

БАА

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ И ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ
ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕБАЗ

ПРИКАЗ

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ
ПРИДНЕСТРОВСКОЙ МОЛДАВСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

12 июля 2002 г.

N 257

(САЗ 02-33)

Зарегистрирован Министерством юстиции
Приднестровской Молдавской Республики 16 августа 2002 г.
Регистрационный N 1669

На основании Положения о Министерстве юстиции Приднестровской Молдавской Республики, утвержденного Указом Президента Приднестровской Молдавской Республики от 2 октября 2000 года N 480 "Об утверждении Положения, структуры и штатной численности Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики", приказываю:

1. Утвердить и ввести в действие Правила технической эксплуатации нефтебаз, на основе аутентичного адаптированного текста Правил технической эксплуатации нефтебаз, утвержденных Госкомнефтепродуктом СССР 28 декабря 1984 г., с учетом изменений и дополнений, согласно Приложению.

2. Введенные в действие Правила технической эксплуатации нефтебаз не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены без разрешения Министерства юстиции Приднестровской Молдавской Республики.

3. Контроль по исполнению настоящего Приказа возложить на начальника Государственной службы технического надзора Кравцова Г. П.

4. С введением в действие Правил технической эксплуатации нефтебаз не применять на территории Приднестровской Молдавской Республики Правила технической эксплуатации нефтебаз, утвержденные Госкомнефтепродуктом СССР 28 декабря 1984 г.

5. Настоящий Приказ вступает в силу со дня официального опубликования.

В. БАЛАЛА
МИНИСТР

г. Тирасполь

12 июля 2002 г.

N 257

Приложение
к Приказу Министра юстиции
Приднестровской Молдавской Республики
от 12 июля 2002 г. N 257

ИЗМЕНЕНИЯ И ДОПОЛНЕНИЯ К ПРАВИЛАМ
ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕБАЗ

1. По всему тексту слова: "Госгортехнадзор СССР (России)" следует заменить словом: "Госгортехнадзор" и далее по тексту.

2. По всему тексту слова: "органы Госгортехнадзора" следует заменить словом: "Госгортехнадзор" и далее по тексту.

3. По всему тексту слова: "Приложение 1 (2,3,...)" следует заменить на: "Приложение N1 (2,3,...)" и далее по тексту.

Правила технической эксплуатации нефтебаз

СОСТАВЛЕНЫ сотрудниками Центральной научно-исследовательской лаборатории (ЦНИЛ) Госкомнефтепродукта РСФСР под редакцией Е.Л.Ржавского.

УТВЕРЖДЕНЫ Заместителем Председателя Госкомнефтепродукта СССР А.Д.Рудковским 28 декабря 1984 г.

Приведены общие положения о нефтебазах. Изложены требования, предъявляемые к операциям по приему, наливу, отпуску, при хранении, перекачке, замере и учете количества, контроля качества нефти и нефтепродуктов, а также при зачистке резервуаров, молниезащите и защите от статического электричества, защите водоемов от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. Дана характеристика территорий, основных сооружений и зданий нефтебаз. Включены разделы по метрологическому обеспечению, планово-предупредительному ремонту.

С выходом в свет настоящих Правил действие "Правил технической эксплуатации нефтебаз", утвержденных б. Главнефтеснабом РСФСР 12 декабря 1974 г., прекращается.

Для работников нефтебаз всех профессий, а также для работников отраслей нефтехимической, нефтеперерабатывающей, сельского хозяйства, авиации и службы снабжения горюче-смазочными материалами.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Правила устанавливают нормы и требования к сооружениям и оборудованию нефтебаз, их эксплуатации, порядок приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, основные положения учета массы нефти и нефтепродуктов.

1.2. Правила распространяются на действующие и реконструируемые нефтебазы, их филиалы и обязательны для всех предприятий и организаций Госкомнефтепродукта СССР.

1.3. На основе настоящих Правил с учетом специфики местных условий, типа нефтебазы, состава сооружений, а также инструкций заводов - изготовителей оборудования должны быть составлены производственные инструкции, которые утверждаются руководством нефтебазы и профсоюзным комитетом.

Перечень необходимой документации по эксплуатации объектов и оборудования утверждает главный инженер территориального управления или заместитель председателя

Госкомнефтепродукта союзной республики.

Переутверждение документации производится по мере необходимости, но не реже одного раза в пять лет.

1.4. Каждый работник на порученном ему участке несет персональную ответственность за выполнение требований настоящих Правил в пределах возложенных на него обязанностей.

1.5. Нарушение Правил влечет за собой ответственность в установленном порядке в зависимости от степени и характера нарушения.

1.6. Рабочие, принимаемые на работу для обслуживания сооружений и оборудования нефтебаз, должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на нефтебазах по специальности должно соответствовать "Типовому положению о подготовке и повышении квалификации рабочих непосредственно на производстве".

1.7. Перед допуском к работе вновь принимаемые на нефтебазу работники должны проходить соответствующие инструктажи, теоретическое и практическое обучение и проверку знаний согласно установленному порядку в отрасли (прил 1, пп.115, 116). Особое внимание должно быть уделено проверке знаний (в объеме, обязательном для данной должности) правил технической эксплуатации нефтебаз, устройства сооружений и оборудования, производственных и должностных инструкций, правил противопожарной безопасности.

1.8. Общее руководство и ответственность за правильную организацию и проведение обучения работников безопасным методам работы возлагаются на главного (старшего) инженера, а там, где нет этой должности, - на директора нефтебазы.

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

1.10. Для обеспечения безопасной эксплуатации нефтебаз персоналу необходимо:

строго выполнять действующие правила, нормы, стандарты и инструкции;

содержать сооружения, устройства и оборудование в исправности и постоянной эксплуатационной готовности, своевременно проводить ремонты; выполнять мероприятия по борьбе с потерями нефти и нефтепродуктов.

1.11. Каждая нефтебаза должна иметь технический паспорт, содержащий показатели деятельности, перечень и краткую характеристику сооружений и установленного оборудования. Ответственность за достоверность данных и своевременное внесение уточнений по итогам года несет директор нефтебазы. Паспорт является документом строгого учета и подлежит хранению в соответствии с инструкцией по делопроизводству.

1.12. На каждой нефтебазе должен быть заведен журнал осмотров и ремонтов сооружений и зданий (прил.2) для записи даты осмотра и их результатов с описанием всех отмеченных повреждений; выполненных ремонтных работ с указанием даты начала и конца ремонта, его

характера и объема; данных об авариях конструкций и их ликвидации; результатов измерений осадки фундамента; данных о трещинах, появившихся в стенах и фундаментах (дата обнаружения трещины и ее местонахождение).

Запись производится ответственным за исправное состояние сооружений и зданий. Страницы журнала должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью.

1.13. Руководство нефтебазы должно решать вопросы, направленные на постоянное улучшение условий труда, сведение к минимуму ручного малоквалифицированного, физически тяжелого труда, максимально механизировать и автоматизировать технологические процессы; разрабатывать и внедрять в производство организационные, технические, санитарно-гигиенические мероприятия и средства, предотвращающие воздействие вредных производственных факторов на работающих; проводить систематическое техническое обучение работников нефтебазы, знакомить их с прогрессивными методами организации труда, техническими достижениями в области эксплуатации и развития нефтебазового хозяйства.

1.14. На каждой нефтебазе должен быть паспорт санитарно-технического состояния производственных объектов (см. прил.1, п.119). Паспорт составляется на основании комплексного обследования санитарно-технического состояния участков, объектов и рабочих мест. В него вносят данные о состоянии условий труда: об искусственном освещении, о загазованности, производственном шуме, состоянии обменной вентиляции и температурном режиме в производственных помещениях.

Паспорт является основным документом для разработки оздоровительных мероприятий по улучшению санитарно-гигиенических условий труда, а также проектов реконструкции и расширения производства.

1.15. В целях внедрения в производство прогрессивных методов труда инженерно-технические работники предприятия должны изучать руководящие указания, правила, стандарты, указанные в соответствующих разделах настоящих Правил.

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕБАЗ

2.1. Нефтебазы - это сложные многофункциональные системы с объектами различного производственно-хозяйственного назначения, выполняющие задачи бесперебойного и надежного обеспечения потребителей народного хозяйства нефтью и нефтепродуктами (далее нефтепродуктами); это самостоятельные предприятия, обеспечивающие необходимые условия приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов, регенерации масел, сбора и отгрузки отработанных нефтепродуктов.

2.2. Все нефтебазы разделяются:

по назначению - перевалочные, перевалочно-распределительные, распределительные;

по транспортным связям - трубопроводные, железнодорожные, водные,

водно-железнодорожные, глубинные, получающие нефтепродукты автомобильным или речным транспортом.

Перевалочные нефтебазы осуществляют прием, хранение и отгрузку нефти и нефтепродуктов распределительным нефтебазам и крупным потребителям.

Перевалочно-распределительные нефтебазы осуществляют прием, хранение, перевалку нефти и нефтепродуктов, поставку нефтепродуктов распределительным нефтебазам и крупным потребителям и снабжение нефтепродуктами потребителей, тяготеющих к этим нефтебазам.

Распределительные нефтебазы осуществляют прием, хранение и отпуск нефтепродуктов потребителям.

2.3. По суммарному объему резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов согласно СНиП-106-79* (прил.1 п.75), нефтебазы делятся на три категории:

* Вероятно ошибка оригинала. следует читать СНиП II-106-79. - Примечание изготовителя базы данных.

Категория нефтебаз	Общий объем резервуаров нефтебазы, м
I	> 100 000
II	От 20000 до 100000 включительно
III	До 20000 включительно

Вместимость нефтебазы определяется по общей вместимости резервуаров и тары для хранения нефти и нефтепродуктов, за исключением промежуточных резервуаров сливно-наливных устройств и расходных резервуаров котельной и дизельной электростанции нефтебазы.

2.5. Основная цель нефтебаз - обеспечить бесперебойное снабжение промышленности, транспорта, сельского хозяйства и прочих потребителей нефтью и нефтепродуктами в необходимом количестве и ассортименте; сохранность качества нефти и нефтепродуктов и сокращение до минимума потерь при хранении и отпуске их потребителям.

2.6. Нефтебазы размещают на специальной территории, отведенной в соответствии с генеральным планом застройки и реконструкции данного района. На каждой нефтебазе должен быть государственный акт землепользования. Расположение нефтебаз зависит от размещения железнодорожных, трубопроводных и береговых устройств. Как правило, должен предусматриваться резерв территории для возможного расширения нефтебазы.

Устройство, взаимное расположение и расстояния между объектами должны соответствовать требованиям СНиП II-106-79, а также удовлетворять санитарным требованиям и нормам строительного проектирования промышленных предприятий и населенных мест.

3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.1. Физико-химические свойства нефтепродуктов и нефти должны отвечать требованиям стандартов и технических условий.

3.2. Эксплуатационные свойства нефтепродуктов характеризуются следующими параметрами: детонационной стойкостью, фракционным составом, содержанием смолистых веществ и сернистых соединений, температурой застывания и кристаллизации, химической стабильностью при хранении и транспортировании, вязкостью, испаряемостью, воспламеняемостью, горючестью, летучестью и др.

3.3. Детонационная стойкость - свойство, определяющее способность бензина сгорать без взрыва в двигателе с искровым зажиганием.

Показателем детонационной стойкости топлива является октановое число, равное содержанию (в об. %) изооктана в смеси с нормальным гептаном, эквивалентной по детонационной стойкости топливу, испытываемому в стандартных условиях.

3.4. Фракционный состав - состав нефтепродукта, определяющий количественное содержание фракций, выкипающих в определенных температурных пределах, остаток и потери при перегонке в заданных условиях.

3.5. Цетановое число - показатель, указывающий на скорость нарастания давления при сгорании жидкого нефтяного топлива в поршневых двигателях с воспламенением топливно-воздушной смеси от сжатия и выраженный в единицах эталонной шкалы.

3.6. Воспламеняемость - свойство, характеризующее пожаро- и взрывоопасность смеси паров нефтепродукта с воздухом.

3.7. Горючесть - свойство, характеризующее способность нефтепродукта к горению в условиях его применения и испытания.

3.8. Температура вспышки - минимальная температура, при которой происходит кратковременное воспламенение паров нефтепродукта в условиях испытания.

Согласно ГОСТ 12.1.017-80 (прил.1, п.20), горючие вещества по температуре вспышки подразделяются на легковоспламеняющиеся, трудновоспламеняющиеся и вещества средней воспламеняемости.

К легковоспламеняющимся жидкостям относят горючие жидкости с температурой вспышки в закрытом тигле не выше 61 °С или в открытом тигле не выше 66 °С. Нефтепродукты с температурой вспышки выше указанных величин относят к горючим жидкостям.

По температуре вспышки легковоспламеняющиеся жидкости делят на особо опасные, постоянно опасные и опасные при повышенной температуре.

Классификация легковоспламеняющихся жидкостей по температуре вспышки

Температура вспышки, °С

	в закрытом тигле		в открытом тигле	
Особо опасные		- 18		- 13
Постоянно опасные	23	-18	27	- 13
Опасные при повышенной температуре	23	61	27	66

3.9. Температура воспламенения нефтепродуктов - наименьшая температура, при которой нагреваемый в стандартных условиях продукт загорается при поднесении к нему пламени и горит в течение 5 с.

3.10. Температура самовоспламенения - температура возгорания паров нефтепродукта без контакта с пламенем в условиях испытаний.

3.11. Температура застывания - температура, при которой жидкость теряет подвижность.

3.12. Температура кристаллизации - температура, при которой в нефтепродукте начинается образование кристаллов в условиях испытаний.

3.13. Стабильность нефтепродуктов - способность сохранять основные свойства в условиях хранения и транспортирования.

3.14. Вязкость - свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц под влиянием действующих на них внешних сил, характеризующее текучесть жидкости.

Вязкость влияет на производительность перекачки нефтепродуктов по трубопроводам, определяет распыливание и однородность рабочей смеси топлива. С повышением вязкости увеличивается налипание нефтепродуктов, что затрудняет выгрузку и зачистку цистерн и судов. Налипание характеризуется коэффициентом налипания (в г/м²).

Текучесть нефтепродуктов (подвижность) - величина, обратная вязкости.

3.15. При выполнении работ необходимо учитывать специфические свойства нефти и нефтепродуктов: токсичность, испаряемость, пожароопасность, взрывоопасность, способность электризоваться.

3.16. Токсичны пары сернистых нефтей и нефтепродуктов, а также этилированных бензинов. Предельно допустимые концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе рабочих зон нефтебазы (производственные помещения и площадки, колодцы и др.) должны соответствовать санитарным нормам:

Вещества (пары и газы)	Предельно допустимые концентрации, мг/м ³
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Бензин топливный (сланцевый, крекинг и др.)	100
Бензол	5
Керосин	300

Сероводород	10
Сероводород в смеси с углеводородами $C_1 - C_5$	3
Спирт метиловый	5
Тетраэтилсвинец	0,005
Уайт-спирит	20

Примечание. Знак  означает, что вещества опасны также при попадании на кожу. Превышение предельно допустимых концентраций запрещается.

3.17. Испаряемость - способность нефти и нефтепродуктов переходить из жидкого состояния в газообразное, оценивается по давлению насыщенных паров и фракционному составу. С повышением температуры или понижением давления испаряемость увеличивается. Испаряемость нефти и нефтепродуктов приводит к значительным потерям легких фракций и загрязнению окружающей среды.

3.18. Летучесть - физико-химическое свойство, определяющее давление насыщенных паров нефтепродукта.

Давление насыщенных паров - это давление, которое имеют пары, находящиеся в равновесии с жидкой фазой при данной температуре.

Давление (в Па) насыщенных паров наиболее распространенных нефтепродуктов (ГОСТ 1756-52)

Автобензины	< 93310
Авиабензины	Не более 47988
Керосин технический	5332-7998
Керосин осветительный	2666-3999
Дизельное топливо	800-1333

3.19. При определении пожаровзрывоопасности вещества, согласно ГОСТ 12.1.017-80, различают:

газы - вещества, абсолютное давление паров которых при температуре 50 °С равно или выше 300 кПа или критическая температура ниже 50 °С;

жидкости - вещества с температурой плавления (каплепадения) не более 50 °С;

твердые вещества - вещества с температурой плавления (каплепадения), превышающей 50 °С;

пыли - диспергированные твердые вещества с размером частиц менее 850 мк.

3.20. Пары нефтепродуктов при определенном содержании их в воздухе взрывоопасны.

Предельно допустимые взрывобезопасные концентрации паров нефтепродуктов в воздухе при 25 °С и атмосферном давлении определяются по [ГОСТ 12.1.004-76](#) (прил.1 п.10).

**Значения предельно допустимой взрывобезопасной
(невоспламеняемой)
% концентрации (в % по объему) некоторых нефтепродуктов**

Бензин А-72	0,054
Бензин АИ-93	0,055
Бензин Б-70	0,046
Дизельное топливо "з"	0,0305
Дизельное топливо "л"	0,026
Керосин осветительный	0,032
Ксилол	0,050
Уайт-спирит	0,035

3.21. При перекачках, сливе-наливе нефтепродуктов и нефти необходимо учитывать способность их электризоваться.

Защита от статического электричества должна осуществляться в соответствии с разделом 7.16 настоящих Правил.

3.22. Для сохранения качества и количества, особенно нефтей и легковоспламеняющихся нефтепродуктов, необходимо обеспечивать максимальную герметизацию всех операций при сливе-наливе и хранении.

4. ТЕРРИТОРИЯ И ЗОНЫ НЕФТЕБАЗ

4.1. Территория, сооружения, здания и другие объекты нефтебазы должны отвечать требованиям СНиП II-106-79 (прил.1, п.75).

На каждом производственном (складском) здании должны быть обозначены категории производств по взрывопожарной и пожарной опасности и классы (зоны) по [Правилам устройства электроустановок](#) (прил.1, п.90)

4.2. Расстояния от зданий и сооружений со взрывоопасными, взрывопожароопасными и пожароопасными производствами (в том числе резервуарных парков и сливно-наливных устройств) до зданий и сооружений соседних предприятий, жилых и общественных зданий, населенных пунктов и других объектов должны быть следующие:

	Расстояние (в м) от зданий и сооружений складов категории	
	I	II и III
1. Здания и сооружения соседних предприятий	100	40

2. Лесные массивы:		
хвойных пород	100	50
лиственных пород	20	20
3. Склады: лесных материалов, торфа, волокнистых веществ, сена, соломы, а также участки открытого залегания торфа	100	50
4. Железные дороги общей сети:		
на станциях	100	80
на разъездах и платформах	80	60
на перегонах	50	40
5. Автомобильные дороги общей сети:		
I, II и III категорий	50	30
IV и V категорий	30	20
6. Жилые и общественные здания населенных пунктов	200	100
7. Раздаточные колонки автозаправочных станций общего пользования	30	30
8. Воздушные линии электропередачи	По ПУЭ-76 (прил.1, п.85, 86)	

Примечания. 1. Указанные расстояния определяются: между зданиями и сооружениями - как расстояния в свету между наружными стенами или конструкциями зданий и сооружений; до железных и автомобильных дорог - до границы полосы отвода земель соответствующих дорог; от сливно-наливных устройств - от оси железнодорожного пути со сливно-наливными эстакадами; от площадок (открытых и под навесами - для насосов, тары и др.) - от границ этих площадок.

2. Расстояние от зданий и сооружений нефтебазы II категории вместимостью свыше 50 тыс.м принимать по п.1 - 100 м, по п.6 - 200 м.

3. При размещении нефтебаз в лесных массивах, когда строительство их связано с вырубкой леса, указанное в п.2 расстояние до лесного массива хвойных пород допускается сокращать в два раза.

4. Расстояние от зданий и сооружений нефтебаз до участков открытого залегания торфа допускается сокращать в два раза при условии засыпки открытого залегания торфа слоем земли толщиной не менее 0,5 м в пределах половины расстояния от зданий и сооружений складов соответствующих категорий, указанного в п.3.

5. Расстояние от зданий и сооружений нефтебаз до электроустановок следует принимать в соответствии с [Правилами устройства электроустановок](#) (см. прил.1, пп.85, 86).

6. Расстояние от двух смежно расположенных нефтебаз до зданий, сооружений и других объектов, указанных в таблице, следует принимать как от одной нефтебазы, определяя ее категорию по суммарной вместимости резервуаров обеих нефтебаз, и это расстояние должно быть не менее установленных в настоящем разделе расстояний между соответствующими зданиями и сооружениями одной нефтебазы.

7. В пределах указанных расстояний вне категории нефтебаз допускается размещение древесно-кустарниковых насаждений лиственных пород, садов, огородов и открытых складов негорюемых материалов.

4.3. Руководство нефтебазы должно установить постоянный контроль за противопожарными расстояниями между нефтебазой и соседними промышленными, общественными и жилыми постройками. В случае строительства на этой территории каких-либо объектов директор нефтебазы должен письменно предупредить застройщика, местные советские органы и Госпожнадзор о необходимости прекращения строительства, а также сообщить об этом вышестоящей организации.

4.4. Для более удобного и бесперебойного проведения всех операций, а также операций по противопожарным соображениям территория нефтебазы делится на зоны, в которых размещаются производственные, подсобные и административно-хозяйственные здания и сооружения.

Нефтебазы имеют зоны железнодорожного приема и отпуска, водного приема и отпуска, резервуарного хранения, розничного отпуска и производственных зданий и сооружений, очистных сооружений, подсобных зданий и сооружений, административных и хозяйственных зданий и сооружений.

Перечень зданий, сооружений и устройств, размещаемых в соответствующих зонах

Зоны	Здания, сооружения, устройства, расположенные в пределах зон
Железнодорожного приема и отпуска	Железнодорожные сливно-наливные устройства, насосные, компрессорные, хранилища жидкостей в таре, погрузочно-разгрузочные площадки, лаборатории, технологические трубопроводы различного назначения, операторные помещения для сливщиков-наливщиков и другие объекты, связанные со сливно-наливными операциями
Водного приема и отпуска	Морские и речные пирсы, причалы, насосные, технологические трубопроводы, операторные, помещения для сливщиков-наливщиков и другие объекты, связанные со сливно-наливными операциями в суда
Резервуарного хранения	Резервуары, технологические трубопроводы, газосборники, газовые обвязки, насосные, операторные
Розничного отпуска и производственных зданий	Автоэстакады, устройства для налива нефтепродуктов в автоцистерны, разливные, хранилища для нефтепродуктов в таре, цеха затаривания нефтепродуктов, цеха установки регенерации отработанных масел, маслоосветительные установки, насосные, оперативные площадки чистой и грязной тары, автовесы, погрузочные площадки, лаборатории и другие производственные здания и сооружения
Очистных сооружений	Буферные резервуары, песколовки, нефтеловушки, флотаторы, фильтры, биофильтры, аэротенки, хлораторные, азонаторные, пруды-отстойники, пруды-испарители, разделочные резервуары, шламонакопители (иловые площадки)
Подсобных зданий и сооружений	Ремонтно-механические мастерские, пропарочные установки, котельные, малярные цеха, собственные электростанции, трансформаторные подстанции и распределительные пункты, водопроводные и канализационные сооружения, складские сооружения для хранения тарных нефтепродуктов, склады материалов, топливные склады для нужд нефтебазы, цеха по ремонту и производству нефтяной тары, объекты и сооружения противопожарной службы

4.5. Руководство нефтебазы должно установить постоянный контроль за техническим состоянием строительных конструкций, производственных зданий и сооружений.

Необходимо уделить особое внимание несущим частям конструкции, подверженным динамическим нагрузкам, перекрытиям и фундаментам.

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

4.6. Металлические конструкции в целях защиты от коррозии необходимо периодически окрашивать. Деревянные конструкции необходимо покрывать или пропитывать антисептиками (пораженные грибом деревянные конструкции должны заменяться новыми) и обеспечивать их огнезащиту согласно классу пожароопасности помещения.

4.7. За осадкой фундаментов наиболее ответственных зданий и сооружений (резервуаров, насосных, эстакад, водонапорных башен, дымовых труб, котельных и др.) в первый год их эксплуатации следует установить наблюдение с ежемесячным измерением осадки.

В последующие годы осадку фундаментов необходимо измерять через каждые 6 мес до ее прекращения.

4.8. В соответствии с "Руководством по наблюдению за деформациями оснований и фундаментов зданий и сооружений" для измерения осадки на территории нефтебазы закладывается постоянный репер ниже глубины промерзания грунта либо привязывается к существующему реперу. В наружных стенах и колоннах наиболее ответственных сооружений постоянные реперы закладывают на высоте не более 20 см от отмостки.

4.9. Необходимо уделять особое внимание состоянию фундаментов основного оборудования (двигателей, насосов), а также состоянию фундаментов под трубами и другими технологическими сооружениями, следить за появлением трещин, разрушений от вибрации, температурных воздействий и других причин.

Обнаруженные в стенах и фундаментах трещины отмечают масляной краской с указанием номера каждой трещины. За развитием трещин должен быть установлен контроль при помощи маяков.

4.10. Территория нефтебаз в ночное время должна быть освещена. Искусственное освещение территории, сооружений, производственных и административных зданий должно отвечать требованиям техники безопасности и пожарной безопасности.

Освещение рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, следует принимать согласно СНиП II-4-79 (прил.1, п.63).

Нормы освещенности рабочих поверхностей производства работ

Характер работы

Освещаемые рабочие поверхности мест
производства работ

Освещенность,
лк

Работы средней точности при отношении наименьшего размера объекта различения к расстоянию до глаз от 0,005 до 0,02	Помещения узлов управления задвижками; места установки контрольно-измерительных приборов (освещаемые переносными светильниками); открытые сливно-наливные эстакады; закрытые масляные эстакады; склады хранения нефтепродуктов в таре и склады горючих материалов	30
Работы малой точности при отношении наименьшего размера объекта различения к расстоянию до глаз от 0,02 до 0,05, а также работы, требующие только общего наблюдения за ходом процесса	Места измерений и управления задвижками; лестницы; переходы; площадки; морские и речные пирсы; причалы; автовесы	10
Грубые работы, требующие различения объектов при отношении наименьшего их размера к расстоянию до глаз от 0,05 и более	Резервуарные парки; очистные сооружения; газосборники и газовые обвязки; водопроводные и канализационные сооружения; объекты и сооружения противопожарной службы	5
Работы, требующие различения крупных предметов, находящихся в непосредственной близости от рабочего	Проходные, гаражи; железнодорожные тупики; подсобные помещения	2

4.11. Освещенность площадок нефтебаз на уровне земли или дорожных покрытий должна соответствовать приведенным значениям.

Освещенность проездов, дорог, лестниц и др.

Освещаемые объекты	Освещенность, лк
Проезды с интенсивностью движения автомобилей в обоих направлениях (в сутки) менее 200	1,0
Пожарные проезды, дороги для хозяйственных нужд, подъезды к зданиям	0,5
Пешеходные и велосипедные дорожки с движением:	
обычным	1,0
незначительным	0,5
Лестницы и мостики для переходов (на площадках и ступенях)	3,0
Площадки, проезды, проходы, стоянки автотранспорта, не относящегося к территории города	2,0
Железнодорожные пути:	
стрелочные горловины	2,0
отдельные стрелочные переводы	1,0
железнодорожные пути, переезды	0,5

Наружное освещение должно иметь автономное ручное и автоматическое управление, независимое от управления освещением внутри зданий.

4.12. Вдоль границ территорий, охраняемых в ночное время, при отсутствии специальных технических средств охраны следует предусматривать освещение с ручным и автоматическим управлением. Освещенность в этом случае должна быть 0,5 лк на уровне земли в горизонтальной плоскости или на расстоянии 0,5 м от земли на одной стороне вертикальной

плоскости, перпендикулярной к линии границы.

4.13. При проведении наружных работ следует предусматривать аварийное освещение, если отключение рабочего освещения и связанные с этим нарушения нормального обслуживания оборудования и механизмов может вызвать взрыв, пожар, отравление людей; длительное нарушение технологического процесса; нарушение работы диспетчерских пунктов, насосных установок водоснабжения, канализации и теплофикации для производственных помещений, в которых недопустимо прекращение работы и т.п.

Наименьшая освещенность рабочих поверхностей производственных помещений и территорий нефтебаз, требующих обслуживания при аварийном режиме, должна составлять 5% от освещенности, нормируемой для рабочего освещения, но не менее 2 лк внутри помещений и не менее 1 лк для территорий.

4.14. В местах производства работ, опасных для прохода людей, вне зданий следует предусматривать эвакуационное освещение, которое должно обеспечивать наименьшую освещенность на полу основных проходов (или на земле) и на ступенях лестниц: 0,5 лк в помещениях и 0,2 лк на открытых территориях.

Светильники аварийного освещения в помещениях могут быть использованы для эвакуационного освещения.

4.15. Для аварийного и эвакуационного освещения следует применять лампы накаливания; люминесцентные лампы - в помещениях с минимальной температурой воздуха не менее +5 °С и при условии питания ламп переменным током.

Ксеноновые лампы, лампы ДРЛ, металлогалогенные, натриевые лампы высокого давления для аварийного и эвакуационного освещения применять не допускается.

4.16. Территория нефтебаз должна быть ограждена, высота ограждения - не менее 2,1 м. Ограждение должно отстоять от сооружений и зданий (кроме административных) на расстоянии не менее 5 м. На территории нефтебазы следует устраивать не менее двух выездов для пожарных машин. Вход на территорию посторонним лицам воспрещается.

4.17. Для прохода людей на территорию нефтебазы и выхода с территории необходимо устраивать отдельные калитки или проходные помещения.

4.18. Для пешеходного движения по территории нефтебазы должны быть устроены асфальтированные или мощеные тротуары шириной не менее 0,75 м.

4.19. Все дороги и проезды на территории необходимо содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, а в ночное время освещать.

4.20. Возможность закрытия отдельных переездов и участков дорог для ремонта (или по другим причинам) должна согласовываться с пожарной охраной предприятия. На период ремонтных и других работ на дорогах должны быть оставлены проезды шириной не менее 3,5 м или устроены мостики через траншеи.

4.21. Дороги, переезды и противопожарные разрывы между отдельными зданиями и сооружениями нельзя загромождать и использовать для складирования материалов,

оборудования и т.д.

4.22. На свободных площадках нефтебазы допускается посадка лиственных деревьев и кустарников, разбивка газонов, при этом расстояние до обвалования резервуаров должно быть не менее 5 м.

Посадка деревьев и кустарников внутри обвалования резервуарных парков запрещается.

4.23. В местах возможного скопления горючих паров или газов проезд автомашин, тракторов, мотоциклов и другого транспорта запрещается. На этих участках должны быть установлены запрещающие знаки.

4.24. Территорию нефтебазы следует регулярно очищать от мусора, сухой травы, опавших листьев, производственных отходов, которые необходимо вывозить в места, согласованные с пожарной охраной.

4.25. Для обеспечения нормальной эксплуатации зданий, сооружений и территории нефтебазы должны содержать в исправном состоянии систему отвода поверхностных и грунтовых вод (канавы, кюветы, водосточные трубы, отвода и т.п.); автомобильные дороги, подъезды к пожарным гидрантам и водоемам, пожарные пирсы, мосты, переходы и др.; системы водоснабжения, пожаротушения, промышленной и хозяйственно-фекальной канализации, дренажа и теплоснабжения; источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения; обвалование резервуарных парков, очистные сооружения; ограждение территории.

4.26. Применение открытого огня на территории нефтебазы категорически запрещается. Для сварочных и других огневых работ должна быть специально оборудованная и обозначенная знаками площадка. Расположение ее должно быть определено приказом по нефтебазе и согласовано с пожарной охраной.

Сварочные работы на территории нефтебазы вне отведенных площадок, в помещениях, сооружениях и технологических установках выполняются только по письменному разрешению руководства нефтебазы в соответствии с "Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий Госкомнефтепродукта СССР".

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

4.28. Подъезды и подходы к пожарному оборудованию и пожарным гидрантам должны быть всегда свободны: у пожарных гидрантов и пожарных водоемов должны быть вывешены надписи-указатели, позволяющие быстро определять место их расположения.

4.29. Ответственность за техническую эксплуатацию территории отдельных цехов несут их руководители.

5. ПРИЕМ И ОТГРУЗКА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

5.1.1. Нефть и нефтепродукты транспортируют по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам, железнодорожным, автомобильным, воздушным, морским и речным транспортом в соответствии с действующими на каждом виде транспорта правилами, утвержденными в установленном порядке. Нефтебазы должны иметь обязательства по поставке нефтепродуктов потребителям в заданном ассортименте, объемах и сроках поставки.

5.1.2. Принимать и отгружать нефтепродукты нефтебазы должны только через специальные сливно-наливные устройства:

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

морские и речные суда - у причальных сооружений или беспричальным наливом;

автомобильные цистерны - на станциях налива, автоэстакадах и через отдельные стояки;

бочки, бидоны и другую тару - через разливочные и расфасовочные;

по отводам от магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.

5.1.3. Упаковка, маркировка виды транспорта и хранения должны соответствовать требованиям [ГОСТ 1510-84](#) (прил.1, п.35).

Условия упаковки, маркировки, хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов, не предусмотренные [ГОСТ 1510-84](#), устанавливаются стандартами и техническими условиями.

5.1.4. Железнодорожные и автомобильные цистерны, наливные суда должны иметь исправные сливно-наливные запорные устройства (системы), крышки колпаков и люков с прокладками, стойкими к нефтепродуктам и предотвращающими выплескивание и подтекание нефтепродуктов при транспортировании.

5.1.5. Температура нефтепродуктов, наливаемых в транспортные средства, не должна превышать температуру начала кипения. Не допускается налив легковоспламеняющихся нефтепродуктов свободно падающей струей.

5.1.6. Высоковязкие разогретые нефтепродукты следует наливать в железнодорожные цистерны, наливные суда, бункерные полувагоны, автобитумовозы, автогудронаторы при температурах, предусмотренных правилами перевозок грузов, техническими условиями или правилами техники безопасности.

5.1.7. Вязкие и высокозастывающие нефти и нефтепродукты (масла, мазуты, эмульсоны и другие) следует загружать в железнодорожные цистерны с нижним сливным прибором, а также в суда, оборудованные средствами разогрева продукта.

5.1.8. На каждой нефтебазе и ее филиалах должна быть составлена технологическая схема, в которой указывают расположение, присвоенные номера и обозначения резервуарных парков, резервуаров, насосных установок, сливно-наливных и раздаточных устройств, технологических трубопроводов, задвижек.

К технологической схеме должны быть приложены таблицы управления задвижками при

операциях перекачки нефти и нефтепродуктов.

Технологическая схема должна быть утверждена главным инженером нефтебазы, а где нет его, главным инженером управления или заместителем председателя Госкомнефтепродукта союзной республики и находиться в специально отведенном месте (диспетчерской, операторной или у руководства).

5.1.9. Все изменения, произведенные в резервуарных парках, насосных установках, трубопроводных коммуникациях, расположении арматуры, должны заноситься в технологическую схему и доводиться до обслуживающего персонала.

5.1.10. Каждый резервуар должен иметь паспорт и технологическую карту (прил.3). Технологические карты на резервуары утверждаются руководством нефтебазы и вывешиваются в производственных помещениях операторов.

В соответствии с технологической картой на корпусе резервуара около уровнемера и на крыше около замерного люка наносится несмываемой краской значение базовой высоты (высотного трафарета) и максимального предельного уровня наполнения, на корпусе резервуара с понтоном, кроме того, надпись "С понтоном", а около уровнемера - значение базовой высоты.

5.1.11. Максимальная производительность наполнения (опорожнения) резервуаров не должна превышать величин, указанных в типовых проектах (прил.4). Производительность наполнения (опорожнения) резервуаров с понтонами (плавающими крышами) в соответствии с типовым проектом должна быть такой, чтобы скорость подъема (опускания) понтона не превышала 6,0 м/ч.

5.1.12. Обслуживающий персонал, проводящий технологические операции по приему и отгрузке нефти и нефтепродуктов, должен:

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

уметь безошибочно переключать задвижки при авариях и пожарах;

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

измерять и определять массу принимаемых, хранимых, сдаваемых нефтепродуктов;

решать вопросы организации сохранности качества и количества нефтепродуктов на нефтебазе.

5.1.13. Перекачку нефтепродуктов разрешается начинать только по указанию ответственного лица по выполнению товарно-транспортных операций.

5.1.14. Разрешение на перекачку (при наполнении или опорожнении резервуаров) должно быть дано после того, как обслуживающий персонал убедится в правильности открытия задвижек, связанных с данной перекачкой. Открывать и закрывать резервуарные задвижки необходимо плавно.

При наличии электроприводных задвижек с местным или дистанционным управлением следует предусматривать сигнализацию, указывающую положение запорного устройства задвижки. Сведения о перекачке должны заноситься в журнал слива-налива нефтепродуктов. Страницы журнала должны быть прошнурованы, пронумерованы и скреплены печатью.

5.1.15. Если по измерениям уровня продукта в резервуаре или по другим данным обнаружится, что нормальное наполнение или опорожнение резервуара нарушено, немедленно должны быть приняты меры к выяснению причин нарушения и к их устранению. В необходимых случаях перекачка должна быть остановлена.

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

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

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

5.1.18. Уровень нефтепродуктов при заполнении резервуаров устанавливается по проекту с учетом расположения пеногенераторов, пенокамер и температурного расширения жидкости при нагревании.

5.1.19. Во время сброса из резервуара отстоявшейся воды и грязи нельзя допускать вытекания нефтепродукта.

5.1.20. Измерение массы, уровня и отбор проб нефтепродуктов в резервуарах, эксплуатирующихся под избыточным давлением, должны осуществляться без нарушения герметичности газового пространства системами измерительных устройств ("Квант", "Радиус", УДУ, ПСР и др.), предусмотренными проектами. В резервуарах с избыточным давлением в газовом пространстве до 200 мм вод.ст. допускается измерять уровень и отбирать пробы через замерный люк вручную с соблюдением требований безопасности.

5.1.21. В резервуарах с газовой обвязкой измерять уровень и отбирать пробы нефтепродукта следует с помощью приборов, предусмотренных проектом, уровнемерами, пробоотборниками и др. Допускается измерять уровень и отбирать пробы вручную в исключительных случаях. При этом резервуар должен быть отсоединен от газоуравнительной системы закрытием задвижки на трубопроводе газовой обвязки.

5.1.22. В резервуарах с понтонами и плавающими крышами измерения уровня и отбор проб могут быть осуществлены как с помощью приборов, так и вручную через замерный люк, при условии, что груз рулетки и пробоотборник изготовлены из материала, не дающего искр при ударе.

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

5.1.24. При отборе проб из резервуара нельзя допускать разлива нефтепродукта. При случайном разливе нефтепродукта его следует немедленно удалить. Оставлять на крыше ветошь, паклю, различные предметы запрещается.

5.2. Слив-налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны

5.2.1. Подача железнодорожных цистерн под слив или отвод их с нефтепродуктами должны осуществляться в соответствии с требованиями "[Правил перевозок грузов](#)" Министерства путей сообщения СССР (раздел 41, прил.1, раздел 42, прил.1) (прил.1. п.107).

5.2.2. Подача под слив и налив и вывод железнодорожных цистерн должны производиться плавно, без толчков и рывков.

Для торможения вагонов-цистерн должны применяться башмаки из дерева или металла, не дающего при ударе искр. Торможение брусками, досками или другими предметами запрещается.

Движение тепловозов по железнодорожным путям на которых расположены сливно-наливные устройства, запрещается. Допускается движение только по обходным железнодорожным путям.

5.2.3. Сортировка железнодорожных цистерн, сцепка и расцепка их должны осуществляться вне пункта слива и налива нефтепродуктов.

5.2.4. 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.

5.2.5 Территория сливно-наливных устройств, железнодорожные подъездные пути должны всегда содержаться в чистоте, в зимнее время их необходимо очищать от снега.

5.2.6. Работникам, не связанным со сливно-наливными операциями, находиться в зоне налива нефтепродуктов запрещается.

5.2.7. Перед сливом или наливом нефтепродуктов должна быть проверена правильность открытия всех переключающих задвижек и вентилях, а также исправность всех сливно-наливных устройств, плотность соединений шлангов или телескопических труб, а обнаруженная течь немедленно устранена. Если неисправность невозможно устранить, стояки или секции, где обнаружена течь, должны быть отключены.

5.2.8. После окончания слива-налива нижние сливные приборы и устройства налива должны быть отведены от цистерн с соблюдением мер безопасности

5.2.9. Время слива-налива маршрутов, групп и одиночных вагонов-цистерн устанавливается договором с железной дорогой согласно "[Правилам перевозки грузов](#)" (разд. 41 §§ 27, 28, 29,

30).

5.2.10. Разлитые нефтепродукты во время сливно-наливных операций необходимо убирать, а зачищенные места засыпать песком.

5.2.11. Для освещения фронта слива-налива применяются прожекторы, а также стационарные светильники повышенной надежности против взрыва ([ПУЭ-76](#), разд.VII, табл.VII-3-12, прил.1, п.90).

5.2.12. Для местного освещения во время сливно-наливных операций на эстакадах необходимо применять только аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении.

5.2.13. Слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн осуществляют при помощи насосов по трубопроводам или самотеком в желоба или заглубленные резервуары.

5.2.14. Светлые нефтепродукты (бензин, керосин, дизельное топливо) из железнодорожных цистерн должны сливаться через нижние сливные приборы, а в случае их неисправности или отсутствия - через люки цистерны.

Для слива бензинов с высокой упругостью паров могут применяться вакуум-насосы, эжекторы и другие средства, обеспечивающие полный слив железнодорожных цистерн.

5.2.15. Слив и налив нефтепродуктов во время грозы запрещается. Люки цистерн должны быть закрыты.

5.2.16. Под налив должны подаваться исправные цистерны, соответствующие роду наливаемого продукта.

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 [ГОСТ 1510-84](#).

5.2.17. Пригодность цистерн под перевозку соответствующего груза в коммерческом отношении определяет отправитель, который несет ответственность за порчу нефти или нефтепродукта в результате налива в несоответствующую или неочищенную цистерну, а также за последствия неправильного их использования.

В пунктах налива нефтегрузов цистерны, предъявляемые под налив, осматривают инспекторы-приемщики грузоотправителя одновременно с работниками дороги на путях станции или промывочно-пропарочных предприятиях до подачи под налив.

5.2.18. Перед наливом железнодорожных цистерн необходимо:

установить визуально степень загрязнения наружной и внутренней поверхностей цистерн, проверить наличие посторонних предметов;

измерить остаток нефтепродукта, определить его марку и соответствие наливаемому нефтепродукту, установить внутри цистерны наличие мазеобразных отложений, льда или воды и пригодность цистерны под перевозку груза в коммерческом отношении;

установить наличие остатка под колпаком или в торцах котла цистерны;

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

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

определить неисправность гаек-барашек, препятствующую герметичному закрытию крышки колпака, или отсутствие их;

установить наличие заглушки патрубка нижнего сливного прибора, прижимного винта или скобы заглушки или повреждение их;

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

Все отмеченные неисправности и недостатки оформляются актом общей формы.

Налив железнодорожных цистерн без отметки технического осмотра не допускается.

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

Дефекты внутренней поверхности котла цистерны, обнаруженные в пункте налива нефтегрузов после приема цистерны инспекторами-приемщиками, устраняет грузоотправитель.

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

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

5.2.21. Налив нефтепродуктов в железнодорожные цистерны должен производиться спокойной, ровной (непадающей) струей, без разбрызгивания и всплескивания до установленного уровня с учетом возможного расширения от повышения температуры в пути следования.

5.2.22. 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 и возвращена на станцию отправления.

5.2.23. Запрещается неисправные нижние сливные приборы железнодорожных цистерн открывать с помощью ломов, кувалд и других инструментов и приспособлений. В этом случае

нефтепродукт должен сливаться только через верхнюю горловину цистерны.

5.2.24. По окончании налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны шланги и стояки, расположенные по верху наливных эстакад, должны быть освобождены от нефтепродуктов, а крышки люков цистерн герметично закрыты.

5.2.25. Перед сливом цистерн следует проверить целостность пломб отправителя с представителем железной дороги, затем взять накладные и паспорта качества, отобрать пробы в соответствии с [ГОСТ 2517-80](#), измерив при этом плотность, температуру и высоту наполнения.

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

В случае затруднения слива вязких и застывающих нефтепродуктов и необходимости разогрева их в холодный период года (с 15 октября по 15 апреля) грузополучателю предоставляется на разогрев и слив таких грузов льготное время согласно "Правилам перевозок грузов" (разд.41, § 38).

5.2.27. При необходимости разогрева вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов в теплый период года начальник станции дополнительно к установленному сроку слива может предоставить грузополучателю дополнительное время в соответствии с § 39 "Правил перевозок грузов"

5.2.28. Если нефть или нефтепродукт прибыли в несоответствующей цистерне (например, мазут, масло в цистерне с верхним сливом), по просьбе грузополучателя срок слива таких цистерн увеличивается, но не должен быть более срока, установленного для механизированного способа слива.

5.2.29. При подаче под слив цистерн с неисправными сливными приборами получателю предоставляется дополнительное время для слива (выгрузки) по соглашению начальника станции с грузополучателем или объединенным транспортным хозяйством.

О прибытии нефти или нефтепродукта в несоответствующей цистерне или в цистерне с неисправным сливным прибором станция слива составляет акт общей формы с участием грузополучателя.

5.2.30. Вязкие и застывающие нефтепродукты и нефть 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 змеевиков, электрических грелок и др.

5.2.31. Разогревать застывшие нефти и нефтепродукты в железнодорожных цистернах, а также в сливно-наливных устройствах цистерн 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 др.).

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

Во время подогрева необходимо следить за тем, чтобы при расширении нефтепродукта с повышением температуры не произошло выброса из цистерны.

Температура подогрева жидкости в цистернах должна быть ниже температуры вспышки паров данного нефтепродукта на 15 °С.

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

Применение электрогрелок должно быть согласовано с пожарным надзором и осуществляться в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

5.2.34. Перед установкой грелок необходимо проверить их исправность. Неисправные и незаземленные электрические грелки эксплуатировать запрещается.

5.2.35. Электрические грелки должен подключать персонал с квалификационной группой не ниже III согласно "[Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей](#) и [правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей](#)".

5.2.36. При достижении заданной температуры подогрева (см.п.5.2.32) все грелки должны быть выключены.

До начала слива необходимо прекратить подачу пара и выключить ток. Категорически запрещается сливать нефтепродукты при включенных грелках.

5.2.37. Налив и слив этилированных бензинов должен осуществляться в строгом соответствии с инструкцией по мерам безопасности при обращении с этилированным бензином.

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

5.3. Погрузка-выгрузка судов

5.3.1. Каждое судно, прибывающее под погрузку-выгрузку нефти и нефтепродуктов, должно по своей квалификации, конструкции, оборудованию, снабжению и режиму отвечать Правилам Речного Регистра РСФСР, Правилам Морского Регистра СССР, Правилам технической эксплуатации речного транспорта РСФСР, Правилам пожарной безопасности на нефтеналивных судах морского и речного флота; быть подготовленным к погрузке нефти или нефтепродуктов в соответствии с [ГОСТ 1510-84](#), иметь калибровочные таблицы на грузовые танки, утвержденные в установленном порядке.

5.3.2. Нефтепродукты, перевозимые в морские суда наливом, разделяются на три разряда в зависимости от температуры вспышки нефтепродуктов. К первому разряду относятся нефтепродукты, имеющие температуру вспышки ниже 28 °С. Ко второму разряду относятся нефтепродукты, имеющие температуру вспышки 28-65 °С. К третьему разряду относятся нефтепродукты, имеющие температуру вспышки от 65 ° и выше.

5.3.3. Погрузку и выгрузку нефтепродуктов первого разряда, а также перекачку из одного танкера в другой необходимо производить при закрытых люках грузовых танков.

5.3.4. До начала погрузки нефтепродуктов в судно капитан обязан получить от нефтебазы сведения о наименовании нефтегруза, его температуре, температуре вспышки, плотности и количестве, без чего капитан не имеет права принимать груз. Грузоотправитель несет ответственность за правильность сведений о грузе.

5.3.5. Капитан, принявший нефтегруз к перевозке, в случаях сомнения может требовать проверки (путем анализа) правильности сделанного грузоотправителем сообщения.

5.3.6. Суда, груженные нефтепродуктами первого разряда (или разгруженные от них, но недегазированные), не должны швартоваться к другим судам и другие к ним, даже если последние стояли в местах, отведенных для выгрузки опасных грузов, кроме лихтеров и портовых судов, если они признаны Морским Регистром безопасными в отношении швартовки и производства каких-либо работ рядом с нефтепродуктами первого разряда.

В тех случаях, когда в порту нет места для швартовки судна, пришедшего с грузом нефтепродуктов первого разряда, его нужно остановить на рейде, в стороне от обычного пути судов, входящих в данный порт и выходящих из него.

5.3.7. Нефтепродукты, перевозимые в речных судах наливом, разделяются на два класса: к первому относятся нефтепродукты с температурой вспышки паров 45 °С и ниже; ко второму - нефтепродукты с температурой вспышки паров выше 45 °С.

5.3.8. Швартовка судов с нефтепродуктами, температура вспышки которых 28 °С и ниже, у причалов должна производиться только неметаллическими канатами.

В виде исключения может быть допущено использование металлических швартовых тросов, при этом рабочие места палубы и битенги швартовых кнехтов должны быть покрыты настилами или изолирующими материалами, предотвращающими искрообразование.

5.3.9. Для определения возможности погрузки и выгрузки нефтепродуктов пришвартовавшееся нефтеналивное судно тщательно осматривают представители водного транспорта, нефтебазы и пожарной охраны.

5.3.10. При операции погрузки-выгрузки нефтепродуктов ответственный нефтебазы по сливу-наливу должен дать четкие указания обслуживающему персоналу смены:

до погрузки судов проверить подготовленность грузовых танков в соответствии с [ГОСТ 1510-84](#);

до выгрузки судов взять паспорта качества, отобрать пробы нефтепродукта в соответствии с [ГОСТ 2517-80](#), сделать анализ взятых проб;

измерить высоту наполнения нефтепродуктов, а также определить высоту слоя подтоварной воды в наливных судах, определить массу поступившего нефтепродукта;

провести контрольное измерение массы нефтепродуктов в резервуарах, подготовленных для сливно-наливных операций, а также убедиться в исправности оборудования этих резервуаров;

наметить схему погрузки-выгрузки и определить шлангующие устройства для подсоединения к судну;

присоединить выбранные шлангующие устройства и подготовить насосы и трубопроводы согласно выбранной технологической схеме перекачки; шлангующие устройства, подаваемые с берега, присоединяет экипаж судна; устройства, подаваемые с судна на берег, - персонал нефтебазы,

дать распоряжение о приеме (отпуске) нефтепродуктов; в случаях появления угрозы выхода судна за зону действия шлангующих устройств необходимо быстро прекратить погрузку-выгрузку;

по окончании выгрузки-погрузки произвести зачистку шлангующих устройств и коммуникаций;

по окончании погрузки-выгрузки закрыть задвижки на трубопроводах и дать распоряжение на отсоединение шлангующих устройств и приведение их в исходное положение.

5.3.11. Указание о подготовке к перекачке должно оформляться заданием, которое заносится в специальный журнал (прил.5).

5.3.12. Ответственный работник нефтебазы должен дать распоряжение о начале перекачки только после подтверждения выполнения его указаний по подготовке к погрузке-выгрузке.

5.3.13. Погрузку нефтеналивных судов и выгрузку барж должны производить силами и средствами нефтебазы. Танкеры должны сливаться своими средствами. В пунктах, где у отправителей и получателей отсутствуют средства налива и слива, эти операции могут выполняться пароходствами по договорам с нефтебазой со взысканием стоимости работ по действующим тарифам.

5.3.14. Нормы времени на погрузку-выгрузку нефтеналивных судов устанавливают приказами министерств морского и речного флота по согласованию с комитетами союзных республик или их территориальными управлениями с учетом диаметра и длины трубопроводов, геодезических отметок (резервуар-судно), типов судов и безопасных скоростей перекачки бензина.

5.3.15. При сливе и наливке нефтепродуктов с температурой вспышки паров 120 °С и ниже должны применяться закрытые сливно-наливные устройства.

5.3.16. Для нефтепродуктов с температурой вспышки паров 120 °С и мазутов допускается негерметизированная погрузка-разгрузка судов.

5.3.17. При обнаружении в судне обводненных или загрязненных нефтепродуктов и подтоварной воды нефтебаза и пароходство обязаны принять меры, обеспечивающие выкачку и размещение таких нефтепродуктов в резервуарах отдельно от качественных. В целях подготовки специальных резервуаров капитан судна или диспетчер порта информирует

нефтебазу о таких случаях заблаговременно.

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

5.3.19. Вязкие и застывшие нефтепродукты перед сливом из речных нефтеналивных судов должны быть предварительно подогреты до температур, при которых обеспечивается перекачка и выполнение установленных сроков выгрузки, но не выше 70 °С.

5.3.20. Для предотвращения порчи качества масел в наливных судах их подогревают при помощи стационарных подогревательных устройств судна.

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

5.3.22. Запрещается погрузка на морской танкер горючих нефтепродуктов, имеющих при погрузке температуру выше 65 °С.

Прием на судно горючих нефтепродуктов тяжелых сортов (мазута, автола нигрола) в Каспийском бассейне допускается при температуре в момент погрузки: 80 °С мазута, 70 °С автола и нигрола с соблюдением требований, предусмотренных п.2 общих "Правил перевозок грузов, пассажиров и багажа по морским путям сообщения на судах Министерства морского флота 4-М" (прил.1, п.100).

5.3.23. Запрещается погрузка нефтепродуктов первого разряда в морские суда, предназначенные для перевозки нефтепродуктов второго и третьего разрядов.

5.3.24. Лица, работающие на грузовой палубе по погрузке или разгрузке нефтепродуктов первого разряда, должны быть обеспечены обувью на деревянных шпильках или с пришитыми подошвами или галошами. В это время им запрещается держать при себе спички, зажигалки и металлические предметы, которые могут вызвать искру при падении.

5.3.25. Запрещается выгружать нефтепродукты первого разряда из судов непосредственно в вагоны-цистерны и обратно.

5.3.26. Массу принятого из наливных судов продукта нужно измерять в соответствии с "Инструкцией по количественному учету нефтепродуктов на нефтебазах, наливных пунктах и АЗС Госкомнефтепродукта СССР".

5.3.27. Если в лаборатории установят, что качество нефтепродукта не соответствует стандарту, его необходимо слить в отдельный свободный резервуар. На нефтебазах, где нет лаборатории, нефтепродукты принимают на основании паспорта качества грузоотправителя после определения цвета (визуально) и плотности нефтепродукта.

5.3.28. После слива нефтепродукта пробу из резервуара вместе с пробой из наливного судна отправляют на анализ в лабораторию.

5.3.29. При отгрузке нефтепродуктов в наливное судно грузоотправитель в присутствии представителя судна отбирает в установленном порядке среднюю пробу, часть этой пробы опечатывает и через капитана судна передает грузополучателю (капитанская проба) для

анализа в своей лаборатории (при поступлении нестандартного груза). Капитанскую пробу хранят на случай арбитражного анализа.

5.3.30. При выгрузке нефтепродуктов из нефтеналивных судов измеряют уровень в танках судна до опорожнения и после него.

Отобранные из судна, согласно [ГОСТ 2517-80](#), пробы представители парохводства и нефтебазы опечатывают и хранят на нефтебазе до окончательной сдачи груза вместе с капитанской пробой, отобранной в пункте отправления.

При разногласиях по качеству сдаваемых нефтепродуктов отобранные пробы используются для анализов с участием представителя парохводства или в нейтральной лаборатории.

5.3.31. 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 герметической укупоркой; в прочных жестяных бидонах (с герметическими крышками или пробками), заключенных в деревянные клетки. Нефтепродукт в таре с нарушенной герметичностью к отгрузке не принимается.

5.3.32. Погрузку и выгрузку затаренных нефтепродуктов первого и второго разрядов производят с особой осторожностью и под непрерывным наблюдением помощника капитана.

Подъем и отпуск 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.

5.4. Отпуск нефтепродуктов в автоцистерны и тару

5.4.1. Нефтепродукты в автоцистерны отпускают через системы налива типа АСН, автоэстакады и одиночные автостоянки.

5.4.2. Сливать и наливать легковоспламеняющиеся и горючие нефтепродукты на одной площадке под общим навесом допускается в порядке исключения.

5.4.3. Для обеспечения правильного пользования АСН при налив автоцистерн водители должны пройти на станции налива инструктаж.

5.4.4. Налив нефтепродуктов в автоцистерны должен производиться при неработающем двигателе, водитель обязан контролировать процесс налива. При автоматической системе налива водитель должен выполнять действия, предусмотренные инструкцией для этой системы. На автоналивной эстакаде должен быть строп или штанга для отбуксировки автоцистерн в случае пожара. Допускается налив при работающем двигателе в условиях низких температур.

5.4.5. Налив нефтепродуктов системами АСН осуществляется в следующем порядке:

водитель, подъехав к диспетчерской, сдает документы на право получения нефтепродукта;

диспетчер определяет номер поста налива, сбрасывает показания пульта на нуль, ставит ключ управления в положение "Разрешено" и передает водителю ключ (или два ключа, если налив будет двумя системами);

водитель подъезжает к указанному посту налива, заземляет цистерну, сбрасывает показания счетчика на нуль, открывает горловину цистерны, опускает в нее наливную трубу, вставляет ключ в гнездо клапана-дозатора; при этом включается насосный агрегат и на клапане-дозаторе загорается сигнал "Открой клапан", водитель нажатием рычага открывает клапан - начинается налив.

При достижении в цистерне заданного уровня жидкости срабатывает датчик уровня, и налив прекращается. Налив может быть прекращен нажатием кнопки "Стоп" на клапане-дозаторе или пульте дистанционного управления наливом.

Водитель вынимает и приводит в первоначальное положение наливную трубу, закрывает люк цистерны, вынимает ключ, покидает пост налива, передает ключ диспетчеру и получает документы на полученный нефтепродукт.

5.4.6. В автоцистернах должны быть исправными сливно-наливные запорные устройства, крышки люков с прокладками, стойкими к нефтепродуктам и не допускающими выплескивания и подтекания нефтепродуктов при транспортировании.

5.4.7. Автомобильные цистерны, подаваемые под налив нефтепродуктов, должны быть подготовлены согласно [ГОСТ 1510-84](#), табл.2.

5.4.8. Должностные лица нефтебазы обязаны перед наливом в цистерны легковоспламеняющихся нефтепродуктов проверить исправность искрогасителя, заземляющего устройства, наличие двух огнетушителей, песочницы с сухим песком и лопаты.

На цистерне должны быть знак опасности согласно [ГОСТ 19433-81](#) (прил.1, п.52), заземляющая цепь длиной 100-200 мм, которая касается земли.

Неисправные и неукomплектованные пожарным инвентарем автоцистерны к погрузке не допускаются. Автоцистерны должны быть обязательно заземлены.

5.4.9. Нефтепродукты отпускают в мелкую тару (бочки, бидоны и др.) через разливочные. Этилированные бензины отпускают отдельно от других нефтепродуктов.

5.4.10. При наливке нефтепродуктов в мелкую тару необходимо выполнять следующие требования:

металлическая, деревянная, полиэтиленовая тара (бочки, бидоны, барабаны, ящики, банки и др.) должна 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 и 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 лампочки во взрывозащищенном исполнении и при обнаружении посторонних предметов, грязи бракуют;

налив нефтепродукта в тару с остатком другого нефтепродукта допускается только в том случае, если этот остаток не испортит наливаемого нефтепродукта;

после налива нефтепродукта тару плотно закрывают пробками.

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

5.4.12. Разрешается отпускать легкоиспаряющиеся нефтепродукты в бочки, установленные в кузове автомобилей, при условии выполнения следующих требований:

оперативная площадка для отпуска нефтепродуктов должна иметь твердое покрытие и располагаться не ближе чем в 30 м от резервуарных парков;

налив производить в бочки, установленные в кузове только одного автомобиля, в исключительных случаях разрешается производить эти операции одновременно 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 бензосчетчиков, во время налива двигатель должен быть выключен; на заправочной площадке должен быть трос или штанга для отбуксировки автомобиля в случае пожара;

наливать нефтепродукты оператор нефтебазы должен при помощи наливного рукава, оборудованного краном "Автостоп", который следует заземлить;

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

5.4.13. Обслуживающий персонал обязан:

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

соблюдать схему движения автотранспорта в оперативной зоне в соответствии с требованиями пожарной безопасности;

выполнять все требования по уходу за счетчиками и весами, используемыми для учета отпускаемых нефтепродуктов, в соответствии с паспортом и инструкцией по 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.

5.4.14. Заправка автомобилей и отпуск расфасованных в мелкую тару нефтепродуктов осуществляется через АЗС, которые эксплуатируются в соответствии с "[Правилами технической эксплуатации автозаправочных станций](#)".

5.5. Перекачка нефти и нефтепродуктов по технологическим трубопроводам нефтебаз

5.5.1. Технологические трубопроводы должны обеспечивать бесперебойное выполнение всех операций по приему, хранению, наливу и отпуску нефти и нефтепродуктов без порчи качества и количественных потерь.

5.5.2. Обвязка резервуаров технологическими трубопроводами должна предусматривать возможность перекачки нефти и нефтепродукта из одного резервуара в другой в случае необходимости или аварии.

5.5.3. Обслуживающий персонал должен знать схему расположения трубопроводов, арматуры, оборудования, их назначение, устройство и инструкции по эксплуатации.

5.5.4. Перекачка различных нефтепродуктов по технологическим трубопроводам должна производиться в соответствии с [ГОСТ 1510-84](#) и нормами технологического проектирования нефтебаз.

Нефтепродукты, применяемые в авиационной технике, а также прямогонный бензин и другие неэтилированные бензины следует перекачивать, по отдельным нефтепродуктопроводам, предназначенным только для нефтепродуктов одной группы.

Перекачка нефтепродуктов по внутрибазовым нефтепродуктопроводам допускается при условии предварительного освобождения их от остатков ранее перекачиваемых нефтепродуктов.

Топлива РТ, Т-6 и другие термостабильные топлива для реактивных двигателей, авиационные бензины и авиационные масла следует перекачивать по отдельным нефтепродуктопроводам, предназначенным только для нефтепродуктов одной группы.

5.5.5. 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. Компенсаторы, шарнирные соединения должны иметь свободное движение и обеспечивать герметичность.

5.5.6. При перекачке нефтепродуктов за трубопроводами должно быть установлено наблюдение.

Нельзя допускать превышения установленного для данного трубопровода давления.

5.5.7. Во избежание гидравлического удара и аварии трубопроводов задвижки, краны, вентили нужно открывать и закрывать плавно.

Запорные устройства следует содержать в полной исправности, предполагая возможность надежного, плавного и быстрого перекрытия потока жидкости.

5.5.8. После проведения измерений, оперативного переключения или осмотра арматуры и устройств, расположенных в колодцах, крышки последних следует немедленно закрывать.

Не допускается применять для открытия и закрытия крышек и арматуры ломы, трубы и другие предметы, которые могут вызвать искру или поломку.

5.6. Прием нефти и нефтепродуктов по ответвлениям от магистрального нефтепродуктопровода

5.6.1. Нефтепродуктопроводы на территории нефтебаз и пунктах налива нефтепродуктов должны оборудоваться предохранительными клапанами. Сброс нефтепродуктов от этих клапанов следует предусматривать в специальные резервуары, объем и число которых определяются по нормам технологического проектирования.

5.6.2. Нефтепродуктопроводы должны быть оборудованы устройствами контроля за их техническим состоянием, а также средствами автоматизации, обеспечивающими ручное, местное и дистанционное закрытие запорной арматуры с диспетчерского пункта магистрального трубопровода или нефтебазы в случае утечек продукта из трубопровода.

5.6.3. Необходимо предусматривать управление запорной арматурой нефтепродуктопроводов: местное (наладочный режим) и дистанционное (автоматическое) - диспетчером магистрального нефтепродуктопровода или оператором нефтебазы.

5.6.4. Транспортировка нефтей различной степени подготовки, нефтепродуктов нескольких марок или видов (за исключением топлив РТ и Т-6 и других термостабильных топлив для реактивных двигателей, авиационных бензинов и авиационных масел) по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам допускается производить последовательной перекачкой в соответствии с нормами по последовательной перекачке при условии сохранения качества нефтей и нефтепродуктов в пределах, установленных стандартами.

Последовательная перекачка топлив для реактивных двигателей (за исключением топлив РТ и Т-6 и других термостабильных топлив для реактивных двигателей) по одному магистральному нефтепродуктопроводу должна производиться в контакте только с дизельным топливом.

5.6.5. Допускается последовательная перекачка по одному нефтепроводу нефтей различной степени подготовки и по одному нефтепродуктопроводу нескольких видов нефтепродуктов непосредственным контактом перекачиваемых нефтепродуктов и нефтей или с применением

разделителей.

5.6.6. При последовательной перекачке нефтепродуктов в целях их минимального смешения подбирают нефтепродукты, близкие по физико-химическим свойствам.

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

5.6.7. Планы объемов поставки (сброса) нефтепродуктов по ответвлениям на предприятия потребления или распределения составляются областными территориальными управлениями и Госкомнефтепродуктами союзных республик, согласовываются с управлениями магистральных нефтепродуктопроводов (УМНПП) и утверждаются Госкомнефтепродуктом СССР.

УМНПП составляет и утверждает графики поставки (сброса) нефтепродуктов по ответвлениям на предприятия потребления или распределения нефтепродуктов, согласовывая их с территориальными областными управлениями или Госкомнефтепродуктами республик.

В графиках должны предусматриваться по каждому ответвлению: очередность сброса нефтепродуктов с магистрального продуктопровода, предполагаемые объемы сброса и наименование сбрасываемых нефтепродуктов.

5.6.8. УМНПП составляет и утверждает карту технологических режимов работы ответвлений, в которой указывают производительность сброса нефтепродуктов по ответвлениям, давление в характерных точках ответвления, номинальные плотности и вязкости нефтепродуктов, порядок переключения резервуаров при приеме нефтепродуктов (согласованные с УМНПП и РУМНПП), технологические схемы предприятий потребления или распределения нефтепродуктов, которым поставляются нефтепродукты.

5.6.9. Управление регулирующими устройствами на узлах подключения ответвлений, линейными задвижками ответвления, предохранительными устройствами, устройствами переключения резервуаров и приборами контроля расхода поступающих нефтепродуктов (счетчиков) на территории предприятий потребления или расхода должно осуществляться дистанционно от РДП.

5.6.10. Порядок взаимодействия предприятий потребления или распределения нефтепродуктов, с одной стороны, с кустовыми операторами ЛПДС, перекачивающими и наливными станциями, с другой стороны, определяются документами (договорами между ними), согласованными с РУМНПП и утвержденными УМНПП и организациями, в чьем ведении находятся предприятия потребления и распределения.

5.6.11. В согласительном документе, кроме прочих условий взаимодействий, должно быть оговорено, что предприятие потребления и распределения нефтепродуктов обязано сообщить в соответствующее РУМНПП о всяких изменениях в технологической схеме предприятия.

5.6.12. Порядок взаиморасчетов за поставленные нефтепродукты между организациями, потребляющими и распределяющими нефтепродукты, УМНПП и РУМНПП устанавливают в соответствии с основными условиями поставки нефтепродуктов потребителям и договорами, заключенными на поставку нефтепродуктов.

6. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1.1. Нефтепродукты хранят на нефтебазах в резервуарах, бочках, бидонах и другой таре, разрешенной [ГОСТ 1510-84](#).

6.1.2. Резервуары должны эксплуатироваться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкцией по их ремонту" и настоящими Правилами. Особое внимание должно быть уделено герметизации резервуаров и их оборудованию.

6.1.3. Каждый действующий резервуар должен соответствовать типовому проекту; иметь технический паспорт; быть постоянно оснащенным полным комплектом оборудования, предусмотренным проектом и отвечающим соответствующему стандарту; иметь дыхательную арматуру соответствующую избыточному давлению, предусмотренному проектом, а также производительности наполнения и опорожнения резервуара; иметь порядковый номер, четко написанный на корпусе согласно технологической карте и технологической схеме резервуарного парка; номер заглубленного резервуара должен быть указан на специально установленной табличке.

6.1.4. Нефть и нефтепродукты каждого сорта или марки должны храниться в отдельных, предназначенных для них исправных резервуарах, исключающих попадание в них атмосферных осадков и пыли.

6.1.5. Металлические резервуары согласно [ГОСТ 1510-84](#) должны периодически зачищаться:

не менее двух раз в год - под топлива для реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов;

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

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

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

При длительном хранении нефтепродуктов допускается зачистка металлических резервуаров после их опорожнения.

6.1.6. Резервуары зачищают также при необходимости:

смены сорта нефтепродукта (составляется акт, прил.5); освобождения от пирофорных отложений, высоковязких осадков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды; ремонта согласно графику, а также при проведении полной комплексной дефектоскопии.

6.1.7. Для обеспечения сохранности качества нефтепродуктов при смене сорта чистота резервуара и готовность его к заполнению должны соответствовать требованиям [ГОСТ](#)

1510-84. Перевод резервуара под другой сорт нефтепродукта должен оформляться распоряжением по нефтебазе, подписанным директором нефтебазы или его заместителем.

6.1.8. Резервуары должны иметь исправные запорные устройства (системы) и люки с прокладками, стойкими к нефти и нефтепродуктам и обеспечивающими герметичность.

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

6.1.10. Температура подогрева нефтепродуктов в резервуарах не должна превышать 90 °С и должна быть ниже температуры вспышки нефтепродуктов на 15 °С. Ее необходимо контролировать и фиксировать в журнале (прил.6, 7).

6.1.11. Максимальная температура нефтепродуктов в резервуаре с металлическим понтоном должна быть принята согласно проекту.

6.1.12. Хранение этилированных бензинов в резервуарах должно строго соответствовать "Правилам по технике безопасности при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций".

6.1.13. При отрицательных температурах следует по мере необходимости сливать воду из резервуаров, а сифонный кран промывать хранимым нефтепродуктом и поворачивать в боковое положение.

6.1.14. Нефть и нефтепродукты хранят в резервуарах, имеющих внутреннее маслобензостойкое и паростойкое защитное покрытие, удовлетворяющее требованиям электростатической искробезопасности. Допускается до 01.01.89 хранить нефть и нефтепродукты в металлических резервуарах без внутренних защитных покрытий, введенных в эксплуатацию до 01.01.86.

6.1.15. При хранении в резервуарах топлив для реактивных двигателей, авиационных бензинов, автомобильных этилированных бензинов и бензинов для пиролиза не допускается, чтобы уровень подтоварной воды был выше, чем минимальный уровень, обеспечиваемый конструкцией устройства для дренажа воды.

6.1.16. Вновь строящиеся металлические резервуары для бензинов и нефти должны быть оборудованы плавающей крышей, понтоном или газовой обвязкой.

Конкретное средство сокращения потерь выбирается в зависимости от условий эксплуатации группы резервуаров.

Не допускается хранение авиационных бензинов в резервуарах с плавающей крышей.

6.1.17. Находящиеся в эксплуатации резервуары для бензинов и нефти должны оборудоваться средствами сокращения потерь при проведении ремонта.

6.2. Хранение нефтепродуктов в таре

6.2.1. Упакованные нефтепродукты следует хранить в зависимости от климатических условий в зданиях или на площадках под навесами, а нефтепродукты с температурой вспышки выше 45 °С, кроме того, на открытых площадках.

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

Допускается по соглашению с потребителем упаковывать нефтепродукт в тару разового использования, не имеющую внутреннего защитного покрытия.

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

Нефтепродукты, поставляемые в районы Крайнего Севера и отдаленные районы, должны упаковываться согласно [ГОСТ 15846-79](#) (прил.1, п.48).

6.2.4. Тара с нефтепродуктами, подготовленная к отгрузке спецпотребителям или на экспорт, должна пломбироваться.

6.2.5. Пакетированные нефтепродукты следует хранить в соответствии ГОСТ 21929-76 (прил.1, п.58).

6.2.6. Горючие нефтепродукты в таре допускается хранить в одноэтажных подземных сооружениях.

На нефтебазах III категории допускается хранить нефтепродукты с температурой вспышки выше 120 °С в количестве до 60 м³ 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 негорючих материалов.

6.2.7. При механизированной укладке тары с нефтепродуктами в складских зданиях и на площадках под навесами необходимо соблюдать: высоту стеллажей или штабелей поддонов - не более 5,5 м; размещение на каждом ярусе стеллажа - в один ряд по высоте и в два ряда по ширине; ширину штабеля - из условия размещения не более четырех поддонов; ширину проездов между стеллажами и штабелями - в зависимости от габаритов применяемых средств механизации, но не менее 1,4 м; проходы между стеллажами и штабелями - шириной 1 м.

6.2.8. При хранении нефтепродуктов в таре на открытых площадках следует выполнять следующие требования:

число штабелей тары с нефтепродуктами должно быть не более шести;

размеры штабеля (в м) должны быть 25, 15 и 5,5 - длина, ширина и высота соответственно;

тару или поддоны укладывать в штабеле - в два ряда с проходами или проездами в соответствии с п.6.2.7 настоящего раздела;

расстояние между штабелями на площадке - 5 м, а между штабелями соседних площадок -

1,5 м.

6.2.9. Открытые площадки для хранения порожних металлических бочек (бывших в употреблении и загрязненных нефтепродуктами) должны соответствовать требованиям, приведенным в п.6.2.8 настоящего раздела; укладка в штабеле порожних бочек - в четыре яруса по высоте.

6.2.10. Хранение бочек с нефтепродуктами на складах допускается только пробками вверх. Неисправные и без пробок бочки не должны приниматься на хранение.

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

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

6.3. Подогрев нефти и нефтепродуктов

6.3.1. 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.

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

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

6.3.4. Подогреватели должны обеспечивать подогрев вязких нефтепродуктов или поддержание оптимальной температуры для выполнения необходимой производительности перекачки, экономное расходование пара и электроэнергии; быть технически исправными, простыми в монтаже и ремонте.

6.3.5. Вязкие нефтепродукты подогревают в железнодорожных цистернах при сливе и в резервуарах при наливе 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.

6.3.6. При самотечном сливе-наливом нефтепродуктов оптимальная температура подогрева определяется из условия обеспечения слива-налива железнодорожных и автомобильных

цистерн, судов в установленные сроки.

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

6.3.8. За оптимальную температуру подогрева нефтепродукта при наливе автоцистерн принимается такая температура, при которой слив их в пункте назначения возможен без подогрева.

6.3.9. При комбинированном способе разогрева оптимальной температурой подогрева считается такая, которая обеспечивает самотечное заполнение в заданное время (при суточной реализации данного вида нефтепродукта более 3 т.).

6.3.10. Оптимальная температура и продолжительность подогрева должны выбираться исходя из требований технологических процессов; рекомендуется пользоваться "Методикой по определению норм расхода топлива, тепловой, электрической энергии на нефтебазах системы Госкомнефтепродукта СССР" (прил.1, п.112).

6.3.11. Для подогрева нефтепродуктов в железнодорожных цистернах переносными пароподогревателями применяется насыщенный водяной пар давлением $(29,4 \cdot 10^5 \text{ Па})$.

6.3.12. 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 вентилей. При пуске пара в змеевики резервуаров все трубы для выпуска конденсата должны быть открыты.

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

6.3.14. Основными технологическими операциями с применением электроподогрева на нефтескладах и нефтебазах являются: слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн; перекачка нефтепродуктов по трубопроводам; хранение нефтепродуктов в резервуарах; налив нефтепродуктов в автоцистерны, бочки, суда и т.д.

6.3.15. При комплексном электроподогреве фронт слива вязких нефтепродуктов и нефти оснащают грелками железнодорожными и сливными приборами с электроподогревом.

Слив производится в следующем порядке:

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

к сливному патрубку цистерны присоединяют сливной прибор с электроподогревом;

открывают сливной прибор цистерны, при заполнении которого включают обогрев и гибкие нагреватели, установленные на трубопроводах;

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

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

остаток сливают с выключенной грелкой, но с включенными нагревателями сливного прибора и гибкими нагревателями, обогревающими трубопроводы.

6.3.16. Перекачка вязких нефтепродуктов и нефти по трубопроводам на нефтебазах осуществляется со значительными перерывами, что приводит в холодное время года к застыванию нефтепродуктов в трубопроводе и насосе, расположенных на открытом воздухе. В этом случае необходимо предусматривать поверхностный обогрев трубопроводов и технологического оборудования, используя ленточные гибкие нагреватели.

6.3.17. В резервуарах осуществляют 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.

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

6.3.19. Местный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт подогревают в ограниченном объеме, в специальной нагревательной камере, устроенной в резервуаре. Объем камеры 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).

6.3.20. Комбинированный способ характеризуется тем, что нефтепродукт сначала подогревают в основном резервуаре хранения до температуры, обеспечивающей самотечный переток в промежуточный резервуар. Комбинированный способ целесообразно применять при суточной реализации данного нефтепродукта более 3 т.

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

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

6.3.21. Погружные электронагревательные устройства должны иметь блокировку (датчики уровня), предотвращающую их включение при слое продукта над нагревателями менее 50 см.

6.3.22. Эксплуатация электронагревательного оборудования должна отвечать требованиям заводской инструкции.

6.3.23. Комплекс средств электроподогрева вязких нефтепродуктов включает в себя три группы электронагревательного оборудования:

6.3.23.1. Поверхностные нагреватели:

элементы нагревательные гибкие ленточные ЭНГЛ 180 ТА 2.983.820 ТУ;

элементы нагревательные гибкие ленточные ЭНГЛ 180 ТА 2.983.983 ТУ;

устройства нагревательные для обогрева шестеренчатых насосов типа РЗ ТА 2.983.954.ТУ, установленных на открытом воздухе и в неотапливаемых помещениях;

высокотемпературные электронагревательные элементы ЭНГЛУ-400 и ЭНГЛУ-600, предназначенные для обогрева трубопроводов и технологического оборудования на нефтебазах;

гибкий электронагревательный элемент ЭНГЛВ-180 во взрывозащищенном исполнении, предназначенный для подогрева различного технологического оборудования на объектах транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов во взрывоопасных зонах;

6.3.23.2. Погружные нагреватели:

грелка железнодорожная с блоками электронагревателей ТА 2.983.982 ТУ, предназначенная для разогрева вязких нефтепродуктов в железнодорожных цистернах;

блоки электронагревателей типа БЭР ТА 2.983.919 ТУ, предназначенные для разогрева вязких нефтепродуктов, находящихся в различных резервуарах, БЭР изготавливаются мощностью 6, 9, 12 и 18 кВт в двух вариантах;

грелка трубчатая выходного потока ГТ-3-150 ТА 2.983.912 ТУ, предназначенная для разогрева вязких нефтепродуктов в раздаточных патрубках для самотечного отпуска; грелка разработана в двух вариантах - с клеммной коробкой ГТ-3-150; с пультом управления ГТ-3-150-ПУ;

грелка трубная железнодорожная ГТ-18-Ц ТА 2.983.928 ТУ, предназначенная для разогрева вязких и застывающих нефтепродуктов в железнодорожных цистернах;

грелки трубчатые резервуарные типа ГТ-Р ТА 2.983.928 ТУ, применяющиеся в горизонтальных резервуарах;

6.3.23.3. Сливно-наливные устройства с электроподогревом:

сливной прибор с электроподогревом СЭЛ-2 ТА 2.959.807 ТУ (выполнен на основе сливного прибора СЛ-9), предназначенный для слива вязких нефтепродуктов из железнодорожных цистерн;

стояк с электроподогревом СНА-100 ТА 4.471.807 ТУ разработан на основе стояка СНА-100 без электроподогрева, предназначенный для налива вязких нефтепродуктов в автоцистерны;

установка для налива вязких нефтепродуктов в бочки и автоцистерны УНБ-5 ТА 2.969.802 ТУ, предназначенная для объемного отпуска нефтепродуктов в тару, установленную в кузове автомобиля, и в автоцистерны;

устройство НП для подогрева нефтепродукта в раздаточном резервуаре при отпуске нефтепродуктов потребителям.

6.3.24. Гибкие нагреватели должен обслуживать слесарь-электрик, прошедший инструктаж по технике безопасности при работах, связанных с обслуживанием электронагревательного оборудования.

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

6.3.25. Во время работы системы электроподогрева обслуживающий персонал обязан следить 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 обнаружения перегрева или других неисправностей должно быть немедленно отключено электропитание.

Включение электроподогрева допускается только после полного устранения неисправностей.

6.3.26. При эксплуатации систем электроподогрева запрещается:

производить работы на установке, включенной под напряжение, за исключением особых случаев, связанных с контрольно-измерительными и поверочными операциями;

включать неисправную систему электроподогрева и нагреватели с нарушенными герметизирующими покрытиями или изоляцией выводов;

включать поверхностные нагреватели, имеющие сопротивление изоляции относительно труб ниже 1 МОм;

ремонтить, сматывать и устанавливать гибкие ленточные нагреватели, находящиеся под напряжением.

6.4. Обезвоживание нефтепродуктов

6.4.1. Для восстановления качества обводненных нефтепродуктов на нефтебазах применяют:

отстойники периодического действия - вертикальные цилиндрические резервуары с коническим дном, которые удобны тем, что осевшие загрязнения концентрируются в конусе, откуда легко удаляются через спускной кран;

обычные резервуары, в которых отстоявшийся нефтепродукт забирают из верхних слоев с помощью подъемной трубы; для вязких нефтепродуктов отстойники оборудуют паровыми змеевиками или электроподогревателями.

6.4.2. На нефтебазах используют также отстойники следующих типов:

цилиндрические, полунепрерывного действия (горизонтальные с промежуточными ярусами, с наклонными перегородками, вертикальные с коническими тарелками); многоярусные с промывкой осадка; тарельчатого типа; с автоматическим клапаном для слива отстоя.

6.4.3. Для доведения содержания воды в масле до нормы, предусмотренной государственным стандартом, применяют обезвоживание масел отстаиванием при повышенной температуре или продувкой воздухом, обезвоживание масел в вакуумных колонках; большое количество масел обезвоживают центрифугированием.

6.4.4. Отстаивание воды и загрязнений (механических примесей) из смазочных масел и мазутов эффективно только при нагреве до 70-90 °С, при котором вязкость масел значительно уменьшается. При нагреве выше 100 °С возможно вскипание воды, находящейся в масле.

Отстой необходимо производить при выключенных подогревателях, так как включенные подогреватели вызывают конвекционные потоки жидкостей и затрудняют отстой.

6.4.5. Обезвоживание масел отстаиванием при повышенной температуре можно осуществлять независимо от вязкости масел при отсутствии стойкой эмульсии. Этот метод применим не для всех сортов масел, так как при высоких температурах кислотное число может повыситься сверх нормы.

Запрещается обезвоживание (осветление) этим методом масел типа трансформаторных и турбинных.

6.4.6. Режим эксплуатации маслоосветлительной установки и время отстаивания масла определяют в зависимости от средней скорости обезвоживания (изменения степени обводнения масла в единицу времени) по соответствующей инструкции.

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

6.4.8. Небольшие количества нефтепродуктов можно обезвоживать центрифугированием.

6.4.9. Эффективное средство повышения скорости соединения частиц и улучшения чистоты топлива - искусственное увеличение их размеров за счет коагуляции. Для ускорения процессов коагуляции применяют следующие вещества:

неорганические электролиты - кальцинированную соду, тринатрийфосфат и др.;

органические электролиты - ионогенные ПАВ с активным органическим катионом или анионом;

неэлектролиты - неионогенные ПАВ;

гидрофильные высокомолекулярные соединения и поверхностно-активные коллоиды.

Сочетая применение коагулянтов с отстаиванием и фильтрацией, можно получить высокую степень чистоты нефтепродуктов.

6.4.10. Особенно эффективно применение деэмульгаторов (кальцинированной соды) при обезвоживании мазутов, так как из-за малого различия в плотностях воды и мазута и его высокой вязкости вода отстаивается очень медленно и неполностью.

6.4.11. Основные методы восстановления качества обводненных нефтепродуктов должны выбираться с учетом условий хранения и транспортировки и быть экономически оправданными.

6.4.12. При приеме, отгрузке и хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах необходимо выполнять мероприятия, резко сокращающие обводнение нефтепродуктов: обеспечивать перевозки исправными судами; улучшать технологию процесса зачистки наливных судов, сократив до минимального количество мазутных зачисток; внедрять более совершенные методы подогрева (электроподогрев, вибрационный, донный), исключая возможность обводнения и обеспечивающие минимальные остатки нефтепродуктов в наливных судах.

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕБАЗ

7.1.1. Выбор того или иного типа резервуара для хранения нефтепродукта должен быть обоснован технико-экономическим расчетом в зависимости от категории нефтебазы, климатических условий, условий эксплуатации и характеристики нефти или нефтепродукта, а также с учетом максимального снижения потерь.

7.1.2. Резервуары и их оборудование должны отвечать требованиям, обеспечивающим повышенную надежность эксплуатации, минимальные потери нефти и нефтепродуктов от испарения и уменьшение металлоемкости.

7.1.3. Эксплуатация резервуаров должна осуществляться в соответствии с "Правилами технической эксплуатации металлических резервуаров и инструкций по их ремонту" и настоящими Правилами. Особое внимание должно быть обращено на герметизацию резервуаров и их оборудования.

7.1.4. При расширении, реконструкции и модернизации резервуарных парков нефтебаз необходимо руководствоваться СНиП II-106-79, согласно которым резервуары следует размещать группами. Общая вместимость (в м³) одной группы не должна превышать:

200000 - при использовании резервуаров с плавающей крышей (понтон) вместимостью 50000 м³ и более;

120000 - при использовании резервуаров с плавающей крышей вместимостью не менее 50000 м³ ;

12000 - при хранении нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки выше 45 °С в резервуарах со стационарной крышей;

80000 - при хранении нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже в резервуарах со стационарной крышей.

Вместимость резервуара с плавающей крышей не должна быть более 120000 м³ , с понтон или стационарной крышей - 50000 м³ .

Резервуары вместимостью 10000 м³ и более следует располагать в группе в один или два ряда.

Резервуары вместимостью до 400 м³ (включительно) для нефти и нефтепродуктов допускается располагать на одной площадке в группе общей вместимостью до 4000 м³ , при этом расстояние между стенками резервуаров не нормируется, а расстояние между ближайшими резервуарами соседних групп вместимостью до 4000 м³ следует принимать 15 м.

7.1.5. Расстояния между наземными резервуарами для нефти и нефтепродуктов, располагаемыми в одной группе, должно быть:

0,5 диаметра, но не более 20 м для резервуаров с плавающей крышей;

0,65 диаметра - с понтон;

0,75 диаметра, но не более 30 м - со стационарной крышей при хранении нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки 45 °С и ниже и 0,5 диаметра, но не более 20 м при хранении в них нефти и нефтепродуктов с температурой вспышки более 45 °С,

7.1.6. Расстояние между стенками ближайших резервуаров, расположенных в соседних группах, должно быть: 40 м - для наземных резервуаров; 15 м - для подземных резервуаров.

При размещении каждой группы наземных резервуаров в отдельном котловане, вмещающем всю хранимую в этих резервуарах жидкость, расстояние между верхними бровками соседних котлованов должно быть равно 15 м.

7.1.7. Площадки для размещения резервуаров при расширении резервуарных парков следует выбирать с учетом: качества и состояния грунтов, залегающих в основании площадки; климатических и сейсмических условий района, в котором расположена нефтебаза; режима

грунтовых вод и их химического состава; допустимых нагрузок на грунты; типа основания, который необходимо установить для каждого случая после тщательного анализа. Для этого следует ознакомиться с изысканиями, проведенными при сооружении нефтебазы, а также учесть изменения, которые произошли за период эксплуатации по геологическим, сейсмическим и другим условиям.

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

У резервуаров, бывших в эксплуатации, разность отметок соседних точек днища на расстоянии 6 м не должна превышать 50 мм, а разность отметок диаметрально противоположных точек - 150 мм.

Осадка днища резервуара в соответствии со [СНиП III-18-75](#) должна быть в пределах, указанных в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Допустимые отклонения наружного контура днища

Вместимость резервуара, м	Допустимые отклонения, мм			
	При незаполненном резервуаре		При заполненном резервуаре	
	разность соседних точек на расстоянии 6 м	разность отметок любых других точек	разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м	разность отметок любых других точек
<700	10	25	20	40
700-1000	15	40	30	60
2000-5000	20	50	40	80
10000-20000	10	50	30	80

7.1.9. Откос основания должен быть покрыт несгораемым материалом. При хранении в резервуаре этилированного бензина откос необходимо выполнить из сборных или монолитных бетонных плит; по периметру откоса устраивается бетонный лоток, соединенный с канализацией этилированных стоков. В условиях Крайнего Севера откос основания выполняется по индивидуальному проекту.

7.1.10. Каждая группа наземных резервуаров должна быть ограждена сплошным земляным валом шириной по верху не менее 0,5 м или стеной, рассчитанными на гидростатическое давление разлившейся жидкости.

Высота внешнего ограждения группы резервуаров должна быть на 0,2 м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости, но не менее 1 м для резервуаров вместимостью 10 000 м³ и 1,5 м для резервуаров вместимостью 10 000 м³ и более.

7.1.11. Для перехода через обвалования или ограждающую стену следует предусматривать лестницы-переходы: четыре для группы резервуаров и не менее двух для отдельно стоящих резервуаров.

7.1.12 Обвалование резервуаров необходимо постоянно содержать в полной исправности, для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах устраивать переезды через обвалование путем подсыпки грунта.

7.1.13. Устройство проездов через обвалование резервуарных парков для механизированных передвижных средств пожаротушения должно быть согласовано руководством нефтебазы с местными органами Госпожнадзора МВД СССР.

7.1.14. Нарушенное в связи с работами при прокладке и ремонте коммуникаций обвалование по окончании этих работ следует немедленно восстановить.

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

7.1.15. Территория резервуарного парка должна иметь в ночное время освещение, отвечающее нормам техники безопасности и требованиям СНиП II-4-79 (прил.1, п.63).

7.1.16. Территория резервуарного парка должна быть спланирована и своевременно очищена от мусора, сухой травы и листьев.

Места разлива нефтепродуктов следует немедленно зачищать путем снятия слоя земли глубиной, превышающей на 1-2 см проникновение в грунт нефтепродукта. Выбранный грунт удаляют в специально отведенное место, а образовавшуюся выемку засыпают свежим грунтом или песком.

Категорически 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 такие ямы должны быть засыпаны.

7.1.17. Новый резервуар после монтажа в целом и монтажа отдельных конструктивных элементов принимает специальная комиссия, состоящая из представителей строительной и монтажной организаций, заказчика и пожарной охраны.

7.1.18. До начала испытаний организации, участвующие в монтаже резервуара, должны представить всю техническую документацию на выполненные работы, в том числе:

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

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

акты на скрытые работы по подготовке основания и устройству изолирующего слоя;

результаты контроля сварных соединений резервуара в соответствии с требованиями [СНиП III-18-75](#) (прил.1, п.76).

7.1.19. Для резервуаров с понтоном (плавающей крышей) дополнительно должна быть представлена техническая документация на конструкцию уплотняющего затвора и акты испытаний герметичности плавающих крыш после их монтажа.

7.1.20. До начала испытаний резервуара комиссия должна проверить отклонения от проектных фактических размеров основания и фундамента; геометрических размеров и формы стальных конструкций (днища, стенки, крыши, понтона или плавающей крыши и т.д.).

Фактические отклонения не должны превышать величин, приведенных в [СНиП III-18-75](#).

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

7.1.22. Отклонение от вертикали наружной стенки коробов понтона или плавающей крыши необходимо определять в зонах вертикальных стыков стенки резервуара и посередине между ними с помощью отвеса, опускаемого от верхней кромки короба, и линейки с миллиметровыми делениями.

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

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

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

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

7.1.25. В резервуарах вместимостью 1000 м³ и более на одном листе стенки при площади не менее 7 м² не следует выполнять более четырех врезок для установки оборудования: змеевики для обогрева резервуаров и мелкие штуцеры могут быть врезаны в лист стенки, не имеющей других врезок (кроме листа с приемо-раздаточными патрубками); при этом в одном листе допускается установка не более восьми штуцеров диаметром не более 100 мм. В

резервуарах вместимостью до 700 м³ (включительно) оборудование может быть расположено с учетом удобства размещения, но с обязательным соблюдением пункта 7.1.24

настоящих Правил.

7.1.26. Герметичность всех швов днища проверяют вакуумом, а швов прочих частей резервуара - керосином.

Контроль проникающими излучениями применяют:

в резервуарах, сооруженных из рулонных заготовок, на заводе, проверяя 100% пересечений вертикальных и горизонтальных швов сварных соединений I и II поясов и 50% пересечений II, III и IV поясов, а на монтажной площадке - вертикальные монтажные швы стенок резервуаров вместимостью 2000- 20000 м³ ;

в резервуарах, сооружаемых полистовым методом, проверяют все вертикальные стыковые соединения I и II поясов и 50% соединений II, III, IV поясов, преимущественно в местах пересечения этих соединений с горизонтальными;

для всех стыковых соединений окراек днищ в местах примыкания к ним стенки резервуара.

Длина снимка должна быть не менее 240 мм.

Взамен просвечивания сварных соединений при толщине 10 мм и более разрешается производить контроль ультразвуковой дефектоскопией с последующим просвечиванием проникающими излучениями участков швов с признаками дефектов.

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

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

в конструкциях, воспринимающих динамические нагрузки, угловые швы выполняются с плавным переходом к основному металлу;

наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, без трещин и дефектов;

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

все кратеры должны быть заварены.

7.1.28. Допускаемые отклонения размеров сечения швов сварных соединений от проектных не должны превышать величин, указанных в [ГОСТ 5264-80](#), [ГОСТ 8713-79](#), [ГОСТ 14771-76](#) (прил.1, пп.41, 44, 47).

7.1.29. Обнаруженные при внешнем осмотре дефекты необходимо устранить до проведения испытаний элементов резервуара на герметичность посредством вырубки и выплавки соответствующих участков швов с последующей сваркой. Подчеканка сварных соединений не допускается.

7.1.30. При приемке из монтажа резервуаров с металлическими или синтетическими понтонами необходимо проверить: наличие зазора (щели) между затвором и стенкой резервуара; состояние швов и материала ковра (непровары и разрывы не допускаются); крепление поплавков, заземления, секций затвора с кольцом жесткости; соединение полос сетки между собой и заделку концов сетки по периметру; работоспособность конструкции затвора, дренажных устройств (дренажное устройство считается работоспособным, если его поплавки относительно корпуса имеют свободное вертикальное перемещение), уровнемера УДУ (уровнемер считается работоспособным, если поплавок уровнемера свободно размещается и передвигается по направляющим струнам, а лента прибора натянута и перемещается при движении поплавка).

7.1.31. Перед гидравлическими испытаниями резервуаров необходимо закончить устройство ливневой канализации. Перед началом наполнения резервуара с колодца ливневой канализации снять крышки, а вокруг колодца соорудить надежную защиту (ограждение).

7.1.32. При проведении гидравлических испытаний необходимо разработать и обеспечить круглосуточный график осмотра состояния резервуара:

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

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

обеспечить освещение верхней бровки обвалования;

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

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

7.1.33. Весь персонал, принимающий участие в проведении испытаний, должен пройти инструктаж.

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

Лица, проводящие гидравлические испытания, в период заполнения резервуара водой должны находиться вне опасной зоны.

7.1.34. Если давление или вакуум превышают допустимые, осмотр резервуара разрешается не ранее чем через 10 мин после достижения установленных испытательных нагрузок

Контрольные приборы должны устанавливаться вне опасной зоны или в надежных укрытиях.

7.1.35. При отсутствии гибкого участка трубопровода первую опору со стороны резервуара устанавливают после окончания гидравлических испытаний.

Резервуары с понтонами, плавающими крышами, повышенного давления испытывают в

соответствии с требованиями, приведенными в проекте, с учетом конструктивных особенностей.

7.1.36. При обнаружении течи из-под края днища через контрольные трубки, при появлении мокрых пятен на поверхности отстойки испытание прекращают, сливают воду и устраняют причину течи.

При обнаружении трещин в швах поясов корпуса испытание прекращают и воду сливают на один пояс ниже при обнаружении трещин в поясах I-IV; до V пояса - при обнаружении трещин в поясах VI и выше.

7.1.37. Гидравлические испытания рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха 5 °С и выше.

При необходимости проведения испытаний в зимнее время должны быть приняты меры по предотвращению замерзания воды в трубах и задвижках, а также обмерзания стенок резервуара.

7.1.38. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в процессе испытания и по истечении 24 ч на поверхности корпуса резервуара или по краям днища не появится течь, и уровень не будет снижаться.

Обнаруженные мелкие дефекты (свищи, отпотины) необходимо исправить при пустом резервуаре и проверить на герметичность.

7.1.39. Резервуар принимают в эксплуатацию после испытания на герметичность и прочность с полностью установленным оборудованием после внешнего осмотра и проверки соответствия представленной документации требованиям проекта.

7.1.40. В соответствии с проектом на резервуары устанавливается следующее оборудование, отвечающее требованиям стандартов, обеспечивающее надежную эксплуатацию резервуаров и снижение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения: дыхательные клапаны; огневые предохранители; диски-отражатели; приборы контроля и сигнализации (уровнемеры типа УДУ, сниженные пробоотборники ПСР, сигнализаторы уровня СУУЗ); хлопушка; пеногенераторы ГВПС; сифонный водоспускной кран; вентиляционные патрубки; люки-лазы; люк световой; люк замерный; приемо-раздаточные патрубки.

Тип оборудования, его размеры и число комплектов выбирают в зависимости от хранимого продукта и производительности наполнения и опорожнения резервуара.

7.1.41. Основное оборудование и арматура должны подвергаться профилактическому осмотру в установленные сроки. Результаты осмотра и устраняемые неисправности заносят в журнал.

7.1.42. Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтью и нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, следует оснащать неприморозающими дыхательными клапанами.

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

Сроки текущего обслуживания оборудования резервуаров

Люк замерный, световой	При каждом пользовании, но не реже 1 раза в месяц (люки световые без вскрытия)
Дыхательный клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха. При температуре окружающего воздуха ниже - 30 °С (особенно при хранении нефтепродуктов с положительными температурами) слой инея может достигать нескольких сантиметров, что может привести к заклиниванию тарелок и перекрытию сечения клапана. В таких случаях осмотр и очистку клапанов необходимо проводить через 3-4 дня, а иногда и чаще
Гидравлический (предохранительный) клапан	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 2 раз в месяц в теплое время года и не реже 1 раза в 10 дней при отрицательной температуре окружающего воздуха
Огневой предохранитель	При положительной температуре воздуха 1 раз в месяц, а при отрицательной температуре 1 раз в 10 дней
Диск-отражатель	1 раз в квартал
Вентиляционный патрубок	1 раз в месяц
Пенокамеры и пеногенераторы	1 раз в месяц
Прибор для измерения уровня	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя, но не реже 1 раза в месяц
Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Перепускное устройство на приеме-раздаточном патрубке	То же
Задвижка (запорная)	”
Боковое управление хлопушкой	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц
Сифонный кран	То же
Устройство "Радиус", "Квант", "СУУЗ" и др.	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя

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

7.1.45. Производительность наполнения (опорожнения) резервуара должна строго соответствовать пропускной способности установленных дыхательных и предохранительных клапанов или вентиляционных патрубков.

7.1.46. При увеличении производительности наполнения (опорожнения) резервуаров необходимо дыхательную арматуру приводить в соответствие с новыми значениями производительности.

7.1.47. Характеристика дыхательных и предохранительных клапанов приведена в табл.7.1.2-7.1.5.

Таблица 7.1.2

Характеристика неприморзающих дыхательных клапанов НДКМ

Параметры	Марка клапана			
	НДКМ-150	НДКМ-200	НДКМ-250	НДКМ-350
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	350
Давление срабатывания, Па	1470-1568	1470-1568	1470-1568	1470-1568
Вакуум срабатывания, Па:				
для РВС	176,4-196	176,4-196	176,4-196	176,4-196
для ЖБР	637-686	637-686	637-686	637-686
Пропускная способность, м ³ /ч:				
для РВС	500	500	1500	3000
для ЖБР	900	1300	2500	5000
Масса, кг	43	52	77	105

Таблица 7.1.3

Характеристика гидравлических клапанов марки КПГ

Параметры	Марка клапана			
	КПГ-150	КПГ-200	КПГ-250	КПГ-300
Диаметр условного прохода, мм	150	200	250	300
Давление срабатывания	1960	1960	1960	1960
(зависит от сменной чашки), Па	1176	1176	1176	1176
Вакуум срабатывания (зависит от сменной чашки), Па	245-294	245-294	245-294	245-294
	343-392	343-392	343-392	343-392
	882-980	882-980	882-980	882-980
Пропускная способность по воздуху, м ³ /ч при вакууме, Па				
2500-400	500	900	1500	2700
1000	900	1300	2700	5000
Масса сухого клапана с кассетой огневого предохранителя, кг	90	125	170	190
Объем жидкости гидрозатвора, л	16	16	23	35

Примечание. Значения пропускной способности клапана по паровоздушной смеси достигаются при рабочем давлении и вакууме.

Таблица 7.1.4

Характеристика дыхательных клапанов (ГОСТ 23097-78)

Обозначение	Условный проход, мм	Пропускная способность паровоздушной смеси, м ³ /ч, не менее	Размеры, мм	Масса, кг не более
-------------	---------------------	---	-------------	--------------------

КД-50	50	22	400х260х350	15
КД-100	100	90	500х340х430	25
КД-150	150	200	600х380х480	34
КД-200	200	350	680х450х560	46
КД-250	250	550	840х570х680	80
КД-350	350	1000	1040х700х830	135

Примечание. Для всех клапанов давление (в МПа): рабочее - $19 \cdot 10$, рабочий вакуум - $25 \cdot 10$, начало открывания клапана при давлении - $[(17 \pm 0,3) - (170 \pm 3)] \cdot 10$, начало открывания при вакууме - $[(17 \pm 0,2) - (170 \pm 2)] \cdot 10$.

Таблица 7.1.5

Характеристика предохранительных клапанов (ГОСТ 4630-80)

Типоразмер клапана	Код ОКП	Условный диаметр , мм	Пропускная способность, м ³ /ч	Масса, кг не более
КПРА-100 КПРБ-100	35 8912 200 700	100	600	26
КПРА-150 КПРБ-150	36 8912 2015 00	150	1000	28
КПРА-200 КПРБ-200	36 8912 2008 10	200	1500	30
КПРА-250 КПРБ-250	36 8912 2009 09	250	2000	38
КПРА-350 КПРБ-350	36 8912 2009 10	350	3000	42

Пропускная способность дыхательного клапана КД

Условный проход

Пропускная способность по закачиваемому продукту, м³ /ч

50	25
100	50
150	200
200	200
250	300
350	600

Примечания. 1. ДК-2 клапан повышенной надежности от примерзания при $\varnothing = 150$ мм имеет пропускную способность 100 м³ /ч. 2. ДКМ - клапан повышенного давления при $\varnothing = 150$ мм имеет пропускную способность 450 м³ /ч. Вакуум срабатывания (Па) 1961-686, давление

срабатывания (Па) 9800 - 61 740.

Пример условного обозначения клапана дыхательного с условным проходом - 50 мм: КД-50 ГОСТ 23097-78.

Пример условного обозначения предохранительного клапана с разрывающейся мембраной в исполнении А, с условным диаметром - 200 мм: КПА-200 ГОСТ 4630-80. То же в исполнении Б, с условным диаметром - 350 мм: КПБ-350 ГОСТ 4630-80.

Допускается после обозначения типа клапана указывать номер модификации.

7.1.48. Для сокращения потерь бензина от испарения и уменьшения загрязнения окружающей среды на резервуарах с понтонами объемом более 300 м³ при низких коэффициентах оборачиваемости дополнительно к оборудованию, предусмотренному типовыми проектами, рекомендуется устанавливать дыхательные и предохранительные клапаны.

7.1.49. В процессе эксплуатации дыхательные клапаны (ГОСТ 23097-78) необходимо периодически осматривать (см. табл. 7.1.3): в осенне-зимний период не реже одного раза в десять дней, при этом следует проверять целостность фторопластового покрытия мембран тарелок, а в зимнее время очищать внутренние поверхности от льда и инея.

7.1.50. В резервуарах, эксплуатирующихся под повышенным давлением, измерение уровня (массы) и отбор проб должны быть герметизированы.

7.1.51. Для тушения пожара на резервуарах следует предусматривать установки и оборудование в соответствии с требованиями СНиП II-106-79 и [Правил пожарной безопасности](#) (прил. 1, п. 96).

7.1.52. Для предотвращения потерь от утечек при хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарах необходимо:

поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров;

содержать все резервуарное оборудование (задвижки, хлопушки, уровнемеры, люки и т.д.) в исправном эксплуатационном состоянии;

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

не допускать утечки нефти и нефтепродуктов при отпуске подтоварной воды из резервуаров.

7.1.53. Для сокращения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов необходимо:

обеспечивать полную герметизацию крыши, давление в резервуаре поддерживать равным проектному;

осуществлять перекачку легкоиспаряющихся нефтей и нефтепродуктов из резервуара в

резервуар только при крайней необходимости, осуществлять их по возможности в ночное время;

максимально заполнять резервуар при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов;

окрашивать наружную поверхность резервуара лучеотражающими светлыми эмалями и красками;

применять теплоизоляцию резервуаров.

Применение теплоизоляции резервуаров должно быть экономически обосновано и выполнено в соответствии с утвержденным проектом.

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

Совместная газовая обвязка резервуаров с этилированным и неэтилированным бензинами запрещается.

7.1.55. При необходимости вывода из эксплуатации резервуара, включенного в газоуравнительную систему, или заполнения его другим сортом нефтепродукта следует отключить его от газовой обвязки, закрыв задвижку на газопроводе.

7.1.56. В пониженных участках трубопроводов газовой обвязки монтируются дренажные устройства, состоящие из задвижек, конденсатосборников и насосов для откачки конденсата.

7.1.57. Для обеспечения эффективной работы газоуравнительной системы необходимо:

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

поддерживать полную герметичность системы;

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

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

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

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

7.1.59. За резервуарами, в которых хранятся сернистые нефти и нефтепродукты, необходимо установить особый надзор, разработать и утвердить руководством график очистки пирофорных отложений в соответствии со сроками зачистки, предусмотренными [ГОСТ 1510-84](#).

Остатки сернистых отложений, извлекаемых из резервуаров при зачистке, во избежание самовоспламенения должны постоянно поддерживаться во влажном состоянии до удаления

их с территории резервуарного парка в место, безопасное в пожарном отношении.

7.1.60. При подготовке зачищенного резервуара к ремонту с ведением огневых работ (прил.8) следует выполнить следующие мероприятия: произвести анализ воздуха в резервуаре с целью контроля содержания вредных паров и газов (прил.8, 1, 8, 2); около резервуара подготовить необходимый инвентарь и средства пожаротушения.

7.1.61. Главный инженер нефтебазы (директор) должен лично проверить выполнения мероприятий по подготовке резервуара к ремонту и дать заключение по акту, в котором указывается ответственный за ремонт, исполнители ремонта с ведением огневых работ.

Анализ воздушной среды в местах проведения огневых работ повторяется после перерыва в работе (обеденного и других возможных перерывов).

7.1.62. Ремонт резервуаров с ведением огневых работ может быть начат после получения разрешения главного инженера (директора) нефтебазы и ознакомления ремонтного персонала с правилами техники безопасности и мероприятиями по пожарной безопасности.

7.1.63. Эксплуатация резервуаров, особенно изготовленных из стали марки СТЗкп, которая имеет склонность к хрупким разрушениям при отрицательных температурах, на сниженном расчетном уровне наполнения допускается при наличии положительных результатов механических свойств металла или при отсутствии дефектов в сварных швах.

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

Очередность, сроки проведения обследований, а также объем работ по проверке технического состояния резервуара регламентируются действующими правилами (прил.1, п.113). Сроки проведения частичного и полного обследования представлены в табл. 7.1.6.

Таблица 7.1.6

Сроки проведения обследования резервуаров

Вид хранимого нефтепродукта	Срок эксплуатации резервуара	Полное обследование с выводом из эксплуатации	Частичное обследование без вывода из эксплуатации
Нефть товарная	Более 25 лет Менее 25 лет	Через 3 года " 5 лет	Через 1 год " 2,5 года
Бензин	Более 25 лет Менее 25 лет	" 3 года " 5 лет	" 1 год " 2,5 года
Дизельное топливо	Более 25 лет	" 4 года	" 2 года
Керосин	Менее 25 лет	" 7 лет	" 3 года

7.1.65. Обследование и дефектоскопию резервуаров выполняют специализированные бригады, подготовленные к выполнению определенного комплекса работ и оснащенные необходимыми приборами и инструментами.

При наличии оборудования и специалистов территориальные управления и Госкомнефтепродукты Союзных республик могут осуществлять обследование и дефектоскопию резервуаров собственными силами.

7.1.66. Резервуар, подлежащий комплексной дефектоскопии, должен быть зачищен и подготовлен аналогично подготовке к огневым работам в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов и руководства по их ремонту".

7.1.67. По результатам обследования и комплексной дефектоскопии составляется Заключение, которое должно содержать полную информацию о резервуаре, условиях его эксплуатации, перечень работ, выполненных в ходе обследования, и полученные результаты.

В Заключении должна быть дана оценка ремонтпригодности резервуара, предложения по его ремонту и условиям его дальнейшей эксплуатации. Выводы и предложения должны быть четкими и конкретными, не допускающими двояких толкований.

7.1.68. В тех случаях, когда круг вопросов, подлежащих решению, выходит за пределы компетенции специалистов, выполняющих дефектоскопию, привлекаются специалисты соответствующего профиля для решения этих вопросов, дальнейшей эксплуатации резервуара или разработке предложений по исправлению и устранению обнаруженных дефектов и неисправностей.

7.2. Технологические трубопроводы

7.2.1. Новые и реконструируемые участки трубопроводов на нефтебазах и их филиалах должны соответствовать требованиям [СНиП II-89-80](#), СНиП II-106-79 (прил.1, пп.71, 75).

7.2.2. Эксплуатация, испытания, ревизия, отбраковка, ремонт технологических трубопроводов должны выполняться в соответствии с требованиями Руководящих указаний Ру-75 (прил.1, п.99). Стальные трубы для нефти и нефтепродуктов следует принимать в соответствии с приложением к СНиП II-106-79.

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

7.2.4. Диаметры трубопроводов должны обеспечивать максимально допустимую перекачку нефти и нефтепродуктов с учетом выполнения норм погрузки и выгрузки транспортных средств.

7.2.5. Все технологические трубопроводы нефтебаз и их филиалов должны быть отградуированы согласно "Методическим указаниям по определению вместимости и градуировке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод" или РД 50-190-80 (п.1.25), (прил.1, пп.104, 109).

7.2.6. Арматура и устройства технологических трубопроводов должны быть легкодоступными.

7.2.7. Применяемые для технологических трубопроводов фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов, действующих нормалей машиностроения или специальных технических условий.

7.2.8. При выборе трассы нефтепродуктопроводов следует исходить из условий рельефа местности, уровня грунтовых вод, возможности прокладки труб с уклонами, монтажа и демонтажа при ремонте и перспективы расширения.

7.2.9. Прокладка трубопроводов может быть надземной или подземной (в зависимости от агрессивности грунта) и осуществляться по кратчайшим расстояниям между начальной и конечной точками с минимальным числом поворотов в вертикальной и горизонтальной плоскостях и с учетом местных условий.

7.2.10. Надземные трубопроводы для нефти и нефтепродуктов в пределах территории резервуарных парков и сливно-наливных устройств прокладывают на несгораемых опорах. Высота прокладки трубопроводов определяется местными условиями, но должна быть в местах пересечения пешеходных дорожек и тротуаров не менее 2,2 м, автодорог - 4,5 м, железнодорожных путей - 6 м.

7.2.11. 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;

1 м до бордюра автодороги.

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

7.2.13. Трубопроводы на низких опорах рекомендуется прокладывать на участках, где предусмотрено перемещение подъемных механизмов и оборудования при эксплуатации и ремонте. Высоту от уровня земли до низа труб (или поверхности их изоляции) следует принимать с учетом возможности ремонтных работ, но не менее:

0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м;

0,5 м при ширине группы труб 1,5 м и более.

7.2.14. Необходимо предусматривать самокомпенсацию температурных деформаций трубопроводов за счет использования поворотов трасс. Повороты рекомендуется выполнять преимущественно под углом 90°. Если невозможно ограничиться самокомпенсацией (например, на прямых участках значительной протяженности), устанавливают компенсаторы; тип компенсатора определяется расчетным путем.

7.2.15. При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят следующие данные: техническую характеристику, завод-изготовитель и год изготовления компенсатора; расстояние между неподвижными опорами, необходимую величину компенсации, величину

предварительного растяжения; температуру окружающего воздуха при монтаже компенсатора и дату.

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

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

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

7.2.19. На пересечениях с внутринефтебазовыми железнодорожными путями, автомобильными дорогами и проездами подземные трубопроводы должны быть заложены в футляры 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 футляра необходимо уплотнить и залить битумом. На участках трубопроводов, заключаемых в защитные футляры, должно быть минимальное число сварных стыков, проверенных физическими методами контроля.

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

7.2.20. При одновременной прокладке в одной траншее двух или более трубопроводов их следует располагать в один ряд (в одной горизонтальной плоскости) с расстоянием между ними: не менее 0,4 м при условных диаметрах трубопроводов до 300 мм; не менее 0,5 м при условных диаметрах трубопроводов более 300 мм.

7.2.21. Подземные трубопроводы должны быть сварными, за исключением присоединения фланцевой или муфтовой арматуры и фланцевых заглушек. Арматура и фланцевые заглушки на подземных трубопроводах должны устанавливаться в специальных подземных камерах или колодцах. Вне камер и колодцев могут устанавливаться только приварные заглушки.

7.2.22. Колодцы и камеры управления задвижками следует располагать с внешней стороны обвалования (ограждающей стены) групп резервуаров. Коренные задвижки необходимо устанавливать непосредственно у резервуара.

7.2.23. Не разрешается прокладывать трубопроводы для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов в проходных каналах. В исключительных случаях, когда другие способы прокладки по условиям эксплуатации не могут быть применены, допускается прокладка трубопроводов в проходных каналах, при этом ширина прохода должна быть не менее 700 мм, а высота 2000 мм. При прокладке нескольких трубопроводов необходимо учитывать возможность ремонта и смены отдельных частей трубопроводов.

7.2.24. Укладка трубопроводов для вязких нефтепродуктов может быть подземной в каналах совместно с паропроводами, либо наземной с теплоизоляцией (пенополиуретаном и др.).

7.2.25. Уклоны трубопроводов должны быть не менее 0,02 для высоковязких и застывающих нефтепродуктов, 0,002 - для маловязких нефтепродуктов.

7.2.26. Защиту от коррозии трубопроводов для нефти и нефтепродуктов следует предусматривать:

в соответствии с требованиями ГОСТ 9.015-74 при подземной прокладке"

в соответствии с нормами защиты надземных трубопроводов от атмосферной коррозии, установленными СНиП II-45-75 (прил.1, п.72) при надземной прокладке;

в соответствии с нормами защиты наружной поверхности труб от коррозии, установленными для указанных способов прокладки трубопроводов СНиП II-36-73 (прил.1, п.69) при прокладке трубопроводов, обогреваемых по требованиям технологии, в непроходных каналах или при подземной прокладке.

7.2.27. Надежная безаварийная работа трубопроводов и безопасность их эксплуатации обеспечиваются постоянным наблюдением за состоянием трубопроводов, их арматуры и деталей; своевременным ремонтом в объеме, определенном при осмотре и ревизии; обновлением всех элементов трубопровода по мере износа и структурного изменения металла.

7.2.28. На технологические трубопроводы, транспортирующие топливный газ и легковоспламеняющиеся жидкости (бензины, керосины, нефть) должны быть составлены паспорта (прил.9). На остальные технологические трубопроводы должны быть заведены эксплуатационные журналы, в которых должны отражаться даты и данные о проведенных ревизиях и ремонтах (прил.10).

7.2.29. На каждой нефтебазе должен быть составлен перечень ответственных технологических трубопроводов в двух экземплярах. Один экземпляр должен храниться на нефтебазе, второй - в ПТО управления, а в республиках, где их нет, - в ПТО Госкомнефтепродукта.

7.2.30. Приказом по нефтебазе должны быть назначены ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

7.2.31. В период эксплуатации все технологические трубопроводы должны подвергаться тщательному осмотру ответственным за их безопасную эксплуатацию. Срок осмотра в зависимости от местных условий устанавливается главным (старшим) инженером (директором) нефтебазы, но не реже, чем через каждые 12 мес.

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 должны быть немедленно устранены.

7.2.32. При наружном осмотре технологического трубопровода необходимо проверить: состояние сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж; герметичность всех соединений; состояние опорных конструкций, их фундаментов, подвесок, правильность работы надвижных опор; состояние и работу компенсирующих устройств; состояние дренажных устройств, арматуры.

Заземляющие устройства технологических трубопроводов должна проверять соответствующая служба.

Результаты осмотра оформляются актом. Все обнаруженные неплотности и дефекты должны быть устранены с соблюдением необходимых мер по технике безопасности и требований к ведению огневых работ.

7.2.33. Основным методом контроля надежной и безопасной работы технологических трубопроводов - периодические ревизии, при которых проверяется их состояние. Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода.

Сроки проведения ревизии технологических трубопроводов устанавливает администрация нефтебазы в зависимости от скорости их износа, опыта эксплуатации, результатов предыдущих осмотров и ревизий с учетом безопасной безаварийной эксплуатации трубопровода.

7.2.34. Сроки ревизии должны быть не реже одного раза в три года для трубопроводов, транспортирующих нефтепродукты и топливный газ, и не реже одного раза в шесть лет - остальных.

7.2.35. При ревизии технологических трубопроводов необходимо провести работы, указанные в пп.7.2.35.1-7.2.35.6.

7.2.35.1. Провести наружный осмотр трубопровода согласно п.7.2.32. настоящих Правил.

7.2.35.2. Провести внутренний осмотр участка трубопровода, находящегося в неблагоприятных условиях; внутренняя поверхность должна быть очищена от отложений. Трубопровод демонтируют путем разборки или вырезки участка, подлежащего осмотру. Осмотром проверяют наличие коррозии, трещин, уменьшение толщины стенок труб и деталей трубопроводов, прокладок, сварных швов фланцев, арматуры, а также сопрягающихся поверхностей фланцевых и арматуры.

7.2.35.3. Простучать молотком и промерить толщину стенки трубопровода прибором (толщиномером) или путем засверловки с последующей заваркой отверстий.

Толщину стенок измеряют в шахматном порядке на участках трубопровода, работающих в наиболее тяжелых условиях, через каждые 50 м на прямых участках и через каждые 10 м на участках, расположенных в насосных и цехах.

Замер толщины стенок трубопроводов, за исключением трубопроводов, транспортирующих топливный газ, обязателен в том случае, когда по результатам обстукивания нельзя точно судить о их надежной и безопасной работе. Обстукивание трубопроводов производится по всему периметру трубы молотком с шарообразной шляпкой массой 1,0-1,5 кг и ручкой длиной не менее 400 мм.

Состояние трубы определяется по звуку или по вмятинам, образующимся при обстукивании. Вопрос о частичном или полном удалении изоляции трубопровода решается главным (старшим) инженером (директором) нефтебазы с условием, что будет обеспечена надежная ревизия трубопровода.

7.2.35.4. Сварные стыки, качество которых при ревизии вызвало сомнение, подлежат гамма-просвечиванию или ультразвуковой дефектоскопии; при необходимости эти стыки следует подвергнуть металлографическим и механическим испытаниям.

7.2.35.5. Проверить состояние и правильность работы опор крепежных деталей и, выборочно, прокладок.

7.2.35.6. Провести испытание трубопровода в соответствии с указаниями пп.7.2.39 настоящих Правил.

7.2.36. После сопоставления результатов ревизии с первоначальными данными (результатами приемки или предыдущей ревизии) составляют акт ревизии трубопровода (прил.), который утверждается начальником ПТО управления, а в республиках, где их нет, - начальником ПТО Госкомнефтепродукта союзной республики.

В паспорте или эксплуатационном журнале трубопровода должна быть сделана запись о проведенной ревизии с ссылкой на акт.

7.2.37. Надежность работы технологических трубопроводов проверяют гидравлическими испытаниями на плотность не реже одного раза в три года.

7.2.38. Периодические испытания на прочность и плотность технологического трубопровода проводятся под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию его, при ревизии и в срок, равный удвоенному сроку периодичности ревизий, но не реже одного раза в 8 лет. Результаты испытаний должны фиксироваться в паспорте, эксплуатационном журнале.

7.2.39. Все технологические трубопроводы подлежат испытанию на прочность и плотность, после монтажа, ремонта, связанного со сваркой, после консервации или простоя более одного года.

После разборки, связанной с единичной заменой прокладок, арматуры или элемента трубопровода, испытания проводят только на плотность. Устанавливаемые при этом арматура или элемент трубопровода должны быть предварительно испытаны на прочность пробным давлением.

Для арматуры из чугуна:

	0,1	0,25	0,4	0,6	1	1,6
, МПа						
$P_{\text{проб}}$, МПа	0,2	0,4	0,6	0,9	1,5	2,4

Короткие трубопроводы (до 20 м), работающие без избыточного давления, испытаниям не подвергаются.

При испытании монтажные стыки и места сварки должны быть открыты.

7.2.40. Состояние заземляющих устройств трубопроводов должно проверяться и документально оформляться. Объемы и сроки проверки определяются инструкциями и графиками, разработанными и утвержденными руководством нефтебазы.

7.2.41. Следует постоянно проверять состояние сальниковой набивки. Неисправности запорных устройств необходимо устранять немедленно.

7.2.42. В период монтажа и ремонта трубопроводы необходимо проверить, чтобы в них не остались какие-либо посторонние предметы.

7.2.43. Давление испытания на прочность устанавливается проектом и должно быть:

для стальных трубопроводов при рабочих давлениях до 0,5 МПа - 1,5 , но не менее 0,2 МПа;

для стальных трубопроводов при рабочих давлениях выше 0,5 МПа - 1,25 , но не менее + 0,3 МПа.

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

При испытании под рабочим давлением трубопровод осматривают, а сварные швы обстукивают молотком. Результаты считают удовлетворительными, если во время испытания не произошло падения давления по манометру, а в сварных швах, фланцевых соединений и сальниках не обнаружено течи и отпотевания.

7.3. Насосные станции

7.3.1. Насосные станции нефтебаз предназначены для погрузки-выгрузки нефтепродуктов из железнодорожных цистерн и нефтеналивных судов, налива их в автоцистерны и бочки, а также для внутрибазовых перекачек.

7.3.2. Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов следует размещать в зданиях или на площадках (открытых или под навесами).

Насосы для перекачки нефти и нефтепродуктов, конструкция и двигатели которых допускают эксплуатацию их на открытом воздухе, следует размещать на площадках.

7.3.3. Размещение насосов, узлов задвижек, пунктов контроля и управления, средств автоматического управления технологическими процессами необходимо предусматривать в соответствии с требованиями СНиП II-104-76 (прил. 1, п.73) и СНиП II-106-79.

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

7.3.5. Вне помещений или площадок насосных станций на всасывающих и нагнетательных трубопроводах должны быть установлены аварийные задвижки на расстоянии 10-15 м от насосной; в качестве аварийных могут служить задвижки у сливно-наливных устройств или на

технологических трубопроводах, если они расположены на расстоянии не более 50 м от насосной.

7.3.6. Узлы задвижек следует размещать вне здания продуктовой и насосной станций на расстоянии (до ближайшей задвижки) не менее 3 м от стены здания с проемами и 1 м от стены здания без проемов.

7.3.7. Помещение задвижек должно отделяться от помещения насосов несгораемой стеной с пределом огнестойкости 0,75 ч и иметь выход наружу. Дверь между этими помещениями должна быть самозакрывающейся с пределом огнестойкости 0,6 ч.

7.3.8. В местах расположения узлов задвижек следует предусматривать лоток для отвода стоков в закрытый сборник.

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

7.3.10. На насосных станциях ширина проходов между выступающими частями насосов должна быть не менее 1 м; при установке насосов шириной до 0,6 м и высотой до 0,5 м ширину проходов допускается уменьшать до 0,7 м.

7.3.11. Трубопроводы в насосных станциях укладываются в лотках. В местах прохода труб через внутренние стены продуктовых насосных станций следует предусматривать уплотняющие устройства.

7.3.12. В зданиях продуктовых насосных станций помещение для двигателей внутреннего сгорания должно быть отделено от помещения для насосов сплошной (без проемов) газонепроницаемой несгораемой стеной с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч.

7.3.13. Полы в насосной должны изготавливаться из материалов, непроницаемых и не впитывающих нефтепродукты, легкомоющихся, не вызывающих скольжение, и иметь уклон в сторону приемника стоков.

7.3.14. Тип установленных насосов зависит от физико-химических свойств перекачиваемой жидкости, источников питания (пар, электроэнергия), назначения операций (грузовые, зачистные, вспомогательные).

7.3.15. Монтаж, наладку и испытание насосных агрегатов производят согласно проекту и инструкциям заводов-изготовителей.

7.3.16. Гидравлические испытания трубопроводных коммуникаций насосов после каждого монтажа или ремонта осуществляют согласно требованиям раздела 7.2 настоящих Правил.

7.3.17. Передача от двигателей к насосам может быть прямая, через упругие (эластичные) муфты или при помощи редукторов, клиноременная (текстропная). Валы, соединяющие двигатели с насосами, в местах прохода через стены должны иметь сальниковые уплотнения.

7.3.18. Применять плоскоремённые передачи в помещениях, где установлены насосы для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей, не допускается.

7.3.19. Электродвигатели насосов, перекачивающих горючие жидкости, должны быть во взрывозащищенном исполнении. В отдельных случаях допускается применение двигателей в нормальном исполнении при условии установки их в отдельном помещении.

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

7.3.21. В формуляр каждого насосного агрегата необходимо заносить данные учета его работы перед проведением очередного ремонта.

Формуляр заполняет ответственный за эксплуатацию насосного агрегата.

7.3.22. Насосные агрегаты эксплуатируют в строгом соответствии с производственными инструкциями и настоящими Правилами.

7.3.23. В помещении насосной на видном месте вывешивают: схему обвязки насосов и соединения с трубопроводами и резервуарами; схему электрической части насосной; инструкции по эксплуатации агрегатов, по технике безопасности; по пожарной безопасности; график планово-предупредительного ремонта агрегатов.

Для насосных, смонтированных на площадках, эта документация должна помещаться под стеклом в рамках.

7.3.24. Дежурный персонал должен вести журнал эксплуатации насосных агрегатов, где отражается время работы агрегатов, показания измерительных приборов, замеченные неисправности и их устранение. Страницы журнала должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью (прил.12).

7.3.25. В неавтоматизированных насосных станциях дежурный персонал осуществляет аварийную остановку насосного агрегата в случаях:

при появлении дыма из подшипников, уплотнений, сальников в разделительной стене;

при значительной утечке нефтепродуктов на работающем агрегате;

во всех случаях, создающих угрозу обслуживающему персоналу;

при сильной вибрации насосного агрегата, перегреве подшипников, пожаре и повышенной загазованности.

7.3.26. После аварийной остановки насосного агрегата необходимо выяснить причину аварийного состояния и до ее устранения не производить запуск данного агрегата. Об аварийной остановке агрегата необходимо сообщить руководству нефтебазы.

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

устранить.

7.3.28. Все движущиеся части агрегата должны быть защищены надежно закрепленными ограждениями.

7.3.29. Во время работы насосного агрегата необходимо:

систематически наблюдать за показаниями манометров, вакуумметров и мановакуумметров;

не допускать работу агрегата при посторонних шумах и стуках;

контролировать температуру нагрева подшипников, сальников;

проверять масляные фильтры.

7.3.30. При внезапном прекращении подачи электроэнергии или пара необходимо немедленно отключить двигатели насосов от питающих линий и закрыть задвижки на всасывающих и напорных трубопроводах насосов.

7.3.31. Система смазки подшипников насосных агрегатов должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

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

7.3.32. При обнаружении неисправностей, нарушающих нормальный режим работы насосного агрегата, последний должен быть остановлен и исправлен. При остановке работающего насоса и пуске вместо него другого проверяется правильность открытия соответствующих задвижек. По окончании перекачки задвижки на всасывающей и напорной линиях должны быть закрыты.

7.3.33. Техническое обследование и ремонт насосных агрегатов необходимо проводить по утвержденному графику в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, с оформлением наряда-допуска согласно инструкции на проведение опасных работ. При выводе насосного агрегата в ремонт всасывающую и напорную задвижки следует закрыть, на щите управления агрегатом вывесить плакат "не включать, работают люди" и сделать запись в журнале с указанием времени вывода агрегата в ремонт.

7.3.34. Эксплуатация электроустановок и ремонт их в насосной станции должны соответствовать ["Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей"](#) и ["Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей"](#), ПУЭ-76 (прил.1, п.91) и настоящим Правилам.

7.3.35. В помещениях насосных станций необходимо осуществлять постоянный надзор за герметичностью насосов и трубопроводов. Течь в сальниках насосов и в соединениях трубопроводов должна немедленно устраняться. Фланцевые соединения должны быть плотно затянуты на прокладках из паронита или бензостойкой резины толщиной 3-4 мм. На насосах и трубопроводах, предназначенных для перекачки масел и нефтепродуктов, разрешается применять прокладки из плотного картона толщиной 3-4 мм, предварительно проваренные в олифе. Прокладки должны соответствовать стандарту.

7.3.36. Полы, лотки в насосных должны быть спланированы и регулярно промываться водой. Скопление и застой нефтепродуктов не допускаются. Для удаления разлившихся жидкостей помещения насосных оборудуются водяными стояками с резиновыми шлангами. Гидравлические затворы в местах присоединения сточных каналов насосной и канализации должны систематически осматриваться. Случайно разлитые нефтепродукты необходимо убирать, а при перекачке этилированных бензинов после зачистки место разлива необходимо дегазировать.

7.3.37. В насосном помещении для этилированного бензина следует хранить запас чистого песка или опилок, обтирочных материалов, хлорной извести, а также бочек с чистым керосином для мытья рук, деталей.

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

Нельзя допускать попадания нефти и нефтепродуктов под фундаментные рамы оборудования и механизмов и использовать фундаменты агрегатов в качестве опоры для грузоподъемных устройств.

Лотки в местах расположения узлов задвижек, продувочные краны и поддоны насосов для перекачки этилированных бензинов должны соединяться со сборным резервуаром, в остальных случаях - с канализацией для отвода нефтепродуктов и нефтей.

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

7.3.40. Запрещается загромождать проходы между агрегатами, материалами, оборудованием или другими предметами.

7.3.41. В насосных помещениях должна быть обеспечена безотказная работа естественной и механической вентиляции.

Запрещается пускать в работу насосные агрегаты при выключенной вентиляции. Систему вентиляции насосных, кратность воздухообмена в помещениях следует выбирать в соответствии с требованиями СНиП II-106-79 и настоящих Правил.

7.3.42. В помещении насосной по перекачке легковоспламеняющихся нефтепродуктов периодически согласно графику необходимо проводить анализ воздушной среды для определения наличия опасной концентрации паров нефтепродуктов.

Анализ воздушной среды проводят стационарными (автоматически) или переносными газоанализаторами.

7.3.43. Наносные станции должны быть оборудованы системой пожаротушения (тушение паром, инертными газами, пеной и др.), связью с объектами слива-налива нефти и нефтепродуктов, аварийной блокировкой и снабжены первичными средствами пожаротушения по действующим нормам.

7.4. Железнодорожные эстакады и подъездные пути

7.4.1. Железнодорожные эстакады располагают на прямых участках железнодорожных тупиков, примыкающих к магистрали через стационарные пути.

7.4.2. Протяженность железнодорожных сливно-наливных эстакад определяется в зависимости от объема сливно-наливных операций, но должна быть не более максимальной длины одного маршрутного состава железнодорожных цистерн.

7.4.3. Длину тупикового железнодорожного пути со сливно-наливной эстакадой следует увеличивать на 30 м (для возможности расцепки состава при пожаре), считая от крайней цистерны расчетного маршрутного состава до упорного бруса.

7.4.4. Размещение сливно-наливных устройств должно соответствовать требованиям СНиП II-106-79. Расстояние от железнодорожных путей до выступающих частей сливно-наливных эстакад следует принимать в соответствии с габаритами приближения строений согласно [ГОСТ 9238-83*](#) (прил.1, п.45).

7.4.5. Для погрузки-разгрузки железнодорожных цистерн и вагонов с затаренными нефтепродуктами железнодорожные тупики нефтебаз должны быть оборудованы:

эстакадами, состоящими из устройств для верхнего и нижнего слива и налива цистерн сифонных стояков, нижних сливных приборов, меjrельсовых или боковых желобов, грузовых, зачистных и воздушновакуумных коллекторов, связанных системой трубопроводов с насосами и резервуарами, полуавтоматическими устройствами и автоматизированными системами налива, устройствами зачистки и др.;

стационарными или передвижными насосными установками;

устройствами для подогрева вязких и застывающих нефтепродуктов в цистернах;

заглубленными прирельсовыми резервуарами для слива вязких и застывающих нефтепродуктов;

средствами механизации погрузочно-разгрузочных работ, подъема и заправки сливных и наливных труб и рукавов;

эжекторами, средствами механизированной зачистки, подогревательными и прочими устройствами;

погрузочно-разгрузочными платформами для затаренных нефтепродуктов;

связью, освещением и пожарным инвентарем.

7.4.6. На нефтебазах первой категории сливно-наливные устройства для легковоспламеняющихся и горючих нефтепродуктов должны быть отдельными. Допускается использовать сливно-наливные устройства для легковоспламеняющихся нефтепродуктов при

сливе и наливе дизельного топлива.

7.4.7. На железнодорожных эстакадах согласно СНиП II-106-79 должны быть сливно-наливные устройства: для нефти и нефтепродуктов (кроме мазутов) с температурой вспышки 120 °С и ниже закрытыми; для нефтепродуктов с температурой вспышки выше 120 °С и мазутов открытыми.

7.4.8. Желоба, лотки и плиты перекрытия желобов и лотков следует выполнять из негорючих материалов.

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

7.4.10. Рукава, стояки и коллекторы, расположенные по верху наливных эстакад, оборудуются приспособлениями для освобождения их от остатков нефтей и нефтепродуктов.

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

7.4.12. Площадки сливно-наливных устройств должны быть спланированы и иметь уклон для стока жидкости в отводные лотки, трубы или каналы, соединенные со сборником через гидравлические или иного типа затворы.

7.4.13. В торцах сливно-наливных эстакад, а также вдоль эстакад на расстоянии не более 100 м друг от друга устанавливают негорючие лестницы.

7.4.14. Территория сливно-наливных устройств, железнодорожные пути и эстакады необходимо всегда содержать в чистоте, исправности, в зимнее время - очищать от снега.

7.4.15. Трубы, задвижки и устройства налива и слива нефти и нефтепродуктов на железнодорожной эстакаде не должны мешать свободному проходу. Маховики задвижек, вентилей, ручки подъемных механизмов сливно-наливных рукавов следует располагать на удобной для обслуживания высоте.

7.4.16. Насосы, устройства автоматизированного налива типа АСН, сливно-наливные стояки, устройства нижнего слива, трубопроводы и задвижки следует пронумеровать и окрасить в различные цвета.

7.4.17. На сливно-наливных трубопроводах необходимо установить аварийные задвижки на расстоянии 10-50 м от сливно-наливных эстакад.

7.4.18. Железнодорожные сливно-наливные стояки для нефти и нефтепродуктов оборудуются гибкими бензостойкими рукавами с наконечниками, телескопическими или шарнирно соединенными трубами из материалов, не дающих искру. Наконечники и трубы заземляют. За состоянием заземления должно быть установлено постоянное наблюдение. Длина рукава с наконечником или труба должна обеспечивать опускание их до дна железнодорожной цистерны.

7.4.19. Коллекторы сливно-наливных эстакад должны быть специализированы и иметь уклон в сторону отводных труб. Подземные коллекторы необходимо освобождать от нефти и нефтепродуктов при смене сорта, а также от вязких нефтепродуктов с целью предотвращения их смешения, застывания и порчи.

7.4.20. На каждый трубопровод и коллектор необходимо составить калибровочную (градуированную) таблицу, утвержденную главным инженером территориального управления или Госкомнефтепродуктом республики, где нет управлений.