаружении течи из-под края днища через контрольные трубки, при появлении мокрых пятен на поверхности отмотки испытание прекращают, сливают воду и устраняют причину течи. При обнаружении трещин в швах поясов корпуса испытания прекращают и воду сливают на один пояс ниже при обнаружении трещин в поясах 1–4; до пояса 5 – при обнаружении трещин в поясе 6 и выше.

215. Гидравлические испытания рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха 5 °С и выше. При необходимости проведения испытаний в зимнее время должны быть приняты меры по предотвращению замерзания воды в трубах и задвижках, а также обмерзания стенок резервуара. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания и по истечении 24 часов на поверхности корпуса резервуара или по краям днища не появится течь и уровень не будет снижаться.

216. 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.

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

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

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

состояние коробов, поплавков;

наличие крепления заземления;

крепление секций затвора с кольцом жесткости;

наличие защиты от статического электричества;

работоспособность конструкции затвора;

работоспособность дренажных устройств;

работоспособность уровнемера, пробоотборника.

218. Если при изготовлении или монтаже понтона были допущены отступления от проекта или рекомендаций организации-разработчика, приемку следует производить в присутствии представителя организации-разработчика.



219. Гидравлические испытания резервуаров с понтонами (плавающими крышами) необходимо проводить до установки уплотняющих затворов. При этом необходимо в резервуарах с плавающими крышами наблюдать за работой подвижной лестницы, дренажного устройства и другого оборудования. Скорость подъема (опускания) понтона или плавающей крыши при гидравлических испытаниях не должна превышать эксплуатационную. В начальный период наполнения резервуара водой необходимо следить через люк-лаз за подъемом понтона. Движение понтона (плавающей крыши) должно быть плавное, без рывков, шума и попадания жидкости на поверхность понтона.

220. Эксплуатация и обслуживание понтонов производятся в соответствии с технической документацией на понтоны и инструкциями по их эксплуатации.

221. Производительность наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать суммарную пропускную способность установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

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

Скорость подъема уровня нефтепродукта до нижней плоскости понтона из пенополиуретана при заполнении пустого резервуара не должна превышать 3,5 м/ч.

223. Эксплуатируемые на складах нефтепродуктов резервуары подразделяются на вертикальные стальные цилиндрические и горизонтальные стальные цилиндрические, а также на: типовые вертикальные стальные цилиндрические резервуары вместимостью от 100 до 20 000 м<sup>3</sup> со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002 МПа; с понтоном или плавающей крышей без давления.

224. Горизонтальные надземные и подземные резервуары рассчитаны на избыточное давление 0,07 МПа при конических днищах и 0,04 МПа – при плоских днищах.

225. Каждый эксплуатирующийся резервуар должен:

соответствовать типовому проекту, иметь технический паспорт;

быть постоянно оснащен полным комплектом оборудования, предусмотренным типовым проектом;

иметь порядковый номер, четко написанный на корпусе согласно технологической схеме резервуарного парка;

иметь номер заглубленного резервуара, указанный на специально установленной табличке.

226. На каждый резервуар должна быть составлена технологическая карта согласно приложению 6.

227. Для каждого резервуара должна быть определена базовая высота (высотный трафарет), то есть расстояние по вертикали от днища резервуара до верхнего края замерного люка или замерной трубы в постоянной точке измерения. Величину базовой высоты следует проверять ежегодно и оформлять актом.

228. Вертикальные стальные цилиндрические резервуары должны быть оснащены следующим оборудованием:

- дыхательными клапанами;
- предохранительными клапанами;
- огневыми предохранителями;
- приборами контроля;
- противопожарным оборудованием;
- приемо-раздаточными патрубками;
- вентиляционными патрубками;
- сифонным водоспускным краном;
- хлопушками;
- люками-лазами;
- люками световыми;
- люками замерными;
- устройством по отводу статического электричества.

229. Дыхательная арматура, установленная на крыше резервуара, должна быть отрегулирована на проектное давление, а правильность ее работы проверена в соответствии с инструкциями по эксплуатации и паспортами.

230. Запрещается отогревать огнем арматуру резервуара в случае замерзания. Для этой цели могут быть применены водяной пар или горячая вода.

231. Основное оборудование и арматура, установленные на резервуаре, должны подвергаться профилактическому 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.

Результаты осмотра и устраненные неисправности оборудования и арматуры резервуаров заносят в журнал осмотра оборудования и арматуры согласно приложению 7.

232. Для обеспечения нормальной работы дыхательных клапанов в зимний период года необходимо регулярно очищать их от инея во избежание примерзания тарелок к седлам и перекрытия сечения клапана. В таких случаях осмотр и очистку клапанов необходимо производить через 3–4 дня, а иногда и чаще в зависимости от минимальной температуры окружающего воздуха и условий эксплуатации.

233. Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, следует оснащать непримерзающими дыхательными клапанами.

234. Специальные средства для сокращения потерь нефтепродуктов должны применяться в соответствии с проектной документацией и на основе технико-экономического обоснования.

235. Металлические резервуары необходимо периодически зачищать:

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 масел без присадок, автомобильных бензинов, дизельного топлива, парафинов и других аналогичных им по свойствам нефтепродуктов.

Резервуары для мазутов, моторного топлива и других аналогичных по свойствам нефтепродуктов необходимо зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования.

236. Резервуары зачищают также при необходимости:

смены сорта хранящегося нефтепродукта;

освобождения от пиррофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;

очередного или внеочередного ремонта, а также при проведении полной комплексной дефектоскопии.

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

238. Зачистка резервуаров должна выполняться в соответствии с Инструкцией по организации безопасного проведения работ по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов, разработанной на основании Типовой инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20 февраля 1985 г., и утвержденной руководителем организации.

239. На производство зачистных работ оформляется наряд-допуск на выполнение газоопасных работ по установленной форме согласно приложению 8.

К наряду-допуску должны быть приложены схемы обвязки и установки зачистного оборудования, утвержденные руководством организации по согласованию с аварийно-спасательной службой.

240. В зависимости от выполняемых работ концентрацию паров нефтепродуктов в резервуаре необходимо обеспечить в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» (далее – ГОСТ 12.1.005-88):

не более 0,1 г/м<sup>3</sup> – для резервуаров из-под бензинов перед их ремонтом с применением огневых работ и другими работами, связанными с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств органов дыхания и спецодежды;

не более  $2,0 \text{ г/м}^3$  (5 % НПВ) – при выполнении огневых работ без пребывания работников внутри резервуара;

не более  $8,0 \text{ г/м}^3$  (20 % НПВ) – для резервуаров из-под светлых нефтепродуктов перед их осмотром, ремонтом (без применения огневых работ), окрашиванием, градуировкой с доступом работников внутрь резервуара в защитных средствах;

не более  $12,5 \text{ г/м}^3$  (50 % НПВ) – при выполнении указанных работ без доступа работников внутрь резервуара.

Огневые работы должны проводиться в соответствии с требованиями Правил пожарной безопасности и техники безопасности при проведении огневых работ на предприятиях Республики Беларусь, утвержденных Главным управлением пожарной охраны Министерства внутренних дел Республики Беларусь 31 июля 1992 г. и Госпроматомнадзором Республики Беларусь 28 июля 1992 г.

Допуск работников в резервуар для выполнения зачистных работ производится только в средствах защиты органов дыхания и спецодежде.

241. Бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица только после получения акта готовности резервуара к зачистным работам и при оформленном наряде-допуске.

Перед допуском рабочих в резервуар производится контрольный анализ воздуха на содержание в нем паров нефтепродуктов и других газов. Результаты анализа оформляются справкой по форме согласно приложению 9 и заносятся в журнал учета анализов концентрации паров углеводородов и других газов по форме согласно приложению 10.

242. По окончании зачистных работ составляется акт на выполненную зачистку резервуара по форме согласно приложению 11.

243. Работы по антикоррозионной защите наружной и внутренней поверхности резервуаров выполняются в соответствии со специальными инструкциями по нанесению защитных покрытий. В качестве антикоррозионных покрытий внутренней поверхности резервуаров с нефтепродуктами применяются эмали марок ХС-717, ХС-5132, ХС-928. В качестве атмосферостойких покрытий наружных поверхностей резервуаров применяются эмали марок ПФ-5135, ПФ-115 (белая), ЭФ-5144, АК-М02, АК-194, МС-17 (серая), АС-115 или аналогичные.

244. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния в соответствии с требованиями Руководства по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров, утвержденного Министерством нефтяной промышленности СССР и Государственным комитетом СССР по обеспечению нефтепродуктами 18 апреля 1985 г. Обследование и дефектоскопию резервуаров выполняют специализированные организации, имеющие разрешение на выполнение этих работ.

245. По результатам обследования и комплексной дефектоскопии составляется заключение о техническом состоянии резервуара, его пригодности к ремонту и условиях дальнейшей эксплуатации. В заключении должны быть даны предложения по ремонту резервуара. Выводы и предложения должны быть четкими и конкретными, не допускающими двоякого толкования.

246. Организация, подготовка и техническое выполнение ремонтных работ резервуаров должны выполняться в соответствии с Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкциями по их ремонту.

## ГЛАВА 18 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

247. В состав технологических трубопроводов входят внутрискладские трубопроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

248. Допускается эксплуатировать сборно-разборные трубопроводы со специальными стыковыми соединительными приспособлениями, а также трубопроводы из негорючих материалов (стеклопластиков), обеспечивающих необходимую механическую, химическую и температурную стойкость и не влияющих на качество перекачиваемых нефтепродуктов. При этом должны быть предусмотрены специальные устройства для отвода статического электричества.

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

Коренные задвижки резервуаров должны быть стальными независимо от хранимого нефтепродукта и устанавливаться непосредственно у резервуара.

250. Запорная арматура, для открытия которой требуются значительные усилия, должна быть снабжена механическим или электрическим приводом.

251. 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.

252. В качестве запорной арматуры для трубопроводов рекомендуется применять:

дисковые затворы с дистанционным управлением;

шиберные задвижки I класса плотности;

задвижки, вентили, шаровые краны.

253. Использовать регулирующие вентили и клапаны в качестве основных запорных устройств запрещается. Кроме регулирующих вентилей и клапанов должна быть установлена запорная арматура.

254. Применяемые для технологических трубопроводов фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям эксплуатации в среде нефтепродуктов.

255. 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 с установкой заглушек на фланцевых соединениях.

256. Прокладка трубопроводов может быть наземной или подземной в зависимости от условий рельефа местности, агрессивности грунта, уровня грунтовых вод.

По трассе прокладки труб на низких опорах необходимо предусматривать планировку территории и отвод ливневых вод.

В местах прохода обслуживающего персонала через трубопроводы следует устроить переходные площадки или мостики.

257. Колодцы и камеры управления задвижками необходимо располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены) резервуаров.

258. Надземные трубопроводы для нефтепродуктов в пределах территории резервуарных парков и сливноналивных устройств должны быть проложены на несгораемых опорах. Высота опор трубопроводов определяется местными условиями, но должна быть в местах пересечения пешеходных дорожек и тротуаров не менее 2,2 м; автомобильных дорог – не менее 4,5 м; железнодорожных путей – не менее 6 м.

259. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автомобильных дорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть не менее 3,45 м до железнодорожного пути нормальной колеи и 1 м – до бордюра автомобильной дороги. Для компенсаций температурных деформаций рекомендуется использовать волнистые и сильфонные компенсаторы. Повороты рекомендуются под углом 90°. Тип компенсатора определяется расчетным путем.

260. При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят следующие данные: техническую характеристику, завод-изготовитель и год изготовления компенсатора; расстояние между неподвижными опорами, необходимую величину компенсации, величину предварительного растяжения; температуру окружающего воздуха при монтаже компенсатора и дату установки.

261. Подземные трубопроводы для нефтепродуктов должны быть проложены в грунте на глубине не менее 0,8 м от планировочной отметки земли до верха трубы. Трубопроводы с замерзающими средами должны быть на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта до верха трубы. Прокладка трубопроводов под и над зданиями и сооружениями и установками не допускается.

262. Размещение арматуры, фланцевых и резьбовых соединений, линзовых и волнистых компенсаторов и дренажных устройств на участках трубопроводов, расположенных под железнодорожными путями, автомобильными дорогами и пешеходными дорожками, не разрешается.

263. На пересечениях с внутрискладскими железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы должны быть положены в футляр 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 автомобильной дороги. Концы футляров должны быть уплотнены и залиты битумом. На участках трубопроводов, заключаемых в защитные футляры, должно быть минимальное число сварных стыков, проверенных физическими методами контроля.

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

264. Уклоны трубопроводов должны быть для легковоспламеняющихся нефтепродуктов – от 0,002 до 0,003; для горючих нефтепродуктов – 0,005; для высоковязких и застывающих нефтепродуктов – 0,02 в сторону резервуара.

265. Защиту от коррозии наружной поверхности технологических трубопроводов следует производить полимерными покрытиями в соответствии с требованиями ГОСТ 25812-83 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» (далее –



ГОСТ 25812-83), а защиту от коррозии внутренней поверхности трубопроводов – с помощью бензостойких токопроводящих эмалей типа ХС или с помощью металлизационных покрытий (алюминиевых или цинковых).

266. Защита наружной поверхности стальных трубопроводов от коррозии, вызываемой воздействием окружающей среды и блуждающими токами, должна отвечать требованиям ГОСТ 9.602-89 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» (далее – ГОСТ 9.602-89).

267. Трубопроводы должны быть заземлены. При наличии во фланцевых соединениях трубопроводов шайб из диэлектрических материалов и шайб, окрашенных неэлектропроводными красками, заземление трубопроводов обеспечивается их присоединением к заземленным резервуарам. Заземляющие устройства технологических трубопроводов должны периодически проверяться.

268. На технологические трубопроводы, по которым транспортируются ЛВЖ (бензин, керосин), должны быть составлены паспорта согласно приложению 12. На остальные технологические трубопроводы должны быть заведены журналы эксплуатации и ремонта согласно приложению 13.

269. Приказом по организации должно быть назначено лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

270. В период эксплуатации технологические трубопроводы должны подвергаться осмотру ответственным лицом за их эксплуатацию. Срок осмотра устанавливается руководством организации, но не реже чем через каждые 12 месяцев. Осмотр трубопроводов, подверженных вибрации, а также фундаментов под опоры и эстакады для этих трубопроводов необходимо проводить не реже одного раза в квартал. Выявленные при этом дефекты должны быть устранены.

271. Технологические трубопроводы должны подвергаться периодической ревизии. Сроки проведения ревизии устанавливает администрация организации в зависимости от 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.

272. При ревизии технологических трубопроводов необходимо проверить:

состояние сварных швов и фланцевых соединений, включая крепеж;

герметичность соединений;

состояние опорных конструкций фундаментов и подвесок;

правильность работы подвижных опор;

состояние и работу компенсирующих устройств;

состояние дренажных устройств, арматуры;

наличие коррозии, трещин; уменьшение толщины стенок труб и деталей трубопроводов, прокладок.

Результаты ревизии отражаются в паспортах трубопроводов или в журнале эксплуатации и ремонта технологических трубопроводов.

Все обнаруженные дефекты должны быть устранены с соблюдением необходимых мер безопасности.

273. Надежность работы технологических трубопроводов проверяют гидравлическим испытанием на плотность не реже одного раза в восемь лет. Испытания проводят после монтажа, ремонта, связанного со сваркой и заменой элемента трубопровода. Испытания проводят только на плотность. Устанавливаемая при этом арматура должна быть предварительно испытана на прочность пробным давлением.

Короткие трубопроводы, работающие без избыточного давления, испытаниям не подвергаются. При испытании монтажные стыки и места сварки должны быть открыты.

274. Давление испытания стальных трубопроводов устанавливается:

при рабочем давлении до 0,5 МПа –  $1,5 P_{\text{раб.}}$ , но не менее 0,2 МПа;

при рабочем давлении свыше 0,5 МПа –  $1,25 P_{\text{раб.}}$ , но не менее  $P_{\text{раб.}} + 0,3$  МПа.

Трубопровод выдерживают под указанным давлением в течение 5 мин, после чего давление снижают до рабочего.

Результаты считают удовлетворительными, если во время испытания не произошло падений давления по манометру, а в сварных швах, фланцевых соединениях и сальниках не обнаружены течи и отпотины.

## ГЛАВА 19 НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ

275. Насосные станции предназначены для выполнения основных технологических операций: слив-налив нефтепродуктов из транспортных средств (железнодорожных цистерн и автоцистерн), внутрискладские перекачки, налив в тару, а также выполнение вспомогательных операций (промывка резервуаров, расфасовка нефтепродуктов в тару и другое).

276. 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» и номер насосного агрегата, к которому относится пусковое устройство.

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

278. Тип насосных агрегатов необходимо определить с учетом следующего:

физико-химических свойств нефтепродуктов: вязкости, плотности, температуры вспышки, давления насыщенных паров и коррозионных свойств нефтепродуктов;

требуемой высоты всасывания, подачи и напора для обеспечения выполнения норм времени слива-налива:

условий энергоснабжения;

класса взрывопожароопасности помещения;

назначения операций (основные, вспомогательные).

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

280. 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.

281. Валы, соединяющие двигатели с насосами, в местах прохода через стены должны иметь сальниковые уплотнения. Применять плоскоременные передачи в помещениях, где установлены насосы для перекачки ЛВЖ, не допускается. Электродвигатели насосов, которые используются при перекачке нефтепродуктов, должны быть во взрывозащищенном исполнении. В отдельных случаях допускается применение двигателей в нормальном исполнении при условии их установки в отдельном помещении.

282. Вне помещений или площадок насосных станций на всасывающих и нагнетательных трубопроводах должны быть установлены аварийные задвижки на расстоянии от 10 до 15 м от насосной; в качестве аварийных могут служить задвижки у сливноналивных устройств или на технологических трубопроводах, если они расположены на расстоянии не более 50 м от насосной.

283. Для подъема и перемещения оборудования насосной и узла задвижек рекомендуется применять:

для грузов массой до 0,5 т – переносные треноги или монорельсы с передвижными талями (ручными);

для грузов массой от 0,5 до 2 т – монорельсы с передвижными электроталиями;

для грузов массой более 2 т, находящихся на открытых площадках, – краны мостовые подвесные или опорные.

Нельзя использовать фундаменты агрегатов в качестве опоры для грузоподъемных устройств.

284. Монтаж, наладку, испытание насосных агрегатов необходимо проводить согласно требованиям проекта и инструкций заводов-изготовителей.

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

285. Насосные агрегаты должны эксплуатироваться в соответствии с производственными инструкциями и настоящими Правилами.

286. На видном месте вывешиваются:

инструкции по эксплуатации агрегатов;

инструкции по охране труда и пожарной безопасности;

график планово-предупредительного ремонта агрегатов;

схема обвязки насосов и соединения с трубопроводами и резервуарами.

287. Обслуживающий персонал насосных станций должен вести журнал эксплуатации насосных агрегатов согласно приложению 14. При вступлении на смену машинист насосной станции должен ознакомиться с записями в журнале эксплуатации насосных агрегатов.

288. Насосные станции на складах нефтепродуктов рекомендуется оснащать приборами автоматической защиты, а также оборудованием, обеспечивающим возможность их работы без постоянного обслуживающего персонала.

289. В насосных станциях обслуживающий персонал должен аварийно отключить насосный агрегат:

при появлении дыма из подшипников, уплотнений, сальников в разделительной стене;  
при повышенных утечках нефтепродуктов на работающем агрегате;  
при внезапном прекращении подачи электроэнергии;  
во всех случаях, создающих угрозу жизни и здоровью обслуживающего персонала;  
при сильной вибрации насосного агрегата, перегреве подшипников, пожаре и повышенной загазованности.

290. Каждый насосный агрегат перед пуском должен быть тщательно осмотрен и подготовлен дежурным машинистом. Обнаруженные при осмотре неполадки необходимо немедленно устранить.

291. Во время работы насосного агрегата необходимо:  
систематически наблюдать за показаниями манометров, вакуумметров;  
не допускать работу агрегата при посторонних шумах, стуках;  
контролировать температуру нагрева подшипников, сальников;  
проверять масляные фильтры.

292. При аварийной остановке насосного агрегата необходимо выяснить причину и до ее устранения не производить запуск насоса. В случае запуска другого насосного агрегата необходимо проверить правильность переключения задвижек на всасывающей и напорной линиях. По окончании перекачки задвижки на этих линиях должны быть закрыты. Об аварийной остановке насосного агрегата необходимо сообщить руководству и сделать запись в журнале эксплуатации насосных агрегатов.

293. При выводе в ремонт насосного агрегата всасывающую и напорную задвижки следует закрыть, на щите управления агрегатом вывесить плакат «Не включать – работают люди» и сделать запись в журнале с указанием времени вывода агрегата в ремонт.

294. В помещении насосной по перекачке ЛВЖ согласно графику необходимо производить анализ воздушной среды для определения наличия опасной концентрации паров нефтепродуктов.

295. В насосных, где управление двигателем осуществляется из другого помещения, должна быть обеспечена двусторонняя связь с помощью световых или звуковых сигналов или специальным телефоном во взрывозащищенном исполнении.

## ГЛАВА 20 ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ЭСТАКАДЫ

296. На складе нефтепродуктов в зависимости от числа одновременно обрабатываемых железнодорожных цистерн должен быть предусмотрен одиночный, групповой или маршрутный слив-налив нефтепродуктов.

Устройство железнодорожных эстакад и их площадок должно соответствовать требованиям СНБ 3.02.01-98.

297. Прочность, устойчивость и состояние элементов железнодорожного пути: земляного полотна, верхнего строения пути и искусственных сооружений, порядок их содержания должны отвечать требованиям правил технической эксплуатации.

298. Предприятие, имеющее собственные подъездные пути и производящее операции с нефтепродуктами, должно иметь технический паспорт путевого хозяйства.

299. План и профиль подъездных путей предприятий, производящих операции с нефтепродуктами, должны подвергаться периодической инструментальной проверке не реже одного раза в 10 лет.

300. Подача маршрута с нефтепродуктами на эстакаду должна производиться цистернами вперед при помощи обгонного пути или с вытяжного пути. Заход локомотива на тупиковые пути эстакады не допускается.

301. Движение тепловозов по железнодорожным путям, на которых расположены сливноналивные устройства, запрещается. Допускается движение только по обходным железнодорожным путям.

302. По обе стороны от сливноналивных устройств или отдельно стоящих стоячков (на расстоянии одного четырехосного вагона) должны быть установлены сигнальные знаки – контрольные столбики, запрещающие заезд за них тепловоза.

303. К сливноналивным 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 следует устраивать сплошные настилы в уровень с головками рельсов.

304. Для слива высоковязких нефтепродуктов допускается размещение сливных эстакад и одиночных сливных устройств в отопляемом здании не ниже II степени огнестойкости.

305. Территория сливноналивных устройств, железнодорожные подъездные пути должны содержаться в чистоте, в зимнее время очищаться от снега.

306. После окончания слива-налива наливные и сливные устройства должны быть отведены от цистерн с соблюдением мер безопасности.

#### **ГЛАВА 21 СТАНЦИИ НАЛИВА АВТОЦИСТЕРН, РАЗЛИВОЧНЫЕ И РАСФАСОВОЧНЫЕ**

307. На станции налива наливные устройства для автоцистерн должны размещаться на площадке под навесом. Одиночные наливные устройства (до 3 устройств) могут размещаться на открытых площадках.

308. Наливные устройства размещают с учетом технологической схемы склада нефтепродуктов:

на одной площадке (под общим навесом) – для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов;

непосредственно у разливочных, расфасовочных и у сливноналивных железнодорожных эстакад (или устройств) для масел – для нефтепродуктов с температурой вспышки свыше 120 °С.

309. Наливные устройства должны располагаться на отдельных островках, объединенных по группам нефтепродуктов.

310. Станция (наливной пункт) для автоцистерн состоит из постов налива, на которых размещены системы налива. В зависимости от марки и объема отпуска нефтепродуктов рабочие места (островки) должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

311. В зависимости от объема налива на станции налива (наливном пункте) могут применяться наливные устройства с ручным управлением или АСН с местным или дистанционным управлением.

312. Управление наливом автоцистерн при помощи АСН должно выполняться операторами, прошедшими специальное обучение.

313. Подъезды автоцистерн к постам налива должны быть свободными, безопасными. На территории станции (наливного пункта) встречные и пересекающиеся потоки автоцистерн запрещаются.

314. Станция налива (наливной пункт) должна быть оборудована стационарным устройством (розеткой в защитном кожухе) для заземления автоцистерн, расположенным за пределами взрывоопасной зоны или изготовленным во взрывобезопасном исполнении при размещении во взрывоопасной зоне, и оперативной громкоговорящей связью.

315. Наливные устройства, АСН, а также площадки налива необходимо содержать в исправном состоянии, обнаруженные утечки нефтепродуктов немедленно устранять.

Неисправные системы налива нефтепродуктов эксплуатировать запрещается.

316. Затаривание и расфасовка нефтепродуктов в бочки и мелкую тару должны осуществляться в разливочных и расфасовочных.

317. Разливочные для налива нефтепродуктов в тару в зависимости от видов нефтепродуктов необходимо располагать в помещениях или на открытых площадках под навесом, а расфасовочные – только в помещениях.

318. Помещения разливочных и расфасовочных должны быть оснащены устройствами для отпуска и определения количества нефтепродуктов (счетчиками, весами, насосами, масло-раздаточными колонками, специальными расфасовочными установками, линиями затаривания и тому подобным), средствами механизации, сборниками утечек нефтепродуктов, средствами автоматического прекращения налива.

Для контроля отпуска при неисправности счетчиков в разливочной необходимо иметь товарные весы.

319. 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.

320. Перед помещением разливочной рекомендуется размещать погрузочно-разгрузочные площадки высотой от 1 до 1,1 м, оборудованные средствами механизации (бочкоподъемниками, подвесными кран-балками), а помещения расфасовочных могут быть оборудованы транспортерами для подачи продукции на склад и погрузки на транспортные средства.

#### **ГЛАВА 22 ВЕНТИЛЯЦИЯ**

321. Производственные помещения на складах нефтепродуктов должны быть оборудованы вентиляцией в соответствии с требованиями СНБ 3.02.01-98, СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», обеспечивающей в зоне пребывания работников состояние воздушной среды, соответствующее санитарным нормам и требованиям безопасности.



322. При нормировании параметров воздушной среды в помещениях необходимо исходить из диапазона допустимых параметров температур, относительной влажности, скорости движения воздуха по ГОСТ 12.1.005-88.

323. Предельно допустимые концентрации (далее – ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны на постоянных рабочих местах производственных помещений принимаются по ГОСТ 12.1.005-88.

324. До ввода в эксплуатацию все вентиляционные установки должны быть испытаны и отрегулированы, на них должны быть составлены технические паспорта (формуляры).

325. 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, воздухопроводов и других элементов;

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

выполнение предусмотренных проектом мероприятий по борьбе с шумом;

выполнение специальных требований проекта.

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

326. Пуск вентиляционных систем в пожаровзрывоопасных помещениях должен производиться за 15 мин до начала работы технологического оборудования, при этом сначала должны включаться в работу вытяжные системы.

327. К эксплуатации допускаются вентиляционные системы, прошедшие предпусковые испытания, с параметрами, доведенными до проектных величин, имеющие инструкции по эксплуатации, паспорта и журналы по эксплуатации и ремонту.

328. Аэродинамические испытания вентиляционных систем с целью проверки их эксплуатационных технических характеристик и их регулировка должны проводиться:

не реже одного раза в 3 года;

после капитального ремонта и реконструкции, замены вентилятора или электродвигателя;

при несоответствии состояния воздушной среды в производственных помещениях требованиям санитарных норм.

Наладка и испытание вентиляционных систем должны проводиться специализированными организациями.

329. Вентиляционная установка должна быть немедленно отключена при повышенной вибрации, появлении посторонних шумов, дыма и огня, повышении температуры корпуса подшипников выше паспортных данных.

330. Ремонт и чистка вентиляционных систем должны проводиться способами, исключающими возникновение взрыва, пожара и несчастных случаев.

331. Порядок обслуживания и ремонта вентиляционных систем определяется отраслевыми положениями и инструкциями по их эксплуатации.

Сведения о ремонте и наладке отражаются в паспорте вентиляционных систем.

332. Смазка подвижных механизмов вентиляционных систем должна осуществляться после их остановки. К местам смазки должен быть безопасный и удобный доступ.

333. Помещения, предназначенные для вентиляционного оборудования (камеры, калориферные), должны запираются на замок. На их дверях вывешивают табличку с надписями, запрещающими вход посторонним лицам. Использование этих помещений для других целей не допускается.

334. В случае отказа работы вентиляционной системы в производственных помещениях, где могут выделяться пары нефтепродуктов, необходимые технологические операции должны временно, до создания санитарных условий, выполняться в шланговых противогазах.

335. Вентиляционные установки должны обслуживать назначенные приказом руководителя организации и специально обученные работники либо специально обученные работники из дежурного персонала.

336. Ответственность за исправное состояние, организацию обслуживания и ремонта вентиляционных установок возлагается на специалиста, назначенного приказом руководителя организации.

## ГЛАВА 23 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И КАНАЛИЗАЦИЯ

337. Системы водоснабжения на складах нефтепродуктов необходимо проектировать в соответствии с требованиями СНБ 3.02.01-98, СНиП 2.04.01-85 «Внутренний водопровод и канализация зданий» и СНиП 2.04.02-84 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

338. На складах нефтепродуктов необходимо устраивать производственную и (или) производственно-дождевую канализацию согласно требованиям СНБ 3.02.01-98.

339. Эксплуатация канализационных сетей и сооружений для очистки сточных вод должна осуществляться в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

340. Наблюдение за работой канализационной сети должно состоять из наружного и технического осмотра трассы и сооружений (смотровых и дождеприемных колодцев, колодцев с гидравлическими затворами и хлопучками).

Наружный осмотр сети должен осуществляться не реже одного раза в месяц, технический – по графику два раза в год (обычно весной и осенью).

Согласно данным технического осмотра должна составляться дефектная ведомость на проведение ремонта канализационной сети.

341. В зависимости от особенностей и степени повреждений канализационной сети и сооружений на ней, а также от трудоемкости ремонтных работ необходимо проводить текущий или капитальный ремонт.

342. Капитальный и текущий ремонт должен проводиться ремонтно-строительной группой или специально выделенными работниками под руководством лица, ответственного за эксплуатацию канализационной сети.

343. Для сохранения проектной пропускной способности труб и коллекторов необходимо проводить не реже одного раза в год профилактическую прочистку канализационной сети.

344. При выпуске производственных сточных вод в системы канализации населенных пунктов должны выполняться требования правил охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

345. Необходимое качество очистки и состав сооружений для очистки производственных сточных вод должны обосновываться проектом с учетом места их сброса.

346. Основными условиями эффективной эксплуатации очистных сооружений являются: организация режима работы, обеспечивающего качество очистки, предусмотренное проектом;

систематический контроль (технический и лабораторный) за состоянием и работой очистных сооружений;

регулярный сбор уловленного нефтепродукта и удаление осадка;

своевременный ремонт очистных сооружений.

347. Эксплуатационный персонал обязан:

регулярно следить за работой и исправностью всех объектов и узлов очистных сооружений (задвижек, лотков, желобов, водосливов, труб для сбора и удаления нефтепродуктов, механизмов для сгребания осадков, реагентного хозяйства, измерительных приборов и тому подобного);

обеспечивать контроль за качеством поступающей и выходящей из очистных сооружений сточной воды;

осуществлять постоянный контроль за работой буферных резервуаров или других усреднителей с целью максимального выравнивания расхода и состава сточных вод, поступающих на последующую очистку.

348. Для контроля качества сточных вод должен быть организован отбор проб этих вод и их химический анализ. Результаты анализов следует заносить в журнал регистрации анализов сточных вод.

349. Тщательный контроль за работой очистных сооружений необходимо осуществлять в зимнее время, когда вследствие понижения температуры сточных вод процессы очистки замедляются.

350. На сооружения для очистки и обезвреживания сточных вод должны составляться паспорта установленной формы.

#### ГЛАВА 24 ЛАБОРАТОРИИ

351. Лаборатории складов нефтепродуктов должны проводить анализ нефтепродуктов, поступающих, хранящихся и отгружаемых с предприятия, проводить контроль воздушной среды в местах проведения огневых и ремонтных работ, санитарный контроль воздуха рабочей зоны, контроль выбросов от источников загрязнения атмосферы.

352. Основными задачами работников лабораторий являются:

выполнение анализов проб нефтепродуктов, сырья и готовой продукции регенерационных и обезвоживающих установок в соответствии с действующими стандартами, ТУ;

заполнение паспортов качества и выдача заключений о соответствии нефтепродуктов стандартам и ТУ;

выполнение анализов проб воздуха, отобранных перед огневыми и ремонтными работами из резервуаров, колодцев, производственных помещений, на территории склада нефтепродуктов на содержание в них паров углеводородов;

выполнение анализов воздуха рабочих зон на содержание в нем паров углеводородов, сероводорода, твердых веществ, оксида углерода;

выполнение анализа проб газовоздушной среды источников загрязнения атмосферы на содержание паров углеводородов, оксида серы, оксидов азота, оксида углерода, твердых веществ, сероводорода;

хранение контрольных арбитражных проб;

участие в работах по изучению причин обводнения и порчи нефтепродуктов и разработке мероприятий по исправлению нестандартной продукции;

организация поверки в установленные сроки лабораторных измерительных приборов в органах Госстандарта;

проведение в установленные сроки аккредитации лаборатории.

353. Порядок и организацию работ по контролю качества нефтепродуктов необходимо осуществлять в соответствии с требованиями Положения о лаборатории.

354. Порядок и организацию работ по контролю выбросов от источников загрязнения атмосферы необходимо осуществлять в соответствии с инструкцией по организации контроля за соблюдением норм ПДВ.

355. Подготовка и проведение аккредитации лаборатории должны осуществляться в соответствии с требованиями нормативных правовых актов Республики Беларусь.

356. Структура лабораторного контроля, штаты лабораторий, размеры необходимых помещений, оснащенность лаборатории оборудованием и средствами контроля должны определяться в зависимости от количества анализов, периодичности их выполнения, характера и трудоемкости выполняемых работ.

357. Внутренняя планировка лабораторных помещений зависит от объема выполняемых работ, но должна иметь ряд обособленных помещений: комнату для проведения анализов, вешовую, моечную, склад, вентиляционную камеру.

Помещение для хранения проб должно быть изолированным.

358. Размеры основной лабораторной мебели определяются характером работы и нормативной длиной рабочей поверхности, рекомендуемой для одного сотрудника. При работе с нефтепродуктами рекомендуемая длина стола должна быть от 2,7 до 3,6 м, а вытяжного шкафа – от 1 до 1,5 м.

359. Помещение лаборатории должно быть оборудовано системами водопровода и канализации согласно проекту.

360. Вытяжные шкафы и моечные помещения должны освещаться светильниками во взрывозащищенном исполнении. Выключатели и штепсельные розетки должны быть выполнены во взрывобезопасном исполнении и находиться вне вытяжных шкафов.

361. Запрещается загромождение вытяжных шкафов посудой, приборами и лабораторным оборудованием, не связанными с выполняемой работой.

362. В качестве источника тепла для проведения лабораторных работ используются электроэнергия и горючий газ.

363. Газовая сеть лаборатории должна эксплуатироваться в соответствии с требованиями Правил технической безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь, утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 11 февраля 2003 г. № 7 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2003 г., № 47, 8/9386).

364. Перед входом в лабораторию должна висеть табличка с надписью: «Посторонним вход запрещен».

## ГЛАВА 25 КОТЕЛЬНЫЕ

365. Котельные установки складов нефтепродуктов предназначены для нагревания воды, используемой в качестве теплоносителя для обогрева производственных помещений и бытовых нужд, получения пара, обеспечивающего подогрев нефтепродуктов при технологических операциях.

366. При эксплуатации котельных должны выполняться требования:

Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>) и водогрейных котлов с температурой нагрева воды не выше 388 К (115 °С), утвержденных постановлением Комитета по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике при Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 5 апреля 2000 г. № 4 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2000 г., № 48, 8/3410);

Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов (ПУБЭ М 0.00.1.08-96), утвержденных приказом-постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь и Министерства труда Республики Беларусь от 20 января 1997 г. № 2/6.

367. Для обслуживающего персонала в здании котельной должны быть оборудованы бытовые помещения в соответствии с санитарными нормами.

368. Помещение котельной должно быть обеспечено естественным светом, а в темное время – электрическим освещением согласно требованиям санитарных норм.

Места, которые по техническим причинам нельзя обеспечить естественным светом, должны иметь электрическое освещение.

369. Помимо рабочего освещения в котельных должно быть аварийное электрическое освещение от источников питания, независимых от общей электроосветительной сети котельной.

Для котельных с площадью до 250 м<sup>2</sup> в качестве аварийного освещения разрешается применять переносные электрические фонари напряжением 12 В.

370. Каждый котел производительностью более 0,1 т/ч пара должен иметь не менее двух предохранительных клапанов, один из которых контрольный. На котлах производительностью 0,1 т/ч пара и менее допускается установка одного предохранительного клапана.

371. Суммарная пропускная способность предохранительных клапанов, устанавливаемых на котле, должна быть не менее часовой паропроизводительности котла.

372. Котлы паропроизводительностью 0,7 т/ч и выше с камерным сжиганием топлива должны быть оборудованы устройствами, автоматически прекращающими подачу топлива к горелкам при снижении уровня воды ниже допустимого предела.

373. Котлы должны быть снабжены манометрами. Манометры на рабочее давление до 0,23 МПа должны иметь класс точности не ниже 2,5. Шкала манометра должна быть такой, чтобы при рабочем давлении стрелка находилась в средней трети шкалы.

374. На шкале манометра должна быть нанесена красная черта по делению, соответствующему высшему допускаемому рабочему давлению котла, а для сниженных манометров – с учетом добавочного давления от веса столба жидкости.

375. Манометр должен быть установлен таким образом, чтобы его показания были видны обслуживающему персоналу; при этом шкала должна находиться в вертикальной плоскости или с наклоном вперед до 30°.

376. К эксплуатации допускаются только исправные манометры, прошедшие поверку, имеющие пломбы или клейма.

377. Арматура на котле или трубопроводах должна иметь четкую маркировку, в которой указываются завод-изготовитель, диаметр условного прохода, условное или рабочее давление и температура среды, направление потока среды.

378. На маховиках арматуры должны быть нанесены знаки, указывающие направление вращения при открытии и закрытии.

379. Продувка котла должна проводиться в сроки, установленные графиком, в присутствии ответственного лица за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котлов.

380. Запрещается:

оставлять паровой котел без присмотра до прекращения горения в топке и снижения давления до атмосферного;

проводить какие-либо работы по ремонту элементов котла, находящегося под давлением;

поручать во время работы котла машинисту (оператору), находящемуся на дежурстве, другие задания, не предусмотренные производственной инструкцией.

381. В котельных, работающих на жидком топливе, необходимо своевременно закачивать топливо и контролировать его уровень и температуру в расходных баках. Должен быть предусмотрен аварийный запас топлива.

382. Руководство организации должно обеспечить содержание котлов в исправном состоянии и безопасные условия их эксплуатации путем организации надлежащего обслуживания.

В этих целях руководство склада нефтепродуктов обязано:

назначить ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котлов из числа специалистов, прошедших проверку знаний в установленном порядке;

назначить необходимое количество работников, обученных и имеющих удостоверения на право обслуживания котлов;

разработать и утвердить производственную инструкцию для персонала, обслуживающего котлы, на основании инструкции завода-изготовителя по монтажу и эксплуатации котла с учетом компоновки оборудования. Инструкция должна находиться на рабочем месте и выдаваться работнику под роспись;

установить порядок, при котором персонал по обслуживанию котлов вел бы тщательные наблюдения за порученным ему оборудованием путем его осмотра, проверки исправности действия арматуры, КИП и автоматики, предохранительных клапанов, средств сигнализации и защиты, питательных насосов;



установить порядок и обеспечить периодичность проверки знаний руководителей, специалистов и персонала правил, норм и инструкций по охране труда и промышленной безопасности; обеспечить проведение технических освидетельствований котлов в установленные сроки.

383. В котельной необходимо вести сменный журнал котельной для записей результатов проверки котлов и котельного оборудования, водоуказательных приборов, сигнализаторов предельных уровней воды, манометров, предохранительных клапанов, питательных приборов, средств автоматики, времени начала растопки, пуска и остановки котла, выявленных неисправностей.

384. Прием и сдача смены оформляется в журнале за подписями ответственных по смене лиц. Записи в журнале должен ежедневно проверять ответственный за безопасную эксплуатацию котлов с росписью в журнале. Рекомендуемая форма сменного журнала котельной приведена согласно приложению 15. Страницы журнала должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью.

385. Лица, не имеющие отношения к эксплуатации оборудования котельной, в котельную не допускаются. В необходимых случаях посторонние лица могут допускаться в котельную только с разрешения руководства организации и в сопровождении его представителя.

386. К обслуживанию котлов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе и имеющие удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котлов.

Проверка знаний обслуживающего персонала котельной должна проводиться периодически, не реже одного раза в год.

387. Руководство организации должно обеспечить своевременный ремонт оборудования котельной по утвержденному графику.

## ГЛАВА 26 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

388. Электрооборудование должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных Главным управлением государственного энергетического надзора СССР 21 декабря 1984 г. (далее – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей), Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных Министерством энергетики и электрификации СССР 20 февраля 1989 г., настоящих Правил и инструкций заводов-изготовителей.

389. Трассы кабельных линий должны прокладываться в местах, исключая влияние высоких температур, попадание на них нефтепродуктов, воды и возможность механических повреждений. Кабельные каналы должны иметь естественную вентиляцию.

390. Взрывозащищенное электрооборудование должно периодически осматриваться, подвергаться техническому обслуживанию и ремонту согласно правилам технической эксплуатации.

391. Проверка изоляции силовых и контрольных кабелей, электропроводок, надежности контактных соединений, состояния заземляющих устройств, проверка режимов работы электродвигателей, защитнокоммутационных аппаратов должны проводиться в сроки, регламентируемые Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

392. Техническое обслуживание (осмотры) взрывозащищенного электрооборудования должно проводиться не реже одного раза в три месяца, при этом должны устраняться обнаруженные неисправности. Работы должны производиться с соблюдением технических и организационных мероприятий.

393. Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках необходимо:  
назначить лиц, ответственных за организацию и производство работ;  
оформить наряд или распоряжение на производство работ;  
осуществить допуск к проведению работ;  
организовать надзор за проведением работ;  
оформить окончание работ;

организовывать перерывы в работе и переводы на другие рабочие места.

394. Специалисты, ответственные за состояние электроустановок, обязаны:  
обеспечить организацию и своевременное проведение профилактических осмотров и планово-предупредительного ремонта электрооборудования, аппаратуры и электросетей, своевременное устранение нарушений;

следить за правильностью выбора и применения кабелей, электропроводок, двигателей, светильников, пусковой и защитной аппаратуры в зависимости от класса взрывопожароопасных зон, категорий по взрывопожарной опасности помещений;

систематически контролировать состояние аппаратов защиты от коротких замыканий, перегрузок, а также других отклонений в режиме работы.

395. На складе нефтепродуктов должна быть эксплуатационная документация по электрооборудованию и системам электроснабжения согласно требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## ГЛАВА 27 МОЛНИЕЗАЩИТА

396. Здания и сооружения складов нефтепродуктов должны иметь молниезащиту в соответствии с категориями устройств и типом зоны защиты.

Молниезащитные устройства, категории устройств молниезащиты, зоны защиты молниеотводов должны соответствовать требованиям РД 34.21.122-87 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (далее – РД 34.21.122-87) и определены проектом.

397. Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии, электростатической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов через наземные и подземные металлические коммуникации.

Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

398. Защита от прямых ударов молнии зданий и сооружений, отнесенных по устройству молниезащиты ко II и III категории, 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.

399. Резервуары, расположенные в зонах класса В-1г согласно Правилам устройства электроустановок (далее – ПУЭ), относятся ко II категории устройства молниезащиты и зоне защиты Б.

400. Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, 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.

401. Наружные установки, отнесенные по устройству молниезащиты ко II категории, с корпусами из железобетона должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими или установленными на них молниеотводами.

402. В зону защиты молниеотводов резервуарного парка должно входить пространство, основание которого выходит за пределы резервуарного парка на 40 м от стенок крайних резервуаров в каждую сторону, а высота равна верхней отметке дыхательных клапанов резервуаров плюс 2,5 м.

403. Импульсное сопротивление каждого заземлителя защиты от прямых ударов молнии для устройств молниезащиты II категории должно быть не более 10 Ом, для устройств молниезащиты III категории – не более 20 Ом.

404. Импульсное сопротивление заземлителей для металлических и неметаллических труб и вышек должно быть не более 50 Ом.

405. Для наружных установок заземлители защиты от прямых ударов молнии должны иметь импульсное сопротивление не более 50 Ом на каждый токоотвод; к ним должны быть присоединены молниеотводы, металлические корпуса и другие металлические конструкции установок.

406. Присоединения к заземлителям должны располагаться не более чем через 50 м по периметру основания установки. При этом число присоединений должно быть не менее двух.

407. Защита от электростатической индукции зданий и сооружений, отнесенных по устройству молниезащиты ко II категории, обеспечивается присоединением всего оборудования и аппаратов, находящихся в зданиях, сооружениях и установках, к защитному заземлению электрооборудования.

408. Плавающие крыши и понтоны независимо от материала крыш и корпусов для защиты от электростатической индукции должны быть соединены гибкими металлическими перемычками с токоотводами или с металлическим корпусом установки не менее чем в двух точках.

409. Для защиты от заноса высоких потенциалов по подземным коммуникациям их необходимо при вводе в здание или сооружение присоединить к любому из заземлителей.

410. Для защиты от заноса высоких потенциалов внешних наземных металлических конструкций и коммуникаций необходимо:

на вводе в защищаемое здание или сооружение присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 20 Ом; такое присоединение допускается осуществлять к заземлителю защиты от прямых ударов молнии или к защитному заземлению электрооборудования;

на ближайшей к сооружению опоре присоединить к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 20 Ом.

411. Опоры отдельно стоящих молниеотводов могут выполняться из стали любой марки, железобетона, дерева.

412. Молниеприемники изготавливаются из стали любых марок различного профиля с площадью сечения не менее 100 мм<sup>2</sup> и длиной не менее 200 мм. Молниеприемники следует предохранять от коррозии оцинкованием, лужением или окраской.

413. Соединения молниеприемников с токоотводами должны выполняться сваркой, а при невозможности применения сварки допускается болтовое соединение с переходным электрическим сопротивлением не более 0,05 Ом.

414. Соединения токоотводов должны быть сварными. Болтовые соединения допускаются только в виде исключений для токоотводов зданий и сооружений, отнесенных по устройству молниезащиты к III категории.

415. Для проверки сопротивления заземлителей разъемные соединения необходимо предусматривать только на токоотводах, присоединяемых к отдельным заземлителям и соединенных между собой.

416. Все соединения заземлителей между собой и с токоотводами необходимо производить сваркой. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины прямоугольного проводника и не менее шести диаметров свариваемых круглых проводников.

417. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой  $h \leq 150$  м представляет собой круговой конус. Вершина конуса находится на высоте  $h_0 < h$ . На уровне земли зона защиты образует круг радиусом  $r_0$ .

418. Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого резервуара  $h$  представляет собой круг радиусом  $r_x$ .

Зона защиты одиночных стержневых молниеотводов имеет следующие габариты:

$$h_0 = 0,92h; r_0 = 1,5h; r_x = 1,5(h - h_x/0,92).$$

При известных величинах высота одиночного стержневого молниеотвода может быть определена по формуле

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}.$$

419. Молниезащитные устройства должны выполняться при строительстве, реконструкции или ремонте в соответствии с проектом, они должны быть приняты и введены в эксплуатацию до заполнения резервуаров нефтепродуктами.

420. Монтажная организация, выполнившая устройства молниезащиты, должна предъявить генеральному подрядчику акты испытания устройств, обеспечивающих молниезащиту (выполнение заземлителей и измерения их сопротивления растеканию тока).

421. При эксплуатации молниезащитных устройств должны проводиться их периодические осмотры (ревизии) с целью:

выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений;

проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);

определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозийной защиты и по усилению элементов, поврежденных коррозией;

проверить соответствие молниезащитных устройств категории резервуаров;

измерить сопротивление всех заземлителей молниезащиты не реже одного раза в год (летом и при сухой почве), а при повышении сопротивления заземлителя принимать меры по доведению сопротивления до требуемых величин.

422. Результаты ревизий молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств, проведенного ремонта необходимо заносить в специальный эксплуатацион-

ный журнал согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## ГЛАВА 28 ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

423. В связи с тем что технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов, которые могут создаваться при боковом наливке светлых нефтепродуктов в резервуары, верхнем и нижнем наливке в автоцистерны и железнодорожные цистерны и в газовом пространстве емкостей могут возникать взрывоопасные концентрации смеси паров нефтепродуктов с воздухом, необходимо принимать меры по предотвращению накопления электрических зарядов при проведении технологических операций.

424. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях со светлыми нефтепродуктами 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, автоцистерны и железнодорожные цистерны;
- нейтрализация зарядов статического электричества в трубопроводах с помощью электродов;
- применение работниками средств индивидуальной защиты из материалов, не накапливающих статические заряды.

425. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества необходимо объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», РД 34.21.122-87.

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

426. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от применения других мер защиты от статического электричества.

427. Металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование, трубопроводы, вентиляционные короба и кожухи термоизоляции трубопроводов должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к контуру заземления с интервалом от 40 до 50 м не менее чем в двух точках.

428. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом нефтепродуктов, в течение всего времени заполнения и опорожнения должны быть присоединены к заземляющему устройству.

Открытие люка автоцистерны и погружение в нее наливной трубы (рукава) допускаются только после заземления автоцистерны. Отсоединение заземляющих проводников производится после завершения налива или слива нефтепродуктов, поднятия наливной трубы из горловины автоцистерны, отсоединения сливного шланга.

429. Рукава из неэлектропроводных материалов с металлическими наконечниками, используемые для налива нефтепродуктов, должны быть обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 100 мм. Один конец проволоки соединяется с металлическими заземляющими частями продуктопровода, а другой – с наконечником рукава. При использовании армированных или электропроводных рукавов обязательно соединение арматуры или электропроводного резинового слоя с заземленным продуктопроводом и металлическим наконечником рукава. Наконечники рукавов должны быть изготовлены из металлов, исключающих искрообразование.

430. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива светлых нефтепродуктов в резервуары, цистерны не должна превышать предельно допустимых значений, при которых заряд, приносимый с потоком нефтепродукта в резервуар, цистерну, не мог бы вызвать с его поверхности искрового разряда, энергия которого достаточна для воспламенения паровоздушной смеси. Предельно допустимые скорости истечения светлых нефтепродуктов зависят: от вида налива (боковой, верхний, нижний); свойств нефтепродукта; содержания примесей; свойств материала и состояния поверхности стенок трубопровода; размеров трубопровода и емкостей; формы емкостей.

431. Для нефтепродуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением не более  $10^9$  Ом·см скорости движения и истечения допускаются до 5 м/с.

Для нефтепродуктов с удельным объемным электрическим сопротивлением более  $10^9$  Ом·см допустимые скорости транспортирования и истечения устанавливаются для каждого нефтепродукта проектом или инструкцией.



432. При заполнении порожнего резервуара светлые нефтепродукты должны подаваться в резервуар со скоростью не более 1 м/с до затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка.

433. Для предотвращения опасности возникновения искровых разрядов на поверхности светлых нефтепродуктов не должно быть незаземленных электропроводных плавающих предметов. Понтоны из электропроводных материалов должны быть заземлены с помощью не менее двух гибких заземляющих проводников сечением не менее 6 мм<sup>2</sup>.

Заземляющие проводники одним концом должны быть присоединены к крыше резервуара, другим – к понтону.

Состояние заземляющих проводников между понтоном и корпусом резервуара должны осматриваться не реже одного раза в месяц.

434. Понтоны из неэлектропроводных материалов должны иметь электростатическую защиту. Установление вида электростатической защиты таких понтонов определяется проектом.

435. Полы в помещениях разливочных должны быть выполнены из электропроводящих материалов или на них должны быть уложены металлические листы, присоединенные к общему контуру заземления, на которые устанавливаются емкости, заполняемые нефтепродуктами.

Допускается заземлять бочки, бидоны и другие емкости путем присоединения их к заземляющему устройству гибким проводником с наконечником под болт, винт, шпильку.

436. Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, а результаты измерений и ремонтов – заноситься в журнал по эксплуатации устройств для защиты от проявлений статического электричества согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

#### РАЗДЕЛ VI ПОДГОТОВКА СКЛАДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ К ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ И ВЕСЕННЕ-ЛЕТНИЙ ПЕРИОДЫ

437. Для обеспечения эксплуатации склада нефтепродуктов в осенне-зимний и весенне-летний периоды необходимо заранее разработать план мероприятий.

В план мероприятий необходимо включать работы, связанные с эксплуатацией резервуарных парков, сливноналивных устройств, трубопроводных коммуникаций, энергетического хозяйства, системы водоснабжения, очистных сооружений и другого.

438. При подготовке к осенне-зимнему периоду в резервуарном парке необходимо:

слить из резервуаров подтоварную воду;

проверить и подготовить дыхательную и предохранительную арматуру, огневые предохранители, уровнемеры и сниженные пробоотборники;

сифонные краны необходимо промыть хранящимся нефтепродуктом и привести в боковое положение;

подогреватели нефтепродуктов в резервуарах следует проверить и при необходимости отремонтировать.

439. При подготовке к зиме воду из технологических трубопроводов необходимо удалить, а в задвижках, находящихся вне отапливаемых помещений и не имеющих сливных устройств, установить сливные пробки и при необходимости утеплить трубопроводную арматуру.

Крышки на колодцах должны быть закрыты во избежание попадания воды.

440. Необогреваемые трубопроводы после перекачки должны освобождаться от вязких и сильно обводненных нефтепродуктов.

441. При подготовке очистных сооружений и канализационной сети к зиме необходимо провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, КИП, насосного оборудования.

442. На складах нефтепродуктов, не осуществляющих операции в зимний период, необходимо освободить очистные сооружения от нефтепродуктов, воды и шлама.

443. В зимний период года необходимо своевременно удалять снег с оперативных площадок, проездов, дорог, тротуаров.

444. В весенне-летний период на складах нефтепродуктов, расположенных в зоне возможного затопления в период паводка, резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны заблаговременно подготавливаться к паводку. Обвалования и ограждения должны быть наращены с учетом ожидаемой максимальной отметки паводковых вод.

445. Для предотвращения всплытия резервуары на время паводка при невозможности заполнения их нефтепродуктом заливаются водой на расчетную высоту.

446. Ливнеотводящая сеть до наступления паводка должна быть подготовлена к пропуску вод; проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грун-

товых вод, должны быть закрыты и уплотнены, а оборудование для откачки воды – проверено и подготовлено к работе.

447. Перед наступлением паводка необходимо принять меры, предотвращающие попадание в тарные хранилища паводковых вод, затопления оборудования.

#### РАЗДЕЛ VII МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СКЛАДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

448. Метрологическое обеспечение складов нефтепродуктов состоит в правильном применении необходимых средств измерений для выполнения технологических операций, обеспечения количественного учета нефтепродуктов, а также других необходимых измерений (анализ загрязнения окружающей среды и тому подобное).

449. Операции количественного учета нефтепродуктов по виду применения получаемой измерительной информации делятся на оперативно-контрольные и учетно-расчетные. Оперативно-контрольные операции осуществляются при проведении текущего контроля технологического процесса с целью принятия решения по управлению технологическим процессом, без проведения последующих расчетов между поставщиком и получателем. Учетно-расчетные операции осуществляются между поставщиком и получателем, а также при инвентаризации и заключаются в определении массы нефтепродуктов с последующим использованием измерительной информации в бухгалтерском учете (взаиморасчетах) и при арбитражных спорах.

450. Измерение массы нефтепродуктов производится согласно требованиям ГОСТ 26976-86 «Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы», который устанавливает следующие методы измерения:

- прямое измерение массы;
- объемно-массовый метод;
- гидростатический метод.

451. Методы прямого измерения необходимо применять при определении массы нефтепродуктов в транспортных средствах (железнодорожных цистернах и автоцистернах) и таре.

452. Железнодорожные цистерны с нефтепродуктами взвешиваются в соответствии с требованиями МИ 1953-88 «Масса народнохозяйственных грузов при бестарных перевозках. Методы выполнения измерений» (далее – МИ 1953-88). При этом масса нефтепродуктов может определяться в одиночных цистернах или без их расцепки путем прямого взвешивания на вагонных весах (при массе цистерн в составе до 2000 т).

453. Автоцистерны с нефтепродуктами взвешиваются в соответствии с требованиями МИ 1953-88 на автомобильных весах (стационарных и передвижных) различных типов грузоподъемностью от 10 до 50 т.

454. Для взвешивания нефтепродуктов в таре на складах нефтепродуктов применяют весовые дозаторы и весы товарные с диапазоном измерений массы от 2 до 3000 кг.

При отпуске различных сортов масел в бочки и тару применяются в основном весовые дозаторы.

455. При объемно-массовом методе масса нефтепродуктов вычисляется по измеренному объему и плотности. В зависимости от способа измерения объема и плотности выделяют статический и динамический методы.

456. Статический метод измерения объема нефтепродукта предусматривает измерение уровня нефтепродукта в градуированных резервуарах, железнодорожных цистернах или измерение по полной вместимости градуированных автоцистерн.

457. Динамический метод измерения массы нефтепродукта предусматривает измерение объема нефтепродукта с помощью объемных счетчиков и измерение плотности в средней пробе в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-85.

458. Масса нефтепродукта в резервуарах определяется методом измерения уровня нефтепродукта с помощью градуировочных таблиц.

459. Резервуары подлежат первичной и периодической поверкам:

первичная поверка – проводится после строительства и гидравлических испытаний резервуара перед вводом в эксплуатацию;

периодическая поверка – проводится по истечении срока действия градуировочной таблицы, после капитального ремонта и при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

Межповерочный интервал для всех резервуаров – не более 5 лет.

460. Поверку резервуара проводят геометрическим или объемным (динамическим или статическим) методом.

Допускается комбинация геометрического и объемного (статического или динамического) методов поверки, при объемном методе поверки – динамического или статического.

461. Выбор метода поверки зависит от номинальной вместимости резервуара, наличия требуемых средств измерений, удобства и возможности выполнения измерений, а также экономической целесообразности.

Подземные резервуары поверяют только объемным методом.

462. При геометрическом методе поверки резервуара его вместимость определяется по результатам измерений диаметров (или длин окружности), длины и толщины стенок поясов резервуара и высоты (выпуклостей) и толщины стенок днищ резервуара.

463. При объемном методе поверки резервуара его вместимость определяется путем непосредственного измерения объема поверочной жидкости, поступившей в резервуар, с одновременным измерением ее температуры.

464. Поверку резервуаров стальных вертикальных цилиндрических необходимо проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 8.570-2000.

465. Поверку резервуаров стальных горизонтальных цилиндрических необходимо проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 8.346-2000.

466. Акты обмеров резервуаров при их поверке и градуировочные таблицы в межповерочный период должны храниться на складе нефтепродуктов.

467. Технологические трубопроводы должны быть отградуированы в соответствии с требованиями Методических указаний РД 112-РСФСР-023-89 «Вместимость технологических трубопроводов. Методика выполнения измерений».

При изменении схемы технологических трубопроводов, их протяженности и диаметров необходимо произвести повторную градуировку.

468. Для измерения уровня нефтепродукта в резервуарах и транспортных емкостях при проведении учетно-расчетных операций и оперативного контроля применяют рулетки металлические, метроштоки и уровнемеры. Уровнемеры типа УДУ применяют для оперативного контроля уровня нефтепродукта.

469. Для измерения плотности нефтепродуктов на складах нефтепродуктов применяют: ареометры типа АН или АНТ-1 с диапазоном измерений от 650 до 1070 кг/м<sup>3</sup> по ГОСТ 18481-81 «Ареометры и цилиндры стеклянные. Технические условия»;

комбинированный плотномер «Денсиметр 921»;

автоматические плотномеры поплавкового типа.

Плотность нефтепродуктов на складах нефтепродуктов необходимо измерять в соответствии с требованиями ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности».

470. Для измерения температуры нефтепродуктов и учета поправки при определении их плотности применяют:

термометры стеклянные лабораторные типа ТЛ-4; термометры, встроенные в ареометры;

термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов типа ТНН-5 по ГОСТ 400-80 «Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов. Технические условия» при использовании ареометров типа АН;

датчики температуры – для измерения средней температуры нефтепродуктов в резервуарах.

471. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту, период поверки средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются инструкциями по их эксплуатации заводов-изготовителей или другими техническими нормативными актами.

472. Средства измерений, находящиеся в эксплуатации, должны быть поверены в органах Госстандарта, иметь клеймо и свидетельство о поверке или отметку в паспорте средства измерений.

473. Государственная или ведомственная поверка средств измерений производится лабораториями, аккредитованными Госстандартом.

474. Государственной поверке, производимой органами Госстандарта, подвергаются средства измерений в соответствии с требованиями СТБ 8003-93 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Проверка средств измерений. Организация и порядок проведения».

475. Перечень рабочих средств измерений, подлежащих обязательной периодической государственной поверке, приведен согласно приложению 16.

Указанные КИП должны подвергаться поверке также после их капитального ремонта.

476. Не допускаются к применению средства измерения, у которых отсутствует пломба или клеймо, просрочен срок поверки, имеются повреждения.

477. На циферблате или корпусе показывающих манометров должно быть краской обозначено значение шкалы, соответствующее максимальному рабочему давлению. Нанесение такого обозначения краской на стекле манометра не допускается.

478. Приборы, снятые в ремонт или на поверку, должны немедленно заменяться на идентичные, в том числе по условиям эксплуатации.

**РАЗДЕЛ VIII  
ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ**

**ГЛАВА 29  
ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА**

479. Эксплуатация складов нефтепродуктов не должна приводить к загрязнению окружающей среды (воздуха, поверхностных вод, почвы) загрязняющими веществами выше допустимых норм.

480. Основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на складах нефтепродуктов являются:

- резервуары с нефтепродуктами;
- эстакады слива-налива нефтепродуктов в автоцистерны и железнодорожные цистерны;
- вентиляционные устройства производственных зданий (технологических насосных, химических лабораторий и тому подобных);
- объекты очистных сооружений (нефтеловушки, буферные и разделочные резервуары, пруды-отстойники, шламонакопители и прочие);
- открытые площадки с насосами, перекачивающими нефтепродукты;
- котельные;
- технологическое оборудование и трубопроводы.

481. К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу из источников загрязнения атмосферы склада нефтепродуктов, относятся пары нефтепродуктов, образующиеся вследствие испарения во время приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, а также содержащиеся в дымовых газах котельных оксид углерода, диоксида серы и азота, взвешенные вещества.

Кроме того, в выбросах от вспомогательных объектов склада нефтепродуктов могут содержаться: древесная пыль от деревообрабатывающих станков на участках деревообработки; металлическая и абразивная пыль от обработки изделий из цветных металлов и чугуна, работы точных станков в ремонтно-механических и слесарных мастерских; сварочный аэрозоль, состав которого зависит от вида сварки и марки используемых электродов на сварочных площадках.

482. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются только при наличии разрешения, выдаваемого территориальными органами Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь.

483. Базовыми величинами массовых и валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников загрязнения являются нормативы предельно допустимых выбросов (далее – ПДВ), установленные на основании инвентаризации источников загрязнения атмосферы.

484. Предельно допустимым для склада нефтепродуктов считается суммарный выброс загрязняющего вещества в атмосферу от всех источников данного предприятия, определенный с учетом перспектив развития предприятия и характера рассеивания выбросов в атмосфере при условии, что выбросы из источников склада нефтепродуктов (с учетом фоновых концентраций того же вещества) не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК в воздухе населенных пунктов (или ПДК для растительного и животного мира, установленную в данном районе, если ее значение меньше ПДК в воздухе). ПДК некоторых веществ, выбрасываемых в атмосферу населенных пунктов, приведены согласно приложению 17.

485. При разработке норм ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться Законом Республики Беларусь от 15 апреля 1997 года «Об охране атмосферного воздуха» (Ведамасці Нацыянальнага сходу Рэспублікі Беларусь, 1997 г., № 14, ст. 260), методиками расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и другими нормативными правовыми актами в области охраны окружающей среды.

486. После установления норм ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на складе нефтепродуктов должен быть организован контроль за их соблюдением. Вещества, по которым необходимо осуществлять контроль, источники выбросов и периодичность контроля выбросов определяются на основании расчетов рассеивания в проекте нормативов ПДВ.

487. Работы по производственному контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу и за соблюдением нормативов ПДВ должны осуществляться на основании приказа по организации или другого производственного документа, в котором устанавливаются основные принципы организации контроля и должностные лица, ответственные за проведение данного вида работ.

488. Исполнителями работ по аналитическому контролю за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу могут являться как службы предприятия, так и сторонние организации.

489. Структурные подразделения предприятия, осуществляющие работы по аналитическому контролю за выбросами, а также привлекаемые для выполнения данного вида работ на договорной основе сторонние организации, должны быть аккредитованы органами Госстандарта.



490. Инвентаризация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу должна проводиться не реже одного раза в пять лет.

491. Для определения содержания некоторых загрязняющих веществ в выбросах рекомендуется использовать газоанализаторы, допущенные к применению Госстандартом согласно приложению 18.

492. Для снижения загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов согласно приложению 19.

493. Снижение выбросов в атмосферу древесной, металлической, абразивной пыли должно достигаться эффективной работой пылеулавливающих аппаратов и устройств (циклонов различных модификаций, пылеосадительных камер, различных фильтровальных аппаратов).

### ГЛАВА 30 ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОД И ПОЧВЫ

494. Для предотвращения загрязнения водоемов вредными веществами производственно-дождевые сточные воды склада нефтепродуктов должны проходить очистку. Необходимая степень очистки должна обосновываться с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса (далее – ПДС) загрязняющего вещества.

ПДС – это максимальная масса загрязняющего вещества в сточных водах (г/ч), допустимая к отведению в установленном режиме в данном пункте водного объекта в единицу времени.

495. К числу основных веществ, загрязняющих производственные сточные воды склада нефтепродуктов, относятся нефтепродукты и взвешенные вещества.

Нормы ПДС этих веществ со сточными водами должны устанавливаться в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с требованиями нормативных правовых актов по охране окружающей среды.

496. Для достижения норм ПДС загрязняющих веществ со сточными водами необходимо осуществлять мероприятия по уменьшению количества сбрасываемых сточных вод и повышению глубины их очистки.

497. Уменьшение количества сбрасываемых сточных вод может быть обеспечено за счет: повторного использования очищенных сточных вод на производственные нужды склада нефтепродуктов и сокращения общего потребления воды для этих целей;

предотвращения утечек нефтепродуктов из-за неплотностей запорной арматуры, фланцевых, муфтовых соединений, сварных стыков, коррозионных повреждений резервуаров и трубопроводов, вследствие переливов и тому подобного, что приведет к уменьшению количества загрязненных нефтепродуктами производственно-ливневых стоков, сбрасываемых в канализационную сеть.

Для повышения глубины очистки сточных вод необходимо интенсифицировать и совершенствовать процессы очистки на существующих очистных сооружениях, а также внедрять новые, более эффективные методы очистки.

498. Необходимо осуществлять систематический контроль за соблюдением установленных норм ПДС. Контроль должен включать определение концентраций, содержащихся в сбросах загрязняющих веществ, и определение по этим данным массы сбрасываемых загрязняющих веществ в единицу времени. Последний показатель сравнивается с нормативами ПДС с учетом погрешности приборов и среды измерений.

499. Источниками загрязнения почвы нефтепродуктами на складах нефтепродуктов могут быть:

неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров, трубопроводов; продукты зачистки резервуаров и трубопроводов.

500. Для сокращения потерь нефтепродуктов и предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб и ремонтах необходимо осуществлять постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и тому подобного.

501. Во избежание потерь нефтепродуктов от переливов необходимо применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефтепродукта по достижении заданного уровня.

### РАЗДЕЛ IX ОХРАНА ТРУДА

502. При эксплуатации складов нефтепродуктов наниматель обязан обеспечить: условия труда на каждом рабочем месте, соответствующие требованиям охраны труда и производственной санитарии;

безопасную эксплуатацию производственных объектов, предупреждение аварий, снижение возможного ущерба от их последствий;

выполнение законодательства в области охраны труда.

503. Работа по охране труда должна быть организована в соответствии с Межотраслевыми общими правилами по охране труда, утвержденными постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 3 июня 2003 г. № 70 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2003 г., № 87, 8/9818).

504. Ответственность за создание здоровых и безопасных условий труда и соблюдение гарантий права работников на охрану труда возлагается на руководителя организации (нанимателя).

505. Работу по охране труда организует руководитель организации в соответствии с законодательством о труде, который обязан:

назначить работника из числа своих заместителей (главного инженера, технического директора) или другого работника, ответственного за организацию работы по охране труда;

распределить функции по обеспечению охраны труда между структурными подразделениями, определить обязанности их руководителей и специалистов;

уполномочить соответствующее подразделение (службу, специалиста) осуществлять организацию работы по охране труда и контроль за соблюдением требований охраны труда в процессе производственной деятельности.

506. Структура и состав службы охраны труда должны соответствовать требованиям Трудового кодекса Республики Беларусь и Нормативов численности специалистов по охране труда на предприятиях, утвержденных постановлением Министерства труда Республики Беларусь от 23 июля 1999 г. № 94 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 1999 г., № 63, 8/698).

507. На производственных участках, в цехах, лабораториях, мастерских и других службах (отделах) руководство работой по охране труда возлагается на руководителей этих подразделений.

508. Обязанности руководителей и специалистов по охране труда должны быть определены в должностных инструкциях на основании возложенных функций и полномочий.

509. Со своими должностными обязанностями по охране труда руководители и специалисты должны быть ознакомлены под роспись.

510. При невыполнении своих должностных обязанностей по охране труда, нарушении требований нормативных правовых актов работники несут ответственность (дисциплинарную, административную, уголовную) в порядке, установленном законодательством Республики Беларусь.

511. На складах нефтепродуктов необходимо планировать мероприятия по улучшению условий труда, санитарно-бытового обеспечения работников, предупреждению профзаболеваний и производственного травматизма.

512. Организационно-технические мероприятия должны разрабатываться на основании требований нормативных правовых актов, анализа причин производственного травматизма и аварийности, опасных и вредных производственных факторов, а также с учетом предписаний органов государственного надзора и контроля, предложений структурных подразделений организации.

513. При разработке мероприятий по охране труда необходимо руководствоваться Положением о планировании и разработке мероприятий по охране труда, утвержденным постановлением Министерства труда Республики Беларусь от 23 октября 2000 г. № 136.

514. Наниматель обязан организовывать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в период трудовой деятельности) медицинских осмотров работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, в соответствии с требованиями постановления Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 8 августа 2000 г. № 33 «О Порядке проведения обязательных медицинских осмотров работников» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2000 г., № 87, 8/3914).

515. Все работники, поступающие на работу, должны пройти вводный инструктаж.

516. Рабочие могут быть допущены к самостоятельной работе только после прохождения обучения по безопасным методам и приемам выполнения работ на соответствующем рабочем месте, стажировки на рабочем месте и проверки полученных знаний комиссией, а также проведения первичного инструктажа на рабочем месте.

517. Ответственность за своевременное и качественное обучение работников безопасным приемам и методам работы в подразделениях склада нефтепродуктов (цех, участок, лаборатория, мастерская и др.) возлагается на руководителей подразделений.

518. Рабочие, допущенные к самостоятельной работе, должны проходить повторный инструктаж по охране труда, а также по применению средств индивидуальной защиты и защитных приспособлений с целью углубления и закрепления знаний.

519. Перед выполнением работником разовой работы, а также работы, на которую оформляется наряд-допуск, руководитель должен провести целевой инструктаж.

520. Проверку знаний по вопросам охраны труда у рабочих необходимо проводить 1 раз в год.

521. Руководители и специалисты должны проходить периодическую проверку знаний по вопросам охраны труда 1 раз в 3 года.

522. Обучение, инструктажи и проверка знаний работников по вопросам охраны труда должны проводиться в соответствии с требованиями Правил обучения безопасным методам и приемам работы, проведения инструктажа и проверки знаний по вопросам охраны труда, утвержденных постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 30 декабря 2003 г. № 164 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2004 г., № 22, 8/10510).

523. Требования к лицу, ответственному за проведение погрузочно-разгрузочных работ с нефтепродуктами, и персоналу, выполняющим погрузочно-разгрузочные работы с нефтепродуктами, должны соответствовать Правилам перевозки опасных грузов.

524. Работники, использующие в работе средства механизации при проведении погрузочно-разгрузочных и транспортных операций должны быть обучены, аттестованы и не реже одного раза в три месяца проходить инструктаж по охране труда.

525. Для организации обучения производственного персонала безопасным приемам труда, пропаганды и работы по охране труда на складе нефтепродуктов рекомендуется организовать кабинет охраны труда.

526. Для производственного персонала склада нефтепродуктов должны быть разработаны и утверждены руководителем организации инструкции по охране труда в соответствии с Порядком разработки, согласования и утверждения инструкций по охране труда, утвержденным постановлением Государственного комитета Республики Беларусь по труду и социальной защите населения от 14 июля 1994 г. № 82 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации 22 июля 1994 г. № 481/12).

527. Инструкции должны быть разработаны для профессий и видов работ на основе типовых инструкций по охране труда, эксплуатационной и ремонтной документации предприятий-изготовителей оборудования, конкретных технологических процессов.

528. Рабочие должны быть ознакомлены с инструкциями под роспись, обязаны знать и выполнять в объеме возложенных на них обязанностей требования инструкций.

529. Работник склада нефтепродуктов обязан докладывать своему непосредственному руководителю о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, утечках нефтепродуктов и их паров, нарушениях правил и инструкций.

530. На складе нефтепродуктов должен быть составлен и утвержден перечень работ повышенной опасности и перечень работ, проводимых по наряду-допуску.

531. Газоопасные работы должны быть организованы в соответствии с Типовой инструкцией по организации безопасного проведения газоопасных работ, утвержденной Госгортехнадзором СССР 20 февраля 1985 г.

532. Производственный персонал должен быть обеспечен согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, специальной одеждой и обувью, моющими средствами.

533. Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей работникам подвергают внешнему осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями.

Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями не разрешается.

534. При работе внутри резервуаров, цистерн и в колодцах глубиной более 0,5 м должны применяться шланговые противогазы. При выполнении газоопасных работ вне указанных мест должны применяться фильтрующие противогазы с коробками марки А или БКФ.

В местах, где возможно выделение в воздух рабочей зоны вредных веществ в концентрациях свыше 5 % объемных или содержание кислорода менее 18 % объемных, также должны применяться шланговые противогазы.

Необходимость наличия противогазов у работников при выполнении ими работ определяется нарядом-допуском на эти работы.

535. Воздухозаборные патрубки шланговых противогазов при работе должны располагаться с наветренной стороны от места выделения газа и закрепляться. При отсутствии принудительной подачи воздуха вентилятором длина шланга не должна превышать 15 м. Шланг не должен иметь резких перегибов и чем-либо защемляться.

536. Продолжительность работы в противогазе без перерыва не должна превышать 30 мин, а время отдыха должно составлять не менее 15 мин.

537. Спасательные пояса должны иметь наплечные ремни с кольцом со стороны спины на их пересечении для крепления веревки. Пояс должен подгоняться таким образом, чтобы кольцо располагалось не ниже лопаток. Применение поясов без наплечных ремней запрещается.

538. Противогазы должны проверяться на герметичность перед выполнением каждой газоопасной работы.

539. Спасательные пояса необходимо испытывать нагрузкой массой 200 кг в течение 5 мин. После снятия груза на поясе не должно быть следов повреждений.

Спасательные веревки необходимо испытывать нагрузкой массой 200 кг в течение 15 мин. После снятия нагрузки на веревке в целом и на отдельных нитях ее не должно быть повреждений.

540. Испытания спасательных поясов и спасательных веревок должны проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев под руководством специалиста или руководителя. Результаты испытаний оформляются актом или записью в специальном журнале.

Каждый пояс и веревка должны иметь инвентарный номер.

541. Работы на высоте должны проводиться в соответствии с Правилами охраны труда при работе на высоте, утвержденными постановлением Министерства труда Республики Беларусь от 28 апреля 2001 г. № 52 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2001 г., № 58, 8/6199).

542. На каждом производственном участке должна находиться аптечка производственная для оказания первой медицинской помощи. Аптечка производственная должна быть укомплектована лекарственными средствами и изделиями медицинского назначения в соответствии с приказом Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 15 ноября 1999 г. № 341 «О порядке комплектации аптечек первой медицинской помощи» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2000 г., № 8, 8/1534).

543. Производственный персонал склада нефтепродуктов должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

544. Каждый несчастный случай и профессиональное заболевание должны быть расследованы в установленном порядке, с выявлением причин и принятием мер по их предотвращению.

545. Расследование и учет несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний должны проводиться в соответствии с Правилами расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, утвержденными постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15 января 2004 г. № 30 (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2004 г., № 8, 5/13691).

546. Материальная ответственность предприятия за ущерб, причиненный здоровью работника, устанавливается в соответствии с законодательством Республики Беларусь.

Приложение 1  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

### ПЕРЕЧЕНЬ основных терминов и определений

Термин	Определение
Склады нефтепродуктов	Самостоятельные предприятия или цеха в составе промышленных, сельскохозяйственных, транспортных, энергетических предприятий, предназначенные для приема, хранения и реализации нефтепродуктов с резервуарным парком и комплексом зданий, сооружений и коммуникаций для обеспечения оперативной деятельности
Резервуарный парк	Группа (группы) резервуаров, предназначенных для выполнения технологических операций приема, хранения и выдачи (откачки) нефтепродуктов, размещенных на территории, ограниченной по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземном хранении, дорогами или противопожарными проездами – при подземном хранении
Коренное запорное устройство	Запорное устройство, установленное у приемо-раздаточного патрубка резервуара
Узел задвижек	Группа задвижек, обеспечивающая выполнение заданных технологических операций, которая может размещаться в помещениях, колодцах, под навесом или на открытых площадках
Нефтеловушка	Сооружение для механической очистки сточных вод от нефтепродуктов, способных к гравитационному отделению, осаждающихся механических примесей и взвешенных веществ
Подтоварная вода	Вода, скопившаяся на дне резервуара при хранении нефтепродуктов
Продуктовая насосная	Группа насосных агрегатов, установленных в здании, под навесом или на открытой площадке, предназначенная для перекачки нефтепродуктов



Продолжение табл.

Термин	Определение
Промежуточный резервуар (у сливноналивных эстакад)	Резервуар, предназначенный для кратковременного хранения нефтепродуктов с целью обеспечения операций по сливу (наливу) цистерн
Разливочная	Сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в тару
Расфасовочная	Здание или сооружение, оборудованное приборами и устройствами, обеспечивающими выполнение операций по наливу нефтепродуктов в мелкую тару вместимостью не более 40 л
Сливоналивное устройство	Техническое средство, обеспечивающее выполнение операций по сливу и наливу нефтепродуктов в железнодорожные или автомобильные цистерны
Эстакада железнодорожная сливноналивная	Сооружение у специальных железнодорожных путей, оборудованное сливноналивными устройствами или другими техническими средствами, обеспечивающее выполнение операций по сливу нефтепродуктов из железнодорожных цистерн или их наливу

Приложение 2  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

### Перечень зон, участков и состав размещаемых в них зданий, сооружений и других объектов

Наименование зон	Наименование участков	Примерный состав зданий, сооружений, объектов, размещаемых в пределах зоны, участка
1	2	3
Резервуарного хранения	Хранение нефтепродуктов	Резервуары для нефтепродуктов, теплообменники, насосные, компрессорные, а также входящие в их состав вспомогательные производственные сооружения
Производственные	Железнодорожного приема и отпуска	Эстакады железнодорожные сливноналивные или одиночные сливноналивные устройства для железнодорожных цистерн, промежуточные резервуары (у сливноналивных эстакад), насосные, компрессорные, складские здания для нефтепродуктов в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, раздаточные, расфасовочные, пункты приема отработанных нефтепродуктов с резервуарами этих пунктов, железнодорожные весы и другие объекты, связанные со сливноналивными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные здания и сооружения
	Автомобильного приема и отпуска	Площадки слива-налива в автоцистерны, раздаточные, расфасовочные, раздаточные колонки, автовесы, операторные, другие объекты и устройства, связанные со сливноналивными операциями, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные здания и сооружения
	Очистных сооружений	Сооружения и установки для очистки нефтесодержащих сточных вод, включая резервуары-отстойники, буферные и разделочные резервуары, канализационные насосные и другие объекты, связанные с сооружениями очистки, лаборатории, связанные с анализом сточных вод, а также входящие в их состав вспомогательно-производственные и бытовые здания и сооружения
Вспомогательные	Водоснабжения и противопожарной защиты	Водопроводные и противопожарные насосные станции, резервуары или водоемы противопожарного запаса, дизельные с расходными резервуарами, помещения хранения противопожарного оборудования
	Вспомогательно-производственных зданий и сооружений	Сооружения теплоснабжения, включая расходные резервуары топлива и топливо-насосные, здания и сооружения подсобно-производственного назначения (ремонтно-механические мастерские, складские и другие помещения, гараж и т.п.), сооружения бытовой канализации
	Энергоснабжения	Трансформаторные подстанции, распределительные пункты, пункты кнопочного управления, дизельные электростанции, электрические сети, наружное и охранное освещение
	Административных и бытовых зданий и сооружений	Цеха вспомогательного назначения с размещением в них административно-хозяйственных и бытовых помещений, проходной, лаборатории, мехмастерских и мастерских по ремонту контрольно-измерительных приборов и автоматики, аккумуляторной, сооружений связи и других помещений

Приложение 3  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

### Основные свойства нефтепродуктов

Свойство	Характеристика
Испаряемость	Способность нефтепродуктов переходить из жидкого в газообразное состояние оценивается по фракционному составу и давлению насыщенных паров. С повышением температуры или понижением давления испаряемость увеличивается. Испаряемость нефтепродуктов приводит к значительным потерям легких фракций и загрязнению окружающей среды
Фракционный состав нефтепродукта	Состав нефтепродукта, определяющий количественное содержание фракций, выкипающих в определенных температурных пределах, остаток и потери при перегонке в заданных условиях
Температура воспламенения	Наименьшая температура вещества, при которой в условиях специальных испытаний вещество выделяет горючие пары и газы с такой скоростью, что после их зажигания возникает устойчивое пламенное горение
Температура вспышки	Самая низкая температура горючего вещества, при которой в условиях специальных испытаний над его поверхностью образуются пары или газы, способные вспыхивать от источника зажигания, но скорость их образования еще не достаточна для устойчивого горения
Температура самовоспламенения	Самая низкая температура вещества, при которой в условиях специальных испытаний происходит резкое увеличение скорости экзотермических реакций, заканчивающихся пламенным горением
Горючесть	Способность вещества или материала к горению
Детонационная стойкость	Физико-химическое свойство, определяющее способность бензина сгорать без взрыва в двигателе с искровым зажиганием. Показателем детонационной стойкости топлива в единицах эталонной шкалы является октановое число. Октановое число равно содержанию (в объемных %) изооктана в смеси с нормальным гептаном, эквивалентной по детонационной стойкости топливу, испытываемому в стандартных условиях
Пожаровзрывоопасность	Характеризуется температурами вспышки и самовоспламенения, группой пожароопасности
Прокачиваемость	Характеризует поведение нефтепродуктов при перекачке их по трубопроводам и топливным системам и фильтровании, определяя бесперебойность подачи нефтепродуктов при разных температурах. Прокачиваемость оценивается кинематической и динамической вязкостями при низких температурах, температурами помутнения, начала кристаллизации и застывания, предельной температурой фильтруемости, содержанием воды и механических примесей, коэффициентом фильтруемости, содержанием мыл и нафтеновых кислот, вспениваемостью, плотностью, степенью чистоты
Динамическая вязкость	Мера внутреннего трения нефтепродукта, равная отношению тангенциального напряжения к градиенту скорости сдвига при ламинарном течении ньютоновской жидкости
Кинематическая вязкость	Отношение динамической вязкости к плотности нефтепродукта
Температура начала кристаллизации	Температура, при которой в нефтепродукте начинается образование кристаллов в условиях испытания
Температура помутнения	Температура, при которой жидкий прозрачный нефтепродукт начинает мутнеть в условиях испытания
Температура застывания	Температура, при которой нефтепродукт теряет подвижность в условиях испытания
Предельная температура фильтруемости	Температура, при которой топливо после охлаждения в определенных условиях способно еще проходить через фильтр с установленной скоростью
Условная вязкость	Отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 см <sup>3</sup> испытываемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 см <sup>3</sup> дистиллированной воды при температуре 20 °С
Сохраняемость	Характеризуется стабильностью показателей качества нефтепродуктов при хранении. Оценивается по времени окисления, периоду стабильности
Токсичность	Характеризует особенности и результаты воздействия нефтепродуктов на человека и окружающую среду. Оценивается по классу токсичности, предельно допустимой концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, в атмосфере населенных пунктов, в воде водоемов

Приложение 4  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ЖУРНАЛ  
распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефтепродуктов**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Дата и время	Содержание задания (распоряжения)	Задание выдано		Задание принято	
		фамилия, должность	подпись	фамилия, должность	подпись
1	2	3	4	5	6

**Примечания:**

1. Журнал распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефтепродуктов является внутренним документом организации.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, пронумеровывается и скрепляется печатью. Количество листов в журнале заверяется подписью ответственного лица.
3. В журнале отражаются основные операции задания: время проведения перекачки (начало и окончание) или погрузки в транспортные емкости, внутренние перекачки и другие.

Приложение 5  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ЖУРНАЛ  
осмотров и ремонта сооружений и зданий**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Объект	Дата осмотра	Перечень выявленных дефектов	Запланированные мероприятия для устранения выявленных дефектов	Сроки выполнения мероприятий	Дата, подпись ответственного лица
1	2	3	4	5	6

Дата фактического выполнения мероприятий	Подпись ответственного лица	Результат проверки контролирующих лиц	Дата, должность и подпись контролирующего лица	Примечание
7	8	9	10	11

Приложение 6  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**Технологическая карта резервуара**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

Наименование	Данные
Тип резервуара	
Номер резервуара по технологической схеме	
Фактическая высота резервуара до врезки пенокамеры, м	
Максимально допустимый взлив нефтепродукта зимний, м	
Максимально допустимый взлив нефтепродукта летний, м	
Аварийный взлив нефтепродукта, м	
Минимальный допустимый взлив при работе магистрального насоса, м	
Минимально допустимый взлив при работе наливного насоса, м	
Геометрическая вместимость резервуара, м <sup>3</sup>	
Пропускная способность механического клапана, м <sup>3</sup> /ч	
Пропускная способность гидравлического клапана, м <sup>3</sup> /ч	
Тип и количество дыхательных клапанов	
Тип и количество огневых предохранителей	

Приложение 7  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

### ЖУРНАЛ осмотра оборудования и арматуры резервуара

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Дата осмотра	Наименование оборудования, арматуры	Результат осмотра (обнаруженные дефекты)	Выполненные работы по устранению дефектов
1	2	3	4

Дата устранения дефекта	Фамилия, должность лиц, выполнивших ремонт	Фамилия и инициалы ответственного лица
5	6	7

**Примечания:**

1. Журнал осмотра оборудования и арматуры резервуара является внутренним документом склада нефтепродуктов.

2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается и скрепляется печатью.

Приложение 8  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

### Наряд-допуск № \_\_\_\_\_ на проведение газоопасных работ

1. Место проведения работы \_\_\_\_\_  
(отделение, участок, аппарат, коммуникация)
2. Характер и группа выполняемых работ \_\_\_\_\_
3. Наряд-допуск выдан \_\_\_\_\_  
(должность, подпись, фамилия, инициалы, дата)
4. Ответственный за подготовительные работы \_\_\_\_\_  
(должность, подпись, фамилия, инициалы)
5. Ответственный за проведение работ \_\_\_\_\_  
(должность, место работы, подпись, фамилия, инициалы)



6. Время проведения работ: начало \_\_\_\_\_  
(дата, время)

окончание \_\_\_\_\_  
(дата, время)

7. Мероприятия по подготовке объекта к газоопасным работам и последовательность их выполнения \_\_\_\_\_

8. Анализ воздушной среды перед началом и в период проведения работ:

Дата и время отбора проб	Место отбора	Определяемые вещества	Допустимая концентрация	Результаты анализа	Подпись лица, проводившего анализ

9. Подготовительные мероприятия выполнены.

Ответственный за подготовительные работы \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, подпись)

Ответственный за проведение работ \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, подпись)

10. Состав бригады исполнителей работ и отметка о прохождении инструктажа:

№ п/п	Профессия (место работы) *	Фамилия, инициалы исполнителя	Дата проведения инструктажа	Инструктаж о мерах безопасности	
				получил (подпись)	провел (подпись)

11. Мероприятия, обеспечивающие безопасное проведение работ (определяются организационные и технические мероприятия, необходимые средства защиты и другое) \_\_\_\_\_

12. Особые условия проведения работ \_\_\_\_\_

13. Производство работ подготовлено.

13.1. Работы разрешаю \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы начальника производственного подразделения) (время) (подпись)

13.2. Готовность объекта к проведению работ подтверждаю \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы начальника смены,

старшего в смене)

(время)

(подпись)

13.3. Возможность проведения работ подтверждаю \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы представителя

службы охраны труда)

(время)

(подпись)

14. Наряд-допуск продлен:

№ п/п	Дата и время проведения работ	Безопасность проведения работ, возможность проведения подтверждаем			
		начальник подразделения	представитель службы охраны труда	начальник смены (старший в смене)	ответственный за проведение работ

15. Изменение в составе бригады исполнителей:

Выведены из состава бригады исполнителей (профессия, фамилия, инициалы)	Введены в состав бригады исполнителей (профессия, фамилия, инициалы)	Инструктаж о мерах безопасности	
		получил (подпись исполнителя)	провел (подпись ответственного за проведение работ)

16. Работа выполнена в полном объеме, инструменты и материалы убраны. Наряд-допуск закрыт.

Ответственный за проведение работ \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, подпись) (дата, время)

Начальник смены (старший в смене) \_\_\_\_\_  
(фамилия, инициалы, подпись) (дата, время)

\* Допустимо сокращенное указание места работы исполнителей (производственное подразделение, подрядная организация и др.).

Приложение 9  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**СПРАВКА № \_\_\_\_\_  
анализа воздуха в резервуаре**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г. в \_\_\_\_\_ ч \_\_\_\_\_ мин

На складе нефтепродуктов в резервуаре № \_\_\_\_\_  
из-под \_\_\_\_\_ отобрана проба воздуха,  
(наименование нефтепродукта)

(метод отбора, наименование и номер прибора)

анализ которой показал содержание:

паров углеводородов: по норме \_\_\_\_\_ мг/л, фактически \_\_\_\_\_ мг/л;

сероводорода: по норме \_\_\_\_\_ мг/л, фактически \_\_\_\_\_ мг/л;

кислорода: по норме \_\_\_\_\_ мг/л, фактически \_\_\_\_\_ мг/л.

Справка выдана в \_\_\_\_\_ ч \_\_\_\_\_ мин « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Начальник лаборатории \_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(инициалы, фамилия)

Лаборант \_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(инициалы, фамилия)

Приложение 10  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ЖУРНАЛ  
учета анализов концентрации паров углеводородов и других газов  
в резервуарах и производственных помещениях**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

Начат \_\_\_\_\_  
Окончен \_\_\_\_\_

Номер справки, отобранной про- бы и анализа	Дата и время отбора пробы	Хранилище (по- мещение), откуда отобрана проба	Место отбора пробы из хра- нилища	Из-под ка- кого нефте- продукта	Результаты анализа (концентрация паров), мг/л		
					углеводород	сероводород	кислород
1	2	3	4	5	6	7	8

Метод проведения анали- за, наименование и номер прибора	Фамилия лаборанта, от- бравшего пробы и про- водившего анализ	Подпись лаборанта	Дата, время выдачи справки	Должность и фамил- ия лица, получив- шего справку	Подпись лица, получившего справку	Приме- чание
9	10	11	12	13	14	15

Приложение 11  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ  
Руководитель

(подпись, инициалы, фамилия)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

**АКТ**  
**на выполненную зачистку резервуара № \_\_\_\_\_**  
**« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.**

Комиссия в составе: главного инженера предприятия (начальника цеха) \_\_\_\_\_  
инженера по охране труда \_\_\_\_\_  
представителя товарного цеха \_\_\_\_\_  
провела осмотр \_\_\_\_\_

(наименование и номер резервуара)

после зачистки из-под \_\_\_\_\_

(наименование нефтепродукта)

для заполнения \_\_\_\_\_

(наименование нефтепродукта)

Качество выполнения зачистки \_\_\_\_\_

(оценка)

Соответствует требованиям ГОСТ 1510-84 \_\_\_\_\_

Главный инженер предприятия  
(начальник цеха) \_\_\_\_\_  
(подпись)

Инженер по охране труда \_\_\_\_\_  
(подпись)

Представитель товарного цеха \_\_\_\_\_  
(подпись)

Представитель лаборатории \_\_\_\_\_  
(подпись)

Приложение 12  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**Паспорт трубопровода**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_ цех \_\_\_\_\_  
Наименование и назначение трубопровода \_\_\_\_\_  
Рабочая среда \_\_\_\_\_  
Рабочие параметры: давление \_\_\_\_\_  
температура \_\_\_\_\_ категория \_\_\_\_\_

Наименование участка или обозначение по схеме	Наружный диаметр и толщина стенки, м	Протяженность участков трубопровода, м
--	---	---

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявляемых при сдаче трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных СНиП 3.05.05-84, действующими Правилами, проектом. Данные о материалах, из которых изготовлен трубопровод.

1. Сведения о трубах и листовом материале:

Наименование элементов	Размеры	Марка стали	ГОСТ или ТУ
------------------------	---------	-------------	-------------

## 2. Сведения о фланцах и крепежных деталях:

Наименование	ГОСТ, ТУ на фланцы	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Материал фланца	
				марка стали	ГОСТ или ТУ

## 3. Сведения об арматуре и фасонных частях:

Наименование	Обозначение по каталогу	Условный проход, мм	Условное давление, МПа	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ
--------------	-------------------------	---------------------	------------------------	-------------------------	-------------

Результаты испытания: \_\_\_\_\_  
(вносятся последние результаты при заполнении паспорта)

Трубопровод испытан на прочность гидравлическим методом пробным давлением \_\_\_\_\_ МПа.

При давлении \_\_\_\_\_ МПа трубопровод был осмотрен, причем обнаружено \_\_\_\_\_

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими нормативными документами и признан годным к работе \_\_\_\_\_

Руководитель склада нефтепродуктов \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопровода:

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество	Подпись ответственного лица
-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------

## Записи о ремонте, ревизии, переустройстве трубопровода:

Дата записи	Основание	Запись о выполненных ремонте, ревизии, переустройстве трубопровода
-------------	-----------	--

## Запись результатов освидетельствования трубопровода:

Дата	Результаты освидетельствования	Срок следующего освидетельствования	Подпись ответственного лица, производящего освидетельствование
------	--------------------------------	-------------------------------------	--

## Формуляр замера деталей трубопроводов:

Первоначальный диаметр, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по промеру, мм	Метод замера	Фамилия, имя, отчество проверяющего	Подпись	Примечание
----------------------------	--------------------------	------------------------	--------------	-------------------------------------	---------	------------

Примечание. При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации необходимо указать перечень схем, чертежей, документов, подтверждающих качество материалов, сварных швов, проведенных испытаний на прочность и плотность.

Приложение 13  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ЖУРНАЛ  
эксплуатации и ремонта технологических трубопроводов**

Организация \_\_\_\_\_  
Склад нефтепродуктов \_\_\_\_\_





Часовая производительность котла			Проверка автоматики			Котловая вода		Расход топлива, кг	Замечания операторов о состоянии котлов, вспомогательного оборудования	Отметка о состоянии	Подпись	
котел № 1	котел № 2	котел № 3	сигнализаторы предельных уровней	отсекатели топлива	регуляторы питания	щелочность, мг – экв кг	жесткость, мкг – экв кг				о приеме смены	о сдаче смены
17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29

**Примечания:**

- Сменный журнал котельной является внутренним документом организации.
- Журнал ведется в одном экземпляре, пронумеровывается и скрепляется печатью. Количество листов в журнале заверяется подписью ответственного лица.
- В журнале отражаются сведения по эксплуатации и обслуживанию котлов в течение смены ежечасно.
- В журнале для регистрации могут включаться другие показатели, исходя из специфики котельного агрегата и оборудования.

Приложение 16  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ПЕРЕЧЕНЬ  
средств измерений, подлежащих обязательной государственной поверке**

Наименование средств измерений	Межповерочный интервал (не более) месяцев при применении для взаимных расчетов и в торговле
1. Счетчики нефтепродуктов	12
2. Топливо-маслораздаточные колонки	12
3. Мерники рабочие	24
4. Мерники образцовые II разряда	12
5. Меры для отпуска жидкостей (метрические)	24
6. Уровнемеры	12
7. Метроштоки	12
8. Рулетки с лотами	12
9. Ареометры для нефти	24
10. Термометры лабораторные	48
11. Манометры	12
12. Расходомеры для жидкости, пара и газа	12
13. Толщинометры для определения толщины покрытия	12
14. Весоизмерительные приборы	12
15. Весы для взвешивания автотранспортных средств в движении	6
16. Дозаторы весовые	12
17. Автоцистерны для нефтепродуктов	24
18. Резервуары для учета нефтепродуктов	60

Приложение 17  
к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов

**ПДК некоторых веществ, выбрасываемых в атмосферу населенных пунктов**

Наименование вещества	Код	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
			максимальная разовая	среднесуточная
Бензин нефтяной малосернистый в пересчете на М	2704	4	5,0	1,5
Керосин	2732	–	–	–

Продолжение табл.

Наименование вещества	Код	Класс опасности	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	
			максимальная разовая	среднесуточная
Масло минеральное нефтяное	2735	–	–	–
Азота диоксид	0301	2	0,085	0,0400
Сернистый ангидрид (серы диоксид)	0330	3	0,500	0,0500
Углерода оксид	0337	4	5,000	3,000
Взвешенные вещества	2902	3	0,5	0,15
Древесная пыль	2936	–	–	–
Металлическая и абразивная пыль	2909	3	0,5	0,15

Приложение 18

к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов**Газоанализаторы, допущенные к применению Госстандартом**

Газоанализаторы углеводородных газов				
прибор	метод определения	среда	пределы измерения; погрешность	стационарный или переносной
ГХП-3М	Объемный	Воздух	0–100 %; 0,2 %	Переносной
КГА-1	Объемный	Газы	0–100 %; 0,5 %	Переносной
КГА-2-1	Объемный	Газы	0–100 %; 0,5 %	Переносной
ВТИ	Объемный	Горючий газ	0–100 %; 0,05 %	Переносной
СВ-7633-М	Титрометрический	Воздух	Погрешность ± 0,001 мл	Стационарный
ТГ-5	Титрометрический	Воздух	0,2 мг/л; 0,5 %	Стационарный
УТ-2	Абсорбционный	Воздух	0,01 мг/л; 5 % (бензин); 0–1,0 (керосин, дизельное топливо); Т-1, Т-2, Т-4 (уайт-спирит)	Переносной
ГВ-3	Термохимический	Воздух	40–80 мг/л; до 25 %; 0,150 мг/л; до 7 %	Переносной
КУ-0201	Электрометрический	Воздух	0,3 мг/л; 5 %	Переносной
Хроматограф «Цвет»	Сорбционный	Воздух	0–100 %; 1 %	Стационарный
Хроматограф модели «3700»	Сорбционный	Воздух	Погрешность 0,5 %	Стационарный

Приложение 19

к Правилам  
технической эксплуатации  
складов нефтепродуктов**Мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов**

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
Нижний налив в автоцистерны и автоматизация процесса налива	До 70
Герметизация налива в транспортные средства с использованием установки улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов	80–90