

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРИКАЗ

от 19 июня 2003 года

№ 232

Об утверждении Правил технической эксплуатации нефтебаз

В целях установления единых технических требований к организациям всех форм собственности независимо от ведомственной принадлежности и индивидуальным предпринимателям, осуществляющим деятельность по эксплуатации нефтебаз, приказываю:

1. Утвердить Правила технической эксплуатации нефтебаз.
2. Департаменту государственного энергетического надзора, лицензирования и энергоэффективности (Михайлову С.А.) представить Правила технической эксплуатации нефтебаз на государственную регистрацию в Министерство юстиции Российской Федерации в установленном порядке.
3. Настоящие Правила ввести в действие с 30 июня 2003 года.
4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Министра Леонова И.В.

Министр
И. Юсуфов

Зарегистрировано в
Министерстве юстиции
Российской Федерации,
20 июня 2003 года,
регистрационный № 4785

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Минэнерго России
от 19 июня 2003 года № 232

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕБАЗ

I. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие Правила устанавливают требования к эксплуатации нефтебазы, ее территории, зданиям, сооружениям и оборудованию, инженерным коммуникациям, порядку приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, сохранения их качества, метрологическому обеспечению, предупреждению аварийных разливов нефтепродуктов, экологической и пожарной безопасности, охране труда, обслуживающему персоналу и его профессиональной подготовке.

1.2. Положения и требования настоящих Правил распространяются на действующие, строящиеся и реконструируемые нефтебазы.

1.3. Требования Правил обязательны для применения на всей территории Российской Федерации для организаций всех форм собственности независимо от ведомственной принадлежности (в дальнейшем - организации) и индивидуальных предпринимателей, осуществляющих деятельность по эксплуатации нефтебаз.

II. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Складское предприятие, представляющее собой комплекс зданий, сооружений и коммуникаций, предназначенных для организации приема, хранения, отпуска и учета нефтепродуктов (далее - нефтебаза), эксплуатируется на основании требований настоящих Правил и нормативных документов, регламентирующих требования к средствам измерения, противопожарным мероприятиям, предупреждению аварийных разливов нефтепродуктов, экологической и санитарной безопасности, охраны труда и иных

документов, принятых в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации. Допускается разработка и применение ведомственных технических инструкций, методик, связанных с эксплуатацией нефтебаз, не противоречащих действующим нормативным документам и техническим требованиям настоящих Правил.

2.2. Режим работы нефтебазы определяется организацией, осуществляющей деятельность по эксплуатации нефтебазы.

2.3. Ответственным за выполнение требований настоящих Правил на нефтебазе является ее руководитель.

2.4. Ответственным за выполнение настоящих Правил на рабочих местах является производитель работ.

2.5. Доставка нефтепродуктов на нефтебазы в соответствии с проектом может осуществляться автомобильным, железнодорожным, трубопроводным или водным транспортом.

2.6. Здания, сооружения, технологическое и энергетическое оборудование, а также вспомогательные устройства и оборудование нефтебазы эксплуатируют в соответствии с разработанной на них проектно-эксплуатационной документацией.

2.7. Эксплуатация оборудования не может осуществляться при обнаружении в процессе технической проверки, монтажа или эксплуатации несоответствия требованиям нормативных и эксплуатационных документов.

2.8. Нефтебазу следует оснащать устойчивой телефонной или радиосвязью.

2.9. Нефтебазы укомплектовываются материалами и средствами для ликвидации возможных аварийных ситуаций, в том числе и для предупреждения аварийных разливов нефтепродуктов, в соответствии с утвержденным планом предупреждения и ликвидации аварий.

2.10. Обслуживание и ремонт технологического оборудования нефтебазы проводят организации или специалисты, имеющие право на обслуживание данного вида оборудования.

Работники, допускаемые к работе на электротехнических установках, с электрическим инструментом, а также с машинами и механизмами с электроприводом, должны иметь квалификационную группу по электробезопасности в соответствии с действующими требованиями.

2.11. Контроль и надзор за соблюдением настоящих Правил технической эксплуатации нефтебаз осуществляются Министерством энергетики Российской Федерации в установленном порядке.

2.12. На нефтебазах должна быть в наличии и вестись следующая документация:

- а) технический паспорт (приложение № 1);
- б) журнал осмотров и ремонтов зданий, сооружений и оборудования нефтебазы (приложение № 2);
- в) утвержденные экологические нормы выбросов, сбросов, складирования отходов;
- г) паспорта на вентиляционные системы (при наличии);
- д) паспорта на резервуарные емкости: вертикальные и горизонтальные (приложение № 3);
- е) журнал распоряжений по приему и внутрибазовым перекачкам (приложение № 4);
- ж) градуировочные таблицы на резервуарные емкости;
- з) паспорта (формуляры) на технологическое оборудование.

2.13. На нефтебазах для ликвидации чрезвычайных ситуаций (во время паводков или аварийных разливов) создается резерв материальных ресурсов в объемах, определенных по результатам прогнозирования возможных разливов от ситуаций техногенного и природного характера.

2.14. На нефтебазе дополнительно ведется по учету товарно-материальных ценностей, контролю качества нефтепродуктов. По решению владельца нефтебазы допускается ведение дополнительной документации эксплуатации нефтебазы.

2.15. Эксплуатация организаций нефтепродуктообеспечения не должна приводить к загрязнению окружающей среды (воздуха, поверхностных вод, почвы) вредными веществами выше допустимых норм и осуществляться в соответствии с действующим законодательством.

2.16. Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на нефтебазах могут являться:

- резервуары с нефтепродуктами;
- эстакады слива-налива нефтепродуктов в автомобильные и железнодорожные цистерны;
- вентиляционные устройства зданий с технологическим оборудованием (насосные, химические лаборатории и т.п.);
- объекты очистных сооружений (нефтеловушки, буферные и разделочные резервуары, пруды-отстойники, шламонакопители и пр.);
- открытые площадки с насосами, перекачивающими нефтепродукты;
- котельные;
- неплотности технологического оборудования и коммуникаций;
- пары нефтепродуктов, образующиеся вследствие испарения во время приема, хранения и отпуска нефтепродуктов;
- содержащиеся в дымовых газах котельных оксид углерода, диоксида серы и азота, взвешенные вещества.

2.17. Для каждой нефтебазы разрабатываются и утверждаются в установленном порядке нормы предельно допустимых выбросов (далее - ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу.

После установления норм ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на нефтебазе должен быть организован контроль за их соблюдением. Вещества, по которым необходимо осуществлять контроль, источники выброса и периодичность контроля выбросов определяются на основании расчетов рассеивания в «Проекте нормативов ПДВ».

Контроль осуществляется либо силами нефтебазы, либо привлекаемыми организациями.

2.18. Основные мероприятия по сокращению потерь нефтепродуктов указаны в таблице [9.2](#).

Таблица 9.2

Наименование мероприятий	Приблизительное сокращение потерь, %
Оснащение резервуаров с бензинами, имеющих большую оборачиваемость, понтонами	80 - 90
Оборудование резервуаров со светлыми нефтепродуктами, имеющих большую оборачиваемость	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	30 - 50
Одновременная окраска внутренней и внешней поверхностей резервуара	27 - 45
Нижний налив в автоцистерны и автоматизация процесса налива	30 - 70
Герметизация налива в транспортные средства с использованием установки улавливания и рекуперации паров нефтепродуктов	80 - 90

2.19. Некоторые из основных мероприятий, которые следует осуществлять для снижения выбросов загрязняющих веществ с дымовыми газами котельных, приведены в таблице [9.3](#).

Таблица 9.3

Загрязняющее вещество	Мероприятие
Диоксид серы	Переход на низкосернистое топливо. Мокрая очистка с использованием извести или известняка с серой. Очистка аммиачным, аммиачно-циклическим, доломитовым методами. Каталитическое окисление на ванадиевом катализаторе и адсорбция активированным углем.
Оксиды азота	Рециркуляция дымовых газов, применение специальных режимов горения и горелочных устройств. Каталитическое восстановление (катализатор - платина, палладий, оксид меди на носителе, оксид никеля на оксиде алюминия и др.). Адсорбция активированным углем, оксидом марганца и др.
Оксид углерода	Каталитическое дожигание
Взвешенные вещества	Очистка в золоуловителях, циклонах, электрофильтрах

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

2.21. Для предотвращения загрязнения водоемов вредными веществами производственно-дождевые сточные воды нефтебаз должны очищаться. Необходимая степень очистки обосновывается с учетом места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса (далее - ПДС) загрязняющего вещества.

2.22. К числу основных веществ, загрязняющих производственные сточные воды нефтебаз, относятся нефтепродукты, тетраэтилсвинец и взвешенные вещества.

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

Уменьшение количества сбрасываемых сточных вод может быть обеспечено за счет: повторного использования очищенных сточных вод на производственные нужды нефтебазы 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 т.п., что приводит к уменьшению количества загрязненных нефтепродуктами производственно-ливневых стоков, сбрасываемых в канализационную сеть.

2.24. Нефтебаза осуществляет систематический контроль за соблюдением установленных норм ПДС. Контроль включает измерение расходов сточных вод, 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.

2.25. Для ликвидации аварийных разливов на каждой нефтебазе разрабатывается план предупреждения и ликвидации аварийных разливов нефтепродуктов, в котором учитывается (при необходимости) привлечение профессиональных аварийно-спасательных формирований.

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

2.27. Всем работникам нефтебазы необходимо знать и выполнять действующие инструкции, правила охраны труда и пожарной безопасности в объеме возложенных на них обязанностей.

2.28. Работники нефтебазы докладывают своему непосредственному руководству о замеченных ими нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, утечках нефтепродуктов и их паров, нарушениях правил и инструкций.

2.29. Работники нефтебазы обеспечиваются согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью и при необходимости спецприспособлениями.

2.30. Применяемые на нефтебазе средства защиты от поражений электрическим током должны подвергаться периодическим испытаниям в соответствии с установленными нормами.

Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями не разрешается.

2.31. Нефтебаза обеспечивается аптечкой с набором необходимых медикаментов для оказания первой помощи пострадавшим.

2.32. Весь персонал нефтебазы обучается способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

2.33. Расследование и учет несчастных случаев, а также нарушений правил охраны труда проводятся в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством с выявлением причин и принятием мер по их предотвращению.

III. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕБАЗ

3.1. Основными задачами нефтебаз являются:

- обеспечение бесперебойного снабжения потребителей нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте;
- обеспечение сохранности качества нефтепродуктов и сокращение до минимума их потерь при приеме, хранении и отпуске потребителям.

3.2. Нефтебазы подразделяются:

3.2.1. По назначению - на перевалочные, распределительные и базы хранения:

- перевалочные нефтебазы в основном производят перегрузку (перевалку) нефтепродуктов с одного вида транспорта на другой, а также отгрузку нефтепродуктов распределительным нефтебазам и крупным потребителям;
- распределительные нефтебазы предназначены для приема нефтепродуктов всеми видами транспорта и отпуска нефтепродуктов непосредственно потребителям в основном автотранспортом наливом и в таре;
- базы хранения осуществляют прием, хранение и периодическое освежение нефтепродуктов.

3.2.2. По транспортным связям - на железнодорожные, трубопроводные, водные и глубинные нефтебазы:

- железнодорожные нефтебазы располагаются вблизи железнодорожных станций и получают нефтепродукты по железнодорожному тупику (ветке) наливом в вагонах-цистернах и в крытых вагонах в таре;
- водные нефтебазы получают нефтепродукты наливом и в таре в навигационный период морским или речным транспортом;
- трубопроводные нефтебазы размещаются при промежуточных и конечных насосных станциях магистральных трубопроводов и получают нефтепродукты через эти станции;
- глубинными называются распределительные нефтебазы, расположенные на значительном расстоянии от железных дорог и водных путей и получающие нефтепродукты в основном автомобильным транспортом, а в некоторых случаях - воздушным.

3.3. Основными показателями, характеризующими нефтебазы, необходимо считать: общую вместимость, годовой оборот, коэффициент оборачиваемости резервуаров, коэффициент использования и заполнения резервуаров.

3.4. Все нефтебазы в зависимости от общей вместимости и максимального объема одного резервуара делятся на следующие категории:

I категория - вместимостью свыше 100000 куб. м;

II категория - вместимостью свыше 20000 куб. м - до 100000 куб. м;

IIIа категория - вместимостью свыше 10000 куб. м - до 20000 куб. м, с максимальным объемом одного резервуара до 5000 куб. м включительно;

IIIб категория - вместимостью свыше 2000 куб. м до 10000 куб. м, с максимальным объемом одного резервуара до 2000 куб. м включительно;

IIIв категория - вместимостью до 2000 куб. м включительно, с максимальным объемом одного резервуара до 700 куб. м включительно.

Общая вместимость нефтебаз определяется как суммарный объем хранимых нефтепродуктов в резервуарах и таре. Объем резервуаров и тары принимается по их номинальному объему. При определении общей вместимости нефтебазы допускается не учитывать объемы следующих технологических резервуаров:

- промежуточные резервуары (приемные и сливные емкости) у сливноналивных эстакад и одиночных сливноналивных устройств;

- расходные резервуары котельных, дизельных электростанций и топливозаправочных пунктов, но не более 100 куб. м;

- резервуары для сбора утечек нефтепродуктов и аварийные;

- резервуары пунктов сбора отработанных нефтепродуктов общей вместимостью не более 100 куб. м (вне резервуарного парка);

- резервуары уловленных нефтепродуктов на очистных сооружениях производственной или производственно-дождевой канализации.

3.5. Годовой грузооборот составляет сумму объемов принятых в резервуары и отгруженных из них нефтепродуктов в течение года.

В зависимости от годового грузооборота нефтебазы делятся на 5 групп:

Группа нефтебазы	Грузооборот, тыс. т/год
1.	Свыше 500
2.	Свыше 100 до 500 включительно
3.	Свыше 50 до 100 включительно
4.	Свыше 20 до 50 включительно
5.	До 20 включительно.

3.6. Отношение полезного объема резервуаров к их номинальному объему (далее - коэффициент использования резервуара) характеризует эксплуатационную вместимость резервуарного парка.

Значение коэффициента для различных резервуаров приведено в таблице 1.

Таблица 1

Номинальный объем резервуара, куб. м	Значение коэффициента использования резервуаров для основных типов резервуаров		
	без понтона	с понтоном	с плавающей крышей
До 5000 вкл.	0,85	0,81	0,80
От 10000 до 30000	0,88	0,84	0,83

3.7. Нефтебазы размещаются на территории, отведенной в соответствии с генеральным планом застройки.

На каждой нефтебазе должен быть государственный документ землепользования (землевладения).

3.8. Техническая оснащенность нефтебаз должна удовлетворять следующим требованиям:

- резервуарный парк - обеспечивать прием, хранение и отгрузку заданного количества и ассортимента нефтепродуктов;

- трубопроводные коммуникации - обеспечивать одновременный прием и отгрузку различных нефтепродуктов с сохранением их качества, т.е. не допуская смешения и потери качества;

- наливные и сливные устройства, а также насосное оборудование - обеспечивать выполнение слива и налива нефтепродуктов в установленном ассортименте.

IV. ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОНТРОЛЯ И СОХРАНЕНИЯ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

4.1. Контроль и обеспечение сохранения качества нефтепродуктов - комплекс мероприятий, осуществляемых при подготовке и проведении операций по приему, хранению, транспортированию и очистке нефтепродуктов с целью предотвращения реализации потребителям некондиционных нефтепродуктов.

4.2. Контроль качества при приеме, хранении и отпуске, а также обеспечение сохранения качества нефтепродуктов на нефтебазах осуществляются в установленном порядке.

4.3. Ответственными за организацию и выполнение работ по контролю и сохранности качества нефтепродуктов на нефтебазе являются руководитель нефтебазы и лица, на которых возложены эти обязанности должностными инструкциями.

4.4. При организации контроля качества нефтепродуктов необходимо руководствоваться действующими нормативными правовыми и нормативно-техническими документами.

4.5. Нефтепродукт, поступающий на нефтебазу или отпускаемый с нефтебазы, должен сопровождаться паспортом качества на партию нефтепродуктов, заполненным в объеме требований нормативного документа и информацией об обязательной сертификации (декларации) для нефтепродуктов, если они подлежат обязательной сертификации.

4.6. Любое количество нефтепродукта, изготовленного в ходе непрерывного технологического процесса, однородного по своим показателям качества и сопровождаемого одним документом о качестве, рекомендуется называть изготовленной партией.

Одноименный продукт, независимо от количества, поставленный по единому товарно-транспортному документу и сопровождаемый одним паспортом качества, поступивший на нефтебазу, рекомендуется называть поступившей партией. После слива нефтепродукта в резервуар на остатки одноименного нефтепродукта количество нефтепродукта в партии считается как сумма остатка и поступившего продукта. Паспорт качества на такую партию выписывается лабораторией нефтебазы после проведения анализов контрольной пробы, взятой из резервуара нефтебазы.

Нефтепродукты одной марки, поступившие в расфасованном виде по одному товарно-транспортному документу и имеющие один паспорт качества, рекомендуется называть поступившей партией тарных нефтепродуктов. Каждая партия тарных нефтепродуктов хранится в складских помещениях отдельно от других партий.

4.7. Нефтепродукты принимают по качеству в полном соответствии со стандартами, техническими условиями и особыми условиями поставки. При обнаружении несоответствия качества и маркировки поступивших нефтепродуктов требованиям стандартов, технических условий или данным, указанным в сопроводительных документах, удостоверяющих качество нефтепродукта, получатель приостанавливает приемку и составляет акт с указанием проверенного количества.

4.8. Качество нефтепродуктов, установленное анализом проб, отбираемых при товарно-транспортных операциях и хранении, оформляется паспортом качества.

4.9. Нефтебаза должна быть обеспечена средствами измерений и оборудованием для осуществления контроля качества нефтепродуктов при приеме, хранении и отпуске в установленном объеме анализов. При отсутствии таких средств на нефтебазе допускается пользоваться услугами лабораторий, имеющих право в установленном порядке проводить такие анализы.

V. ПРИЕМ И ОТПУСК НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.1. Технология приема и отпуска нефтепродуктов на нефтебазах зависит от вида транспортных средств, которыми доставляется и отгружается нефтепродукт,

климатических условий, интенсивности сливноналивных операций и физико-химических свойств нефтепродуктов.

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

5.3. Прием и отпуск нефтепродуктов нефтебазой осуществляются через специальные сливноналивные устройства:

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

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

в бочки, бидоны и другую тару - через разливочные и расфасовочные;
по отводам от магистральных нефтепродуктопроводов.

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

5.5. Для недопустимости смешения сливаемого или наливаемого нефтепродукта с другими нефтепродуктами операции по сливу или наливу следует производить на отдельных сливноналивных устройствах.

5.6. Слив и налив легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов, относящихся к вредным веществам 1 и 2 класса опасности, должны быть герметизированы. Классификация вредных веществ принимается по стандарту.

5.7. Температура нефтепродуктов, наливаемых в транспортные средства, не должна превышать установленную стандартом.

5.8. Высоковязкие разогретые нефтепродукты следует наливать в железнодорожные цистерны и наливные суда при температурах, предусмотренных правилами перевозок грузов, нормативными документами на нефтепродукты, с учетом правил охраны труда.

5.9. Максимальная безопасная скорость слива-налива нефтепродукта зависит от свойств нефтепродукта, диаметра и свойств материалов стенок трубопровода и должна устанавливаться рекомендациями по предотвращению опасной электризации нефтепродуктов при наливе в вертикальные или горизонтальные резервуары.

5.10. Перекачку нефтепродуктов на нефтебазе (сливноналивные операции, внутрибазовые перекачки) разрешается начинать только по указанию ответственного лица, на которое в соответствии с должностной инструкцией возложены эти операции.

Все проводимые технологические перекачки нефтепродуктов, в т.ч. при выдаче заданий подчиненным по смене лицам (старший оператор - оператору), должны фиксироваться в журнале распоряжений (указаний) по подготовке к перекачке нефтепродуктов.

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

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

знать технологические схемы трубопроводных коммуникаций и руководствоваться данными, приведенными в утвержденных руководством предприятия технологических картах резервуаров;

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

обеспечить сохранность качества и количества нефтепродуктов при операциях их приема и отпуска.

5.12. Запрещается:

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

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

проводить сливноналивные операции на причалах без установки боновых заграждений, приведения в готовность к применению средств борьбы с нефтеразливами и пожаротушения;

производить погрузку-выгрузку затаренных нефтепродуктов башенными и порталными кранами и погрузочными мостами при скорости ветра 12 м/с и более, остальными средствами - при скорости ветра 15 м/с и более.

5.13. Швартовка судов к морским и речным причалам для слива-налива нефтепродуктов или бункеровки разрешается только при скорости прижимного ветра до 7,4 м/с, а отжимного ветра - до 10 м/с.

5.14. Подниматься и проводить работы (отбор проб, измерение уровня и др.) на резервуарах, цистернах и других конструкциях на высоте при обледенении, тумане, исключаяющем видимость в пределах фронта работ, допускается при условии дополнительных мер безопасности (наличие дублера, посыпка скользких дорожек и рабочих мест песком, дополнительное освещение, ограждения, страховочный пояс и т.п.).

5.15. При температуре воздуха минус 40 °С независимо от скорости ветра или при других температуре и скорости ветра, эквивалентных температуре воздуха минус 40 °С, работы на открытом воздухе прекращаются.

5.16. Предельное значение температур наружного воздуха и силы ветра в данном климатическом районе, при котором приостанавливаются всякие работы на открытом воздухе, устанавливаются администрацией города (района) по месту проведения работ с учетом требований п. [5.15](#).

5.17. Операции по приему (сливу) и отпуску (наливу) нефтепродуктов, перевозимых в железнодорожных цистернах, должны производиться на подъездных железнодорожных путях, оборудованных специальными одно- или двусторонними эстакадами, наливными или сливными устройствами, грузовыми, зачистными и воздушно-вакуумными коллекторами, сборниками, промежуточными резервуарами для мазута и масел, узлами учета нефтепродукта, средствами подъема и опускания нагревательных приборов и перемещения цистерн вдоль фронтов.

5.18. Пригодность цистерн для транспортировки груза определяется до подачи под налив в установленном порядке.

5.19. При подаче цистерн с промывочно-пропарочных предприятий на пункт налива по истечении суток с момента подготовки их, а также при поступлении цистерн под налив с открытыми крышками люков, дефекты внутренней поверхности котла устраняет грузоотправитель.

5.20. Налив нефтепродуктов осуществляется, 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 с отводом паров на регенерационную установку или газосборную систему.

5.21. Освобождение от остатков нефтепродукта наливных устройств и коллекторов должно проводиться с помощью дренажных трубопроводов и самовсасывающих насосов или другим эффективным методом.

5.22. Работники перед наливом железнодорожных цистерн должны:

визуально определить степень загрязнения наружной и внутренней поверхности цистерны;

проверить отсутствие в цистернах посторонних предметов;

установить отсутствие внутри цистерн наличия мажеобразных отложений, льда или воды;

установить наличие остатка нефтепродукта в котле цистерны; измерить количество остатка нефтепродукта, определить его марку и соответствие наливаемому нефтепродукту;

проверить загрязненность (замазученность) колпака, крышки, рабочей площадки и лестницы цистерны;

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

проверить техническое состояние гаек-барашков, обеспечивающих герметичность закрытия крышки колпака;

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

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

Все отмеченные неисправности и недостатки оформляются актом по установленной форме.

5.23. Прием под налив железнодорожных цистерн осуществляется после отметки о проведении их технического осмотра.

Цистерны с неисправными сливными приборами, внутренними и наружными лестницами, крышками, гайками-барашками, с течью сливного прибора, без проушин на крышках для пломбирования, а также без резиновой прокладки подавать и использовать под налив запрещается.

5.24. Перед наливом или сливом необходимо проверить положение и техническое состояние запорной арматуры на продуктовых коммуникациях, а также исправность всех сливноналивных устройств, плотность соединений телескопических труб или рукавов. Обнаруженная течь должна немедленно устраняться.

5.25. Под налив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие наливаемому нефтепродукту. Подготовку цистерн под налив нефтепродуктов производит железная дорога или грузоотправитель за счет железной дороги по соглашению, с соблюдением требований, предусмотренных типовым технологическим процессом подготовки цистерн и стандартом.

5.26. При обнаружении течи в железнодорожной цистерне налив должен быть немедленно приостановлен до полного устранения неисправности. Если течь устранить невозможно, цистерна должна быть освобождена от налитого нефтепродукта.

Ремонт цистерн на территории сливноналивной эстакады запрещается.

5.27. Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны осуществляется под слой жидкости (затопленной струей) без разбрызгивания до установленного уровня наполнения, с учетом возможного расширения от повышения температуры в пути следования.

Длина рукава с наконечником или трубы должна обеспечивать опускание их до дна цистерны.

Рукава на концах должны иметь наконечники, изготовленные из металла, исключаяющего возможность искрообразования при ударе о цистерну, и быть заземлены медной проволокой диаметром не менее 2 мм или медным тросиком сечением не менее 4 мм², обвитыми по рукаву снаружи с шагом витка не более 100 мм. Концы проволоки или тросика присоединяются к частям трубопровода и наконечнику пайкой или болтовым соединением.

5.28. Во время налива необходимо внимательно следить за тем, чтобы внутрь цистерны не попали посторонние предметы и на поверхности нефтепродуктов не было плавающих предметов.

5.29. Налив отработанных нефтепродуктов в одиночные цистерны на нефтебазах с грузооборотом от 50 тыс. тонн и выше должен производиться на специальных наливных устройствах.

5.30. В целях избежания возможности замерзания высоковязких нефтепродуктов в наливных коммуникациях следует осуществлять циркуляцию нефтепродукта по ним. Для обеспечения циркуляции подача насосов должна быть на 30 % выше по сравнению с требуемой для налива. Возможна прокачка не застывающим нефтепродуктом всех трубопроводов.

5.31. 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 герметически (на прокладках) закрыта. Крышку следует закрывать осторожно, без ударов.

5.32. Перед сливом цистерн следует проверить целостность пломб отправителя с представителем железной дороги, затем проверить накладные и паспорта качества, отобрать пробы в соответствии со стандартом, измерив при этом плотность, температуру и высоту наполнения.

5.33. Слив нефтепродуктов должен производиться, как правило, закрытым (герметичным) способом через нижние сливные приборы цистерны и установки нижнего слива. Допускается производить слив легковоспламеняющихся нефтепродуктов через горловину цистерны. Для слива нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов допускается использовать открытые сливные устройства междельсовых или боковых коллекторов со съёмными крышками.

5.34. В целях сокращения потерь от испарения при сливе длина нижнего звена сливного устройства должна обеспечивать его опускание в цистерну на расстояние не более 200 мм от нижней образующей котла цистерны.

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

Для слива бензинов с высокой упругостью паров при использовании несамовсасывающих центробежных насосов для верхнего слива из железнодорожных цистерн или при малом перепаде отметок между уровнем жидкости в резервуаре и осью насоса должны использоваться устройства, обеспечивающие надежное всасывание и полный слив нефтепродукта из железнодорожных цистерн (вакуумные насосы, погружные насосы, эжекторы и т.п.).

5.36. При самотечном сливе в промежуточные заглубленные резервуары необходимо обеспечить одновременную откачку нефтепродукта из них в наземные резервуары. Промежуточные резервуары должны иметь вместимость, равную 75 % суммарной вместимости одновременно сливаемых цистерн. Производительность откачки нефтепродукта из этих резервуаров должна составлять не менее 50 % производительности их заполнения. При этом резервуар должен иметь защиту от перелива.

5.37. Время слива-налива маршрутов, групп и одиночных вагонов-цистерн устанавливается исходя из технических характеристик сливоналивного оборудования.

5.38. В зависимости от вязкости и температуры застывания нефтепродукты по срокам, предоставляемым железной дорогой на разогрев и слив, делятся на четыре группы: I - 4 ч; II - 6 ч; III - 8 ч; IV - 10 ч.

5.39. Вязкие и застывающие нефтепродукты должны перевозиться в теплоизолированных цистернах-термосах или цистернах с паровой рубашкой.

В случае перевозки вязких и застывающих нефтепродуктов в обычных цистернах их подогревают при помощи переносных паровых змеевиков, электрических грелок и т.п.

5.40. Разогревать застывшие нефтепродукты в железнодорожных цистернах, а также в сливоналивных устройствах можно только паром, горячей водой, нагретым нефтепродуктом (циркуляционный метод), песком или электронагревателями.

Категорически запрещается применять для этой цели открытый огонь (костры, жаровни, факелы, паяльные лампы и т.п.).

5.41. Паровые змеевики и электрические грелки должны включаться в работу после погружения их в нефтепродукт на глубину не менее 50 см от уровня жидкости до верхней кромки подогревателя.

Электрические грелки разрешается применять при подогреве нефтепродуктов с температурой вспышки не ниже 80 °С.

5.42. Температура подогрева темных нефтепродуктов при хранении, а также при проведении сливноналивных 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.

5.43. Применение электрогрелок согласовывается с государственным энергетическим и пожарными надзорами.

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

5.45. На двусторонних эстакадах при сливе-наливе легковоспламеняющихся нефтепродуктов (с температурой вспышки менее 61 °С) подача маршрута на второй путь запрещается до окончания операции и принятия необходимых мер по уборке случайно пролитого нефтепродукта.

5.46. Любое перемещение железнодорожных цистерн на эстакадах должно быть обязательно согласовано с оператором участка (цеха) налива-слива нефтепродуктов с целью тщательного осмотра готовности цистерн к перемещению.

5.47. Если нефтепродукт прибыл в несоответствующей цистерне (например, мазут, масло в цистерне с верхним сливом), по просьбе грузополучателя срок слива таких цистерн должен быть увеличен. Такие случаи оговариваются в договоре нефтебазы с железной дорогой.

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

5.49. О прибытии на нефтебазу слива нефтепродукта в несоответствующей цистерне или в цистерне с неисправным нижним сливным прибором составляется акт по установленной форме с участием грузополучателя.

5.50. Запрещается открывать неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн с помощью слесарных инструментов и приспособлений. В этом случае нефтепродукт должен сливаться только через верхнюю горловину цистерны.

5.51. Слив неисправных цистерн, как правило, следует производить на отдельно расположенных устройствах для верхнего или нижнего слива. В обоснованных случаях разрешается сливные устройства для этих цистерн предусматривать непосредственно на сливноналивной эстакаде.

5.52. При верхнем сливе неисправных цистерн с маловязкими низкозастывающими легковоспламеняющимися нефтепродуктами рекомендуется применять вакуумную систему слива; при этом объем сборника должен быть не менее полного объема одной сливаемой железнодорожной цистерны.

5.53. Подача под слив и налив железнодорожных цистерн допускается только после тщательной очистки железнодорожных путей от пролитых нефтепродуктов при сливе или наливе предыдущих цистерн. Разлитые во время сливноналивных операций нефтепродукты следует убрать, а зачищенные места засыпать песком.

5.54. В период, когда слив или налив нефтепродукта не производится, цистерны не должны быть подсоединены к трубопроводам эстакады.

5.55. Слив и налив нефтепродуктов во время грозы запрещаются. Люки железнодорожных цистерн при грозе должны быть закрыты.

5.56. Работникам, не связанным со сливноналивными операциями, находиться в зоне слива и налива нефтепродуктов запрещается.

5.57. Технологические процессы приема и отпуски нефтепродуктов из нефтеналивных судов включают операции по сливу и наливу нефтепродуктов, бункеровки судов топливом и маслами, прием балластных, льяльных вод, а также выполнение вспомогательных операций, связанных с грузовыми работами по погрузке и выгрузке.

5.58. Нефтеналивные суда, прибывающие под слив-налив, подготавливаются к погрузке нефтепродуктов в соответствии с требованиями стандарта и иметь градуировочные таблицы на грузовые танки.

5.59. По степени огнеопасности нефтепродукты, перевозимые на танкерах, подразделяются на три разряда: с температурой вспышки 28 °С и ниже; от 28 °С до 65 °С; 65 °С и выше.

5.60. Для перевозки нефтегрузов используются суда двух категорий: суда, перевозящие нефтегрузы с температурой вспышки до 45 °С включительно, и суда, перевозящие нефтегрузы с температурой вспышки выше 45 °С.

5.61. При сливе и наливе нефтепродуктов с температурой вспышки паров 120 °С и ниже должны применяться закрытые сливноналивные устройства. Для нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 120 °С и мазутов допускается негерметизированная погрузка-выгрузка судов.

5.62. Погрузка и выгрузка судов производятся через стационарные или плавучие, а при необходимости - и бункеровочные причалы. На закрытых от волнения рейдах сливноналивные операции могут производиться на беспричальных устройствах через подводные трубопроводы.

5.63. В зависимости от конструкции причала, габаритов судов, скорости течения воды причалы должны иметь боковые ограждения и устройства сбора нефтепродуктов с поверхности водоемов.

5.64. Для определения возможности слива-налива нефтепродуктов пришвартованное нефтеналивное судно тщательно осматривают представители парохозяйства, нефтебазы и ведомственной пожарной охраны (либо лицо, ответственное за пожарную безопасность нефтебазы).

5.65. В случае когда судно в следующем рейсе предназначается под нефтепродукт, налив которого требует специальной подготовки судна (удаление остатка, промывка, дегазация и т.п.), то такая подготовка (зачистка) производится грузовладельцем и парохозяйством. Объем и перечень работ по зачистке устанавливаются в договорах.

5.66. При операциях слива-налива нефтепродуктов из нефтеналивных судов обслуживающий персонал по указанию ответственного работника нефтебазы должен:

до погрузки судов проверить подготовленность грузовых танков в соответствии со стандартом;

до выгрузки судов проверить паспорта качества, отобрать пробы нефтепродукта в соответствии со стандартом и провести их анализ;

измерить уровень наполнения и плотность нефтепродукта, а также уровень слоя подтоварной воды в наливных судах и рассчитать массу поступившего нефтепродукта;

провести контрольные измерения массы нефтепродукта в резервуарах, подготовленных для сливноналивных операций, а также убедиться в исправности оборудования этих резервуаров;

определить шланговые устройства для подсоединения к судну;

подготовить насосы и трубопроводы согласно технологической схеме перекачки;

по окончании слива-налива произвести зачистку шланговых устройств и коммуникаций;

по окончании слива-налива закрыть задвижки на трубопроводах и дать распоряжение на отсоединение шланговых устройств и приведение их в исходное положение.

К операциям по сливу-наливу судна можно приступить после проверки ответственным работником предприятия выполнения его указаний по подготовке к данным операциям.

5.67. Стояночное время наливных судов под сливом или наливом исчисляется в соответствии с действующими судовыми нормами погрузки и выгрузки, уточненными для каждого конкретного бассейна. Эти нормы должны учитывать диаметры и длины трубопроводов, геодезические отметки (резервуар-судно), типы судов и безопасные скорости перекачки нефтепродуктов.

5.68. Количество сливоналивных устройств (стендеров), их взаимное расположение и специализация должны соответствовать ассортименту нефтепродуктов и обеспечить выполнение судочасовых норм слива-налива на предприятиях пятой группы с коротким навигационным периодом (2 - 3 недели). Операции по сливу (наливу) на плавучих причалах допускается производить через шлангующие устройства с резиноканевыми рукавами.

5.69. Шлангующие устройства, подаваемые с берега, присоединяет экипаж судна, а устройства, подаваемые с судна на берег, - работники причала. Эти условия сохраняются при необходимости присоединения сливного (наливного) трубопровода нефтеналивного судна или плавучих перекачивающих станций к шлангующему устройству. Наблюдение за трубопроводами до причала входит в обязанности вахтенного персонала наливных судов и плавучих перекачивающих станций.

5.70. Присоединительные устройства должны быть оборудованы предохранительными устройствами, исключающими их самопроизвольное отсоединение от судна в процессе слива (налива) при выходе судна из зоны обслуживания наливного устройства.

5.71. На причалах должны находиться специальные приспособления для надежного заземления трубопроводов и судна.

5.72. Монтаж, демонтаж или ремонт составных частей автоматизированных сливоналивных систем на стационарных причалах должны производиться с помощью грузоподъемных средств.

5.73. Швартовка судов с нефтепродуктами, температура вспышки которых 28 °С и ниже, к причалам должна производиться только неметаллическими канатами.

Допускается использование металлических тросов, при этом рабочие места палубы и битенги швартовых кнехтов должны быть покрыты настилами или изолирующими материалами, предотвращающими искрообразование. Прием и отдача швартовых концов должны обеспечиваться владельцем причала.

5.74. Нефтебаза до начала налива нефтепродуктов в судно передает руководителю судна сведения о наименовании нефтегруза, его температуре, температуре вспышки, плотности и количестве, без чего капитан не имеет права принимать нефтегруз.

Капитан, принявший нефтегруз к перевозке, при необходимости может требовать проверку (путем анализа) правильности сделанного грузоотправителем сообщения.

5.75. Слив и налив нефтепродуктов в водный транспорт (танкера, нефтеналивные суда, баржи) у причалов производятся или средствами нефтебазы, или бортовыми средствами водного транспорта.

5.76. Вязкие и высоковязкие нефтепродукты при сливе-наливе речных судов должны иметь температуру, обеспечивающую выполнение установленных норм перегрузочных работ в пунктах слива-налива, но не выше 70 °С.

5.77. Температура нефтепродуктов при налив в морской танкер должна быть ниже температуры вспышки не менее чем на 5 °С. В противном случае любой нефтепродукт следует относить к первому разряду.

5.78. Запрещается налив в морской танкер горючих нефтепродуктов, имеющих температуру выше 65 °С. Прием на судно горючих нефтепродуктов тяжелых сортов (мазута, автола, нигрола) в Каспийском бассейне допускается при температуре, во время налива не превышающей 80 °С для мазута, 70 °С для автола и нигрола.

5.79. Запрещается сливать нефтепродукты первого разряда из судов непосредственно в вагоны-цистерны и обратно.

Запрещается налив нефтепродуктов в суда непосредственно из магистральных нефтепродуктопроводов.

5.80. В случае определения массы нефтепродукта при наливе по измерениям в судне пробы отбирают из судна, при определении массы нефтепродукта по измерениям в береговых резервуарах пробы отбирают из резервуаров, а при определении массы по узлам учета (в составе со счетчиком) пробы отбирают автоматическими или неавтоматическими пробоотборниками, установленными на технологическом трубопроводе.

Из отобранных в соответствии со стандартом проб составляют среднюю пробу и разливают в три (при экспорте груза - в пять) стеклянные емкости, на которые наклеивают этикетки за подписью представителей нефтебазы и пароходства.

Одна емкость с пробой предназначается для анализа при приеме и сдаче, вторая передается для хранения (на случай арбитражного анализа) в лабораторию нефтебазы, а третья вручается капитану (шкиперу) судна для передачи грузополучателю.

5.81. При сливе нефтепродуктов из судов измеряют уровень в танках судна до и после опорожнения.

5.82. Отобранные из судна согласно стандарту пробы представители пароходства и грузополучателя опечатывают и хранят на нефтебазе до окончательной сдачи груза вместе с капитанской пробой, отобранной в пункте отправления. Пробы используются в случае необходимости для анализов с участием представителя пароходства или нейтральной лаборатории при разногласиях по качеству сдаваемого нефтегруза.

5.83. Если в лаборатории установят, что качество нефтепродукта не соответствует действующему нормативному документу, нефтепродукт необходимо слить в отдельный свободный резервуар.

На нефтебазах, где нет лаборатории, нефтепродукты принимают на основании паспорта качества, направленного грузоотправителем, после определения цвета (визуально) и плотности нефтепродукта.

5.84. Если судно с нефтепродуктом прибыло под слив в аварийном, грузотечном или водотечном состоянии, грузополучатель принимает нефтепродукты только по измерениям в резервуарах независимо от того, каким способом определялась масса нефтепродукта в пункте погрузки, с заявлением об этом пароходству до слива.

5.85. При обнаружении в судне обводненных или загрязненных нефтепродуктов и подтоварной воды грузополучатель и пароходство обязаны принять меры, обеспечивающие выкачку и размещение таких нефтепродуктов в отдельных резервуарах. В целях подготовки резервуаров капитан судна или диспетчер порта информирует предприятие-грузополучатель о таких случаях заблаговременно.

5.86. По требованию грузополучателя, предъявленному до начала слива, нефтегрузы сдаются с проверкой массы при участии представителя пароходства в следующих случаях:

если нефтепродукты подогреваются до и в течение слива с помощью переносных систем, в том числе «острым паром», или судовой стационарной, но неисправной системой подогрева;

если в пункте отправления масса нефтепродукта в судне определялась с участием пароходства;

если прибывшие в пункт назначения суда с нефтепродуктом имели в пути перевалку или погрузку.

Если грузополучатель будет определять массу нефтепродукта иным, чем в пункте отправления способом, нефтепродукты сдаются по документам пункта отправления.

5.87. В случае определения массы нефтепродукта при его приеме или отпуске по замерам в резервуарах должны соблюдаться следующие требования:

резервуары и технологические трубопроводы должны иметь надлежаще оформленные калибровочные таблицы с необходимыми поправками в соответствии с требованиями нормативных документов;

трубопровод, по которому производится перекачка, должен быть заполнен однородным нефтепродуктом или опорожнен;

степень заполнения трубопровода проверяется с помощью воздушных и водоспускных кранов. Задвижки смежных трубопроводов должны быть опломбированы пломбами пароходства;

резервуар, в который производится перекачка, должен быть сухим или с остатком однородного нефтепродукта в количестве не более нормы согласно стандарту.

5.88. Если нефтепродукты после выкачки из судна или при сдаче с определением массы в резервуары окажутся нестандартными по содержанию воды и механических примесей и требующими отстоя, то измерительный люк, все краны и задвижки пломбируются пломбами пароходства на срок отстоя согласно таблице 5.1.

Таблица 5.1

Вид груза	Срок отстоя, ч, в период	
	01.05 - 31.08	01.09 - 30.04
Светлые нефтепродукты, кроме дизельного топлива	12	17
Дизельное топливо	74	30
Темные нефтепродукты	36	48
Масла	48	48

Окончательные измерения и отбор проб из таких резервуаров производятся по истечении указанных сроков отстоя.

5.89. В случае неисправности резервуаров, трубопроводов и задвижек, невозможности проверки заполнения трубопроводов, отсутствия или неправильного оформления градуировочных таблиц резервуаров и трубопроводов, отсутствия пломб на задвижках и резервуарах, а также при требовании грузополучателя сдать нефтепродукты до истечения сроков отстоя, нефтепродукты сдаются по документам пункта отправления.

5.90. Количество остатков нефтепродуктов в судах после слива во всех случаях определяется по замерам в танках судна совместно грузополучателем и пароходством и оформляется актом. При новом наливе нефтепродукта в судно количество и качество остатка в нем проверяются по требованию грузоотправителя.

5.91. В случае необходимости прокачки по трубопроводу воды до и после выгрузки нефтепродуктов средствами пароходства эта операция выполняется по письменному требованию грузовладельца и при положительных температурах воздуха.

5.92. При перевозке бензина в таре грузоотправитель в графе накладной «Наименование груза» должен указать «Бензин неэтилированный» или «Бензин этилированный».

Перевозка этилированного бензина в таре допускается только с разрешения главного санитарного врача Российской Федерации на условиях, изложенных в этом разрешении.

5.93. На судах, перевозящих нефтепродукты второго и третьего разрядов, при наличии деревянного настила допускается перевозка на палубе нефтепродуктов третьего разряда в таре:

в стальных бочках с герметичной укупоркой;

в прочных жестяных бидонах (с герметичными крышками или пробками), заключенных в деревянные клетки.

Нефтепродукт в таре с нарушенной герметичностью к отгрузке не принимается.

5.94. Прием и отпуск затаренных нефтепродуктов первого и второго разрядов производят с особой осторожностью и под наблюдением администрации судна.

Подъем и опускание груза необходимо производить плавно, без рывков и ударов тары друг о друга или о судно. При грузовых работах необходимо в местах возможных ударов прокладывать маты или щиты.

5.95. Лица, работающие на грузовой палубе при сливе или наливе нефтепродуктов первого разряда, должны быть обеспечены обувью на деревянных шпильках или с пришитыми подошвами или галошами.

5.96. Обслуживающему персоналу причала и судна необходимо вести постоянное наблюдение за ходом погрузки и выгрузки.

5.97. Нефтебазы получают нефтепродукты от магистральных нефтепродуктопроводов по отводящим распределительным трубопроводам.

Распределительные трубопроводы и находящийся в них нефтепродукт до выходной задвижки на территорию нефтебазы принадлежат магистральному трубопроводу.

5.98. Требования к организации и порядку приема-сдачи, учету нефтепродуктов, поступающих на нефтебазы по отводам магистральных нефтепродуктопроводов, установлены Правилами сдачи нефтепродуктов на нефтебазы, АЗС и нефтебазы по отводам магистральных нефтепродуктопроводов.

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

5.100. Управление магистральных нефтепродуктопроводов (УМНПП) составляет и утверждает карту технологических режимов работы ответвлений, в которой указываются производительность сброса нефтепродуктов по ответвлениям, давление в характерных точках ответвления, номинальные плотности и вязкости нефтепродуктов, порядок переключения резервуаров при приеме нефтепродукта, технологические схемы предприятий-распределителей и потребителей нефтепродуктов.

5.101. О всех изменениях в технологической схеме нефтебазы сообщается ее руководством в соответствующие районные УМНПП.

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

Температура бензинов при перекачке по магистральным нефтепродуктопроводам должна быть не выше 30 °С, керосинов и дизельных топлив - не выше 40 °С.

5.103. Отводящие распределительные трубопроводы так же, как и магистральный нефтепродуктопровод, 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 предприятия в случае утечек нефтепродукта из трубопровода.

5.104. Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны производится через системы автоматизированного налива, автомобильные эстакады и одиночные стояки.

5.105. Для налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны, прицепы и полуприцепы должны применяться специальные, в том числе автоматизированные, устройства верхнего и нижнего налива.

5.106. Для предотвращения гидравлических ударов и проявлений статического электричества наливное устройство следует оснащать оборудованием, обеспечивающим подачу нефтепродукта с пониженной производительностью в начальной и завершающей стадиях налива.

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

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

5.109. Используемые счетчики и фильтры должны соответствовать условиям их применения по давлению, вязкости нефтепродуктов, производительности и другим данным.

5.110. Автомобильные цистерны, подаваемые под налив нефтепродуктов, подготавливаются в соответствии с требованиями стандарта.

5.111. Соединительные трубопроводы от раздаточных резервуаров до наливных устройств должны быть отдельными для каждой марки нефтепродукта, отгружаемого в автотранспорт. Последовательная перекачка по ним не допускается.

5.112. Должностные лица нефтебазы перед наливом в цистерну легковоспламеняющегося нефтепродукта проверяют исправность искрогасителя на автомобильной цистерне, заземляющего устройства, наличие двух огнетушителей, ящика с сухим песком и лопаты.

Цистерна оснащается знаком опасности согласно стандарту. Автоцистерны заземляются цепью длиной 100 - 200 мм.

5.113. Сливоналивные устройства автоцистерн должны быть исправными; люки должны быть снабжены стойкими к нефтепродуктам прокладками и не допускать выплескивания и подтекания нефтепродуктов при транспортировании.

5.114. Неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем автоцистерны к наливу нефтепродукта не допускаются.

5.115. Для обеспечения правильного пользования системами налива водители автоцистерн должны пройти на станции налива инструктаж.

5.116. Налив нефтепродуктов в автоцистерны осуществляется при неработающем двигателе. Допускается налив при работающем двигателе в условиях отрицательных температур.

5.117. Автоцистерны с нефтепродуктами пломбируются предприятием в соответствии с действующими правилами перевозок. Пломбированию подлежат автоцистерны, прицепы и полуприцепы, в которых перевозится нефтепродукт. Места пломбирования устанавливаются в зависимости от конструкции автоцистерны.

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

5.119. Отпуск нефтепродуктов в тару (бочки, бидоны и т.п.) следует производить через разливные, расфасовочные или раздаточные отделения.

5.120. На нефтебазах I - IV групп отпуск этилированных, легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должен производиться в отдельных зданиях (помещениях) или на отдельных площадках. На нефтебазах V группы отпуск этих нефтепродуктов можно осуществлять в одном здании при условии разделения помещений стеной, выполненной из несгораемых материалов.

5.121. Подача нефтепродуктов к раздаточным устройствам может осуществляться самотеком или с помощью насосов, оборудованных предохранительными клапанами, срабатывающими при повышении давления в трубопроводе при прекращении отпуска.

5.122. При наливе нефтепродуктов в мелкую тару необходимо выполнять следующие требования:

металлическая, деревянная, полиэтиленовая тара (бидоны, барабаны, ящики, банки и т.п.) должны соответствовать действующим стандартам или техническим условиям и обеспечивать сохранность качества нефтепродуктов;

тара перед наливом должна быть чистой и сухой (в случае необходимости ее пропаривают, моют, сушат);

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

непосредственно перед наливом тару осматривают внутри с помощью светильника во взрывозащищенном исполнении и при обнаружении посторонних предметов, грязи бракуют;

после налива нефтепродукта тару плотно закрывают пробками.

5.123. Наливать легковоспламеняющиеся нефтепродукты следует только в металлическую тару, пробки которой завинчиваются и отвинчиваются специальными ключами, изготовленными из материалов, не дающих искр.

5.124. Допускается налив легковоспламеняющегося нефтепродукта в бочки, установленные на специально оборудованных автомашинах, при условии выполнения следующих требований:

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

налив производится в бочки, установленные в кузове только одного автомобиля, в исключительных случаях - на двух автомобилях, если наливные устройства расположены друг от друга на расстоянии не ближе 15 м;

глушитель автомобиля, в кузове которого установлены бочки, должен быть выведен под двигатель или радиатор;

автомобиль, поданный под налив нефтепродуктов в бочки, должен быть установлен на расстоянии 5 - 7 м от счетчиков; во время налива двигатель должен быть выключен; на заправочных площадках должен быть трос или штанга для отбуксировки автомобиля в случае пожара;

оператор должен наливать нефтепродукты при помощи наливного рукава, оборудованного краном «Автостоп», который следует заземлять;

после налива необходимо перекрыть наливные устройства и кран у счетчиков, рукав с пистолетом убрать в специально предназначенное место, бочки, залитые нефтепродуктом, закрыть пробками с прокладками.

5.125. Затаренные легковоспламеняющиеся жидкие, затвердевшие нефтепродукты и горюче-смазочные материалы хранятся в специально оборудованных зданиях под навесом и на открытых площадках.

5.126. Обслуживающий персонал должен:

знать схемы размещения оперативных площадок и безошибочно выполнять операции отпуска нефтепродуктов потребителям;

следить за соблюдением схемы движения автотранспорта в оперативной зоне в соответствии с требованиями пожарной безопасности;

выполнять все требования по уходу за счетчиками, весами, масло- и топливораздаточными колонками, специальными расфасовочными установками, линиями затаривания и т.п. в соответствии с паспортами и инструкциями по их эксплуатации;

применять средства механизации при выполнении погрузочно-разгрузочных работ с тарными грузами;

хранить тарные грузы (бочки, бидоны, ящики и др.) согласно требованиям пожарной безопасности и настоящих Правил.

5.127. В состав технологических трубопроводов входят внутрибазовые нефтепродуктопроводы, соединительные детали трубопроводов, запорная, регулирующая и предохранительная арматура, узлы учета и контроля, фильтры-грязеуловители и другие устройства.

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

5.129. Технологическая схема трубопроводов должна обеспечивать предотвращение смешения, загрязнения, обводнения и потерь нефтепродуктов при соблюдении установленных правил пожарной безопасности, охраны окружающей среды и охраны труда.

5.130. Диаметры технологических трубопроводов должны обеспечивать максимальную производительность перекачки нефтепродуктов с учетом выполнения установленных норм времени слива-налива транспортных средств.

5.131. Перекачка различных нефтепродуктов по технологическим трубопроводам должна производиться в соответствии со стандартом и нормами технологического проектирования нефтебаз.

5.132. При перекачке на нефтебазе по одним трубопроводам нефтепродуктов следует руководствоваться физико-химическими показателями этих нефтепродуктов по действующим стандартам и техническим условиям.

5.133. Перед каждой перекачкой трубопроводы следует тщательно осматривать, а выявленные дефекты немедленно устранять. При осмотрах необходимо особое внимание обращать на состояние опор, их исправность и правильное положение труб во избежание опасного провисания и деформации, могущих вызвать аварии и утечку нефтепродукта. Компенсаторы, шарнирные соединения должны иметь свободное движение и обеспечивать герметичность.

5.134. При перекачке нефтепродуктов за трубопроводами должно быть установлено наблюдение. Нельзя допускать превышения установленного для данного трубопровода давления.

Запрещается эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки нефтепродуктов, при наличии хомутов.

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

5.136. Во избежание гидравлического удара и аварии трубопровода задвижки, краны, вентили нужно открывать и закрывать плавно.

5.137. После проведения измерений, оперативного переключения или осмотра арматуры и устройств, расположенных в колодцах, крышки последних следует немедленно закрывать. Для их открытия и закрытия не допускается применять ломы, трубы и другие предметы, которые могут вызвать искрообразование или поломку.

VI. ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Хранение нефтепродуктов в резервуарах осуществляется в соответствии с требованиями стандартов.

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

6.2. Нефтепродукты каждой марки должны храниться в отдельных, предназначенных для них исправных резервуарах. Особое внимание при эксплуатации резервуаров должно быть уделено техническому состоянию резервуаров (герметичность, толщина стенки и днища резервуара, отклонения наружного контура днища от горизонтали и образующих стенки резервуара от вертикали) и установленного на резервуарах оборудования, а также устройств молниезащиты и по защите от статического электричества.

6.3. Для хранения бензинов с целью сокращения потерь от испарения следует применять резервуары с защитными покрытиями (понтонными, плавающими крышами и др.) или оборудованные газовой обвязкой.

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

6.4. На нефтебазах, наливных и перекачивающих станциях должны быть составлены технологические схемы с отображением всех трубопроводов, запорно-регулирующего оборудования, контрольно-измерительных приборов, насосов, заглушек, продувочных кранов, компенсаторов, приемо-раздаточных устройств с присвоением номера каждому элементу технологической схемы.

6.5. Все изменения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных, коммуникациях, расположении арматуры, должны вноситься в технологическую схему и доводиться до сведения обслуживающего персонала нефтебазы. Изменение действующих технологических схем без соответствующего согласования запрещается.

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

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

6.8. Для сокращения потерь от испарения нефтепродуктов необходимо:
обеспечить полную герметизацию крыши;
поддерживать давление в резервуаре, равное проектному;
осуществлять перекачку легкоиспаряющихся нефтепродуктов из резервуара в резервуар только при крайней необходимости, по возможности в ночное время;
максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов;
окрашивать наружную поверхность резервуара лучеотражающими светлыми эмалями и красками;
применять теплоизоляцию поверхности резервуара, предназначенного для хранения застывающих нефтепродуктов.

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

6.10. Производительность наполнения и опорожнения резервуара не должна превышать суммарной пропускной способности установленных на резервуаре дыхательных, а также предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

6.11. При наполнении и опорожении резервуаров с металлическими понтонами или плавающими крышами скорость подъема и опускания понтона или плавающей крыши не должна превышать для резервуаров:

700 м³ и менее - 3,5 м/ч;

более 700 м³ - 6 м/ч.

При этом скорость сдвига (вращение по горизонтали) понтона или плавающей крыши для резервуаров 700 м³ и менее не должна превышать 2,5 м/ч.

Допустимая скорость подъема понтонов из синтетических материалов должна быть указана в технической документации на понтон.

6.12. При хранении нефтепродуктов в резервуарах не допускается наличие подтоварной воды выше минимального уровня, обеспечиваемого конструкцией устройства для дренажа воды (порядка 25 мм от днища резервуара).

6.13. При отрицательных температурах следует по мере необходимости сливать подтоварную воду из резервуара, а сифонный кран промывать хранящимся нефтепродуктом и поворачивать в боковое положение.

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

6.15. При оснащении резервуарных парков газоуравнительной системой (ГУС) запрещается объединять ею резервуары с авиационными и автомобильными, а также с этилированными и неэтилированными бензинами.

6.16. Для обеспечения эффективной работы ГУС необходимо:

обеспечить синхронность процесса наполнения и опорожнения резервуаров по времени и производительности;

поддерживать полную 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;

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

6.17. 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.

6.18. При смене марок нефтепродуктов подготовка к заполнению резервуаров должна соответствовать требованиям стандарта.

6.19. Территория резервуарного парка своевременно очищается от мусора, сухой травы и листьев. Места разлива нефтепродуктов следует зачищать путем снятия слоя земли до глубины, на 1 - 2 см превышающей глубину проникновения нефтепродуктов в грунт. Загрязненный нефтепродуктами грунт удаляют в специально отведенное место, а образовавшуюся выемку засыпают свежим грунтом или песком.

Запрещается складировать горючие материалы на территории резервуарного парка. Ямы и траншеи, вырытые при ремонтах, должны быть ограждены, а в ночное время - освещены. По окончании работ эти ямы должны быть засыпаны.

6.20. 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.

6.21. Температура подогрева нефтепродуктов в резервуарах не должна превышать 90 °С и должна быть ниже температуры вспышки паров нефтепродуктов в закрытом тигле не менее чем на 35 °С. За температурой подогрева нефтепродуктов должен быть установлен постоянный контроль.

6.22. Для подогрева используют водяной насыщенный пар, перегретую протеплофикационную воду или электроэнергию.

6.23. Конструкции подогревателей различаются в зависимости от назначения и принципа действия. В основном рекомендуется использовать подогреватели следующих типов:

стационарные и переносные;

общие и местные;

трубчатые, циркуляционного подогрева;

паровые, электрические и др.

6.24. Подогреватели предназначены для обеспечения бесперебойного круглогодичного приема и отпуска вязких нефтепродуктов с температурой вспышки паров выше 45 °С.

6.25. Для подогрева вязких нефтепродуктов в вертикальных резервуарах используются, как правило, стандартные секционные трубчатые подогреватели, а в горизонтальных резервуарах - змеевиковые подогреватели.

6.26. Подогреватели должны:

обеспечивать подогрев вязких нефтепродуктов или поддержание оптимальной температуры для необходимой производительности перекачки;

обеспечивать экономное расходование пара и электроэнергии;

быть технически исправными, простыми в монтаже и ремонте.

6.27. 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 и т.п.

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

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

6.30. За оптимальную температуру подогрева нефтепродукта при наливом автоцистерн принимается такая температура, при которой слив его в пункте назначения возможен без подогрева.

6.31. При комбинированном способе подогрева оптимальной температурой подогрева считается такая, которая обеспечивает самотечное заполнение транспортных средств в установленное время (при суточной реализации данного вида нефтепродукта более 3 т).

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

6.33. В экстренных случаях при необходимости подогрева высоковязких нефтепродуктов (главным образом топочных мазутов в железнодорожных цистернах и нефтеналивных судах) 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.

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

6.35. Для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн предпочтителен циркуляционный способ подогрева с использованием специальных стационарных теплообменников, установленных за пределами железнодорожной эстакады.

При применении переносных пароподогревателей целесообразно предусматривать коллектор насыщенного пара с отводами к каждой цистерне. На отводах обязательна установка запорной арматуры.

6.36. 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.

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

6.38. Конденсат от пароподогревателей, имеющий удовлетворительное качество, необходимо возвращать на внутрибазовые сети конденсаторов.

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

6.39. Основными технологическими операциями с применением электроподогрева на нефтебазах являются:

слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн, перекачка нефтепродуктов по трубопроводам;

хранение нефтепродуктов в резервуарах;

налив нефтепродуктов в автоцистерны, бочки и т.д.

6.40. Для подогрева вязких нефтепродуктов при сливе из железнодорожных вагонов-цистерн применяют специальные подогревающие устройства.

6.41. При комплексном электроподогреве фронт слива вязких нефтепродуктов оснащают грелками железнодорожными и установками нижнего слива с электроподогревом. Слив производится в следующем порядке:

через люк в цистерну погружают грелку железнодорожную и после полного погружения и раскладывания секций включают ее;

к патрубку нижнего сливного прибора цистерны присоединяют установку нижнего слива с электроподогревом;

открывают сливной прибор цистерны, при заполнении которого нефтепродуктом включают обогрев установки нижнего слива с помощью гибких электронагревателей;

при уровне нефтепродукта 600 - 700 мм над электрогрелкой слив временно прекращают, отключают обогрев установки нижнего слива и гибкие нагреватели, обогревающие трубопроводы;

остаток нефтепродукта разогревают до температуры, обеспечивающей его полный слив без последующей зачистки цистерны;

остаток нефтепродукта сливают с выключенной грелкой, но с включенными нагревателями установки нижнего слива и гибкими нагревателями, обогревающими трубопроводы.

6.42. Подогрев нефтепродуктов может осуществляться следующими способами: общий, местный и комбинированный электроподогрев нефтепродуктов.

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

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

6.43. Общий электроподогрев применяют, если объем суточной реализации нефтепродукта равен или больше 30 %-ной вместимости резервуара. При этом подогревают весь объем нефтепродукта и поддерживают заданную температуру в процессе хранения.

6.44. Местный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт подогревают в ограниченном объеме в специальной нагревательной камере, оборудованной в резервуаре. Объем камер принимают равным объему суточной или односменной реализации нефтепродукта.

Вязкие нефтепродукты при объеме реализации не более 1 - 2 т в сутки достаточно подогревать грелкой (трубкой выходного потока).

6.45. Комбинированный способ заключается в том, что нефтепродукт сначала подогревают в основном резервуаре до температуры, обеспечивающей самотечный переток в промежуточный резервуар.

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

Объем промежуточных резервуаров принимается равным максимальной суточной реализации нефтепродукта. Промежуточный резервуар должен быть теплоизолирован.

Комбинированный способ целесообразно применять при суточной реализации данного нефтепродукта более 3 т.

6.46. Для подогрева нефтепродуктов в резервуарах применяют специальные подогревающие устройства.

6.47. Для разогрева или компенсации теплотерь трубопроводов и различного технологического оборудования применяют нагревательные гибкие ленточные элементы.

6.48. Гибкие нагреватели должен обслуживать слесарь-электрик, прошедший инструктаж по охране труда при работах, связанных с обслуживанием электронагревательного оборудования.

Персонал, обслуживающий средства комплексного электроподогрева вязких нефтепродуктов, должен знать схему питания нагревателей и схему регулирования температуры; строго соблюдать режим работы нагревателя, не допуская превышения заданной температуры, знать и соблюдать правила охраны труда, уметь определять неполадки в работе нагревателя.

6.49. Во время работы системы электроподогрева обслуживающий персонал следит за температурой с помощью приборов регулирования и контроля, не допуская перегрева, при обнаружении неисправностей в системе электронагревателя немедленно принять меры по их устранению.

В случае перегрева или других неисправностей должно быть немедленно отключено электропитание.

Включение электроподогрева допускается только после полного устранения неисправностей.

6.50. При эксплуатации систем электроподогрева запрещается:
производить работы на установке, находящейся под напряжением, за исключением особых случаев, связанных с контрольно-измерительными и поверочными операциями;
включать погружные нагреватели без блокировочного устройства;
включать нагревательные устройства с сопротивлением изоляции ниже нормы;
производить электромонтажные работы без средств защиты от атмосферных осадков;
включать нагревательные устройства без защитного заземления, включать неисправную систему электроподогрева и нагреватели с нарушенными герметизирующими покрытиями или изоляцией выводов;
ремонтить, сматывать и устанавливать гибкие ленточные нагреватели, находящиеся под напряжением.

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

6.52. Наиболее эффективным способом обезвоживания высоковязких мазутов является термохимический способ обезвоживания в резервуарах с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) - деэмульгаторов.

Наиболее эффективным деэмульгатором для обезвоживания мазутов и мазутных зачинок является кальцинированная сода. Зачистки - это отходы нефтепродуктов, которые образуются в результате очистки и отмывки резервуаров и транспортных емкостей (резервуаров, речных и морских нефтеналивных судов, железнодорожных цистерн).

6.53. Отстой воды и загрязнений (механических примесей) в смазочных маслах и мазутах эффективен только при нагреве до 70 - 90 °С. При нагреве выше 100 °С возможно вскипание воды, находящейся в нефтепродукте.

Отстой необходимо производить при выключенных подогревателях.

6.54. Обезвоживание масел отстоем при повышенной температуре можно применять не для всех сортов масел, т.к. при высоких температурах кислотное число может повыситься сверх нормы. Запрещается обезвоживание (осветление) этим методом масел типа трансформаторных и турбинных.

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

6.56. Для обезвоживания нефтепродуктов на предприятии необходимо иметь специальное оборудование - отстойники периодического действия, вертикальные цилиндрические резервуары с коническим дном, горизонтальные с промежуточными

ярусами, с наклонными перегородками, вертикальные с коническими тарелками, многоярусные с промывкой осадка и др.

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

Хранение легковоспламеняющихся нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже, а также нефтепродуктов в деревянной таре на открытых площадках не допускается.

Хранение легковоспламеняющихся нефтепродуктов под навесом может быть допущено в исключительных случаях при соответствующем обосновании. Вид тары для хранения нефтепродукта должен соответствовать требованиям стандарта.

6.58. Горючие нефтепродукты в таре допускается хранить в одноэтажных подземных сооружениях. На предприятиях IIIв категории с общим объемом резервуаров до 20000 куб. м включительно допускается хранить нефтепродукты с температурой вспышки выше 120 °С в количестве до 60 м в подземных сооружениях из сгораемых материалов при условии засыпки этих сооружений слоем земли (с уплотнением) толщиной не менее 0,2 м и устройства пола из несгораемых материалов.

6.59. Предприятия, затаривающие нефтепродукты в металлические бочки, должны оснащаться автоматизированными и механизированными 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.

6.60. 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.

6.61. После налива нефтепродуктов тара должна быть снаружи чистой и сухой, за исключением тары, покрытой консервационными смазками. Нефтепродукты, поставляемые в районы Крайнего Севера, должны упаковываться согласно стандарту.

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

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

- подъездные пути для автомобилей и механических погрузчиков;
- эстакады для погрузки (выгрузки) тарных нефтепродуктов из железнодорожных вагонов;

- систему вентиляции, обеспечивающую 2 - 3-кратный обмен воздуха;
- не менее двух дверей (ворот).

Окна складских зданий (хранилищ) должны быть оборудованы металлическими решетками; стекла на солнечной стороне окрашиваются в белый цвет.

Полы в хранилищах должны быть выполнены из негорючих материалов, иметь уклоны для стока разлитых нефтепродуктов в специальные приемники.

Хранилища должны быть оборудованы средствами механизации для работ по погрузке (выгрузке), необходимыми контрольно-измерительными приборами и приспособлениями.

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

В хранилищах должна иметься следующая документация:

- план хранилища со схемой размещения стеллажей и штабелей;
- картотека на хранимые нефтепродукты;

инструкции для обслуживающего персонала.

6.64. Металлические бочки следует хранить в положении лежа (наливное отверстие расположено на цилиндрической образующей бочки) и стоя (отверстие расположено в дне).

Бочки укладываются в штабели не более пяти ярусов. Бочки нижнего яруса должны укладываться на деревянные подкладки толщиной не менее 100 мм.

6.65. Порожняя металлическая и деревянная тара, бывшая в употреблении и загрязненная нефтепродуктами, должна храниться на открытых площадках.

Количество ярусов порожних бочек по высоте - не более четырех. Горловины бочек должны быть закрыты пробками, а у бочек со съемным дном должна быть приклеена прокладка, установлены съемное дно и стяжной обруч.

6.66. Складские помещения, в которых нормами технологического проектирования температура внутреннего воздуха не нормируется или допускается ниже 0 °С, могут не отапливаться.

6.67. Электротехнические установки и осветительная сеть в складских помещениях должны отвечать требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Не допускается транзитная открытая прокладка проводов и кабелей через складские помещения.

6.68. 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.

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.

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

6.70. Тарные хранилища должны ежедневно осматриваться ответственным работником нефтебазы. При осмотре проверяется состояние укупорки тары. При наличии течи принимаются меры к ее устранению.

VII. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ

7.1. Запрещается эксплуатация зданий, сооружений и оборудования в неисправном состоянии, а также при рабочих параметрах выше установленных паспортами на них либо другими нормативными документами.

7.2. Режим работы, техническое обслуживание и ремонт зданий, сооружений и оборудования должны осуществляться в строгом соответствии с требованиями настоящих Правил и других нормативно-технических документов на них.

7.3. Для технологического оборудования, применяемого для приема, хранения и отпуска нефтепродуктов, проектной организацией (при проектировании нового строительства либо при реконструкции нефтебазы) должен устанавливаться допустимый срок службы (ресурс), а для технологических трубопроводов и запорной арматуры - расчетный срок эксплуатации, что должно отражаться в проектной документации и в паспорте нефтебазы.

7.4. Пуск в эксплуатацию зданий, сооружений и оборудования осуществляется комиссией под председательством главного инженера нефтебазы (руководителя нефтебазы) после необходимых испытаний и проверки соответствия их проекту либо требованиям изготовителя.

7.5. Изменения в конструкции зданий и сооружений допускается вносить по согласованию с организацией - разработчиком проекта либо по изготовленному вновь проекту на реконструкцию (модернизацию), а по оборудованию - с изготовителем оборудования.

7.6. Не допускается согласно правилам проектирования размещать помещения класса Ф5 категорий А и Б (в т.ч. насосные, разливочные, расфасовочные, узлы задвижек и т.п.) под помещениями, предназначенными для одновременного пребывания более 50 чел., а также в подвальных и цокольных этажах.

7.7. Эксплуатация резервуаров, их техническое обслуживание, ремонт и приемка новых резервуаров должны осуществляться в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту.

7.8. Эксплуатирующиеся резервуары должны:

соответствовать проекту;

иметь технический паспорт;

быть оснащены комплектом оборудования, предусмотренным проектом;

иметь порядковые номера, четко написанные на корпусе согласно технологической схеме резервуарного парка, номер заглубленного резервуара должен быть указан на специально установленной табличке;

иметь базовую высоту (высотный трафарет) - расстояние по вертикали от днища резервуара до верхнего края замерного люка или замерной трубы в постоянной точке измерения, величину базовой высоты следует проверять ежегодно с оформлением актом, утверждаемым руководителем нефтебазы.

7.9. Размещение резервуаров в резервуарных парках осуществляется по проекту, разработанному проектной организацией.

Площадки для размещения резервуаров при новом строительстве, расширении резервуарных парков либо при замене резервуаров следует выбирать с учетом:

- качества и состояния грунтов, залегающих в основаниях площадки;

- климатических и сейсмических условий района, в котором расположена нефтебаза;

- состояния грунтовых вод и их химического состава;

- допустимых нагрузок на грунты;

- типа основания, который необходимо установить;

- проведенных геологических изысканий.

7.10. Основание резервуара должно быть защищено от размыва атмосферными водами, обеспечивать беспрепятственный их отвод.

7.11. Нижняя часть вертикальных резервуарных емкостей (окрайка днища) должна систематически очищаться. Не допускается погружение ее в грунт основания и скопление атмосферных осадков по контуру резервуара.

7.12. Не допускается эксплуатация вертикальных резервуаров, у которых разность отметок соседних точек окрайки днища на расстоянии 6 м более 50 мм, а разность отметок диаметрально противоположных точек - 150 мм.

7.13. По периметру каждой группы наземных резервуаров должно быть замкнутое земляное обвалование шириной по верху не менее 0,5 м или ограждающая стена из негорючих материалов, рассчитанные на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота обвалования или ограждающей стены каждой группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров номинальной вместимостью до 10000 куб. м и 1,5 м - для резервуаров вместимостью 10000 куб. м и более.

Расстояние от стенок резервуаров до подошвы внутренних откосов обвалования или до ограждающих стен следует принимать не менее 3 м от резервуаров вместимостью до 10000 куб. м и 6 м - от резервуаров вместимостью 10000 куб. м и более.

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

7.14. В местах переходов через обвалования или ограждающую стену должны быть предусмотрены лестницы-переходы: не менее четырех для группы резервуаров и не менее двух для отдельно стоящих резервуаров.

7.15. При производстве ремонтных работ внутри обвалования допускается устройство проездов через обвалование путем подсыпки либо нарушение обвалования.

С начала и до окончания ремонтных работ внутри обвалования запрещаются технологические операции по перекачке нефти и нефтепродуктов из резервуаров, расположенных в данном обваловании. При производстве работ с открытым огнем резервуары освобождаются от хранимых нефти и нефтепродуктов.

При завершении ремонтных работ обвалование должно быть очищено от подсыпанного для проезда грунта и восстановлено, если было нарушено. Без выполнения настоящего требования, эксплуатация резервуаров не допускается.

7.16. Внутри обвалования резервуаров не допускается поросль деревьев и кустарников. Ежегодно обслуживающим персоналом производится работа по очистке от сухой травы, поросли деревьев и кустарников в резервуарном парке в границах обвалования.

7.17. Внутри обвалования резервуаров не допускается временное и постоянное складирование оборудования, вспомогательных материалов, запасных частей и пр., кроме как на период производства ремонтных работ.

7.18. Ремонт резервуара осуществляется в соответствии с планом производства работ, составленным производителем работ и утвержденным главным инженером (директором) нефтебазы.

7.19. Подготовительные работы включают: освобождение резервуара от нефти (нефтепродуктов), зачистка его, вентилирование, замеры состояния воздушной среды, подбор, расстановка кадров, обеспечение инструментом и специальной оснасткой, обеспечение спецодеждой и специальной обувью, назначение ответственных за организацию и производство работ, организацию инструктажа при производстве газоопасных и ремонтных работ.

7.20. Меры пожарной безопасности и безопасных условий труда определяются исходя из конкретных условий производства газоопасных и ремонтных работ при условии строгого исполнения действующих норм и правил по пожарной безопасности и охране труда.

7.21. Ремонт резервуаров с ведением огневых работ может быть начат только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности и акта о готовности проведения ремонта резервуара с ведением огневых работ.

7.22. После производства ремонтных работ резервуар проходит испытание на герметичность и прочность.

7.23. Перед производством испытаний производитель ремонтных работ представляет владельцу резервуара техническую документацию на выполненные работы:

документы (либо их копии) на примененные стальные конструкции, удостоверяющие качество металла и сварочных материалов;

данные о сварочных работах, проведенных при ремонтных работах, и результаты проверки качества сварных соединений;

акты на скрытые работы по ремонту фундаментов и устройству изолирующего слоя.

При ремонте понтона (плавающей крыши) дополнительно представляется документация на ремонт уплотняющего затвора.

7.24. При ремонте фундамента (основания) резервуара проверяются допустимые отклонения резервуара в соответствии с п. [7.12](#) настоящих Правил.

7.25. Герметичность швов днища проверяют специальным оборудованием, а швов прочих частей резервуаров - керосином.

7.26. Испытания резервуаров на прочность проводят на расчетную гидравлическую нагрузку водой.

Перед проведением гидравлического испытания устанавливается граница опасной зоны, внутри которой не допускается нахождение людей в процессе проведения испытания; персонал, участвующий в испытании, должен пройти инструктаж.

Гидравлические испытания рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха не ниже +5 °С. При производстве испытания в зимнее время должны быть приняты меры по предотвращению замерзания воды.

Резервуар считается выдержавшим испытание, если в течение 24 часов на поверхности корпуса резервуара или по крайкам днища не появилась течь и уровень воды не снизился.

7.27. При обнаружении мелких дефектов (свищи, отпотины) проводится их устранение при пустом резервуаре, после чего они проверяются на герметичность в соответствии с п. 7.25 настоящих Правил.

7.28. Гидравлические испытания резервуаров с понтонами (плавающими крышами) необходимо проводить до установки уплотняющих затворов. При этом необходимо в резервуарах с плавающими крышами тщательно 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 смотровой люк за подъемом понтона.

Движение понтона (плавающей крыши) должно быть плавное, без заеданий, рывков, шума и попадания жидкости на поверхность понтона.

7.29. При приемке из ремонта резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами либо при ремонте понтона необходимо проверить:

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

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

состояние коробов, поплавков;

наличие заземления;

крепление секций затвора с кольцом жесткости.

7.30. Для вертикальных стальных цилиндрических резервуаров предусматривается следующее оборудование:

дыхательные клапаны, предохранительные клапаны, огневые предохранители;

приборы контроля и сигнализации;

противопожарное оборудование;

приемо-раздаточные патрубки и хлопушки;

сифонный водоспускной кран;

люки-лазы;

люки световые, люки замерные;

вентиляционные патрубки.

7.31. Горизонтальные резервуары оснащаются дополнительно стационарно встроенным оборудованием:

подогревателями нефтепродуктов, лестницами;

измерительными трубами и другими необходимыми устройствами.

7.32. Оборудование и арматура 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.

7.33. Для обеспечения нормальной работы дыхательных клапанов в зимний период года необходимо регулярно очищать их от инея, слой которого может достигать нескольких сантиметров и может привести к примерзанию тарелок к седлам и перекрытию 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.

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

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

Пропускная способность дыхательной арматуры должна определяться в зависимости от максимальной подачи нефтепродукта при заполнении или опорожнении резервуара с учетом температурного расширения паровоздушной смеси, а также с учетом пропарки резервуара.

7.36. Резервуары должны периодически зачищаться:

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

не менее одного раза в два года - для масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и других аналогичных им по свойствам нефтепродуктов.

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

7.37. Резервуары зачищают при необходимости смены сорта хранящегося нефтепродукта; освобождения от отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды; для подготовки к ремонтным работам, а также при проведении полной комплексной дефектоскопии.

7.38. Зачистку резервуаров от остатков нефтепродуктов следует производить с применением специальных средств или устройств, которые должны отвечать требованиям пожарной безопасности.

7.39. Зачистка резервуаров должна выполняться в соответствии с графиком зачистки резервуаров, утвержденным главным инженером нефтебазы в установленном порядке.

7.40. На осуществление работ по очистке резервуара оформляется наряд-допуск на выполнение работ повышенной опасности по установленной форме.

7.41. В зависимости от назначения зачистки резервуара его дегазацию необходимо обеспечивать до содержания паров нефтепродуктов:

0,1 г/м³ - для резервуаров из-под бензинов перед их ремонтом с применением огневых работ и другими работами, связанными с пребыванием работников в резервуаре без защитных средств;

не более 2,0 г/м³ - при выполнении огневых работ без пребывания работников внутри резервуара;

не более 8,0 г/м³ - 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 г/м³ - при выполнении указанных работ без доступа работников внутрь резервуара.

Работы, связанные с пребыванием работников внутри резервуара, рекомендуется выполнять при наличии вытяжной вентиляции.

7.42. Бригада может приступить к работе внутри резервуара в присутствии ответственного лица только после получения наряда-допуска. Перед допуском рабочих в резервуар производится контрольный анализ воздуха на содержание в нем паров нефтепродуктов и других газов. Результаты анализа оформляются справкой по форме (приложение № 5), которая должна храниться совместно с корешком наряда-допуска на производство работ.

7.43. По окончании зачистных работ составляется акт (приложение № 6).

7.44. Работы по антикоррозионной защите наружной и внутренней поверхностей резервуаров выполняются в соответствии со специальными инструкциями по нанесению защитных покрытий.

Материалы, применяемые при антикоррозионной защите, должны быть стойкими к атмосферному воздействию (наружная защита) и стойкими к воздействиям нефтепродуктов, а также не ухудшать качество хранимых нефтепродуктов (внутренняя защита).

7.45. Резервуары, находящиеся в эксплуатации, подлежат периодическому обследованию и дефектоскопии для определения их технического состояния.

Обследование и дефектоскопию резервуаров выполняют бригады, имеющие лицензию на право выполнения данного вида работ, подготовленные к выполнению этих работ и оснащенные необходимыми приборами и инструментами.

По результатам обследования и комплексной дефектоскопии составляется заключение об остаточном ресурсе, техническом состоянии резервуара, его пригодности к ремонту и условиях дальнейшей эксплуатации.

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

7.47. Технологические трубопроводы могут быть проложены наземно и подземно в соответствии с разработанным проектом.

7.48. Наземные трубопроводы прокладываются на несгораемых опорах. Высота прокладки трубопроводов по территории нефтебазы должна отвечать местным условиям, но при пересечении пешеходных дорожек и тротуаров должна быть не менее 2,2 м, автодорог - 4,5 м, железнодорожных путей - 6 м.

При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог 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 автодороги.

В наземном исполнении допускается применять трубопроводы со специальными стыковыми соединительными приспособлениями, а также трубопроводы из пластических материалов, обеспечивающих необходимую механическую, химическую и температурную стойкость и не влияющих на качество перекачиваемых нефти и нефтепродуктов.

7.49. Запорная, регулирующая, предохранительная арматура должна размещаться в местах удобных и легкодоступных для управления и обслуживания, а арматура, установленная на трубопроводах для легковоспламеняющихся и токсичных нефтепродуктов, должна быть стальной.

Допускается применение арматуры из чугуна с учетом следующего:

из ковкого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже минус 30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не выше 1,6 МПа;

из серого чугуна в пределах рабочих температур среды не ниже минус 10 °С и не выше 100 °С при давлении среды не выше 0,6 МПа.

Задвижки, установленные на приемо-раздаточных патрубках резервуаров, должны быть стальными независимо от хранимого нефтепродукта.

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

7.51. 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.

7.52. В качестве запорной арматуры для трубопроводов могут применяться затворы, задвижки, вентили и краны для нефти и нефтепродуктов.

7.53. Размещение арматуры, фланцевых и резьбовых соединений, компенсаторов и дренажных устройств на участках трубопроводов, расположенных над (под) пешеходными дорожками и тротуарами, автодорогами, железнодорожными путями, не разрешается.

7.54. В местах прохода обслуживающего персонала через трубопроводы следует предусматривать переходные площадки либо мостики.

7.55. Ремонт на трубопроводе допускается только после полного освобождения его от нефтепродукта и отключения от действующих трубопроводов.

7.56. Для компенсаций температурных деформаций рекомендуется использовать линзовые, волнистые или сильфонные компенсаторы. Повороты рекомендуется выполнять под углом 90°. Тип компенсатора определяется расчетным путем.

7.57. Углы пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должны предусматриваться, как правило, 90°, но не менее 60°. При обосновании допускаются уменьшенные углы пересечения до 45°.

7.58. Подземные трубопроводы для нефтепродуктов должны быть сварными. Арматура и фланцевые соединения устанавливаются в подземных камерах либо колодцах, которые располагаются с внешней стороны обвалования резервуаров.

Прокладка трубопроводов под и над зданиями и сооружениями и установками не допускается.

Подземные трубопроводы должны быть проложены 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.

7.59. На пересечениях с внутрибазовыми железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы должны быть проложены 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 автодороги. Концы футляров должны быть заделаны и не допускать доступ воды во внутрь футляра. На участках

трубопроводов, заключаемых в защитные футляры, должно быть минимальное число сварных стыков.

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

7.60. Уклоны подземных трубопроводов должны быть:

для легковоспламеняющихся нефтепродуктов - 0,002 - 0,003;

для горючих нефтепродуктов - 0,005;

для высоковязких и застывающих нефтепродуктов - 0,02.

7.61. Наружная поверхность стальных трубопроводов должна быть надежно защищена от коррозии, вызываемой воздействием окружающей среды, и иметь защиту от блуждающих токов.

7.62. Перед началом эксплуатации технологические трубопроводы надежно заземляются.

При наличии во фланцевых соединениях трубопроводов болтов и шайб из диэлектрических материалов либо окрашенных неэлектропроводными красками на них должны быть установлены электропроводные металлические перемычки, обеспечивающие заземление через заземленные резервуары.

7.63. Распорядительным документом по нефтебазе назначаются ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.64. В период эксплуатации все технологические трубопроводы должны подвергаться тщательному осмотру ответственными за их безопасную эксплуатацию. Срок осмотра устанавливается руководством нефтебазы, но не реже чем через каждые 12 месяцев.

Осмотр трубопроводов, подверженных вибрации, а также фундаментов под опоры и эстакады для этих трубопроводов следует проводить не реже одного раза в квартал. Выявленные при этом дефекты устраняются.

7.65. Технологические трубопроводы должны подвергаться периодической ревизии. Сроки проведения ревизии устанавливает администрация нефтебазы в зависимости от их износа, срока 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.

7.66. При ревизии технологических трубопроводов производят наружный и внутренний осмотры. При наружном осмотре необходимо проверить состояние сварных швов и фланцевых соединений, включая крепеж, герметичность всех соединений, состояние опорных конструкций фундаментов и подвесок, правильность работы подвижных опор, состояние и работу компенсирующих устройств, состояние дренажных устройств, арматуры.

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

Результаты осмотра оформляют актом. Все обнаруженные дефекты должны быть устранены с соблюдением необходимых мер по охране труда и требований к ведению огневых работ.

7.67. Прочность технологических трубопроводов проверяют гидравлическими испытаниями не реже одного раза в три года. Кроме того, испытания проводят после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, после консервации или простоя более одного года, после разборки, связанной с единичной заменой прокладок арматуры или элемента трубопровода.

Давление испытания стальных трубопроводов устанавливается:

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

при рабочем давлении выше 0,5 МПа - $1,25P_{\text{раб}}$, 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 произошли падения давления по манометру, а в сварных швах, фланцевых соединениях и сальниках не обнаружены течи и отпотины.

7.68. На технологические трубопроводы, по которым транспортируются легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, керосин), должны быть составлены паспорта (приложение № 7), на остальные технологические трубопроводы должны быть заведены эксплуатационные журналы, в которых должны отражаться даты и данные о проведенных ревизиях и ремонте.

7.69. Сооружения нефтебазового хозяйства, предназначенные для слива нефтепродуктов из железнодорожных вагоно-цистерн, нефтеналивных судов, автомобильных цистерн, а также для налива в железнодорожные вагоно-цистерны, нефтеналивные суда, автоцистерны, бочки и для внутрибазовых перекачек (далее - насосные станции), размещаются на нефтебазе в соответствии с проектом.

Посредством насосных станций допускается выполнение операций по зачистке железнодорожных вагоно-цистерн и резервуаров от остатков нефтепродуктов и расфасовки нефтепродуктов в мелкую тару. Технологическая обвязка насосных агрегатов, трубопровода и устройства налива должна быть выполнена по постоянной схеме.

7.70. Насосные станции могут быть открытого исполнения и закрытого исполнения.

Насосная станция открытого исполнения - сооружение в виде навеса либо сооружение, имеющее продуваемое помещение, ограниченное не более чем тремя стенами.

Насосная станция закрытого исполнения - сооружение, имеющее закрытое, непродуваемое помещение, оснащенное приточно-вытяжной вентиляцией.

Допускается для слива-налива нефтепродуктов устройство отдельно стоящих насосных агрегатов на открытом воздухе на площадке, если конструкции насоса и электродвигателя позволяют эксплуатацию на открытом воздухе. Все движущие части насосного агрегата должны быть надежно защищены ограждающими конструкциями.

7.71. Ограничение скорости налива нефтепродуктов до безопасных пределов должно обеспечиваться перепуском части нефтепродукта во всасывающий трубопровод насоса.

7.72. Узлы задвижек следует размещать вне здания (навеса, площадки) на расстоянии не менее 3 метров от стены здания с проемами, не менее 1 метра - от стены здания без проемов насосной станции и 5 метров от границы площадки или навеса.

На всасывающих и нагнетательных трубопроводах насосных агрегатов следует устанавливать аварийные задвижки вне здания (навеса, площадки) насосной станции на расстоянии 10 - 15 метров. В качестве аварийных могут служить задвижки у сливноналивных устройств или на технологических трубопроводах, если они расположены на расстоянии не более 50 метров от насосной станции.

7.73. Размещение насосов, пунктов контроля и управления, средств автоматического управления технологическими процессами необходимо предусматривать в соответствии с требованиями нормативной документации.

7.74. 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.

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

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

7.76. Насос и двигатель, включая редуктор, считаются одним агрегатом. Каждый агрегат насосной станции должен иметь порядковый номер в соответствии с

технологической схемой нефтебазы, утвержденной главным инженером. На двигатель, насос и редуктор наносят стрелки, указывающие направление вращения, а на пусковое устройство - надписи «Пуск» и «Стоп».

7.77. На каждый насосный агрегат ведется паспорт (формуляр), в который заносят данные учета его работы, объем производимого ремонта. Паспорт (формуляр) заполняет ответственный за эксплуатацию насосных агрегатов.

7.78. Для подъема и перемещения в насосных станциях и на узлах задвижек технологического оборудования 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 талями (ручными);

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

Запрещается использовать фундаменты насосных агрегатов в качестве опоры для грузоподъемных устройств.

7.79. Технологические трубопроводы в насосных станциях укладываются в лотках. В местах прохода технологического трубопровода через внутренние перегородки и стены насосных станций следует предусматривать уплотняющие устройства.

Гидравлические испытания трубопровода обвязки насосных агрегатов после монтажа или ремонта необходимо осуществлять согласно требованиям пункта 7.6.7.

7.80. В насосных станциях ширина проходов между выступающими частями насосных агрегатов должна быть не менее 1 м; при установке насосов шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м ширину проходов допускается уменьшить до 0,7 м. При двухрядном расположении насосов ширина прохода между рядами должна быть не менее 1,5 м.

В проходах между насосными агрегатами запрещается любое складирование либо загромождение.

7.81. Во избежание разрушения фундаментов нефтепродуктами насосы должны быть установлены на металлических поддонах с бортами или оснащены другими нефтеулавливающими средствами, предотвращающими загрязнение нефтепродуктами.

7.82. Полы и лотки в насосных станциях должны изготавливаться из материалов, непроницаемых для нефтепродуктов и не впитывающих их, и иметь уклон в сторону приемника стоков. Лотки и поддоны насосных агрегатов должны соединяться с резервуаром для сбора нефтепродуктов, либо - с канализацией для отвода нефтепродуктов.

7.83. Монтаж, наладку, испытание насосных агрегатов следует производить согласно разработанному проекту и инструкциям заводов-изготовителей.

7.84. Техническое обслуживание и ремонт насосных агрегатов необходимо проводить в соответствии с графиком планово-предупредительных осмотров и ремонтов, утвержденным главным инженером нефтебазы.

Выполнение работ по обслуживанию и ремонту насосных агрегатов следует осуществлять после оформления наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности.

7.85. В насосной станции на видном месте должны быть вывешены следующие документы:

инструкции по эксплуатации насосных агрегатов;

инструкции по охране труда;

инструкции по пожарной безопасности;

график планово-предупредительных ремонтов насосных агрегатов на текущий год;

технологическая схема обвязки насосных агрегатов, подсоединения их к трубопроводам и объектам перекачки нефтепродуктов;

схема электрической части насосной.

7.86. За эксплуатацию насосных агрегатов назначается распорядительным документом по нефтебазе ответственный.

Ответственный за эксплуатацию насосных агрегатов должен своевременно заносить данные по учету работы насосных агрегатов.

7.87. Обслуживающий персонал ежемесячно ведет журнал эксплуатации насосных агрегатов (приложение 8).

7.88. Помещения насосных станций по перекачке нефтепродуктов оснащаются приборами сигнализации загазованности воздушной среды и приборами пожарной сигнализации.

7.89. Насосные агрегаты оснащаются приборами контроля, защиты и блокировки в соответствии с утвержденными проектами и требованиями заводов-изготовителей.

7.90. В процессе работы насосных агрегатов за ними должен быть установлен постоянный контроль со стороны обслуживающего персонала.

При обнаружении неисправностей, нарушающих нормальный режим работы насосного агрегата, последний должен быть остановлен.

При аварийной остановке насосного агрегата из-за обнаружения неисправностей необходимо выяснить причину и до ее устранения не производить его запуск.

О всех случаях аварийной остановки насосного агрегата обслуживающий персонал немедленно докладывает непосредственному руководителю либо старшему по смене с внесением соответствующих записей в журнале по эксплуатации насосных агрегатов.

7.91. При выводе в ремонт насосного агрегата задвижки на всасывающем и напорном трубопроводах следует закрыть, на щите управления агрегатом вывесить плакат «Не включать - работают люди» и сделать запись в журнале эксплуатации насосных агрегатов с указанием времени вывода агрегата в ремонт.

7.92. В помещениях насосных станций устраивается в соответствии с проектом естественная и механическая вентиляции.

Не допускается запуск насосных агрегатов при неисправной либо выключенной вентиляции.

7.93. В насосных станциях с управлением электродвигателем осуществляется из другого помещения, должна быть обеспечена двусторонняя связь с помощью световых или звуковых сигналов или специальным телефоном во взрывозащищенном исполнении.

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

7.95. При прекращении подачи электроэнергии необходимо немедленно отключить двигатели насосных агрегатов от питающих линий и закрыть задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах.

7.96. На нефтебазе в зависимости от числа одновременно обрабатываемых железнодорожных цистерн должен быть предусмотрен одиночный, групповой или маршрутный слив-налив нефти и нефтепродуктов.

7.97. Сливоналивные железнодорожные эстакады (далее эстакады) размещаются в соответствии с проектом.

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

7.99. Участки слива-налива нефтепродуктов должны быть оборудованы:

- устройствами верхнего и нижнего слива-налива;
- насосными агрегатами для перекачки нефтепродуктов (если отсутствует насосная станция);
- устройствами для зачистки вагоно-цистерн от остатков нефтепродуктов;
- устройствами для сбора и локализации ливневых стоков;
- устройствами для подогрева вязких нефтепродуктов;

- приспособлениями для освобождения рукавов, стояков и коллекторов, расположенных по верху эстакад, от остатков нефтепродуктов;
- несгораемыми лестницами;
- площадками, переходными мостиками, обеспечивающими безопасность работы обслуживающему персоналу при осуществлении сливноналивных операций;
- заземляющими устройствами с контуром заземления;
- средствами механизации;
- средствами связи;
- освещением;
- средствами по удалению цистерн в случае аварийных ситуаций;
- средствами фиксирования вагоно-цистерн при сливе-наливе из искронеобразующего материала;
- средствами пожаротушения;
- средствами локализации и ликвидации нефтеразливов.

7.100. Переходные мостики эстакад в местах соприкосновения с металлическими поверхностями вагоно-цистерн должны иметь прокладки из искронеобразующего материала и не подвергающегося разрушению парами нефтепродуктов.

7.101. Территория эстакады, железнодорожные подъездные пути должны содержаться эксплуатирующим персоналом в чистоте, исправности, в зимнее время очищаться от снега.

7.102. Не допускается нахождение на железнодорожном пути с эстакадой локомотиву, осуществляющему подачу-уборку вагоно-цистерн, а также сквозной проезд локомотива по этим путям.

7.103. Эстакады должны быть оборудованы пешеходными дорожками 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 оголовками рельсов.

7.104. Стояки и приборы слива-налива, запорная арматура эстакады должны быть пронумерованы в соответствии с технологической схемой нефтебазы.

7.105. Сливоналивной трубопровод должен иметь отсекающие (аварийные) задвижки, монтируемые на расстоянии 10 - 50 метров от эстакады.

7.106. Несгораемые лестницы располагаются с торцов эстакады на расстоянии не более 100 метров друг от друга. Ширина их должна быть не менее 0,7 метра, уклон - не более 45°.

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

7.108. Для местного освещения во время сливноналивных операций на эстакадах необходимо применять аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении.

7.109. Рукава на стояках эстакады должны быть маслобензостойкими, оборудованы наконечниками из неискронеобразующего материала. Наконечники должны быть заземлены. Длина рукава с наконечником должна обеспечивать опускание их до дна вагоно-цистерны.

7.110. Коллекторы эстакад должны обеспечивать прием только одного сорта нефтепродуктов. При смене сорта принимаемого нефтепродукта коллектор освобождается.

Не допускается попеременный прием через один коллектор вязких и светлых нефтепродуктов.

7.111. Подъемные механизмы сливноналивных устройств должны быть оборудованы предохранительными приспособлениями, исключающими самопроизвольное вращение механизма.

7.112. При производстве регламентных либо ремонтных работ на эстакаде следует использовать только неискрообразующий инструмент, приспособления.

7.113. При подкатке вагоно-цистерн следует пользоваться лебедками. Не допускается применение для подкатки стальных ломов или других предметов.

7.114. Станции налива нефтепродуктов в автомобильные цистерны должны размещаться на нефтебазах в соответствии с проектом.

Станция налива состоит из постов налива, в которых размещены системы налива.

Количество постов и систем налива определяется грузооборотом нефтебазы.

В зависимости от сорта и объема наливаемых нефтепродуктов станции должны обеспечивать налив как одиночных цистерн, так и автопоездов.

7.115. На нефтебазах с малым грузооборотом допускается устройство одиночных наливных устройств в количестве, определяемом ассортиментом наливаемых нефтепродуктов.

7.116. Наливные системы и стояки должны быть оборудованы телескопическими трубами, патрубками или рукавами с наконечниками из искрообразующего материала. Длина труб, патрубков или рукавов должна обеспечивать опускание их до дна автоцистерны.

7.117. Наливные системы должны иметь ручное (местное) и автоматизированное (дистанционное) управление из операторной.

Управление одиночными наливными стояками допускается ручное (местное).

7.118. Управление системами налива автоцистерн должны выполнять операторы, прошедшие специальное обучение и сдавшие экзамены.

7.119. Площадки станций налива должны быть бетонированы, обустроены канализацией, а посты налива оборудованы несгораемыми лестницами для подъема на автоцистерны.

Площадки стояков допускается устраивать с твердым покрытием, предотвращающим попадание случайно разлитых нефтепродуктов в почву.

Площадки должны иметь удобные и безопасные подъезды к наливным системам или стоякам. На въезде должна быть вывешена схема организации движения по площадке, утвержденная главным инженером нефтебазы. На территории станций и стояков встречные и пересекающиеся потоки автомашин не допускаются.

7.120. Технологическое оборудование станций и стояков должно быть пронумеровано и обозначено в соответствии с технологической схемой нефтебазы.

7.121. Территории станций оборудуются громкоговорящей связью.

7.122. Системы налива и стояки налива обслуживающий персонал должен содержать в исправном состоянии, при обнаружении неисправностей немедленно устранять их. Неисправные системы и стояки налива эксплуатировать не допускается.

7.123. В процессе эксплуатации дежурным оператором ведется журнал учета повреждений систем налива (стояков налива) с указанием характера повреждений и выполненных работ по их устранению (приложение № 9).

7.124. На текущий год ответственным за эксплуатацию станций (стояков) налива составляется график предупредительных осмотров и ремонтов технологического оборудования.

7.125. Затаривание и расфасовку нефтепродуктов в бочки и мелкую тару осуществляют в разливочных и расфасовочных пунктах (масла, смазки).

7.126. Разливочные для налива нефтепродуктов в тару следует располагать в помещениях или на открытых площадках под навесом, а расфасовочные - только в помещениях.

7.127. Помещения разливочных и расфасовочных должны быть оснащены устройствами для отпуска и средствами измерения отпущенного количества нефтепродуктов (счетчиками, весами, масло- или топливораздаточными колонками,

специальными расфасовочными установками, линиями затаривания и т.п.), средствами механизации, сборниками утечек, средствами автоматического прекращения налива.

7.128. Допускается производить налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов в бочки, установленные непосредственно на специально оборудованных автомашинах через специальные устройства на площадках станций налива или стояков налива.

7.129. Подключение разливочных, расфасовочных пунктов к основным трубопроводам следует производить вне зданий и площадок, устанавливая запорную арматуру в месте присоединения их к основным трубопроводам.

7.130. Разливочные и расфасовочные пункты следует оснащать погрузочно-разгрузочными механизмами.

7.131. В помещении разливочной допускается размещение резервуаров емкостью каждого до 25 куб. м, предназначенных для подогрева и отпуска масел, при условии обеспечения отвода паров из резервуаров за пределы помещения и устройства приточно-вытяжной вентиляции.

На расстоянии 2 метров от капитальных стен (без проемов) допускается устройство горизонтальных стальных резервуаров для других сортов нефтепродуктов при общей вместимости не более 200 куб. м.

Резервуары вместимостью свыше 25 куб. м до 100 куб. м включительно, предназначенные для подогрева и отпуска масел, следует размещать так, чтобы торцы их располагались в помещении разливочной.

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

7.133. За состоянием технологического оборудования разливочных и расфасовочных ведется постоянный контроль обслуживающим персоналом.

При возникновении неисправности в работе технологического оборудования обслуживающий персонал должен поставить в известность непосредственного руководителя.

Работа на неисправном оборудовании не допускается.

7.134. Для швартовки нефтеналивных судов при приеме-отгрузке нефти или нефтепродуктов речным либо морским транспортом нефтебазы оснащаются специальными причальными сооружениями.

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

7.136. Нефтебазы обеспечивают поддержание установленных габаритов на водных проходах к причальным сооружениям.

7.137. При наличии грунтов с ненадежной несущей способностью, повышенной размываемостью берега, а также в целях обеспечения больших глубин допускается использование плавучих причальных сооружений.

7.138. Причальные сооружения должны быть оборудованы:

- технологическим трубопроводом для транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- шланговыми устройствами с автоматизированными или ручными приводами;
- средствами подачи электроэнергии;
- стационарным и переносным освещением во взрывозащищенном исполнении;
- средствами связи;
- устройством для заземления судов;
- боновыми ограждениями;

- противопожарным инвентарем;
- спасательными средствами;
- средствами ликвидации нефтеразливов.

7.139. Шлангующие устройства должны эксплуатироваться обслуживающим персоналом в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

Шлангующие устройства должны иметь длину, обеспечивающую возможность естественного перемещения судна у причального сооружения в процессе слива-налива.

7.140. Резинотканевые рукава должны быть маслобензостойкими и поддерживаться при погрузочно-разгрузочных операциях с помощью мягких стропов или деревянных подставок. Подвеска и крепление рукавов должны быть надежными, не допускающими падения и трения.

7.141. На технологических береговых трубопроводах слива-налива нефтепродуктов из нефтеналивных судов на расстоянии 30 метров от причальных сооружений устанавливаются задвижки.

В местах перехода через трубопроводы должны быть устроены мостики из негоряемых материалов.

7.142. Присоединение сливоналивных трубопроводов нефтеналивного судна к шлангующим устройствам нефтебазы, а также наблюдение за этими трубопроводами осуществляет вахтенный персонал судна.

7.143. В межнавигационный период плавучие сооружения отключают от береговой эстакады или берега и отводят в затон в специальные места во избежание повреждений при ледоходе.

7.144. Помещения на нефтебазах с технологическими процессами по приему, хранению либо отпуску нефтепродуктов (далее - помещения) должны быть оборудованы вентиляцией, обеспечивающей состояние воздушной среды, безопасное для обслуживающего персонала и соответствующее требованиям эксплуатации технологического оборудования.

Устройство вентиляции осуществляется в соответствии с проектом.

7.145. Необходимый воздухообмен в помещениях должен устанавливаться по количеству выделяющихся в помещении вредных веществ, тепла и влаги.

Количество выбросов в насосных станциях допускается принимать по таблице 7.1 в зависимости от типа применяемых средств перекачки и вида нефтепродукта.

Таблица 7.1

Средства перекачки	Количество выбросов на единицу средств перекачки в зависимости от вида нефтепродукта, кг/ч		
	бензин	дизельное топливо, керосин	нефть, мазут
Насосы центробежные с одним уплотнением вала: торцевым сальниковым	0,08	0,04	0,02
	0,14	0,07	0,03
Насосы центробежные с двумя уплотнениями вала: торцевым сальниковым	0,14	0,07	0,03
	0,26	0,13	0,05
Насосы центробежные с двойным торцевым уплотнением или бессальниковые типа ЦНГ	0,02	0,01	0,01

7.146. При невозможности установить количество вредных выделений допускается определять воздухообмен по кратности в соответствии с таблицей 7.2.

Таблица 7.2

Продукт, обращающийся в технологическом процессе	Кратность воздухообмена в 1 ч		Коэффициент увеличения при температуре продукта выше 80 градусов С
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в парах в количестве более 0,05 г/куб. м	
Бензин неэтилированный	6	8	1,5

Продукт, обращающийся в технологическом процессе	Кратность воздухообмена в 1 ч		Коэффициент увеличения при температуре продукта выше 80 градусов С
	при отсутствии сернистых соединений	при наличии сернистых соединений в парах в количестве более 0,05 г/куб. м	
Бензин этилированный	13,5	13,5	1,5
Бензол	12	17	1,2
Керосин, дизельное и моторное топливо, битум, мазут	3	7	1,5
Керосин, дизельное и моторное топливо, битум, мазут	3	7	1,5
Керосин, дизельное и моторное топливо, битум, мазут	3	7	1,5
Смазочные масла, парафин (при отсутствии растворителей)	3,3	5,5	1,5
Отработанные нефтепродукты	12	12	-
Предварительно очищенные от нефти сточные воды	2,5	-	-

7.147. Вентиляционное оборудование по исполнению должно соответствовать категории помещения по взрывопожарной и пожарной опасности, а электродвигатели - соответствующим требованиям ПУЭ.

7.148. Системы аварийной вентиляции предусматриваются в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление в воздух больших количеств вредных или взрывоопасных веществ.

Включение систем аварийной вентиляции следует предусматривать автоматическим со световой и звуковой сигнализацией.

7.149. Производительность аварийной вентиляции должна быть равной восьмикратному воздухообмену в 1 ч по внутреннему объему помещения.

7.150. Воздухообмен в помещениях лаборатории определяется по количеству удаляемого местными отсосами воздуха.

При отсутствии вытяжных шкафов и укрытий следует предусматривать трехкратный воздухообмен в 1 ч по внутреннему объему помещения; объем удаленного воздуха из помещения лаборатории должен превышать на 10 % объем приточного воздуха; объем воздуха, удаляемого через вытяжные шкафы, следует устанавливать исходя из скорости движения воздуха в расчетном проеме шкафа, принимаемом равным 0,2 м на метр длины шкафа, в зависимости от ПДК вредных веществ, используемых в работе:

- при ПДК более 10 мг/куб. м - 0,5 м/с;
- при ПДК от 10 до 0,1 мг/куб. м - 0,7 м/с;
- при ПДК менее 0,1 мг/куб. м - 1 м/с.

В нерабочее время в лабораторных помещениях следует предусматривать проветривание.

7.151. Приточные системы вентиляции должны обеспечивать забор воздуха, исключающий попадание в систему взрывоопасных паров.

Устройства забора воздуха должны систематически осматриваться, очищаться от посторонних предметов обслуживающим персоналом.

7.152. Вытяжные системы вентиляции должны обеспечивать беспрепятственный выброс воздуха, исключающий возможность взрыва.

Устройства выброса воздуха должны систематически осматриваться обслуживающим персоналом.

Не допускается складирование, парковка транспортных средств, размещение временных сооружений, организация работ с постоянным либо временным пребыванием людей в местах выброса воздуха из вытяжных вентиляционных систем.

7.153. Все вентиляционные системы должны быть надежно заземлены.

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

7.155. Перед предпусковыми испытаниями вентиляционных установок необходимо проверить:

- правильность установки вентиляционного оборудования, изготовления и монтажа воздуховодов, каналов, вентиляционных камер, шахт и других устройств, соответствие их проекту;
- надежность крепления вентиляционного оборудования, воздуховодов и других элементов;
- наличие приспособлений, фиксирующих положение дросселирующих устройств, и удобство управления этими устройствами;
- выполнение предусмотренных проектом мероприятий по борьбе с шумом;
- выполнение противопожарных правил, норм и инструкций;
- выполнение специальных требований проекта.

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

7.156. 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.

7.157. Эффективность работы вентиляционных систем проверяется в соответствии с графиком осмотра и ремонта, утвержденным в установленном порядке, не реже одного раза в год, а также после капитального ремонта и реконструкции.

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

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

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

7.161. В случае отказа или недостаточной эффективности вентиляции в помещениях, где могут выделяться пары нефтепродуктов, допускается временно (до устранения причин отказа либо неисправности) выполнять технологические операции по наряду-допуску на производство газоопасных работ с применением шланговых противогазов.

7.162. Вентиляционные установки обслуживаются назначенными распорядительными документами директора нефтебазы и специально обученными работниками либо специально обученными работниками из числа дежурного персонала.

7.163. Ответственным за исправное состояние, правильное действие, организацию обслуживания и ремонт вентиляционных установок является специалист из числа инженерно-технических работников нефтебазы, назначенный распорядительным документом директора предприятия.

7.164. Системы водоснабжения на нефтебазе должны обеспечивать водой надлежащего качества и в необходимом количестве технологические нужды, бытовую и противопожарную потребность.

Устройство систем водоснабжения осуществляется по проектным решениям.

7.165. На нефтебазе разрабатываются укрупненные нормы водопотребления и водоотведения, которые утверждаются главным инженером нефтебазы и пересматриваются не реже 1 раза в 5 лет.

7.166. На основе укрупненных норм водопотребления и водоотведения составляется водохозяйственный балансовый расчет, являющийся приложением к договору между водопользователем и предприятием водопроводно-канализационного хозяйства и обосновывающий количество и качество необходимой нефтебазе воды.

7.167. Водоснабжение нефтебазы должно осуществляться по различным системам водопроводов: хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного.

Допускается объединение противопожарного водопровода с хозяйственно-питьевым или производственным.

7.168. Хозяйственно-питьевые водопроводы, питаемые от городского водопровода, не должны иметь непосредственного соединения с водопроводами от других источников водоснабжения.

7.169. Противопожарное водоснабжение должно соответствовать требованиям проекта, согласованного в установленном порядке.

7.170. За состоянием водозаборных сооружений, водоочистных сеток, закрытых и открытых водоемов осуществляется систематический надзор обслуживающим персоналом нефтебазы. Ежегодно, в летнее время, они тщательно должны быть обследованы и очищены от мусора и ила.

Устройство оголовка водозабора в рыбохозяйственных водоемах должно препятствовать попаданию малька рыб в систему водопровода.

7.171. Эксплуатация артезианских скважин (колодцев) осуществляется согласно инструкции по эксплуатации, разработанной в соответствии с проектом и исполнительной документацией на ее строительство.

7.172. Крышки люков колодцев подземных гидрантов на пожарном водопроводе должны быть очищены от грязи, льда, снега.

Колодцы подземных гидрантов должны систематически освобождаться от воды.

В зимнее время гидранты необходимо утеплять во избежание замерзания.

7.173. Схема расположения гидрантов вывешивается в местах с постоянным нахождением обслуживающего персонала. Гидранты должны быть обозначены указателями.

7.174. Насосные агрегаты станций подачи воды на технологические и противопожарные нужды должны запитываться от двух независимых источников электроснабжения.

При отсутствии второго источника электроснабжения резервные насосы должны иметь привод от двигателей внутреннего сгорания.

7.175. Насосные агрегаты станций подачи воды должны содержаться в постоянной эксплуатационной готовности и проверяться на создание требуемого напора путем пуска на полную мощность не реже одного раза в десять дней не менее чем на 30 мин (с соответствующей записью в журнале).

7.176. Насосы должны быть снабжены мановакуумметром на всасывающем и манометром на нагнетательном трубопроводах, а также предохранительной сеткой на всасывающей линии.

В насосной подачи воды должны быть вывешены общая схема водоснабжения нефтебазы и инструкции по эксплуатации оборудования насосной.

7.177. Насосная станция подачи воды должна быть обеспечена телефонной связью с дежурной службой нефтебазы.

7.178. При проведении ремонтных работ на сетях водопровода и установке запорных устройств следует учитывать, что запорная арматура (задвижки, клапаны, гидранты и т.п.) должна приниматься по первому классу герметичности.

7.179. Временное отключение участков водопроводной сети с установленными на них пожарными гидрантами или кранами, а также уменьшение напора в сети ниже необходимого допускаются по согласованию с пожарной охраной.

7.180. Водопроводные сети, гидранты должны иметь постоянное техническое обслуживание, обеспечивающее их исправное состояние.

7.181. На нефтебазах ведется отдельный учет воды, потребляемой на производственные и хозяйственные нужды. В целях уменьшения расхода свежей воды следует применять рациональные технологические процессы, оборотное водоиспользование, повторное использование сточных вод (очищенных и обезвреженных).

7.182. Для сбора сточных вод на нефтебазах следует устраивать канализацию для производственно-дождевых и бытовых сточных вод.

Устройство канализации производится в соответствии с разработанным проектом.

7.183. В производственно-дождевую канализацию отводятся:

сточные воды, образующиеся при мытье бочек из-под нефтепродуктов, мытья площадок со сливоналивными устройствами, полов в насосных станциях, при откачке подтоварных вод из резервуаров;

дождевые воды с открытых площадок сливоналивных эстакад и другого технологического оборудования, где эти воды могут быть загрязнены нефтепродуктами, из резервуарного парка или мест хранения нефтепродуктов в таре и т.п.;

воды, охлаждающие резервуары при пожаре;

балластные, промывочные, подсланевые и льяльные воды с наливных судов.

7.184. Не допускается сброс в производственно-дождевую канализацию вод, образующихся при зачистке резервуаров. Они должны отводиться в шламонакопители и после отстаивания - на очистные сооружения.

7.185. Не реже одного раза в месяц обслуживающим персоналом нефтебазы осуществляется наружный осмотр сетей производственно-дождевой канализации и два раза в год (обычно весной и осенью) - технический (внутренний) осмотр.

По результатам технического осмотра составляется дефектная ведомость и техническая документация на проведение ремонта канализационной сети.

7.186. Ремонты производственно-дождевой канализации должны проводиться под руководством лица, ответственного за ее эксплуатацию, назначенного распорядительным документом по нефтебазе.

При производстве ремонтных работ вследствие аварийного выброса нефти или нефтепродуктов оформляются наряды-допуски на газоопасные работы.

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

Участки сети, имеющие строительные дефекты и недостаточные уклоны, должны прочищаться чаще.

7.188. Необходимое качество очистки и состав сооружений для очистки производственно-дождевых сточных вод должны обосновываться проектом на устройство очистных сооружений.

Не допускается сброс производственно-дождевых стоков с территории нефтебазы без предварительной очистки.

7.189. Степень очистки сточных вод от нефтепродуктов, достигаемая на различных сооружениях по эксплуатационным данным и результатам исследований, указана в таблице 7.3.

7.190. 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.

Таблица 7.3

Сооружение	Содержание нефтепродуктов в воде, мг/куб. м	
	поступающей в сооружение	очищенной
Нефтеловушка, буферный резервуар	300 - 1000	40 - 80
Флотационная установка, песочногравийные фильтры	40 - 80	10 - 15
Пруд-отстойник	40 - 80	10 - 25

Сооружение	Содержание нефтепродуктов в воде, мг/куб. м	
	поступающей в сооружение	очищенной
Станция биологической очистки	20 - 25	2 - 8
Установка озонирования (две ступени)	10 - 15	1 - 3
Адсорбционная установка (адсорбент - активированный уголь)	5 - 10	0,3 - 0,4

7.191. Для правильной и эффективной эксплуатации очистных сооружений на нефтебазе разрабатывается соответствующая документация, утверждаемая в установленном порядке.

7.192. Для контроля качества очищенных сточных вод должен быть организован отбор проб этих вод и их химический анализ. Результаты всех анализов следует заносить в журнал регистрации анализов очищенных сточных вод (приложение № 10).

При текущем контроле за качеством сточных вод определяемые показатели согласовываются с контролирующими органами.

7.193. Очистные сооружения, работа которых в зимнее время не предусмотрена, должны быть своевременно законсервированы.

7.194. Устройство лабораторий на нефтебазах осуществляется в соответствии с разработанными проектами.

7.195. Лаборатории контроля качества нефтебаз должны проходить аккредитацию в соответствии с требованиями стандарта.

7.196. Лаборатории обеспечивают выполнение следующих анализов:

- поступающих, хранящихся и отпускаемых нефти и нефтепродуктов;
- сырья и готовой продукции регенерационных и обезвоживающих установок;
- очищенных сточных вод;
- контроль воздушной среды в рабочих зонах, территории нефтебазы, перед огневыми или ремонтными работами;
- санитарный контроль воздуха рабочей зоны;
- контроль выбросов от источников загрязнения атмосферного воздуха.

7.197. В случае невозможности выполнения анализов, указанных в п. 7.196, собственной лабораторией нефтебаза организывает выполнение этих анализов посредством других лабораторий на договорных условиях.

7.198. Основными задачами лаборатории являются:

- выдача заключений и паспортов качества о соответствии нефти и нефтепродуктов действующим стандартам;
- выдача результатов по анализам проб воздуха рабочей зоны перед производством огневых и ремонтных работ;
- выдача результатов анализа сточных вод на наличие и концентрации загрязняющих веществ;
- выдача результатов анализа воздуха рабочих зон на наличие и концентрации загрязняющих веществ;
- выдача результатов анализа проб газовой среды источников загрязнения атмосферного воздуха на содержание углеводородов, окиси серы, оксида азота, оксида углерода, твердых веществ, сероводорода;
- хранение контрольных арбитражных проб;
- участие в работе по определению причин обводнения и порчи нефти и нефтепродуктов, разработке мероприятий по их исправлению и предотвращению порчи;
- проведение консультаций по вопросам применения нефтепродуктов;
- организация поверки измерительных приборов;
- проведение аттестации лаборатории.

7.199. Рабочее оборудование, приборы, посуда, инструмент, мебель и т.д. должна быть в исправном состоянии.

7.200. Проведение анализов при неисправном оборудовании на неисправных приборах не допускается.

7.201. Вытяжные шкафы, лабораторные столы, а также проходы между рабочими местами не допускается загромождать посудой, приборами и лабораторным оборудованием.

7.202. В лаборатории должны вестись журналы учета лабораторных анализов нефти и нефтепродуктов (приложение № 11).

7.203. Перед началом работы помещения лаборатории проветриваются. Работы, связанные с выделением токсичных либо пожароопасных паров и газов, должны выполняться только в вытяжных шкафах.

7.204. Остатки нефтепродуктов после анализов, отработанные реактивы и ядовитые вещества должны сливаться в специальную посуду и удаляться из лаборатории. Слив их в раковины бытовой канализации не допускается.

7.205. Вещества и материалы хранятся в лаборатории строго по ассортименту. Не допускается совместное хранение веществ, способных вызвать возгорание либо взрыв.

7.206. Хранение огнеопасных веществ, проб нефтепродуктов, кислот, щелочей должно осуществляться в специально выделенных помещениях.

7.207. Количество легковоспламеняющихся жидкостей и других горючих жидкостей в рабочих помещениях лабораторий не должно превышать суточной потребности. Эти жидкости хранятся в металлических шкафах, располагаемых в противоположной к выходу стороне.

7.208. Лабораторную посуду следует мыть в специально оборудованном для этой цели помещении.

7.209. При проведении работ, связанных с подогревом горючих либо токсичных веществ, в помещении должно находиться не менее двух человек.

Оставлять рабочее место персоналу лаборатории при осуществлении анализов не допускается.

7.210. Производство работ обслуживающим персоналом допускается только в спецодежде и при использовании средств индивидуальной защиты.

7.211. Помещения лаборатории не допускается использовать не по назначению.

7.212. За эксплуатацию лаборатории назначается приказом по нефтебазе ответственный из числа инженерно-технических работников.

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

7.214. Газовая сеть должна быть герметична и проверяться не реже одного раза в месяц. Проверку и ремонт газовой аппаратуры проводят квалифицированные специалисты.

7.215. При обнаружении утечек газа в лаборатории обслуживающий персонал должен закрыть запорные краны подачи газа, прекратить все работы в лаборатории, выключить осветительные приборы, проветрить помещение и поставить в известность непосредственного руководителя о случившемся.

Возобновлять работы можно только после полного устранения причин утечки газа и проветривания помещения.

7.216. Лаборатория должна быть обеспечена медицинской аптечкой для оказания доврачебной помощи.

7.217. Доступ лиц в помещение лаборатории должен быть определен приказом по нефтебазе. Перед входом в лабораторию вывешивается надпись «Посторонним вход запрещен».

7.218. Котельные используются на нефтебазах для обеспечения технологических и санитарно-бытовых нужд.

Устройство котельных установок на нефтебазах осуществляется в соответствии с разработанным проектом.

7.219. Эксплуатация котельных установок осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами.

7.220. Доступ в помещения котельной разрешен только лицам, осуществляющим организацию эксплуатации либо эксплуатацию котлов и оборудования.

В необходимых случаях доступ посторонних лиц осуществляется с разрешения руководства нефтебазы и в сопровождении ответственного за эксплуатацию котельной либо руководящего инженерно-технического работника.

7.221. Устройство внешнего и внутреннего электроснабжения нефтебазы, электрооборудования осуществляется в соответствии с проектом.

7.222. Основными источниками внешнего электроснабжения нефтебаз служат электростанции и электрические сети энергосистем, в качестве приемных пунктов электроэнергии - одна из трансформаторных подстанций (ТП), совмещенная с распределительной подстанцией (РП).

7.223. Собственный источник электроснабжения нефтебаз может предусматриваться:

- при сооружении предприятий в районах, не имеющих связей с энергосистемой;
- когда собственный источник электроснабжения необходим в качестве резервного.

7.224. Внутреннее электроснабжение включает в себя питающие линии напряжением 6,10 кВ; комплексные трансформаторные подстанции (КТП) напряжением 6/0,4 кВ, 10/0,4 кВ; щиты станции управления (ЩСУ); распределительная и коммутационная аппаратура; распределительные сети силовых и осветительных установок.

7.225. В качестве автономного источника электроснабжения нефтебаз рекомендуются дизельные электрические станции (ДЭС) мощностью от 5 до 630 кВт, напряжением 380/220 В.

7.226. Для обеспечения надежности внешнего электроснабжения применяются средства автоматики:

- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматическое повторное включение (АПВ) и др.

7.227. Границы обслуживания внешнего и внутреннего электроснабжения согласовываются с энергообеспечивающими организациями либо владельцами электроснабжающих сетей.

7.228. Система учета электроэнергии обеспечивает возможность:

- определения количества потребленной электроэнергии и производства расчетов за нее;
- контроля за рациональным расходом электроэнергии различными участками в различное время суток (ночное, дневное);

7.229. Трассы кабельных линий должны прокладываться в местах, исключающих влияние высоких температур, попадание на них нефтепродуктов, воды и возможность механических повреждений.

Кабельные каналы должны иметь естественную вентиляцию.

7.230. Исполнение электрооборудования, приборов и средств автоматизации, размещенных во взрывоопасных зонах, должно соответствовать классификации помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с [ПУЭ](#).

7.231. При организации работ в действующих электроустановках следует:

- назначить лиц, ответственных за организацию и производство работ;
- оформить наряд-допуск или распоряжение на производство работ;
- провести инструктаж и осуществить допуск к проведению работ;
- организовать надзор за проведением работ;
- оформить окончание работ;
- организовывать перерывы в работе.

7.232. На нефтебазе распорядительным документом назначаются ответственные за состояние и эксплуатацию электроустановок.

7.233. Руководители, специалисты и работники нефтебаз, ответственные за состояние и эксплуатацию электроустановок, должны:

- обеспечить организацию и своевременное проведение профилактических осмотров и планово-предупредительных ремонтов электрооборудования, аппаратуры и электросетей, своевременное устранение нарушений Правил эксплуатации электроустановок, которые могут привести к взрывам, пожарам и загораниям;

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

- систематически контролировать состояние аппаратов защиты от коротких замыканий, перегрузок, внутренних и атмосферных перенапряжений, а также других ненормальных режимов работы.

7.234. На нефтебазе ежегодно составляется график проверки изоляции силовых и контрольных кабелей, электропроводок, надежности контактных соединений, состояния заземляющих устройств и измерение сопротивлений растеканию токозаемителей, проверка режимов работы электродвигателей, защитно-коммутационных аппаратов.

График составляется главным энергетиком нефтебазы или ответственным за электрохозяйство нефтебазы и утверждается главным инженером нефтебазы.

7.235. Результаты осмотров электроустановок, обнаруженные неисправности и принятые меры фиксируются в оперативном журнале (приложение № 12).

7.236. Для каждой нефтебазы с учетом ее технической оснащенности, особенностей технологических процессов и других факторов устанавливаются индивидуальные нормы расхода электроэнергии.

7.237. Персонал, обслуживающий сети электроснабжения, электроаппаратуру и электрооборудование, должен быть обеспечен комплектом защитных средств и спецприспособлений, допущенных к использованию.

7.238. Здания и сооружения нефтебазы должны иметь молниезащиту в соответствии с категориями устройств и типом зоны защиты.

7.239. Здания и сооружения, отнесенные по устройству молниезащиты к I и II категориям, 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.

7.240. Резервуары, расположенные в зонах класса В-1г по ПУЭ, относятся ко II категории устройства молниезащиты и к зоне защиты Б, должны быть защищены от прямых ударов молнии и электростатической индукции.

Резервуары, расположенные в зонах класса II - III по ПУЭ, отнесенные по устройству молниезащиты к III категории, должны быть защищены от прямых ударов молнии.

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

7.242. 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 куб. м независимо от толщины металла крыши - присоединением к заземлителям.

7.243. 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.

7.244. Для парков с наземными резервуарами, отнесенными по устройству молниезащиты ко II категории, при объеме парка более 100000 куб. м защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами; допускается в обоснованных случаях защита молниеотводами, установленными на самих резервуарах.

7.245. Парки подземных железобетонных резервуаров, отнесенных по устройству молниезащиты ко II категории, не облицованных изнутри металлическим листом, должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими молниеотводами.

В зону защиты этих молниеотводов 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.

7.246. Очистные сооружения нефтебаз должны быть защищены от прямых ударов молнии отдельно стоящими или установленными на сооружениях молниеотводами.

В зону защиты молниеотводов должно входить пространство, ограниченное параллелепипедом, основание которого выходит за пределы очистных сооружений на 5 м в каждую сторону от его стенок, а высота равна высоте сооружения плюс 3 м.

7.247. Резервуары, отнесенные по устройству молниезащиты к III 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 куб. м независимо от толщины металла крыши - присоединением к заземлителям;

резервуары с корпусами из железобетона - отдельно стоящими или установленными на них молниеотводами. Пространство над дыхательными клапанами может не входить в зону защиты молниеотводов.

7.248. Неметаллические вертикальные трубы, пожарные вышки высотой более 15 м следует защищать от прямых ударов молнии установленными на них молниеотводами.

Для неметаллических труб высотой до 50 м достаточна установка одного молниеприемника высотой не менее 1 м и прокладка одного токоотвода.

Для неметаллических труб высотой более 50 м необходима установка не менее двух симметрично расположенных молниеприемников высотой не менее 1 м, объединенных на верхнем торце трубы. Трубы высотой более 50 м должны быть снабжены не менее чем двумя токоотводами, одним из которых может служить металлическая ходовая лестница, в том числе с болтовыми соединениями звеньев.

Для железобетонных труб в качестве токоотводов следует использовать их арматуру.

Для металлических труб и вышек установка молниеприемников и прокладка токоотводов не требуются.

7.249. Импульсное сопротивление каждого заземлителя защиты от прямых ударов молнии для устройств молниезащиты II категории должно быть не более 10 Ом, а в группах с удельным сопротивлением 500 Ом/м и выше допускается не более 40 Ом.

Импульсное сопротивление каждого заземлителя защиты от прямых ударов молнии для устройств молниезащиты III категории должно быть не более 20 Ом, а в грунтах с удельным сопротивлением 500 Ом/м и выше допускается не более 40 Ом.

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

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.

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

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

Плавающие крыши и понтоны резервуаров 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.

7.251. Защита от электромагнитной индукции зданий и сооружений, относимых по устройству молниезащиты ко II категории, выполняется в виде устройства через каждые 25 - 30 м металлических перемычек между трубопроводами и другими протяженными металлическими предметами, расположенными друг от друга на расстоянии 10 см и менее.

7.252. Для защиты от заноса высоких потенциалов внешние наземные металлические конструкции и коммуникации II категории необходимо:

на вводе в защищаемое здание или сооружение присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 10 Ом;

на ближайшей к сооружению опоре присоединять к заземлителю с импульсным сопротивлением не более 10 Ом.

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

7.253. 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.

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

Металлические трубчатые опоры должны быть предохранены от коррозии.

Деревянные опоры и пасынки должны быть предохранены от гниения.

7.255. Молниеприемники изготавливаются из стали любых марок различного профиля с площадью сечения не менее 100 м² и длиной не менее 200 мм. Молниеприемники следует предохранять от коррозии.

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

7.257. Токоотводы для соединения молниеприемников, корпусов резервуаров с заземлителями следует выполнять из стали со следующими размерами:

сталь круглая - диаметром 10 мм;

сталь полосовая: площадь сечения -160 м²; толщина - 4 мм;

сталь угловая: площадь сечения -160 м²; толщина полки - 4 мм;

стальные трубы: толщина стенок - 3,5 мм.

7.258. Соединения токоотводов должны быть сварными.

Допускаются болтовые соединения только для токоотводов зданий и сооружений, отнесенных по устройству молниезащиты к III категории.

Токоотводы должны быть предохранены от коррозии.

7.259. Для проверки сопротивления заземлителей разъемные соединения следует предусматривать только на токоотводах, присоединяемых к отдельным заземлителям и соединенным между собой.

7.260. Все соединения заземлителей между собой и с токоотводами производятся сваркой. Длина сварного шва должна быть не менее двойной ширины прямоугольного проводника и не менее 6 диаметров свариваемых круглых проводников.

7.261. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h , равной или менее 150 м, представляет собой круговой конус. Вершина конуса находится на высоте $h_0 < h$. На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0 .

Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого резервуара h_x представляет собой круг радиусом r_x .

Зона защиты одиночных стержневых громоотводов 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:

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

7.262. Монтажные работы молниезащиты проводятся в соответствии с проектом.

Мелкие и средние ремонты устройств молниезащиты проводят при необходимости. Капитальные ремонты следует проводить только в негрозовые периоды.

После производства монтажных либо ремонтных работ молниезащиты монтажная организация, выполнившая эти работы, должна представить вместе с актом выполненных работ акты испытания устройств, обеспечивающих молниезащиту.

7.263. В процессе эксплуатации молниезащитные устройства должны проходить периодические осмотры (ревизии). Цель осмотров заключается в том, чтобы:

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; измерять сопротивление всех заземлителей молниезащиты не реже одного раза в год, а при повышении сопротивления заземлителя принимать меры по доведению сопротивления до требуемых величин.

7.264. Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов - статического электричества. Большое количество зарядов может создаваться при боковом наливе светлых нефтепродуктов в резервуары, верхнем и нижнем наливе в автомобильные и железнодорожные цистерны, наливе в танки судов.

7.265. 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 увеличения проводимости нефтепродуктов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива светлых нефтепродуктов в резервуары, суда, автомобильные и железнодорожные цистерны;
- нейтрализация радиоактивным излучением;
- нейтрализация зарядов статического электричества в трубопроводах с помощью электродов;
- применение инертных газов.

7.266. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты.

Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

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

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

7.268. 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 через каждые 40 - 50 м не менее чем в двух точках.

7.269. Лакокрасочное покрытие, нанесенное на заземленное металлическое оборудование, считается электростатически заземленным, если сопротивление наружной поверхности покрытия относительно заземленного оборудования не превышает 10 Ом.

7.270. Автоцистерны и железнодорожные вагоно-цистерны, находящиеся под наливом и сливом нефти и нефтепродуктов, в течение всего времени заполнения и опорожнения должны быть присоединены к заземляющему устройству.

Не допускается подсоединение заземляющих проводников к окрашенным и загрязненным металлическим частям цистерн.

Открытие люка цистерны и погружение (при верхнем наливе-сливе) в нее наливной трубы (рукава) допускается только после заземления цистерны. Отсоединение заземляющих проводников от цистерны производится после завершения налива или слива нефти и нефтепродуктов, поднятия наливной трубы из горловины цистерны, отсоединения сливного шланга.

7.271. Металлические наконечники на рукавах из неэлектропроводных материалов должны быть обеспечены токопроводной линией с металлическим заземленным корпусом наливного (сливного) устройства.

При использовании армированных или электропроводных рукавов арматура или электропроводный резиновый слой их должны иметь надежное соединение с заземленным продуктопроводом и металлическим наконечником рукава. Наконечники рукавов должны быть изготовлены из металлов, исключая образование искрообразования.

7.272. Нефтепродукты должны закачиваться в резервуары и цистерны без разбрызгивания или бурного перемешивания.

Налив светлых нефтепродуктов свободно падающей струей не допускается. Расстояние от конца наливной трубы рукава до днища резервуара или цистерны не должно превышать 200 мм, а если это невозможно, то струя должна быть направлена вдоль стенки цистерны.

7.273. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива светлых нефтепродуктов в резервуары, цистерны и танки судов не должна превышать предельно допустимых значений, при которых заряд, приносимый с

потоком нефтепродукта в резервуар, цистерну, танк судна, не мог бы вызвать искрового разряда.

Предельно допустимые скорости истечения светлых нефтепродуктов зависят: от вида налива (бокового, верхнего, нижнего); свойств нефтепродукта; содержания и размера примесей; свойств материала и состояния поверхности стенок трубопровода; размеров трубопровода и емкостей; формы емкостей.

Установление предельно допустимых значений налива светлых нефтепродуктов в резервуары, цистерны и танки судов осуществляется проектом либо расчетом.

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

7.275. Понтоны из неэлектропроводных материалов должны иметь электростатическую защиту.

7.276. Ручной отбор проб нефтепродуктов из резервуаров допускается не ранее чем через 10 минут после прекращения налива нефтепродукта.

Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный (припаянный) к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Целостность тросика должна проверяться обслуживающим персоналом перед каждым использованием пробоотборника.

7.277. Полы разливных станций должны быть выполнены из электропроводящих материалов или на них должны быть уложены заземленные металлические листы, на которые устанавливают емкости, заполняемые нефтепродуктами.

Допускается осуществлять заземление бочек, бидонов и других емкостей путем присоединения их к заземляющему устройству медным тросиком с наконечником под болт, винт, шпильку.

7.278. Не допускается проведение работ внутри резервуаров, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

7.279. 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. Результаты измерений оформляются протоколами.

7.280. Наземные металлические сооружения из углеродистых и низколегированных сталей должны быть защищены от атмосферной коррозии металлическими и неметаллическими защитными покрытиями или устройствами.

7.281. Наружные поверхности подземных металлических сооружений: трубопроводов, резервуаров из углеродистых и низколегированных сталей - должны иметь защитные покрытия от коррозии и устройства.

7.282. Защита металлических сооружений устройствами осуществляется в соответствии с проектом.

7.283. Контроль защиты наземных металлических сооружений в процессе эксплуатации осуществляется визуально и (или) посредством измерения потенциалов на защищаемом сооружении в контрольно-измерительных пунктах, подземных металлических сооружений - только посредством измерений потенциалов.

7.284. Контрольно-измерительные пункты в зоне действия электрохимической защиты должны быть оборудованы устройствами для измерения поляризационных потенциалов сооружений.

7.285. Контроль состояния защиты металлических сооружений визуально осуществляется обслуживающим персоналом не реже 1 раза в год и (или) посредством

замеров потенциалов осуществляется специализированными организациями не реже 1 раза в год.

VIII. ПОДГОТОВКА НЕФТЕБАЗ К ЭКСПЛУАТАЦИИ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ И ВЕСЕННЕ-ЛЕТНИЙ ПЕРИОДЫ

8.1. Для обеспечения устойчивой работы нефтебазы в осенне-зимний и весенне-летний периоды на нефтебазе разрабатывается и утверждается план организационных технических мероприятий.

В план подготовки необходимо включить работы, связанные с эксплуатацией резервуарных парков, сливноналивных устройств, технологических трубопроводов, энергетического хозяйства, системы водоснабжения, очистных сооружений и др.

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

8.3. Сифонный кран необходимо промыть хранимым нефтепродуктом и повернуть в боковое положение.

8.4. Электро- и пароподогреватели нефтепродуктов в резервуарах следует проверить, опрессовать и при необходимости отремонтировать.

8.5. При подготовке к зиме воду из трубопроводных коммуникаций необходимо удалить, а в задвижках, находящихся вне отапливаемых помещений и не имеющих спускных устройств, установить спускные пробки; трубопроводную арматуру при необходимости утеплить.

8.6. В зимнее время за трубопроводами должно быть установлено усиленное наблюдение. Необогреваемые трубопроводы после перекачки должны освобождаться от вязких и сильно обводненных нефтепродуктов.

8.7. Крышки на колодцах и кожухах должны быть закрыты, чтобы в них не попадала вода. В муфтах и фланцевых соединениях заменяют неисправные прокладки, тщательно осматривают и перебирают сальники.

8.8. При подготовке очистных сооружений и канализационной сети к зиме необходимо:

- провести ревизию сбросовых коллекторов, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, насосного оборудования, применяемого для перекачки сточных вод, шлама и нефтепродуктов, выделенных из сточных вод, оборудования, используемого при авариях (штанг, тросов, передвижных насосов) пожарных водоемов и оборудования (задвижек, гидрантов, колодцев);

- очистить сооружения от шлама и накопившихся нефтепродуктов;
- проверить состояние колодцев с гидравлическими затворами; в случае необходимости очистить от шламов и отремонтировать;

- отремонтировать нефтесборные устройства (поворотные трубы, лотки и т.д.) и другое механическое оборудование очистных сооружений;

- проверить пароподогревательные устройства на сооружениях, опрессовать их и при необходимости отремонтировать.

8.9. В зимний период года необходимо своевременно удалять снег, в первую очередь, с фронтов слива-налива нефтепродуктов, стальных вертикальных резервуаров в любое время суток, включая выходные и праздничные дни; расчищать оперативные площадки, проезды, дороги и тротуары, а также те участки территории, где он может мешать производственным операциям или действиям пожарных машин. Обеспечить готовность снегоуборочной техники, инвентаря.

8.10. Обеспечить запас топлива для топливopotребляющих установок, который необходим для поддержания установленного технологического режима и обеспечения тепловой и электрической энергией производственных зданий.

8.11. Обеспечить персонал необходимой спецодеждой и спецобувью, помещениями для обогрева и приема пищи, сушки одежды и обуви.

8.12. Подготовить ведомственный автотранспорт, технику и инвентарь к эксплуатации в зимних условиях.

8.13. На нефтебазах, не осуществляющих операций в зимний период, необходимо освободить очистные сооружения от нефтепродуктов, воды, шлама и провести консервацию оборудования.

8.14. На водных нефтебазах и нефтебазах, расположенных в зоне возможного затопления, на период прохождения паводка и подготовки к навигации разрабатывается отдельный план оргтехмероприятий.

8.15. В период паводка резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары должны заблаговременно подготавливаться к нему, обвалования и ограждения должны быть восстановлены и при необходимости наращены.

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

8.17. Ливнеотводящая сеть до наступления паводка должна быть подготовлена к пропуску вод; проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, должны быть закрыты и уплотнены, а оборудование для откачки воды проверено и подготовлено к работе. С наступлением оттепели крыши и отмостки нужно очищать от снега, а водоотводные лотки, трубы и желоба - ото льда.

8.18. Для борьбы с паводковыми водами необходимо заготовить запас инструмента и инвентаря (лопаты, мешки с песком, лодки и т.п.) и проверить готовность нефтеулавливающих устройств и средств сбора нефтеразливов. Период прохождения весеннего паводка необходимо уточнять в местных органах гидрометеорологической службы.

8.19. Обеспечить защиту от загрязнений нефтепродуктами водоемов, расположенных вблизи нефтебаз. Убрать строительный мусор, материалы, оборудование и т.п. с затопляемой территории нефтебазы.

8.20. При подготовке водных нефтебаз к работе в весенне-летний (навигационный) период необходимо:

- осмотреть и отремонтировать причалы и их оборудование;
- провести ревизию и опрессовку шланговых устройств, осмотр металлических поддонов;
- подготовить устройства для сбора случайно разлитого нефтепродукта;
- проверить связь причалов с товарными насосными;
- осмотреть и отремонтировать освещение причалов.

IX. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НЕФТЕБАЗ

9.1. Метрологическое обеспечение (МО) нефтебаз - это комплекс организационно-технических мероприятий, технических средств, правил и норм, обеспечивающих единство и требуемую точность измерений при эксплуатации оборудования нефтебаз, количественном учете нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании, а также при определении показателей качества нефтепродуктов.

Основными задачами МО нефтебаз являются:

- создание необходимых условий для получения достоверной измерительной информации при определении количества и показателей качества нефтепродуктов при торговых и учетных операциях;
- организация поверки средств измерений, используемых в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора;
- обеспечение калибровки средств измерений;
- организация и проведение ремонта средств измерений, находящихся в эксплуатации;
- обеспечение аттестации испытательного оборудования;

- организация аттестации методик выполнения измерений (МВИ) и методик испытаний;
- проведение систематического анализа состояния измерений, контроля и испытаний на нефтебазах;
- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, измерительно-информационных систем и комплексов на эксплуатируемом объекте или на вновь строящемся (реконструируемом, технически перевооружаемом) объекте;
- осуществление надзора метрологической службой или иной организационной структурой нефтебазы по обеспечению единства измерений за состоянием и применением средств измерений, аттестованными МВИ, рабочими эталонами, применяемыми для калибровки средств измерения (далее - СИ).

9.2. На нефтебазе (предприятии, включающем в себя несколько нефтебаз), создают метрологическую службу или иную организационную структуру по обеспечению единства измерений, распорядительным документом руководителя назначают лиц, ответственных за организацию и проведение работ по метрологическому обеспечению и соблюдение метрологических правил и норм.

При выполнении работ в сферах распространения государственного метрологического надзора (торговых операций, взаимных расчетов между поставщиком и потребителем, государственных учетных операций, проведении сертификации (декларирования) нефтепродуктов) создаются метрологические службы или иные организационные структуры по обеспечению единства измерений.

9.3. Основные требования к средствам и методам измерений.

9.3.1. Средства измерений, используемые для определения количества нефтепродуктов при торговых операциях индивидуально или в составе ИИС, должны обеспечивать выполнение измерений с пределами относительной погрешности, установленной стандартом.

9.3.2. СИ, находящиеся в эксплуатации на нефтебазах и используемые при торговых операциях, взаимных расчетах между поставщиком и потребителем, государственных учетных операциях, при хранении и потреблении энергетических ресурсов и определении показателей энергоэффективности, характеризующих энергосбережение на предприятии, при обеспечении охраны окружающей среды и безопасности труда, при сертификации (декларировании) нефтепродуктов, подвергаются поверке при выпуске из производства, при ввозе по импорту и эксплуатации в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

СИ могут также поверяться метрологической службой нефтебазы (предприятия) или организацией, если они аккредитованы на право проведения поверочных работ.

Нефтебазой должны быть составлены и согласованы с территориальным органом ГМС перечень СИ, подлежащих поверке, и график поверки.

9.3.3. СИ, эксплуатируемые на нефтебазах, которые не подлежат государственному метрологическому контролю, могут подвергаться калибровке метрологической службой нефтебазы (предприятия) или организацией, аккредитованной на проведение калибровочных работ.

9.4. Порядок осуществления поверки и калибровки резервуаров и технологических трубопроводов.

9.4.1. Резервуары нефтебаз, используемые при государственных учетных и торговых операциях при взаиморасчетах между поставщиком и потребителем, подлежат поверке органами ГМС или организацией, аккредитованной на проведение поверочных работ.

Порядок проведения поверки и оформление градуировочных таблиц регламентируется действующими государственными стандартами.

9.4.2. Резервуары и технологические трубопроводы нефтебаз, используемые для технологических операций и при внутреннем учете, подлежат калибровке (определению вместимости и градуировке).

Калибровку резервуаров рекомендуется проводить в соответствии с положением действующих государственных стандартов, используемых при поверке; калибровку технологических трубопроводов - в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

Градуировочные таблицы утверждаются руководителем нефтебазы.

Калибровка резервуаров и технологических трубопроводов проводится перед вводом их в эксплуатацию (после строительства и гидравлических испытаний), по истечении срока действия градуировочной таблицы, после капитального ремонта в случае внесения конструктивных изменений, влияющих на вместимость.

При изменении схемы технологических трубопроводов, их протяженности и диаметров проводится внеочередная калибровка.

9.4.3. Срок действия градуировочных таблиц резервуаров и технологических трубопроводов - не более 5 лет.

9.5. Порядок проведения поверки автоцистерн регламентируется стандартом. Погрешность измерения массы нефтепродукта в автоцистерне должна соответствовать погрешности, установленной стандартом. Межповерочный интервал для автоцистерн не должен превышать одного года. Свидетельство о поверке должно находиться у водителя автоцистерны.

Х. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

10.1. При эксплуатации нефтебазы необходимо соблюдать требования правил пожарной безопасности, утвержденных в установленном порядке.

10.2. Пожарная безопасность нефтебазы должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов.

10.3. Системы пожаротушения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действию.

10.4. Для каждого цеха, производственного участка, подразделения должны быть разработаны документы по пожарной безопасности с учетом специфики производства.

10.5. Электрооборудование и средства автоматизации, находящиеся во взрывоопасных зонах, должны соответствовать классификации помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, установленной действующей нормативно-технической документацией.

10.6. Для повышения защищенности нефтебаз к возникновению и развитию пожаров создается комплекс дополнительных технических и организационных мероприятий:

- модернизация оборудования, установок;
- применение взрывобезопасных технологий хранения нефтепродуктов;
- противоаварийная защита, способная предотвратить аварийный выход нефтепродукта;
- противопожарная защита, обеспечивающая предотвращение развития пожара;
- организационные мероприятия по подготовке персонала нефтебазы к предупреждению, локализации и ликвидации аварий и пожаров.

Приложение № 1
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(образец)

УТВЕРЖДАЮ

должность руководителя

Ф.И.О. руководителя
«__» _____ 200_ г.

ПАСПОРТ НЕФТЕБАЗЫ

(организационно-правовая форма и наименование организации - владельца нефтебазы)

Паспорт составил:

должность, Ф.И.О. ответственного лица

подпись

Дата составления:

«__» _____ 200_ г.

Указание по заполнению паспорта:

Паспорт составляется на основании проектной и технической документации, формуляров и паспортов на технологическое, энергетическое и вспомогательное оборудование.

Записи в паспорте проводятся разборчиво без помарок и исправлений.

1. ОБЩИЕ ДАННЫЕ.

Юридический адрес организации - владельца нефтебазы

Телефон _____

Арендатор (заполняется при аренде нефтебазы) _____

Почтовый адрес нефтебазы _____

Год ввода в эксплуатацию _____

Наименование документа о землепользовании, дата выдачи, наименование органа, выдавшего документ _____

Занимаемая площадь _____ га.

2. РЕЗЕРВУАРНАЯ ЕМКОСТЬ.

Всего _____ куб. м

в том числе:

для автобензинов _____ куб. м

для дизельного топлива _____ куб. м

для масел _____ куб. м

Из общего объема:

металлических вертикальных резервуаров _____ куб. м

металлических горизонтальных резервуаров _____ куб. м

№ резервуара по технологической схеме	Хранимый продукт	Характер установки (наземный, подземный) и исполнение (горизонтальный, вертикальный, сферический и т.д.)	Номинальная вместимость, куб. м	Год постройки

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ТРУБОПРОВОД

3.1. От железнодорожных сливоналивных сооружений до насосных станций (насосных агрегатов)

Ду _____ мм, протяженность _____ метров

Ду _____ мм, протяженность _____ метров

Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
От причальных сооружений до насосных станций (насосных агрегатов)				
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
От магистрального нефтепродуктопровода до резервуаров				
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
3.2. От насосных станций (насосных агрегатов) до резервуаров				
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
3.3. От резервуаров до наливных устройств				
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров
Ду	_____	мм, протяженность	_____	метров

4. УСТРОЙСТВА СЛИВА-НАЛИВА.

Наименование, марка, количество:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____

5. ПРИЧАЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Характеристика, техническая оснащенность _____

6. УСТРОЙСТВА НАЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Наименование, марка, количество:

1. _____
2. _____
3. _____
4. _____

5. _____
6. _____
7. _____
8. _____
9. _____
10. _____

7. НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ

Тип и марка насосных агрегатов	Год установки	Производительность, куб. м/час	Напор, м	Перекачиваемый нефтепродукт	Мощность электродвигателя, кВт

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

№ пп	Наименование зданий и сооружений, их краткая характеристика	Площадь, кв. м	Категория по взрывопожароопасности	Классы (зоны) по ПУЭ

9. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Источники электроснабжения (краткая характеристика, точки подключения):

основное _____

резервное _____

автономное _____

Установленная мощность потребителей:

Наименование электропотребителя	Установленная мощность, кВт	Примечание
1. Оборудование технологическое		
2. Оборудование вспомогательное		
3. Освещение наружное		
4. Освещение внутреннее		
5. Отопление		
6. Прочие		

10. ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Источники получения тепла (краткая характеристика, точка подключения) _____

11. ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Источники водоснабжения (краткая характеристика, точка подключения) _____

12. КАНАЛИЗАЦИЯ

Краткая характеристика, точка подключения:

- проливневой канализации _____

- хозяйственно-бытовой канализации _____

13. ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Краткая характеристика _____

14. ВЕНТИЛЯЦИЯ

Наименование вентустановки (вентилятора), тип, марка, количество	Место установки	Назначение (приточная, вытяжная, приточно-вытяжная)	Производительность, куб. м/час	Примечание

15. СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Стационарные (краткая характеристика) _____

Передвижные (краткая характеристика) _____

Первичные _____

Наименование средства, марка	Наименование объекта (помещения) комплектования	Количество	Примечание

16. СВЯЗЬ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Краткая характеристика, точка подключения:

связь _____

сигнализация _____

Технический паспорт на резервуар

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

№ резервуара по технологической схеме _____

Инвентарный № резервуара _____

Номинальная вместимость резервуара, куб. м _____

Базовая высота (высотный трафарет), мм _____

Максимальный взлив, мм _____

Минимальный взлив, мм _____

Назначение резервуара _____

(хранимый нефтепродукт)

Вид расположения _____

(наземный, подземный)

Форма резервуара _____

(горизонтальный цилиндрический, вертикальный цилиндрический, прямоугольный и т.д.)

Форма днищ резервуара _____

(плоские, сферические, конусные, усеченно-конусные для горизонтальных резервуаров)

Вес резервуара _____

Конструктивные особенности _____

(односекционные, многосекционные для горизонтальных резервуаров)

Дата установки _____

Фирма, завод-изготовитель _____

Заводской _____

номер _____

Дата выпуска резервуара _____

Дата составления паспорта «__» _____ 20__ г.

Примечание: За правильное и своевременное заполнение, содержание и хранение паспорта несет ответственность главный инженер нефтебазы.

2. ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ

Высота (длина) резервуара, мм _____

Количество поясов _____

Диаметр резервуара, мм _____

Толщина металла стенок резервуара по поясам, мм _____

Толщина металла днищ резервуара, мм _____

Глубина заложения горловины подземного резервуара, мм _____

Высота горловины резервуара подземного резервуара, мм _____

Объем или геометрические размеры внутренних деталей резервуара _____

Характеристика фундаментов резервуара _____

Характеристика устройства для подогрева нефтепродуктов _____

3. ОБОРУДОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРА

Тип дыхательного клапана _____

Тип предохранительного клапана _____

Тип замерного устройства _____

Тип огневого предохранителя _____

Тип понтона _____

Диаметр приемораздаточных патрубков _____

Прочее оборудование _____

4. ЭСКИЗ РЕЗЕРВУАРА

5. СВЕДЕНИЯ О ЗАЧИСТКЕ РЕЗЕРВУАРА

Дата зачистки	Исполнитель работ	Результаты зачистки	Подпись проверяющего

6. СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ РЕЗЕРВУАРА И РЕЗЕРВУАРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Дата ремонта	Наименование резервуара, резервуарного оборудования	Исполнитель ремонта	Подпись проверяющего

7. БАЗОВАЯ ВЫСОТА (ВЫСОТНЫЙ ТРАФАРЕТ) РЕЗЕРВУАРА

Дата замера базовой высоты (высотного трафарета)	20__ г.	20__ г.	20__ г.	20__ г.	20__ г.	20__ г.	20__ г.
Значение базовой высоты, мм							

8. СВЕДЕНИЯ ОБ ОБСЛЕДОВАНИЯХ РЕЗЕРВУАРА

Дата проведения и вид обследования	Наименование производителя работ по обследованию	Результаты обследования

Дата проведения и вид обследования	Наименование производителя работ по обследованию	Результаты обследования
Главный инженер нефтебазы		

Приложение № 4
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(образец)

ЖУРНАЛ РАСПОРЯЖЕНИЙ
по приему и внутрибазовым перекачкам

Дата, время	Содержание задания (распоряжения)	Ф.И.О., должность и подпись выдавшего задание	Ф.И.О., должность (профессия), получившего задание
1	2	3	4

Примечания:

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.

Приложение № 5
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(образец)

Справка № _____
анализа воздуха в резервуаре

« » _____ 20__ г. _____ час. _____ мин.
В резервуаре № _____ для хранения _____
(наименование хранимого продукта)
отобрана проба воздуха _____

_____ (метод отбора, наименование и номер прибора)
анализ которой показал содержание:
1) паров углеводорода
по норме _____ мг/л, фактически _____ мг/л
2) сероводородов
по норме _____ мг/л, фактически _____ мг/л
3) тетраэтилсвинца
по норме _____ мг/л, фактически _____ мг/л

Подпись _____
(подпись лица, проводившего анализ)

Приложение № 6
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ

должность руководителя нефтебазы

Ф.И.О., подпись

«__» _____ 20__ г.

АКТ
на выполненную зачистку резервуара № _____

Основание _____
(периодическая или внеплановая зачистка, смена продукта, ремонт и т.д.)

Комиссия в составе:
председатель _____
члены комиссии: _____

составлен настоящий акт о том, что произведен внутренний осмотр резервуара № _____ после зачистки из-под _____ для

Перед зачисткой резервуара извлечены остатки продукта _____ :
- пригодного для дальнейшего использования в количестве _____ л и
слитого в _____

наименование емкости _____
- непригодного к дальнейшему использованию в количестве _____ л и
утилизированного _____

Вывод комиссии: _____

(качество зачистки соответствует ГОСТ, готовность резервуара к ремонту и т.д.)

Подписи:
председатель _____
члены комиссии _____

Приложение № 7
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(образец)
_____ нефтебаза

Цех _____

ПАСПОРТ
технологического трубопровода

1. Общие сведения.

Назначение трубопровода _____

Рабочие параметры:

рабочая среда _____

давление _____

температура _____

Наименование участка трубопровода или обозначение его на технологической схеме	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Марка стали	Протяженность

2. Сведения об арматуре.

№ по технологической схеме	Наименование	Марка	Условный диаметр (Ду),мм	Условное давление (Ру), МПа

3. Испытания.

Дата испытания	Метод и условия испытания	Производитель испытательных работ	Результаты испытания

4. Ремонт.

Дата ремонта	Выполненные работы	Производитель работ	Подпись ответственного лица

Паспорт составил _____

(Ф.И.О., должность, подпись)

Приложение № 8
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)

ЖУРНАЛ эксплуатации насосных агрегатов

Дата	№ по технологической схеме, марка насоса	Время начала работы	Время окончания работы	Показание манометра (вакуумметра), МПа	Ф.И.О. дежурного машиниста	Выявленные дефекты и замечания в работе, подпись ответственного лица	Отметка об устранении дефектов и замечаний, подпись ответственного лица

Примечания:

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.

Приложение № 9
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)
_____ нефтебаза

ЖУРНАЛ
учета повреждений систем налива (стояков налива)

Дата установления дефекта	№ системы (стояка) по технологической схеме	Описание дефекта (повреждения)	Ф.И.О., должность (профессия) лица, выявившего дефект	Принятые меры по устранению дефекта (повреждения)	Дата устранения дефекта	Ф.И.О., должность ответственного за эксплуатацию

Примечания :

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.

Приложение № 10
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)
_____ нефтебаза

ЖУРНАЛ
регистрации анализов очищенных сточных вод

Дата и время отбора проб	Определяемый показатель	Концентрация по норме, мг/л	Концентрация фактическая, мг/л	Прибор, метод анализа	Ф.И.О., должность, подпись ответственного за эксплуатацию очистных сооружений	Принятые меры по устранению превышения концентрации	Ф.И.О., должность, подпись ответственного за эксплуатацию очистных сооружений

Примечания :

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.

Приложение № 11
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)
_____ нефтебаза

ЖУРНАЛ
учета лабораторных анализов нефти и нефтепродуктов

Дата, время	Номер пробы	Наименование продукта	Объект отбора пробы	Результаты анализа	Ф.И.О., подпись лаборанта	Ф.И.О., подпись лица, получившего результаты анализа

Примечания :

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.

Приложение № 12
к Правилам технической
эксплуатации нефтебаз
(рекомендуемое)
_____ нефтебаза

ЖУРНАЛ
по осмотру электроустановок

Дата	Наименование объекта, электроустановки	Результаты осмотра, принятые меры, выполненные работы	Ф.И.О., должность, подпись лица, ответственного за электроустановку

Примечания :

1. Журнал является внутренним документом нефтебазы.
2. Журнал ведется в одном экземпляре, прошнуровывается, пронумеровывается, скрепляется печатью и заверяется подписью ответственного за делопроизводство на нефтебазе.