



Каспийский Трубопроводный Консорциум

СОГЛАСОВАНО

Главный менеджер по эксплуатации
объектов КТК

В.С. Абмаев

« 17 » 08 2015 г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального
директора КТК по эксплуатации

Д. Фэйзи

« 18 » 08 2015 г.

ВНУТРЕННИЙ РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ КТК

ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НЕФТЕПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ КТК

ВРД КТК 08.08.2015

Версия 2.0

Дата введения 24.08.2015

Разработан службой
эксплуатации

Распоряжение № ДФ-282/15-Р от 19.08.2015
ДФ-95/15-Р

Москва 2015

Оглавление

1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
2.	НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ	4
3.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	5
4.	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	5
5.	ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	7
6.	НАЗНАЧЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ	8
7.	ОБЗОР И КЛАССИФИКАЦИЯ ТИПОВ РЕЗЕРВУАРОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В КТК. ОСОБЕННОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ КОМПАНИИ	8
7.1.	Резервуарные парки НПС и МТ	8
7.2.	Классификация типов резервуаров, эксплуатируемых в компании	9
7.3.	Резервуары для нефти.....	9
7.4.	Особенности резервуарных парков.....	12
8.	ПРИЕМКА РЕЗЕРВУАРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ.....	15
9.	ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ	17
9.1.	Эксплуатационная документация.....	17
9.2.	Технологическая карта	18
9.3.	Режим эксплуатации резервуаров	19
9.4.	Измерения и учет количества нефти.....	22
9.5.	Обязанности персонала	23
9.6.	Требования к подрядчикам	23
10.	ВЫВОД РЕЗЕРВУАРОВ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ, ВВОД РЕЗЕРВУАРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ ЭТИХ РАБОТ	24
10.1.	Вывод резервуаров из эксплуатации для ремонтных и диагностических работ	24
10.2.	Ввод резервуаров в эксплуатацию после окончания ремонтных и диагностических работ	25
11.	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ	26
11.1.	Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков.....	26
11.2.	Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров.....	26
11.3.	Определение вместимости и базовой высоты резервуаров	35
11.4.	Система управления техобслуживанием и ремонтами «Maximo».....	36
11.5.	Техническое обслуживание средств измерения уровня, температуры, отбора проб нефти	36
11.6.	Предотвращение накопления и размыва донных отложений в резервуарах для нефти	37
11.7.	Контроль за осадкой основания резервуаров.....	38
11.8.	Техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов обвязки резервуаров с запорной арматурой.....	41

11.9.	Техническое обслуживание дыхательных и предохранительных клапанов.....	42
11.10.	Содержание территории.....	45
11.11.	Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года.....	46
12.	СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ И ИХ ОБСЛУЖИВАНИЕ	47
12.1.	Молниезащита.....	47
12.2.	Защита резервуаров от статического электричества.....	50
12.3.	Система противопожарной защиты, система пожаротушения	52
12.4.	Система защиты стальных резервуаров от коррозии.....	57
12.5.	Система предупреждения аварий и аварийных утечек.....	60
12.6.	Система диспетчерского контроля и сбора данных КТК	63
13.	ОЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ	65
14.	ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ	68
15.	ОХРАНА ТРУДА, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ	78
15.1.	Охрана труда	78
15.2.	Охрана окружающей среды	79
15.3.	Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров.....	84
	Приложение А (рекомендуемое)	90
	Приложение В (рекомендуемое)	98
	Приложение С (рекомендуемое)	99
	Приложение D (рекомендуемое)	105
	Приложение E (обязательное)	108
	Приложение F (обязательное)	110
	Приложение H (рекомендуемое)	113
	Приложение I Список использованной нормативно-технической документации	132

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

«Правила технической эксплуатации резервуаров и резервуарных парков нефтепроводной системы КТК» (далее – Правила) регламентируют процесс эксплуатации (использование по назначению, техническое обслуживание, текущий ремонт, диагностирование состояния и ремонт) резервуаров и резервуарных парков, используемых для приема, откачки и налива нефти и нефтепродуктов на нефтеперекачивающих станциях и морском терминале, резервуаров хранения противопожарного запаса воды.

2. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

2.1. Настоящие Правила разработаны для резервуаров и резервуарных парков нефтепроводной системы КТК, их требования являются обязательными для персонала КТК и подрядных организаций, эксплуатирующих и осуществляющих техническое обслуживание и ремонт резервуаров КТК.

2.2. Настоящие Правила определяют:

- Основные нормы и требования к использованию по назначению, техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту резервуаров для нефти, нефтепродуктов, воды нефтеперекачивающих станций (НПС), морского терминала нефтепроводной системы Каспийского Трубопроводного Консорциума (КТК);

- Основные меры по обеспечению промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды при эксплуатации резервуаров;

- Основные требования к организации и проведению работ персоналом в процессе эксплуатации резервуаров;

- Порядок оформления эксплуатационной документации при эксплуатации резервуаров.

2.3. Терминология, употребляемая в технологических и эксплуатационных документах, составляемых в производственных подразделениях КТК и подрядных организациях, должна соответствовать настоящим Правилам. Инструкции по эксплуатации резервуаров и резервуарных парков, их конкретных систем и оборудования, следует разрабатывать на основании действующих нормативных документов Российской Федерации или Республики Казахстан, а также настоящих Правил.

2.4. Персонал КТК, ответственный, за эксплуатацию резервуаров и резервуарных парков, обязан обеспечить:

- Надежную и безопасную работу объекта эксплуатации;

- Организацию и своевременное проведение технического обслуживания, технической диагностики и ремонта;

- Организацию обучения, инструктирование и периодическую проверку знаний оперативного персонала;

- Наличие и своевременную проверку средств индивидуальной защиты и пожарного инвентаря;

- Соблюдение норм и выполнение требований промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды, и пожарной безопасности.

3. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

3.1. В настоящих Правилах учтены требования нормативных документов, которые указаны в «Приложение I».

3.2. При разработке Правил учтены требования:

- законодательных и нормативных документов Российской Федерации и Республики Казахстан;
- внутренних нормативных документов КТК.

4. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

4.1. Морской Терминал (МТ) КТК – группа сооружений, включающая: резервуарный парк, наливной трубопровод, береговые сооружения, гавань вспомогательных судов, подводный трубопровод, выносные причальные устройства и другие сооружения, обеспечивающие прием, транспортировку, учет и налив нефти в танкеры.

4.2. Береговые сооружения (БС) – часть морского терминала, на которой расположен Главный центр управления (ГЦУ), а также технологические установки и трубопроводы, многоцелевой резервуар, обеспечивающие процесс учета и отгрузки нефти в танкеры.

4.3. Главный центр управления (ГЦУ) – помещение, в котором располагается оборудование базовой системы связи и системы оперативного контроля и сбора данных (SCADA) и осуществляется дистанционный текущий контроль и управление трубопроводной системой КТК.

4.4. Местная операторная – имеющееся на каждой нефтеперекачивающей станции и в резервуарном парке морского терминала помещение для оператора, оснащенное аппаратурой и связанное с системой SCADA.

4.5. Опасный производственный объект КТК – НПС, РП, линейная часть и др. объекты, указанные в приложении к Свидетельству о регистрации опасных производственных объектов КТК в Государственном реестре опасных производственных объектов.

4.6. Приемные трубопроводы – участки трубопроводов, через которые осуществляется подача нефти от поставщиков на нефтеперекачивающие станции для закачки в магистральный трубопровод КТК.

4.7. Резервуар – емкость, используемая для приема и откачки нефти и нефтепродуктов, хранения дизельного топлива, хранения противопожарного запаса воды, накопления и отстоя промышленно-дождевых стоков.

4.8. Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных резервуаров и других сооружений для выполнения технологических операций приема и отгрузки нефти.

4.9. Нефтеперекачивающая станция – комплекс сооружений и устройств для приема и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу.

4.10. Схемы перекачки нефти по магистральному трубопроводу КТК:

- «через резервуары» (схема действует на НПС Тенгиз) – при которой нефть принимается от поставщиков в один или группу резервуаров нефтеперекачивающей станции, а перекачка на следующую станцию осуществляется из этого резервуара или группы резервуаров;

– «из насоса в насос и через резервуары для приема нефти от поставщиков» (схема действует на НПС Атырау и НПС Крпоткинская) – при которой нефть из резервуаров через подпорные насосы и нефть из магистрального нефтепровода подаются на вход магистральных насосов НПС и откачивается на последующую станцию;

– «из насоса в насос» (жесткая схема, схема действует на всех НПС без резервуарных парков) – при которой нефть, перекачиваемая предыдущей нефтеперекачивающей станцией, поступает непосредственно во всасывающий коллектор магистральной насосной последующей станции.

4.11. Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков – комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности резервуаров и резервуарных парков при использовании резервуаров по назначению.

4.12. Текущий ремонт резервуара – комплекс работ по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик в заданных пределах с заменой, при необходимости, отдельного оборудования без очистки резервуара.

4.13. Капитальный ремонт резервуара – комплекс мероприятий по восстановлению технико-эксплуатационных характеристик в заданных пределах с заменой или восстановлением любых элементов резервуара, отдельного оборудования с выводом резервуара из эксплуатации.

4.14. Техническое диагностирование – определение технического состояния объекта. Включает: контроль технического состояния, поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния.

4.15. Авария в резервуарном парке – внезапный вылив или истечение нефти или нефтепродукта в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара (-ов), его (их) элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- смертельным травматизмом;
- травматизмом с потерей трудоспособности;
- воспламенением нефти (нефтепродукта) или взрывом ее (его) паров;
- загрязнением любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, которое вызовет изменение окраски поверхности воды или берегов, или приведет к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или отложений на дне или берегах;

- утечками нефти (нефтепродукта), составившими 10 м^3 и более.

4.16. Аварийная утечка в резервуарном парке – истечение транспортируемой нефти (нефтепродукта) на территории резервуарного парка без признаков событий, указанных в определении «авария», но потребовавшее проведение ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

4.17. Номинальный объем резервуара – условная округленная величина объема, принятая для идентификации требований норм для различных конструкций резервуаров при расчетах номенклатуры объемов резервуаров, вместимости складов, компоновки резервуарных парков, а также для определения систем и средств пожаротушения.

4.18. Техническое состояние – состояние оборудования и сооружений, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

4.19. Противокоррозионная защита – процессы и средства, применяемые для уменьшения или прекращения коррозии металла.

4.20. Охрана окружающей среды – комплекс мероприятий по охране, рациональному использованию и восстановлению живой и неживой природы.

5. ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

РФ – Российская Федерация;

РК – Республика Казахстан;

КТК (СРС) – Каспийский Трубопроводный Консорциум;

SSPC – Общество специалистов по защитным покрытиям;

NACE – национальная ассоциация инженеров по коррозионной защите;

NFPA – национальная ассоциация противопожарной защиты;

МТ – морской терминал;

БС – береговые сооружения морского терминала;

РП – резервуарный парк;

ГЦУ – главный центр управления;

РЦУ – резервный центр управления;

SKADA – система диспетчерского контроля и сбора данных;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПЛА – план ликвидации возможных аварий;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

СКЗ – станция катодной защиты;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

КЗУ – комплексное защитное (заземляюще-зануляющее) устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ТО – техническое обслуживание;

ТОР – техническое обслуживание и ремонт;

ПДК – предельно допустимая концентрация по санитарным нормам;

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

ПДВ – предельно допустимые выбросы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;

ПРП – приемораздаточный патрубок резервуара;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

НТД – нормативно-техническая документация;

СНиП – строительные нормы и правила;

РД – руководящий документ;
ГПС – государственная противопожарная служба;
ППР – проект производства работ.
СИ – средство измерения.

6. НАЗНАЧЕНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ

6.1. Резервуары НПС и МТ служат для технологических целей и не предназначены для хранения нефти грузоотправителей в течение каких-либо оговариваемых сроков. Резервуары используются для учета нефти от поставщиков при использовании резервной схемы. Хранение нефти, топлива и воды в резервуарах осуществляется в целях обеспечения технологических процессов на объектах КТК. Выбор оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией.

7. ОБЗОР И КЛАССИФИКАЦИЯ ТИПОВ РЕЗЕРВУАРОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В КТК. ОСОБЕННОСТИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ КОМПАНИИ

7.1. Резервуарные парки НПС и МТ

7.1.1. Резервуарный парк НПС и МТ представляет собой комплекс сооружений, предназначенный для решения производственных задач по приемке, откатке (отгрузке) нефти; включает в себя резервуары, системы защиты, трубную обвязку (технологические трубопроводы, водо- и пенопроводы), производственно-ливневую канализацию, обвалования.

7.1.2. Компоновка резервуарных парков должна быть выполнена, исходя из условия обеспечения их безопасной эксплуатации, в соответствии со СНиП 2.11.03-93 [29] или СП 155.1330.2014 [30]. При этом за основу принимаются технологические схемы, необходимые противопожарные разрывы, зоны пожаро- и взрывоопасности, схемы размещения коридоров для прокладки технологических сетей с учетом транспортных связей, условий строительства и ремонта.

7.1.3. Резервуарный парк относится к взрывопожароопасным объектам, и для предотвращения попадания в него источников возгорания необходимо соблюдать соответствующие технические требования по монтажу электрооборудования и систем автоматизации:

- электрооборудование и приборы автоматики должны быть в безопасном взрывозащищенном исполнении, в соответствии с требованиями для наружных установок (класс В-1г по ПУЭ [35]);

- работы на территории опасной зоны должны выполняться с применением искробезопасных инструментов;

- с наружной стороны каждого производственного объекта в резервуарном парке должна быть выполнена надпись с указанием класса зоны по взрывоопасности и пожароопасности, категории и группы взрывоопасной смеси;

- каждый резервуар должен иметь номер, четко написанный на корпусе и отраженный в технологической схеме РП;
- запорная арматура должна иметь указатели состояния: «Открыто» или «Закрыто», а также номер в соответствии с технологической схемой;
- временные места проведения огневых работ организуются по необходимости с оформлением наряда-допуска.

7.1.4. При эксплуатации РП должны соблюдаться требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности России на российской территории и Казахстана на казахской территории.

7.2. Классификация типов резервуаров, эксплуатируемых в компании

В компании эксплуатируются следующие типы резервуаров

Тип резервуара	Вместимость, м ³
РВС	15; 70; 75; 200; 300; 400; 1000; 2500; 3000; 17000
РВСП	20000
РВСПК	4800; 9500; 20000; 50000; 100000
Емкости подземные горизонтальные двухстеночные	5; 8; 12,5; 16; 25; 40; 75; 100
Емкости других типов	0,8; 1,8; 1,5; 2; 3; 5; 10; 16,8; 25; 35; 40; 50; 100; 500

7.3. Резервуары для нефти

7.3.1. Резервуары для нефти, представляют собой стальные вертикальные цилиндрические емкости, установленные на кольцевых железобетонных фундаментах. Типы и номинальные объемы резервуаров для нефти указаны в «Таблица 1 – Основные характеристики резервуаров для нефти КТК» п. 7.3.8. Для операций с товарной нефтью в КТК используются резервуары типа РВСП и РВСПК. Из 26 резервуаров для операций с нефтью 24 резервуара типа РВСПК. Ниже приведено описание основных элементов РВСПК. Подробные данные по этим и другим резервуарам приведены в паспортах резервуаров.

7.3.2. Независимо от объема эти резервуары установлены на кольцевых железобетонных фундаментах с гидроизолирующими экранами с системой контроля протечек. Чаша, образованная бетонным кольцом и днищем засыпана сухим песком. На расстоянии 20см от днища (дна бетонной чаши) расположены аноды ЭХЗ резервуара. Число анодов и схема их расположения индивидуальны и определяются проектной документацией. Для сбора протечек под резервуаром предусмотрены дренажные фильтрующие трубы со сборником протечек. Внутренние концы и перфорация дренажных труб защищаются от засорения, для этой цели используется гравий или геотекстиль. Дренажные трубы укладываются с уклоном равным 0,005 в сторону сборников протечек.

7.3.3. Стенка резервуара состоит из поясов, сваренных встык методом полистовой сборки.

7.3.4. Днище резервуара состоит из окраек и центральной части. Окрайки днища сварены друг с другом встык на подкладке при монтаже.

7.3.5. Плавающая крыша – двудечная, представляет систему кольцевых секций, разделенных концентрическими переборками. Внешняя секция – герметичные отсеки, разделенные радиальными стенками (короба).

7.3.6. В резервуарах с плавающей крышей имеется устройство для дренажа воды с крыши.

7.3.7. Для спуска на плавающую крышу установлена катучая лестница, нижний конец которой вместе с плавающей крышей поднимается или опускается, перемещаясь по направляющим, установленным на плавающей крыше. Верхний конец лестницы закреплен через шарнирный узел к площадке выхода на катучую лестницу.

7.3.8. Ниже приведены основные характеристики резервуаров для нефти КТК.

Таблица 1 – Основные характеристики резервуаров для нефти КТК

Тип резервуара	Номинальный объем, м ³	Диаметр внутренний, м	Высота, м	Высота нижнего положения на стойках крыши (понтон), м	Число патрубков ПРП	НПС
РВСП	20000	39,9	17,92	2,3	2	Тенг
РВСП	20000	40,03	17,92	2,3	2	Тенг
РВСПК	20000	39,9	17,88	2,31	2	Тенг
РВСПК	20000	39,9	18,0	1,55	1+1(для внутрипарковой перекачки)	Атыр
РВСПК	20000	39,9	18,0	1,50	1+1(для внутрипарковой перекачки)	Атыр
РВСПК	4800	22,8	12,08	1,55	1	Комс
РВСПК	4800	22,8	12,02	1,55	1	Комс
РВСПК	20000	39,9	17,965	1,55	1	Кроп
РВСПК	50000	60,7	18,1	1,5	4	Кроп
РВСПК-1	100000	95,4	18,0	1,617	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-2	100000	95,4	18,0	1,617	1-900мм. 2-500мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-3	100000	95,4	18,0	1,617	1-900мм. 2-500мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-4	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-5	100000	95,4	18,0	1,617	1-900мм. 2-500мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-6	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-7	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-8	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-9	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ
РВСПК-10	100000	95,4	18,0	1,61	1-900мм. 1-300мм.	МТ

7.3.9. Как правило, резервуары оборудуются:

- люками в стенке и крыше;
- приемо-раздаточными устройствами;

- дыхательной и предохранительной арматурой;
- вентиляционными патрубками
- устройствами для отбора пробы и подтоварной воды;
- приборами контроля, сигнализации и защиты;
- противопожарным оборудованием.

7.3.10. Полный комплект устанавливаемых на резервуаре устройств и оборудования и схема их расположения определяются в проектной документации.

7.3.11. Люки-лазы в стенке и плавающей крыше/понтоне резервуара предназначены для доступа персонала в период его монтажа, зачистки, технического диагностирования, ремонта и реконструкции.

7.3.12. Световые люки предназначены для осмотра внутреннего пространства резервуара, а также его вентиляции при проведении работ внутри резервуара.

7.3.13. ПРП, предназначены для осуществления приема и раздачи продукта в (из) резервуар и могут оснащаться приемно-раздаточными устройствами (ПРУ), обеспечивающими равномерное распределение и забор продукта.

7.3.14. Дыхательная и предохранительная аппаратура предназначена для обеспечения величины внутреннего давления и вакуума, установленные в проектной документации.

7.3.15. Для предотвращения образования донных отложений в резервуарах предусмотрены системы размыва осадков на днище веерной струей и миксерные (перемешивающие) устройства.

7.3.16. Для защиты от пожара резервуары оснащаются системами пожаробнаружения и пожаротушения. Система пожаротушения оснащается системами подачи пены и орошения.

7.3.17. Приборы контроля уровня должны обеспечивать оперативный контроль уровня продукта (местный или дистанционный). Аварийно максимальный уровень продукта должен контролироваться сигнализаторами уровня (не менее двух), передающими сигнал на прекращение приема нефти/нефтепродукта или отключение насосного оборудования. В резервуарах с плавающей крышей или понтоном следует устанавливать на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня. В настоящий момент в КТК принят алгоритм срабатывания двух из трех сигнализаторов верхнего аварийного уровня в РВСП, РВСПК. Данный алгоритм может быть изменен на дальнейших этапах эксплуатации на срабатывание одного (любого) из трех сигнализаторов верхнего аварийного уровня.

7.3.18. Средства автоматики, телемеханики и контрольно-измерительные приборы (КИП), применяемые в резервуарных парках, предназначены для контроля и измерений показателей технологического процесса приема и отпуска нефти / нефтепродуктов, для полноценного функционирования систем противоаварийных защит, пожаобнаружения, газообнаружения, пожаротушения.

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

7.3.20. Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

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

- местным и дистанционным измерителями уровня нефтепродукта в резервуаре;
- сигнализаторами максимального уровня нефтепродукта в резервуаре;
- сигнализатором аварийно максимального уровня нефтепродукта в резервуаре;
- дистанционным измерителем средней температуры нефтепродукта в резервуаре;
- местным и дистанционным измерителями температуры нефтепродукта в районе ПРП в резервуаре, оснащенный устройством для подогрева;
- пожарными извещателями автоматического действия и средствами включения системы пожаротушения;
- сигнализатором нижнего аварийного уровня продукта в резервуаре.

7.3.22. Средства автоматики, телемеханики и КИП должны эксплуатироваться в соответствии с техническими условиями, государственными стандартами, а также в соответствии с инструкциями по эксплуатации. Все средства измерений должны быть внесены в Государственный реестр СИ и иметь сертификат об утверждении типа согласно федеральному законодательству РФ и РК.

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

7.3.24. Все импортные приборы и изделия должны иметь разрешительную документацию в соответствии с законодательствами РФ и РК, все взрывозащищенные приборы – сертификаты соответствия взрывобезопасности.

7.4. Особенности резервуарных парков

7.4.1. Общий объем резервуаров для хранения сырой нефти в системе КТК превышает 670000 м³ (1323900 м³). В скобках указан общий объем резервуаров КТК после реализации Проекта расширения. Ниже приведена схема расположения резервуаров для нефти по НПС.

Таблица 2 – Схема расположения резервуаров для нефти по НПС

Тенгиз	Атырау	Комсомольская	Кропоткинская	МТ
РВСП 20000 – 2 шт.	РВСПК 20000 – 4 шт.	РВСПК 4800 – 3 шт.	РВСПК 20000 – 2 шт.	РВСПК 100000 – 4 шт.
РВСПК 20000 – 2 шт.			РВСПК 50000 – 2 шт.	РВСПК 100000* – 6 шт.
				РВСПК 9500 - 1 шт

Звездочкой отмечены резервуары, которые будут введены при реализации Проекта расширения.

7.4.2. Резервуарный парк НПС «Тенгиз» расположен на территории НПС и представляет собой две группы резервуаров, расположенные в отдельных каре. Два резервуара РВСП 20000 расположены в одном каре (высота обвалования 2.5 м, высота переемычки между резервуарами 1.4 м). Два резервуара РВСПК 20000 расположены в другом каре (высота обвалования 2.8 м, высота переемычки между резервуарами 1.4 м). Все резервуары присоединены к общему коллектору, так что имеется возможность приема нефти в любой резервуар и откачки нефти из любого резервуара.

7.4.3. Резервуарный парк НПС «Атырау» расположен на территории НПС и представляет собой две группы резервуаров, расположенные в отдельных каре. Два резервуара РВСПК 20000 расположены в одном каре (высота обвалования 2.5 м, высота переемычки между резервуарами 1.4 м). Два резервуара РВСПК 20000 расположены в другом каре (высота обвалования 2.5 м, высота переемычки между резервуарами 1.4 м). Все резервуары присоединены к общему коллектору, так что имеется возможность приема нефти в любой резервуар и откачки нефти из любого резервуара.

7.4.4. Резервуарный парк НПС «Комсомольская» на территории НПС и представляет собой три резервуара РВСПК 4800, расположенные в отдельных каре. Высота обвалования каре 3 м. Все резервуары присоединены к общему коллектору, так что имеется возможность приема нефти в любой резервуар и откачки нефти из любого резервуара.

7.4.5. Резервуарный парк НПС «Кропоткинская» расположен на территории НПС и представляет собой две группы резервуаров, расположенные в отдельных каре на расстоянии друг от друга. Два резервуара РВСПК 20000 расположены в одном каре (высота обвалования 2.5 м, высота переемычки между резервуарами 1.7 м). Два резервуара РВСПК 50000 расположены в другом каре (высота обвалования 3.5 м, высота переемычки между резервуарами 2,1 м). Все резервуары присоединены к общему коллектору, так что имеется возможность приема нефти от стороннего поставщика в любой резервуар и откачки нефти из любого резервуара. Кроме того, имеется трубопровод с узлом регулирования давления для приема нефти из нефтепровода КТК в резервуары РВСПК 50000.

7.4.6. Резервуарный парк МТ расположен в 9 км от моря, на высоте 252 м над его уровнем, и включает в себя десять резервуаров для хранения сырой нефти объемом 100000 м³ каждый. Под воздействием силы тяжести нефть подается из РП по нефтеналивному трубопроводу диаметром 1400 мм (56 дюймов) на береговые сооружения. Через станцию редуцирования БС поток направляется на узлы коммерческого учета нефти, и далее по трем подводным трубопроводам диаметром 1050 мм (42 дюйма) нефть поступает на танкеры через три выносные причальные устройства – ВПУ. Одновременно отгрузка может вестись через два ВПУ.

7.4.7. Резервуарный парк представляет собой три группы резервуаров РВСПК 100000, расположенных на разных высотных отметках. Четыре резервуара, расположены на отметке 252.2 в одном каре с высотой обвалования 4.25 м. Высота стенок между резервуарами 4 м.

В трех резервуарах этой группы для предотвращения отложений парафина применяется система размывающих головок. В четвертом резервуаре этой группы и остальных резервуарах других групп применяются миксеры. Три резервуара расположены на отметке 252.75 в одном каре с высотой обвалования 4 м. Высота стенок между резервуарами тоже 4 м. Три резервуара расположены на отметке 260.5 в одном каре с высотой обвалования 4 м. Высота стенок между резервуарами тоже 4 м. Все резервуары присоединены к общему коллектору, так что имеется возможность приема нефти в любой резервуар и откачки нефти из любого резервуара.

Высотное положение резервуаров позволяет выполнять погрузку танкеров без применения насосов, а благодаря схеме трубной обвязки операции по приему нефти и ее отгрузке можно проводить одновременно. Помимо резервуаров, парк включает в себя автономные электрогенераторы, сооружения для очистки сточных вод, центр управления, осуществляющий функции резервного контроля, и мощную противопожарную систему.

Если в случае чрезвычайной ситуации произойдет разрушение целостности резервуара, будут задействованы три уровня защиты. Первый уровень соответствует уровню самого резервуара, второй – обвалование вокруг резервуара, образующее каре, которое на 10% превышает по вместимости объем его содержимого и полностью герметично за счет гидроизолирующей пленки высокой плотности. В качестве третьего уровня выступают дамбы с прудами-отстойниками, сооруженные по направлению возможного вытекания нефти в случае, если все предыдущие уровни защиты не сработали в силу характера и масштаба чрезвычайной ситуации, например, при землетрясении.

7.4.8. Согласно проектному решению, все резервуары для нефти консорциума имеют несколько видов защиты: противопожарную, молниезащиту, защиту от разрядов статического электричества, электрохимзащиту, систему контроля герметичности днища. Система обнаружения нефти под днищем резервуара позволяет своевременно отслеживать возможные протечки. Защита от аварийно высокого и аварийно низкого уровня нефти, которой снабжены все, без исключения, резервуары, позволяет следить за тем, чтобы нефть не поднималась выше максимально допустимого уровня и не опускалась ниже предельно минимального уровня. Двойное уплотнение затворов плавающих крыш позволяет значительно уменьшить попадание в атмосферу выбросов газообразных углеводородов. Используемые светлые тона покраски резервуаров уменьшают интенсивность испарения нефти.

7.4.9. Для того чтобы исключить выход нефтяных паров в атмосферу, резервуары для хранения сырой нефти оборудованы специально разработанными плавающими крышами с жестким вторичным затвором высокой плотности. Организован вывод всех стоков от оборудования и трубопроводов по системам закрытого дренажа на высокотехнологичные очистные сооружения.

8. ПРИЕМКА РЕЗЕРВУАРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

8.1. Приемка резервуаров после завершения строительства (реконструкции) осуществляется в соответствии с действующим Федеральным законодательством РФ или РК о градостроительной деятельности.

8.2. Резервуары по завершению монтажа, капитального ремонта или реконструкции подлежат испытаниям в соответствии с ГОСТ 31385-2008 (раздел 10) [44] и «Руководством по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров» (раздел X) [47]. Перечень испытаний для резервуаров с плавающей крышей и для резервуаров со стационарной крышей и понтоном приведен в «Приложение А (рекомендуемое)».

8.3. Состав исполнительной документации для сдачи резервуара в эксплуатацию должен соответствовать требованиям действующего Федерального законодательства РФ и РК в области градостроительной деятельности и руководящих документов органов государственного надзора за строительством (например, РД 11-02-2006 [45]). В «Приложение В (рекомендуемое)» приведен примерный перечень исполнительной документации по приемке резервуара.

8.4. Ввод резервуаров в эксплуатацию после капитального ремонта осуществляется после завершения всех сварочно-монтажных работ, испытаний, антикоррозионной защиты, монтажа изоляции и оборудования.

8.5. На принимаемый в эксплуатацию законченный строительством резервуар составляется паспорт и проводится испытания для целей утверждения типа средства измерения, проводится первичная поверка с получением свидетельства и приложением к нему градуировочной таблицы. После капитального ремонта необходимо провести поверку резервуара и внести соответствующие корректировки в паспорт.

8.6. Приемку резервуара после завершения строительства (реконструкции) осуществляет приемочная комиссия, в состав которой входят представители заказчика, генерального подрядчика, субподрядных организаций, генерального проектировщика, органов государственного надзора и других заинтересованных организаций в соответствии с их полномочиями.

8.7. В состав приемочной комиссии по приемке резервуара после ремонта входят представители КТК, генерального подрядчика и субподрядчиков. Ввод резервуаров в эксплуатацию осуществляется в соответствии с распоряжением регионального менеджера.

8.8. После комплексного опробования работы резервуара в технологическом режиме службой эксплуатации составляется акт комплексного опробования. Приемочной комиссией после комплексного опробования в течение трех дней подписывается акт о приемке объекта в эксплуатацию.

8.9. Ввод резервуара после строительства или реконструкции осуществляется в составе РП или объектов КТК.

8.10. Для ввода объекта капитального строительства в эксплуатацию на территории РФ в соответствии с №190 ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации» (статья 55) [3] владелец обращается в орган, выдавший разрешение на строительство.

8.10.1. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию представляет собой документ, который удостоверяет выполнение строительства в полном объеме в соответствии с разрешением на строительство, соответствие построенного резервуара плану земельного участка, а также проектной документации.

8.10.2. Для принятия решения о выдаче разрешения на ввод объекта в эксплуатацию необходимы следующие документы:

- правоустанавливающие документы на земельный участок;
- градостроительный план земельного участка;
- разрешение на строительство;
- акт приемки резервуара;
- документ, подтверждающий соответствие построенного резервуара требованиям технических регламентов и подписанный лицом, осуществляющим строительство;
- документ, подтверждающий соответствие параметров построенного резервуара, проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности резервуара приборами учета используемых энергетических ресурсов, и подписанный лицом, осуществляющим строительство;
- свидетельство об утверждении типа средства измерения с приложением
- методика выполнения измерений (МВИ)
- акт метрологической экспертизы проекта
- свидетельство о поверке с градуировочной таблицей
- схема, отображающая расположение построенного, реконструированного объекта капитального строительства, расположение сетей инженерно-технического обеспечения в границах земельного участка и планировочную организацию земельного участка и подписанная лицом, осуществляющим строительство;
- заключение органа государственного строительного надзора (Ростехнадзора) о соответствии построенного резервуара требованиям технических регламентов и проектной документации, в том числе требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности резервуара приборами учета используемых энергетических ресурсов;
- документ, подтверждающий заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте в соответствии с законодательством РФ об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

8.10.3. Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию является основанием для постановки на государственный учет построенного резервуара, внесения изменений в документы государственного учета.

8.10.4. В разрешении на ввод объекта в эксплуатацию должны быть отражены сведения о резервуаре, необходимые для осуществления его государственного кадастрового учета.

8.10.5. В течение трех дней со дня выдачи разрешения на ввод объекта в эксплуатацию орган, выдавший такое разрешение, направляет копию такого разрешения в Ростехнадзор.

8.10.6. Приемка построенных объектов в эксплуатацию на территории РК регулируется законом Республики Казахстан от 16 июля 2001 года №242-ІІ «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (статья 73) [13].

8.10.7. Приемка в эксплуатацию построенного объекта государственной приемочной комиссией производится при его полной готовности в соответствии с утвержденным проектом и наличии положительного заключения рабочей комиссии.

8.10.8. Акт государственной приемочной комиссии (а в установленных государственными нормативами случаях – акт приемочной комиссии) о приемке построенного объекта в эксплуатацию является исключительным исходным документом при регистрации имущественного права на готовую строительную продукцию.

8.10.9. Акт приемки построенного объекта в эксплуатацию, подписанный государственной приемочной комиссией, утверждению не подлежит.

8.10.10. Датой ввода в эксплуатацию принятого государственной приемочной комиссией или приемочной комиссией объекта считается дата подписания акта о вводе объекта в эксплуатацию.

8.10.11. Продолжительность процедуры приемки объекта в эксплуатацию (сроки приемки) государственной приемочной комиссией устанавливается органом государственного управления при ее назначении в зависимости от сложности и функциональной предназначенности построенного объекта, его технологических и эксплуатационных характеристик и параметров.

8.10.12. Полномочия рабочей комиссии по конкретному объекту начинаются с момента ее назначения и прекращаются с момента передачи заказчику оформленного в установленном законодательством порядке заключения по комплексной оценке вводимого в эксплуатацию объекта.

9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

9.1. Эксплуатационная документация

9.1.1. На резервуары, находящиеся в эксплуатации, должна быть в наличии следующая эксплуатационная документация:

- паспорт резервуара (Приложение С (рекомендуемое) с актами на замену оборудования;
- исполнительная документация на резервуар и на проведение ремонта;
- схема нивелирования основания, акты, протоколы по нивелированию фундамента, окрайки днища (с приложением схем), проводимого в процессе эксплуатации;
- градуировочная таблица на резервуар;
- технологическая карта эксплуатации резервуара (Приложение D (рекомендуемое));
- журнал технического обслуживания и ремонта резервуара;
- журнал технического обслуживания и ремонта систем молниезащиты и защиты от статического электричества;

- схема молниезащиты и защиты от статического электричества;
- карта уставок защит сигнализации;
- журнал учета работы системы предотвращения накопления осадков;
- технологическая схема НПС с резервуарным парком;
- технологическая схема РП МТ;
- график ТОР;
- паспорта, инструкции фирм-изготовителей по эксплуатации оборудования резервуара;
- свидетельство о поверке резервуара;
- Методика выполнения измерений.

9.1.2. Изменения и дополнения в технологических схемах, изменения конструкций, данные о контроле технического состояния резервуара и оборудования должны вноситься в исполнительную и оперативную документацию, а также в базу данных автоматической системы управления и сбора данных – SCADA.

9.1.3. Актуализация нормативной документации должна производиться по мере необходимости в соответствии с действующей в КТК процедурой.

9.2. Технологическая карта

9.2.1. Технологическая карта эксплуатации резервуаров – обязательная форма технической документации, в которой записываются основные предельные технологические параметры режима работы резервуаров, исходя из конструктивных особенностей, оснащенности и технического состояния резервуаров.

9.2.2. Технологическая карта эксплуатации резервуаров должна составляться с учетом:

- требований проектных, нормативных и руководящих документов;
- данных о характеристиках резервуаров и их оборудования;
- схем перекачки нефти, высотных отметок резервуаров и откачивающих агрегатов;
- свойств нефти и нефтепродуктов;
- технического состояния резервуаров (по результатам технического диагностирования);
- диаметра и протяженности трубопроводов технологической обвязки на участке «резервуары-насосная»;
- производительности трубопровода и количества резервуаров, подключаемых к данному трубопроводу;
- температуры воздуха и т.д.

9.2.3. Технологическая карта эксплуатации резервуара должна отражать наиболее вероятные условия его работы и обеспечивать эксплуатационный персонал информацией для оперативного принятия решений по управлению процессом перекачки.

- 9.2.4. Исходя из местных условий, технологические карты эксплуатации резервуаров могут несколько отличаться между собой.
- 9.2.5. В «Приложение D (рекомендуемое)» приведена рекомендуемая форма технологической карты эксплуатации резервуаров.
- 9.2.6. Технологическая карта эксплуатации резервуаров должна составляться до заполнения резервуаров и подключения их в технологический процесс транспортировки нефти.
- 9.2.7. Технологическая карта эксплуатации резервуаров составляется совместно службой эксплуатации, департаментом проектов и проектирования, диспетчерской службой.
- 9.2.8. Технологическая карта согласовывается главным менеджером по эксплуатации объектов, главным менеджером по транспортировке нефти и коммерции, главным менеджером по проектированию, главным диспетчером и утверждается первым заместителем генерального директора по эксплуатации.
- 9.2.9. Технологическая карта должна актуализироваться и пересматриваться по мере изменения условий, при которых была составлена действующая технологическая карта.
- 9.2.10. Технологические карты должны находиться в диспетчерских пунктах Главного и Резервного центров управления (ГЦУ, РЦУ) и в операторных НПС и РП МТ.
- 9.2.11. Эксплуатационный персонал всех уровней КТК, связанный с эксплуатацией резервуаров и оперативной работой по перекачке и наливу нефти, должен знать и соблюдать требования, изложенные в технологических картах.

9.3. Режим эксплуатации резервуаров

- 9.3.1. Заполнение и опорожнение резервуара должны проводиться в пределах параметров, установленных технологической картой (картами).
- 9.3.2. При заполнении после окончания строительства резервуара или после его капитального ремонта скорость движения нефти в ПРП не должна превышать 1 м/с до полного затопления струи, а в резервуарах с понтоном или плавающей крышей – до их всплытия, независимо от диаметра патрубка и емкости резервуара.
- 9.3.3. Максимальная скорость движения потока жидкости в приемо-раздаточном устройстве определяется производительностью приемо-раздаточных операций, установленных проектной документацией. При этом для резервуаров типа РВСП и РВСПК скорость подъема плавающей крыши/понтонa не должна превышать для резервуаров от 700 до 30000 м³ – 6 м/час, для резервуаров более 30000 м³ – 4 м/час.
- 9.3.4. Максимальная производительность заполнения (опорожнения) резервуара, оборудованного дыхательными и предохранительными клапанами или вентиляционными патрубками, должна быть установлена с учетом максимально возможного расхода через них паровоздушной смеси. При этом расход паровоздушной смеси (воздуха) через все дыхательные клапаны или вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями, установленные на резервуаре, не должен превышать 85% от их суммарной проектной пропускной способности.

Пропускную способность вентиляционных патрубков с огневыми предохранителями следует принимать по пропускной способности огневых предохранителей соответствующего диаметра.

9.3.5. Процесс заполнения и опорожнения резервуара с плавающей крышей условно делится на два периода:

а. при заполнении:

– первый – от начала заполнения до всплытия плавающей крыши и подъем до нижнего предельного уровня;

Производительность заполнения резервуара до всплытия крыши определяется суммарной производительностью предохранительных клапанов на крыше;

– второй – от нижнего предельного уровня до верхнего предельного уровня.

Скорость подъема плавающей крыши или понтона в резервуаре от момента всплытия до окончания заполнения не должна превышать величины, указанной в технологической карте.

б. при опорожении:

– первый – от начала опорожнения до нижнего предельного уровня;

Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания плавающей крыши, предусмотренной технологической картой;

– второй – от нижнего предельного уровня до уровня максимально возможного опорожнения.

Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать суммарной пропускной способности предохранительных клапанов на крыше во избежание смятия днища плавающей крыши

9.3.6. Процесс заполнения и опорожнения резервуара со стационарной крышей и понтоном условно делится на два периода:

а. при заполнении:

– первый – от начала заполнения до всплытия понтона и подъем до нижнего предельного уровня;

Производительность заполнения резервуара до всплытия понтона определяется суммарной производительностью предохранительных клапанов на понтоне;

– второй – от нижнего предельного уровня до верхнего предельного уровня.

Скорость подъема понтона в резервуаре от момента всплытия до окончания заполнения не должна превышать суммарной производительности дыхательных клапанов и определяется в технологической карте.

б. при опорожении:

– первый – от начала опорожнения до нижнего предельного уровня;

Опорожнение резервуара может производиться со скоростью опускания понтона, не превышающей суммарной производительности дыхательных клапанов, предусмотренной технологической картой;

– второй – от нижнего предельного уровня до уровня максимально возможного опорожнения.

Производительность опорожнения во втором периоде не должна превышать суммарной пропускной способности предохранительных клапанов на понтоне во избежание смятия понтона.

9.3.7. Эксплуатации резервуаров в нормальном режиме соответствуют второй период заполнения и первый период опорожнения.

9.3.8. При отсутствии в проектной документации данных о максимально допустимой скорости движения понтона или плавающей крыши она ограничивается значением, приведенных в п. 9.3.3.

9.3.9. При приеме нефти последовательно в несколько резервуаров необходимо проверить техническое состояние резервуаров и трубопроводов, открыть задвижку у резервуара, в который будет приниматься нефть, после этого закрыть задвижку резервуара, в который принималась нефть. Одновременное автоматическое переключение задвижек в резервуарном парке допускается при условии защиты трубопроводов от повышения давления и возможности контроля изменения уровня в резервуаре.

9.3.10. В резервуарах со стационарной крышей должны поддерживаться следующие величины давления и вакуума (если не установлены другие ограничения в проекте или по результатам технической диагностики):

– во время эксплуатации рабочее избыточное давление в газовом пространстве должно быть не более 2 кПа (200 мм вод. ст.), вакуум – не более 0,25 кПа (25 мм вод. ст.);

– предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление 2,3 кПа (230 мм вод. ст.) и вакуум 0,4 кПа (40 мм вод. ст.).

На резервуарах с понтоном при огневых предохранителях и вентиляционных патрубках давление и вакуум не должны быть больше 0,2 кПа (20 мм вод. ст.).

9.3.11. Технологическая карта должна рассматривать условия эксплуатации резервуаров, когда понтоны и плавающие крыши находятся на плаву и выше нижнего предельного уровня.

До достижения нижнего предельного уровня процесс заполнения и опорожнения резервуаров должен ограничиваться пропускной способностью предохранительных клапанов на крыше или понтоне, а также скоростью движения нефти в ПРП не более проектной величины.

9.3.12. Устанавливаются и контролируются следующие уровни нефти в резервуарах:

– минимальный и максимальный предельный;

– минимальный и максимальный аварийный;

– минимальный (низкий) и максимальный (высокий) допустимый;

– минимальный (нормальный низкий) и максимальный (нормальный высокий)

рабочий.

9.3.13. Максимальный предельный уровень нефти может быть уменьшен по сравнению с проектным для резервуаров, находящихся в длительной эксплуатации и имеющих коррозионный износ и другие дефекты несущих элементов стенки; он должен определяться

расчетом на основании результатов диагностирования состояния резервуаров. В соответствии с этим должны быть внесены изменения (в сторону уменьшения) в остальные максимальные уровни.

9.3.14. Для резервуаров с понтоном (плавающей крышей) минимальный предельный уровень нефти в резервуаре должен устанавливаться проектом или заключением по результатам технического обследования (диагностирования) с учетом его возможного погружения в нефть от собственного веса, дополнительных временных нагрузок и угла наклона плавающей крыши или понтона.

Предельно минимальный уровень должен обеспечивать нахождение плавающей крыши или понтона на плаву и гарантированное закрытое положение предохранительных клапанов на плавающей крыше (понтоне).

Предельно минимальный уровень должен быть не менее высоты расположения днища плавающей крыши (понтон) над днищем резервуара, ограниченной высотой опорных стоек, установленных в рабочем положении, и дополнительного запаса уровня: для понтона – 0,3 м, для плавающей крыши – 0,6 м.

Откачка ниже разрешается только для вывода резервуара на зачистку, техническое диагностирование и ремонт, а также в исключительных случаях по разрешению руководства КТК. При этом должна быть определена максимальная производительность откачки определяется в соответствии с п. 9.3.5 и п. 9.3.6 и особенностями насосов откачки.

9.3.15. Максимальная температура нефти, принимаемой в резервуар, не должна превышать температуры кипения, если не установлены другие ограничения.

9.4. Измерения и учет количества нефти

9.4.1. Измерение количества нефти в резервуарах нефтепроводной системы КТК производится в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 [28], Методиками выполнения измерений в резервуарах КТК, аттестованными в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009[23], и Инструкцией по учету нефти в системе КТК, Приложение к договорам о транспортировке нефти.

9.4.2. Учет количества нефти в резервуарах КТК проводится для определения товарных запасов нефти при планировании перекачки и погрузки на танкера, для проведения инвентаризации в соответствии с Инструкцией по учету нефти в системе КТК.

9.4.3. Измерение количества нефти в резервуарах нефтепроводной системы КТК производится по статическому объемно-массовому методу, основанному на определении объема нефти по измеренным уровням нефти и подтоварной воды, градуировочной характеристике резервуара, определении плотности и температуры нефти, а также составляющих балласта нефти.

9.4.4. Средства измерений должны пройти испытания для целей утверждения типа в соответствии с правилами по метрологии ПР 50.2.104-09 [32], ПР 50.2.105-09 [33] (действуют на территории РФ) и СТ РК 2.21-2007 (действуют на территории РК) [34].

9.4.5. Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

9.4.6. Периодичность обязательной государственной поверки средств измерений определяется законодательством РФ и РК.

9.4.7. В процессе заполнения и опорожнения резервуара должны проводиться оперативные измерения уровня нефти.

9.4.8. Каждый резервуар, независимо от наличия уровнемера, должен быть оборудован сигнализаторами аварийных и допустимых уровней (верхнего и нижнего).

9.4.9. Физико-химические показатели нефти необходимо определять в результате анализа объединенной пробы.

9.4.10. Отбор проб из резервуара, с целью проведения анализов нефти, должен осуществляться в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [24].

9.4.11. Хранение, транспортировка, упаковка и маркировка отобранных проб производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 [24], ГОСТ 1510-84 [176].

9.4.12. Измерение массы нетто нефти производится согласно РМГ 100-2010 [43].

9.5. Обязанности персонала

9.5.1. В регионах КТК распоряжением регионального менеджера должны быть назначены ответственные за техническую эксплуатацию резервуаров, а также разработаны и утверждены в соответствии с процедурой КТК должностные инструкции руководителей, специалистов и оперативного эксплуатационного персонала.

9.5.2. Ответственность персонала НПС за соблюдение НТД определяется должностными инструкциями.

9.5.3. Эксплуатация оборудования резервуаров и РП должна осуществляться эксплуатационным персоналом в соответствии с техническими регламентами, внутренними нормативными документами КТК, в том числе настоящими правилами, и инструкциями заводов-изготовителей.

9.6. Требования к подрядчикам

9.6.1. Общим требованием, предъявляемым к подрядчикам, для выполнения работ/услуг является наличие допуска к определенным видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства (нотариально заверенная копия). Допуски необходимы для выполнения следующих видов работ: инженерные изыскания, подготовка проектной документации, строительство, техническое перевооружение и ремонт, капитальный ремонт, строительный контроль, энергетическое обследование, техническое обслуживание.

Примечание: Допуск к видам работ на территории РФ выдается в виде свидетельств СРО, на территории РК – в виде лицензии на виды деятельности.

9.6.2. Требование к подрядчикам, выполняющим ТО резервуаров и РП КТК:

9.6.2.1. Подрядчик должен иметь квалифицированных руководителей, специалистов и персонал, способных организовать и осуществлять техническое обслуживание и аварийное реагирование.

9.6.2.2. Руководители, специалисты и персонал Подрядчика должны быть обучены и аттестованы по промышленной безопасности, проходить проверку знаний требований охраны труда, пожарной безопасности и электробезопасности в соответствующих комиссиях в порядке, установленном действующим законодательством РФ и РК, нормативными документами Компании и иметь соответствующие удостоверения.

9.6.2.3. Подрядчик должен иметь обученный персонал, оборудование и приборы для настройки предохранительной арматуры, проверки и поверки приборов, установленных на резервуарах и в РП.

9.6.2.4. Подрядчик должен иметь в достаточном объеме транспортные средства, технические средства, механизмы, технические устройства, инструменты и расходные материалы для своевременного и качественного выполнения технического обслуживания резервуаров и РП и аварийного реагирования на этих объектах

9.6.2.5. Подрядчик должен иметь систему менеджмента качества, сертифицированную по ИСО 9001.

9.6.2.6. Подрядчик самостоятельно обеспечивает доставку персонала на объекты Компании и его жилищно-бытовые условия. Подрядчик обязан обеспечить строгое соблюдение своим персоналом установленного пропускного и внутриобъектного режима КТК.

10. ВЫВОД РЕЗЕРВУАРОВ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ РЕМОНТНЫХ И ДИАГНОСТИЧЕСКИХ РАБОТ, ВВОД РЕЗЕРВУАРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ПОСЛЕ ОКОНЧАНИЯ ЭТИХ РАБОТ

10.1. Вывод резервуаров из эксплуатации для ремонтных и диагностических работ

10.1.1. Резервуары выводятся из эксплуатации в соответствии утвержденными Графиками диагностики резервуаров НПС (МТ) или при обнаружении недопустимых дефектов в конструкциях резервуара.

10.1.2. Вывод резервуаров из эксплуатации производится в год истечения срока безопасной эксплуатации, который указан в проектной документации или заключении экспертизы промышленной безопасности по результатам предыдущей диагностики.

10.1.3. При обнаружении недопустимых дефектов в конструкциях резервуара резервуар выводится из эксплуатации немедленно.

10.1.4. Запрещается эксплуатация, и резервуар должен быть выведен из эксплуатации в следующих случаях:

- в случае выявления на резервуаре следующих дефектов: трещин, отпотин, сквозных отверстий в окрайке, центральной части днища, на стенке, ПРП и в люках, расположенных на стенке, трубопроводах системы пожаротушения и системы охлаждения;
- дефектов стенки, являющихся критически активными и катастрофически активными источниками АЭ (III и IV класс по ПБ 03-593-03 [50], соответственно);
- дефектов днища, являющихся источниками АЭ, свидетельствующими о наличии большого дефекта, требующего немедленного прекращения нагружения и контроля другими методами (класс E по технологии MONPAC, ПБ 03-593-03 [50]);

- недопустимого снижения толщины листов стенки (по результатам расчета напряженно-деформированного состояния), вызванного общей коррозией;
- при оценке состояния фундамента как аварийного;
- при отсутствии возможности дальнейшей безопасной эксплуатации резервуара по результатам оценки технического состояния;
- при истекшем сроке гарантированной безопасной эксплуатации, определенном проектной документацией или результатами последней технической диагностики.

10.1.5. В случае выявления на резервуаре при проведении частичной технической диагностики, контроля технического состояния или планового осмотра недопустимых дефектов, указанных в п. 10.1.44, резервуар необходимо вывести из эксплуатации, зачистить, провести техническое диагностирование с оценкой технического состояния, по результатам диагностирования выполнить ремонт. Срок дальнейшей безопасной эксплуатации определяется заключением экспертизы промышленной безопасности. по результатам технического диагностирования.

10.1.6. Вывод резервуара из эксплуатации осуществляется службой эксплуатации КТК.

10.1.7. Для этого необходимо:

- издать распоряжение по региону о выводе резервуара из эксплуатации;
- подрядчику разработать ППР на очистку резервуара от парафинсодержащих отложений и ППР на диагностику резервуара;
- на основании утвержденного ППР оформить уведомление о работах с выводом основного оборудования, где указать мероприятия по отключению резервуара от действующих трубопроводов;
- В соответствии с графиком производства работ выполнить организационные и подготовительные технические мероприятия по выводу резервуара из эксплуатации (раскачка до мин. взливов, изолирование резервуара от действующих трубопроводов, дооткачка мертвого остатка, установка заглушек).

10.1.8. После освобождения резервуара от остатков продукта и изолирования резервуара от технологии НПС оборудование по акту передается подрядчику для выполнения работ согласно ППР.

10.2. Ввод резервуаров в эксплуатацию после окончания ремонтных и диагностических работ

10.2.1. Ввод резервуаров в эксплуатацию после капитального ремонта осуществляется после завершения всех сварочно-монтажных работ, испытаний, антикоррозионной защиты, монтажа изоляции и оборудования в соответствии с пп. 8.1-8.8 настоящих Правил.

10.2.2. Ввод резервуара в эксплуатацию после капитального ремонта на территории РФ осуществляется после его приемки приемочной комиссией.

10.2.3. Ввод резервуара в эксплуатацию после капитального ремонта на территории РК осуществляется в соответствии с п. 8.10.60.6 – 8.10.12.

11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

11.1. Организация технического обслуживания и текущего ремонта резервуаров и резервуарных парков

11.1.1. Безаварийную и надежную работу резервуаров КТК, а также координацию и контроль деятельности специализированных организаций, выполняющих техническое обслуживание на договорной основе, должна обеспечивать служба эксплуатации КТК.

11.1.2. Своевременное и качественное проведение ТО и текущего ремонта обеспечивает поддержание РП и отдельных резервуаров в работоспособном состоянии в период между диагностическими обследованиями.

11.1.3. ТО РП заключается в периодическом осмотре, плановой организации и своевременном проведении регламентных работ по самим резервуарам, их оборудованию, приборам и системам, а также по трубопроводам обвязки резервуаров, системе пожаротушения РП.

11.1.4. ТО проводится согласно в соответствии с настоящими правилами, «ВРД КТК 79*.11.2010 [57], часть 1,2,3. инструкциям заводов-изготовителей и инструкциями по эксплуатации резервуаров, оборудования, приборов, систем.

11.1.5. Обход и осмотр резервуаров и РП по графику с записью в журнале осмотров и ремонта резервуаров и отметкой об устранении недостатков:

- ежедневно оперативным персоналом в соответствии с инструкциями по обслуживанию и осмотру оборудования;
- еженедельно – лицом, ответственным за эксплуатацию РП;
- ежемесячно – руководством НПС, МТ;

11.1.6. Ежедневно в светлое время суток оперативным персоналом осуществляется обход РП с одновременным визуальным осмотром состояния резервуара в целом, плавающих крыш резервуаров, других конструкций резервуаров. О всех замеченных недостатках сообщается руководству НПС, МТ, производится запись в оперативном журнале.

11.1.7. Периодичность ТО и объемы работ определены в ВРД КТК 79*11.2010. Периодичность и объемы по всем видам ТО для всего оборудования резервуара и РП вносятся в систему «Махіто». Система за месяц до очередного ТО генерирует необходимые наряды-заказы, которые выполняет персонал подрядчика по ТО.

11.1.8. Текущий ремонт проводится с целью поддержания технико-эксплуатационных характеристик, выполняется без освобождения резервуаров от нефти.

Текущий ремонт РП в целом или отдельных его резервуаров и составных частей осуществляется по мере необходимости по результатам осмотра резервуарных парков.

11.2. Техническое обслуживание и текущий ремонт резервуаров

11.2.1. Осмотр и техническое обслуживание резервуаров следует проводить в соответствии с картами технического обслуживания («Таблица 3 – Карта технического обслуживания

резервуара со стационарной крышей и понтоном», «Таблица 4 – Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей»).

11.2.2. Документацией, подтверждающей факт выполнения технического обслуживания и ремонта резервуаров, являются записи в:

- журнале учета ремонтов, технического обслуживания и результатов диагностирования;
- архивах нарядов-заказов;
- паспорте резервуара.

11.2.3. При осмотре резервуаров необходимо обратить внимание на:

- появление вмятин, отпотин;
- появление дефектов по сварным швам и основному металлу;
- утечки нефти;
- неравномерную осадку резервуара.

Особое внимание должно быть уделено:

- сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса;
- швам приварки нижнего пояса к днищу;
- швам окрайки днища и прилегающим участкам основного металла,
- целостности заземления.

При выявлении дефектных участков сварных соединений резервуары выводятся на обследование. Ежегодно весной и осенью следует тщательно проверять состояние окраски корпуса и стационарной или плавающей крыши и, в случае необходимости, восстанавливать ее.

11.2.4. Визуальный осмотр поверхности понтона следует проводить в верхнем его положении через световые люки. При осмотре необходимо проверить отсутствие нефти на ковре понтона.

11.2.5. Плавающую крышу необходимо осматривать с верхней кольцевой площадки. При осмотре необходимо проверить положение плавающей крыши, отсутствие нефти на поверхности плавающей крыши, зимой – наличие снега на плавающей крыше, состояние защитных щитков кольцевого уплотняющего затвора. При обнаружении признаков неисправности оператор должен сообщить об этом руководителю производственного подразделения (НПС, МТ) или диспетчеру.

11.2.6. При техническом обслуживании резервуара с плавающей крышей следует проверить состояние катушек лестницы, погружение плавающей крыши, проверить отсутствие нефти в коробах (отсеках), техническое состояние затвора и его элементов, чистоту ливнеприемника.

11.2.7. Текущий ремонт проводится в плановом порядке по заранее разработанному графику без очистки резервуара от нефти.

11.2.8. При текущем ремонте выполняются следующие работы:

- ремонт защитного покрытия (окраски) стенки, плавающей крыши, стационарной крыши, окрайки днища;
- набивка сальников задвижек;

- ремонт отмотки;
- ремонт заземления;
- подтяжка болтов;
- замена кассет на огнепреградителях;
- подготовка оборудования к осенне-зимнему и весенне-летнему периодам;
- ремонт оборудования резервуара, который может быть выполнен без вывода резервуара из эксплуатации.

Таблица 3 – Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей и понтоном

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1 Резервуар в целом	Ежедневно	Проверить визуально внешнее состояние. Обратить внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, крайки днища. Обратить внимание на целостность внешнего антикоррозионного покрытия.
2 Понтон стальной	1 раз в 6 месяцев	Проверить наличие отпотин или нефти, горизонтальность понтона, крыши через световые люка.
3 Вентиляционный патрубок с огневым предохранителем	1 раз в 6 месяцев	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от пыли, грязи.
4 Люки: световой, люк-лаз	Не реже 1 раза в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений.
5 Уровнемер	При подключении резервуара после ремонта. Не реже 1 раза в месяц	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
6 Датчики аварийных уровней	Не реже 1 раза в квартал	В соответствии с документами по ТО и проверке технологических защит КТК.
7 Сифонный кран	Не реже 2 раз в месяц	Проверить отсутствие течи в сальниках крана, поворот крана должен быть плавным, без заеданий; в нерабочем состоянии приемный отвод должен находиться в горизонтальном положении, а спускной кран должен быть закрыт кожухом на запоре.
8 Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц	Проверить герметичность сварных швов приварки укрепляющего кольца и фланца, патрубков, плотность фланцевых соединений.
9 Генератор пены	1 раз в месяц	Проверить состояние уплотнений монтажного фланца и

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
		растворопровода; внешний вид генератора; состояние рычажной системы; состояние защитной сетки.
	1 раз в год	Промывка и чистка сеток кассеты; промывка, чистка и смазка шарнирных соединений; промывка и чистка распылителя; выявление и устранение мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояния контактных поверхностей деталей из цветных металлов.
10 Система автоматического пожаротушения	Не реже 1 раза в 3 года	Проводить испытание аппаратов и трубопроводов системы и установок пожаротушения на прочность и герметичность.
	Не реже 1 раза в год	Проводить очистку аппаратов и пенопроводов.
	Не реже 1 раза в год при подготовке к зимнему периоду	Освободить сухотрубы к резервуарам от остатков жидкости.
	Не реже 1 раза в квартал	Проводить циклы испытаний всей системы пожаротушения на работоспособность.
	Не реже 1 раза в год	Цикл испытаний на работоспособность системы с пуском огнетушащего вещества.
11 Датчики пожара (пожарные извещатели)	Не реже 1 раза в квартал	В соответствии с документами по ТО и проверке технологических защит КТК.
12 Лестница шахтная	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загромождения посторонними предметами, не допускать присутствия наледи в осенне-зимний период.
13 Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации – 1 раз в год. Последующие – 1 раз в 5 лет или при диагностировании состояния резервуара. Каждый раз при капитальном ремонте	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища, проводить нивелирование днища.

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
	резервуара	
14 Системы размыва и предотвращения накопления донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и работоспособности механического смесителя.
15 Система защиты от статического электричества	Не реже 1 раза в год	Проверка технического состояния и измерение переходного сопротивления понтон-корпус резервуара и сопротивления заземления резервуара.

Таблица 4 – Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1 Резервуар в целом	Ежедневно	Проверить визуально внешнее состояние. Обратит внимание на сварные вертикальные и горизонтальные швы нижних поясов, крайки днища. Обратит внимание на целостность внешнего антикоррозионного покрытия.
2. Кольцо жесткости (ветровое кольцо)	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние.
3 Дополнительные кольца жесткости (ветровые кольца)	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние.
4 Плавающая крыша	Ежедневно в светлое время суток	Проверить наличие отпотин или нефти на центральной части (мембране) однослойной крыши, зимой – наличие снега на крыше. Проверить состояния металла в оклошовной зоне потрубок для дренажа воды с крыши на наличие трещин.
5 Короба (отсеки) плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов (отсеков) и проверить наличие отпотин или нефти в коробах.

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
6 Уровнемер	При подключении резервуара после ремонта. Не реже 1 раза в квартал	Проводить контрольную проверку правильности показаний прибора в соответствии с инструкцией завода-изготовителя
7 Датчики аварийных уровней	Не реже 1 раза в квартал	В соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
8. Приемораздаточные патрубки	Каждый раз при приеме-отпуске, но не реже 2 раз в месяц	Проверить герметичность сварных швов приварки укрепляющего кольца и фланца, патрубков, плотность фланцевых соединений.
9 Генератор пены	1 раз в месяц	Проверить внешний вид генератора, состояние защитной сетки.
	1 раз в год	Выявление и устранение мест коррозии и отслаивания покрытий; проверка состояния контактных поверхностей деталей из цветных металлов.
10 Система автоматического пожаротушения	Не реже 1 раза в 3 года	Проводить испытание аппаратов и трубопроводов системы и установок пожаротушения на прочность и герметичность.
	Не реже 1 раза в год	Проводить полную промывку, продувку и очистку от грязи и ржавчины аппаратов и пенопроводов.
	Не реже 1 раза в год при подготовке к зимнему периоду	Освободить сухотрубы к резервуарам от остатков жидкости.
	Не реже 1 раза в квартал	Проводить цикл испытания всей системы пожаротушения на работоспособность.
	Не реже 1 раза в год	Проводить цикл испытания на работоспособность системы с пуском огнетушащего вещества.
11 Датчики пожара (пожарные извещатели)	Не реже 1 раза в квартал	Проводить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.
12 Основание и фундамент	В первые 4 года эксплуатации – 1 раз в год, резервуар РВСПК 100000 – каждые	Следить за осадкой основания, проводить нивелирование окрайки днища.

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
	3 месяца до стабилизации осадки. В последующем – 1 раз в 5 лет или при диагностировании состояния резервуара, Резервуар РВСПК 100000 – 1 раз в год. Каждый раз при ремонте резервуара	Проводить нивелирование днища.
13 Системы размыва и предотвращения накопления донных отложений	В соответствии с инструкцией по ее эксплуатации	Контрольный пуск с целью проверки целостности и пропускной способности системы размыва и работоспособности механического смесителя.
14 Люк световой, люк-лаз	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений.
15 Лестница шахтная, маршевая, площадка-переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Следить за исправностью, не допускать загрязнения, загромождения посторонними предметами, наличия наледи в осенне-зимний период.
16 Лестница катучая	Каждую смену в светлое время суток	Обратить внимание на состояние верхнего шарнирного узла.
17 Ферма опорная	1 раз в неделю	Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее
18 Водоспуск (дренаж атмосферных осадков с крыши)	Ежедневно	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться в отсутствии нефти в системе водоспуска.
19 Ливнеприемник (дренажной системы крыши)	2 раза в год и в периоды отключения резервуара из работы	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой – от обледенений.
20 Огневой предохранитель	1 раз в месяц, а при отрицательной температуре воздуха – снимается	Проверить целостность кассеты огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. Очистить от

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
		пыли, грязи, наледи и инея.
21 Затвору направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей.
22 Затвор уплотняющий	2 раза в год	Проверить техническое состояние мембраны, пружин, рычагов затвора, степень износа трущихся частей затвора. Обратит внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления пыли и грязи на щитке затвора.
23 Система защиты от статического электричества	Не реже 1 раза в год	Проверка технического состояния и измерение переходного сопротивления плавающая крыша-корпус резервуара и сопротивления заземления резервуара.

11.3. Определение вместимости и базовой высоты резервуаров

11.3.1. Резервуары должны быть градуированы в установленном порядке, т.е. для них должны быть определены градуировочные характеристики, устанавливающие зависимость между уровнем заполнения резервуара и его объемом.

11.3.2. Вместимость стальных вертикальных цилиндрических резервуаров определяют согласно ГОСТ 8.570-2000, ГОСТ Р 8.595-2004.

11.3.3. Работы по определению вместимости резервуаров проводят в случаях:

- ввода в эксплуатацию после строительства или ремонта;
- истечения срока действия градуировочных таблиц;
- конструктивных изменений и монтажа различных устройств внутри резервуара;
- при изменении базовой высоты более, чем на 01. %.

11.3.4. Градуировка резервуаров выполняется организациями государственной метрологической службы или аккредитованными на право поверки метрологическими службами юридических лиц.

11.3.5. Перед выполнением необходимых работ по определению вместимости резервуара после строительства и капитального ремонта резервуар должен быть полностью опорожнен и зачищен от остатков воды, грязи.

11.3.6. Результаты обработки измерений вместимости резервуаров оформляются комплектом документов, в состав которого входят, согласно п.11.2 , 11.3 ГОСТ 8.570-2000[42]:

- титульный лист,
- протокол измерений,
- эскиз резервуара,
- градуировочная таблица,
- свидетельство о поверке,
- журнал обработки результатов измерений (только в случае проведения расчетов вручную),

К измерительному люку прикрепляют табличку, на которую наносят:

- номер резервуара;
- значение базовой высоты;
- номер свидетельства о поверке и год поверки;
- наименование организации проводящей поверку;

На табличку наносят оттиск поверительного клейма таким образом, чтобы ее было невозможно снять без нарушения клейма.

11.3.7. Протокол поверки подписывает поверитель и члены комиссии принявшие участие в поверке. Титульный лист и последнюю страницу градуировочной таблицы подписывает поверитель и заверяет подписи оттисками поверительного клейма.

11.3.8. Градуировочные таблицы на резервуары утверждает руководитель организации государственной метрологической службы или руководитель метрологической службы юридического лица, аккредитованной на право проведения поверки.

11.3.9. Межповерочный интервал для градуированных резервуаров определяется согласно ГОСТ 8.570-2000 [42], Приложение И, п. И.17.

11.3.10. Для каждого резервуара ежегодно должна быть определена базовая высота (высотный трафарет) – расстояние по вертикали от днища (базового столика) до верхнего края измерительного люка или до рамки направляющей планки измерительного люка. Перед выполнением работ по определению базовой высоты резервуаров издается распоряжение (меморандум) по региону о назначении комиссии по проведению работ с указанием сроков их выполнения. В состав комиссии (с указанием в приказе фамилии, должности и места работы) включаются лица, проводящие измерения. Базовую высоту резервуара с плавающей крышей измеряют через измерительный люк, установленный на направляющей стойке плавающей крыши или на трубе для радарного уровнемера.

11.3.11. При изменении базовой высоты по сравнению с ее значением, установленным при поверке резервуара, более чем на 0,1%, проводят измерения вместимости "мертвой" полости и степени наклона резервуара, и корректируют градуировочную таблицу. Результаты измерений базовой высоты должны быть оформлены актом по форме ГОСТ 8.570-2000[42], Приложение Л. Акт утверждается Зам. регионального менеджера по эксплуатации и ТО региона.

11.4. Система управления техобслуживанием и ремонтами «Maximo»

11.4.1. Система Maximo используется для автоматизации вспомогательных процессов, необходимых для эксплуатации трубопровода:

11.4.2. Основные функции системы Maximo, используемые в КТК:

- выпуск и отслеживание заказ-нарядов на техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования;
- складской учет;
- создание и отслеживание заявок на закупки;
- электронный документооборот для согласования заказ-нарядов и заявок на закупку;
- база данных оборудования и эксплуатационных местоположений КТК.

11.4.3. В систему «Maximo» вносится периодичность и объемы работ по всем видам ТО для всего оборудования. Система за месяц до очередного ТО генерирует необходимые наряды-заказы, которые выполняет персонал подрядчика по ТО.

11.5. Техническое обслуживание средств измерения уровня, температуры, отбора проб нефти

11.5.1. Обслуживание средств измерения уровня, температуры нефти и отбора проб в резервуаре проводится в соответствии с настоящими правилами, «Руководящим документом по техническому обслуживанию механоэнергетического оборудования, систем автоматики и КИП объектов КТК» [57], инструкциями изготовителей по эксплуатации этих средств и требованиями безопасности, действующими в КТК.

11.5.2. Устройства измерения уровня, температуры и отбора проб должны подвергаться осмотру состояния с периодичностью, установленной технической документацией изготовителя на указанные средства.

11.5.3. При техническом обслуживании средств измерений проводят:

- проверку сохранности поверительного клейма (при отсутствии свидетельства о поверке);
- контроль наличия и правильности маркировки на подводящих кабелях и проводах;
- очистку наружной части корпусов, крышек и др. от пыли и загрязнений;
- контроль показаний уровнемеров по измерительной рулетке с лотом;
- сравнение показаний датчиков температуры с показаниями лабораторных термометров.

11.5.4. О результатах контроля технического состояния делается запись в журнале технического обслуживания и ремонта резервуара. О всех замеченных недостатках должно быть сообщено руководству НПС, МТ с одновременным принятием соответствующих мер и обязательной записью в журнале.

11.6. Предотвращение накопления и размыва донных отложений в резервуарах для нефти

11.6.1. В целях предотвращения накопления на днище резервуара осадков, а также для их удаления в резервуарах должна устанавливаться система размыва и предотвращения накопления осадка или механические смесители.

11.6.2. На трех резервуарах РП МТ установлена система размывающих головок.

11.6.3. На остальных резервуарах КТК установлены механические смесители, которые представляет собой винтовую мешалку качающегося или некачающегося исполнения, обеспечивающую перемешивание компонентов рыхлого осадка и нефти.

11.6.4. График включения и продолжительность работы механических смесителей должны определяться в зависимости от физико-химических свойств нефти, ее температуры, наличия механических примесей, обводненности нефти и режима работы резервуара.

11.6.5. Система размывающих головок представляет собой группы веерных кольцевых сопел и обвязывающих их трубопроводов. Осадок размывается нефтью, распространяющейся по днищу резервуара в виде кольцевой затопленной струи, и переводится во взвешенное состояние в массе нефти. Взвесь осадка удаляется из резервуара вместе с откачиваемой нефтью.

11.6.6. Наиболее эффективный размыв рыхлого осадка происходит при расходе нефти 150-250 м³/ч на одно сопло, уплотненного осадка – при 200-300 м³/ч на одно сопло.

11.6.7. Включать в работу систему размыва и предотвращения накопления осадка следует при условии полного затопления сопел и их обвязывающих трубопроводов. Условие выполняется при уровне нефти в резервуаре не менее 1,0 м.

11.6.8. Контроль за работой системы осуществляется по давлению на входе в резервуар (приемном патрубке системы) и расходу нефти.

11.6.9. Размыв осадка проводится по графикам, утвержденным менеджерами по ТО регионов КТК.

11.7. Контроль за осадкой основания резервуаров

11.7.1. Для обеспечения надежной работы резервуаров в процессе эксплуатации и сведения к минимуму осадки и крена резервуара фундамент вновь построенных резервуаров до ввода их в эксплуатацию (до первого заполнения) должен соответствовать следующим требованиям («Таблица 5 – Нормы отклонения отметок фундамента резервуара по ГОСТ 31385-2008»).

Таблица 5 – Нормы отклонения отметок фундамента резервуара по ГОСТ 31385-2008 [44]

Наименование параметра	Предельное отклонение (мм) при диаметре резервуара				
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 до 65 м	св. 65 до 96 м
1 Отметка центра основания при:					
- плоском	0...+10	0...+20	0...+30	0...+40	0...+45
- с подъемом к центру	0...+10	0...+20	0...+30	0...+40	0...+45
- с уклоном к центру	0...-5	0...-10	0...-15	0...-20	0...-20
2 Отметки поверхности периметра грунтового основания, определяемые под стенкой резервуара:					
- разность отметок смежных точек через каждые 6 м	10	15	-	-	-
- разность отметок любых других точек	20	25	-	-	-
3 Отметки поверхности кольцевого фундамента (гидроизолирующего слоя), определяемые в зоне расположения стенки:					
- разность отметок смежных точек через каждые 6 м	10	15	15	20	20
- разность отметок любых других точек	20	25	30	40	50
4 Ширина кольцевого фундамента через каждые 6 м	0...+50				
5 Наружный диаметр кольцевого фундамента, четыре измерения (под углом 45°)	±20	±20	+30 -20	+40 -30	+50 -30
6 Толщина гидроизолирующего слоя (на основе песка и вяжущих присадок) на поверхности	+5				

Наименование параметра	Предельное отклонение (мм) при диаметре резервуара				
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 до 65 м	св. 65 до 96 м
кольцевого фундамента					

Отклонения от проектных отметок наружного контура днища после сборки и сварки резервуаров не должны превышать значений, приведенных в «Таблица 6 – Допустимые отклонения отметок окрайки днища по ГОСТ 31385-2008».

Таблица 6 – Допустимые отклонения отметок окрайки днища по ГОСТ 31385-2008

Наименование параметра	Предельное отклонение, мм, при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1 Высота местных выпучин или вмятин на центральной части днища	$f \leq 0,1R \leq 80$				f - максимальная стрелка вмятины или выпучины на днище, мм; R - радиус вписанной окружности на любом участке вмятины или выпучины, мм. Резкие перегибы и складки не допускаются
2 Местные отклонения от проектной формы в зонах радиальных монтажных сварных швов кольца окрайки (угловатость)	± 3				Измерения проводят шаблоном на базе 200 мм
3 Подъем окрайки в зоне сопряжения с центральной частью днища	$f_a \leq 0,03L$		$f_a \leq 0,04L$		f_a - высота подъема окрайки, мм; L - ширина окрайки, мм
4 Отметка наружного контура днища. При пустом резервуаре:					
- разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру	10	15	15	20	-
- разность отметок любых	20	25	30	40	

Наименование параметра	Предельное отклонение, мм, при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25м	св. 25 до 40м	св. 40м	
других точек					
5 Отметка наружного контура днища. При заполненном водой резервуаре: - разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м по периметру - разность отметок любых других точек	20 30	25 35	25 40	30 50	-

При расстояниях между нивелирными точками, отличных от 6 м, значения отклонений отметок наружного контура днища определяются интерполированием.

11.7.2. Контроль за осадкой основания резервуара в процессе его эксплуатации заключается в нивелировании окрайки днища по наружному периметру резервуара и нивелировании днища внутри резервуара при проведении полного обследования. По результатам нивелирования составляются акты (отчёты).

11.7.3. Точки нивелирования окрайки днища рекомендуется совмещать с вертикальными швами первого пояса стенки резервуара. Расстояние между смежными точками в зависимости от длины листов стенки составит 6 или 9 м. Точки должны быть отмечены краской яркого цвета с указанием номера точки. Обход резервуара должен быть по часовой стрелке от ПРП.

11.7.4. В первые четыре года эксплуатации нивелирование окрайки днища резервуаров должно проводиться ежегодно. В последующие годы систематически (не реже одного раза в 5 лет) должно проводиться контрольное нивелирование.

11.7.5. Отклонения от горизонтали окрайки днища резервуара в первые 4 года эксплуатации не должны превышать величин, указанных в «Таблица 6 – Допустимые отклонения отметок окрайки днища по ГОСТ 31385-2008». Для резервуаров, находящихся в эксплуатации свыше 5 лет, допустимые отклонения могут быть увеличены в 1,3 раза.

11.7.6. Контроль состояния фундамента резервуара в период эксплуатации заключается во внешних осмотрах наружной части фундамента на предмет выявления повреждений: просадки, эрозии, растрескивания, сколов, выкрашивания, окисления, размывов, разрушений температурных швов и подбивки между фундаментом и окрайкой днища, а также в проверке состояния элементов водоотведения и гидроизоляции фундаментов и прилегающей зоны каре.

11.7.7. Для получения достоверных величин осадки резервуара перед нивелированием необходимо проводить проверки геодезического инструмента, систематически следить за состоянием реперов, марок на фундаментах запорной арматуры и лестницы (если лестница

установлена на отдельном фундаменте), а также за разметкой точек нивелирования на резервуаре.

11.7.8. При нивелировании окрайки днища обязательно должны нивелироваться фундамент лестницы и фундаменты под запорную арматуру на ПРП.

11.7.9. Решение о выводе резервуара из эксплуатации при возникновении предельных величин осадки основания и мерах по их устранению принимается руководством КТК.

11.8. Техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов обвязки резервуаров с запорной арматурой

11.8.1. Техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов обвязки резервуаров, включая запорную арматуру, компенсаторы, изолирующие фланцы, проводится в составе обслуживания оборудования НПС и МТ.

11.8.2. Техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов обвязки резервуаров, запорной арматуры включает следующие работы:

- визуальную проверку состояния трубопроводов, фланцевых соединений, компенсаторов, запорной арматуры, включая электропривод;
- визуальную проверку герметичности сальниковых уплотнений и фланцевых соединений;
- проверку состояния кабельных вводов в электродвигатель привода запорной арматуры, клеммные коробки, кнопки управления, состояния заземления;
- мелкий ремонт запорной арматуры, компенсаторов, изолирующих фланцев, фланцевых и муфтовых соединений, не требующий специальной остановки технологического процесса или отключения участка трубопровода (проверка обтяжки фланцевых соединений, крепления приводов и компенсаторов, чистка наружных поверхностей оборудования, устранение подтеков нефти, масла, уплотнение кабельных вводов в электродвигатели и электроаппаратуру, проверка защит электродвигателей и т.д.).

11.8.3. Для обеспечения герметичности два раза в год (весной и осенью) должна проводиться проверка обтяжки всех фланцевых соединений.

11.8.4. Шаровые краны и шиберные задвижки, работающие как запорная арматура, должны всегда находиться в полностью открытой или полностью закрытой позиции в зависимости от требований технологического процесса.

11.8.5. При эксплуатации кранов и задвижек возможно накопление в их корпусах воды, парафина, мехпримесей.

11.8.6. При наличии дренажного устройства следует проводить их регулярный дренаж. Обязательный дренаж арматуры следует проводить:

- когда запорный орган не закрывается до конца,
- перед наступлением осенне-зимнего периода года,
- после гидравлического испытания.

11.8.7. Текущий ремонт запорной арматуры включает:

- все операции технического обслуживания;

- текущий ремонт редуктора с электроприводом, при необходимости – с их полной разборкой;
- регулировку по мере необходимости конечных выключателей на открытие и закрытие;
- регулировку по мере необходимости муфты ограничения крутящего момента на отключение по допустимым значениям.

Текущий ремонт запорной арматуры осуществляется без ее демонтажа с трубопровода.

11.8.8. В период эксплуатации обслуживающий персонал должен осуществлять наблюдение за состоянием наружной поверхности трубопроводов обвязки резервуаров, проложенных открытым способом. Наружный осмотр трубопроводов обвязки резервуаров проводится без снятия изоляции, за исключением тех случаев, когда состояние стенок или сварных швов указывает на наличие дефекта.

11.8.9. Периодичность, виды ТО и объемы работ по каждому виду для запорной арматуры РП приведены в ВРД КТК 79*.11.2010 [57], а изолирующих фланцев и компенсаторов – в инструкциях по эксплуатации фирм-изготовителей.

11.9. Техническое обслуживание дыхательных и предохранительных клапанов

11.9.1. Дыхательный клапан предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара при заполнении и пропуске воздуха в резервуар при его опорожнении, а также для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и регулирования давления в этом пространстве в заданных пределах.

11.9.2. Предохранительный клапан предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара при заполнении и пропуске воздуха в резервуар при его опорожнении в случае несрабатывания дыхательных клапанов с целью предотвращения деформации резервуара.

11.9.3. Предохранительный клапан настраивается на давление на 5 ÷ 10 % более и вакуум на 5 ÷ 10 % менее по сравнению с этими же параметрами дыхательных клапанов.

11.9.4. На резервуарах со стационарной крышей (без понтона) при давлении насыщенных паров хранимой нефти свыше 26,6 кПа (200 мм. рт. ст) устанавливаются дыхательные и предохранительные клапаны с огневыми преградителями.

11.9.5. Предохранительный клапан срабатывает в случае несрабатывания дыхательных клапанов, или превышения производительности заполнения (опорожнения) резервуара, при превышении значений избыточного давления, или вакуума в газовом пространстве резервуара, на которое настроены дыхательные клапана.

11.9.6. Сведения о каждом срабатывании предохранительных клапанов (за исключением клапанов типа КДС) должны быть записаны в оперативном журнале обхода оборудования НПС и в журнале осмотра и ремонта оборудования.

11.9.7. По каждому факту срабатывания предохранительных клапанов должно быть проведено комиссионное расследование причин его срабатывания с составлением акта.

Монтаж дыхательных и предохранительных клапанов

11.9.8. Выполнение работ по монтажу и демонтажу клапанов на резервуаре во время технологических операций по закачке (откачке) нефти в резервуар запрещено.

11.9.9. Работы по монтажу и демонтажу клапана на резервуаре для нефти или нефтепродуктов, находящемся в эксплуатации, относятся к газоопасным работам и работам повышенной опасности и проводятся по наряду-допуску.

11.9.10. Перед монтажом клапана необходимо провести визуальный осмотр клапана с целью обнаружения и устранения дефектов, возникших во время транспортирования и хранения.

11.9.11. Запрещается установка клапана с дефектами.

11.9.12. Монтаж дыхательных и предохранительных клапанов должен осуществляться с учетом руководства по эксплуатации оборудования.

Эксплуатация и техническое обслуживание клапанов.

11.9.13. Техническое обслуживание и ремонтные работы на предохранительных и дыхательных клапанах проводятся по графику ТОР дыхательных и предохранительных клапанов.

11.9.14. При эксплуатации дыхательных и предохранительных клапанов проводятся:

- осмотр технического состояния клапанов;
- техническое обслуживание;
- сезонное обслуживание;
- плановые текущий, капитальный ремонты;
- ремонт по фактическому техническому состоянию.

Ответственность за организацию и контроль за выполнением работ по техническому обслуживанию, ремонту, и содержанию в исправном состоянии дыхательных и предохранительных клапанов на резервуарах возлагается на начальников НПС, РП МТ.

11.9.15. Начальник НПС, (начальник РП МТ) обязан обеспечить проверку технического состояния, контроль за ремонтными работами дыхательных и предохранительных клапанов в соответствии с графиком, и ведение эксплуатационной документации.

11.9.16. Подрядчик по ТО должен выполнять осмотр и техническое обслуживание клапанов, осуществлять подготовку дыхательных и предохранительных клапанов к передаче в ремонт организации, выполняющей их ремонт.

11.9.17. Ремонт дыхательных и предохранительных клапанов выполняется специализированным предприятием.

11.9.18. Для обеспечения эксплуатации, дыхательных и предохранительных клапанов должна быть в наличии следующая документация:

- паспорт завода-изготовителя;
- руководство (инструкция) по эксплуатации;
- формуляр на клапан;
- график ТОР дыхательных и предохранительных клапанов.

Клапаны должны эксплуатироваться в соответствии с паспортом и руководством по эксплуатации. Запрещается эксплуатация клапанов при отсутствии на него паспорта и руководства по эксплуатации.

11.9.19. Работы, выполненные при осмотре, техническом обслуживании и ремонте должны быть внесены в формуляр клапана,

11.9.20. Для обеспечения работоспособности дыхательных и предохранительных клапанов при эксплуатации выполняются:

- осмотр, контроль работоспособности – ТО;
- техническое обслуживание – ТО1;
- сезонное обслуживание – ТО2;
- текущий ремонт – ТР;
- капитальный ремонт – КР.

11.9.21. Периодичность и объём работ по техническому обслуживанию и ремонту дыхательных и предохранительных клапанов представлен в ВРД КТК 79*.11.2010 [55].

Испытания дыхательных и предохранительных клапанов

11.9.22. Дыхательные и предохранительные клапана после 5 лет эксплуатации на резервуаре (емкости) подлежат испытанию по следующим параметрам:

- проверка герметичности корпуса клапана;
- проверка соответствия давления срабатывания паспортным данным;
- проверка соответствия вакуума срабатывания паспортным данным.

11.9.23. Для проведения испытания дыхательных и предохранительных клапанов распоряжением по региону создается комиссия.

11.9.24. Испытание дыхательных и предохранительных клапанов проводится обученными специалистами на заводе-изготовителе, специализированном предприятии или на специальных передвижных стендах.

11.9.25. При отрицательных результатах испытания клапанов испытания прекращаются. Повторные испытания проводятся после устранения выявленных дефектов и неисправностей в полном объеме.

11.9.26. После завершения испытания клапана составляется протокол, который подписывается членами комиссии и утверждается менеджером по ТО региона.

Меры безопасности при эксплуатации и обслуживании дыхательных и предохранительных клапанов и огневых преградителей

11.9.27. К монтажу, демонтажу и эксплуатации дыхательных и предохранительных клапанов и кассет огневых преградителей допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медицинское освидетельствование, изучившие эксплуатационную документацию (настоящий регламент, паспорта и руководства по эксплуатации клапанов и огневых преградителей) и допущенные в установленном порядке к выполнению вышеперечисленных работ.

11.9.28. Выполнение работ по монтажу, демонтажу и осмотру клапанов, связанных с разборкой и вскрытием их на резервуаре (емкости) во время технологических операций по закачке (откачки) нефти в резервуар запрещено.

11.9.29. При выполнении работ на крыше резервуара передвижение и нахождение персонала допускается только по лестничным, переходным площадкам и площадкам обслуживания. Передвижение непосредственно по кровле резервуара запрещено.

11.9.30. Работы по осмотру и измерению рабочего давления и вакуума в резервуаре (емкости), монтажу и демонтажу огневых преградителей относятся к газоопасным и проводятся по наряду-допуску.

11.9.31. При выполнении осмотров обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны.

11.9.32. При работе с клапанами должен применяться только искробезопасный инструмент.

11.10. Содержание территории

11.10.1. Территория РП должна быть спланирована в соответствии с проектом строительства (реконструкции), очищена от мусора, сухой травы и листьев. Скошенная трава должна быть немедленно вывезена с территории РП. В зимний период пожарные проезды, дороги и дорожки на территории РП подлежат своевременной расчистке от снега, если он осложняет доступ.

11.10.2. Канализационные сети РП, предусмотренные для сбора дождевых и талых вод с обвалованных территорий, следует прочищать по мере необходимости.

11.10.3. Обвалование резервуаров должно постоянно содержаться в полной исправности и отвечать требованиям СНиП 2.11.03-93 [29] и проектной документации.

11.10.4. При проведении ремонта необходимо устраивать проезды через обвалование путем подсыпки грунта для транспортирования тяжелого оборудования или материалов к резервуарам.

11.10.5. Решение об устройстве проездов через обвалование РП для механизированных передвижных средств пожаротушения должно быть принято руководством НПС, РП МТ по согласованию с объектовой противопожарной службой.

11.10.6. При нарушении обвалования в связи с работами по прокладке или ремонту

11.10.7. коммуникаций оно должно быть восстановлено по окончании этих работ. Эксплуатация резервуаров с невозстановленным обвалованием запрещается.

11.10.8. Ямы и траншеи, вырытые для ремонтных работ, должны быть ограждены и в ночное время освещены, засыпаны и спланированы по окончании работ.

11.10.9. Места разлива нефти следует немедленно зачищать путем снятия слоя грунта.

11.10.10. Выбранный грунт должен быть удален в специально отведенное место для дальнейшей утилизации, а образовавшаяся выемка засыпана свежим грунтом с последующим уплотнением.

11.11. Подготовка резервуаров, оборудования, объектов резервуарного парка к эксплуатации в зимний и летний периоды года

11.11.1. При подготовке резервуаров к работе в зимний и летний периоды должен быть разработан перечень мероприятий, который утверждается руководством региона.

11.11.2. При подготовке резервуаров к работе в зимний период необходимо:

- провести техническое обслуживание запорной арматуры в объеме, предусмотренном руководством по ТО КТК, при необходимости осуществить замену смазки, регулировку конечных выключателей приводов, сдренировать воду, накопившуюся в кранах и шиберных задвижках;

- заменить жидкость в импульсных трубках приборов и масла в концевых выключателях, уровнемерах и маслonaполненном электрооборудовании;

- сифонные краны (при наличии) промыть нефтью и повернуть в нерабочее положение, при необходимости утеплить;

- выполнить предусмотренный инструкцией изготовителя объем ТОР всех измерительных приборов и датчиков, установленных на резервуаре, для обеспечения их надежной работы при отрицательных температурах;

- выполнить техническое обслуживание всех вентиляционных патрубков, дыхательных и предохранительных клапанов, снять огневые предохранители, подверженные обледенению;

- проверить затворы плавающей крыши, при необходимости очистить от грязи (пыль, парафиновые отложения, листва и т.п.);

- сдренировать воду с поверхности плавающей крыши, очистить приемные патрубки дренажной системы и аварийные водоспуски;

- проверить системы защиты резервуара (от статического электричества, коррозии, утечек через днище, предельных уровней и т.п.);

- выполнить ТО гидрантов, установленных вокруг обвалования резервуаров, при необходимости утеплить их и предусмотреть защиту от заносов снегом;

- проверить состояние теплоизоляции и обогревателей, предусмотренных проектом для трубопроводов водо- и пенотушения;

- проверить состояние сухотрубов системы пожаротушения, освободить их от остатков жидкости, очистить дренажные (спускные) вентили, отверстия;

- провести ТО изолирующих фланцев, компенсаторов в соответствии с инструкцией изготовителей, при необходимости осуществить регулировку компенсаторов;

- очистить ливнеприемники (колодцы) внутри обвалования, выполнить ревизию хлопушек и других запорных устройств на выходе производственно-ливневой канализации за пределы обвалования резервуара, при необходимости осуществить промывку канализационных труб;

- очистить водопропускные устройства на водоотводных канавах, лотках вокруг обвалования резервуаров.

11.11.3. В зимний период эксплуатации резервуара следует:

- при накоплении снега на плавающей крыше систематически очищать ее от снега или организовать таяние снега с удалением талой воды через систему водоспуска (таяние снега осуществляется путем закачки в резервуар нефти с температурой выше 10° С);

- при примерзании уплотняющего затвора к стенке резервуара с плавающей крышей отрывать его при помощи не образующих искру металлических пластин или деревянных клиньев, сняв предварительно защитный щиток затвора на примерзшем участке, или путем отогревания примерзших участков паром с наружной стороны (с помощью передвижных паровых установок).

11.11.4. При подготовке к весенне-летнему периоду резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары, расположенные в зоне возможного затопления во время паводка, должны быть заблаговременно к нему подготовлены:

- проверены целостность обвалований и ограждений (обвалования и ограждения должны быть восстановлены и, при необходимости, наращены);

- резервуары для предотвращения всплытия заполнены на расчетную высоту нефтью или водой;

- ливнеотводящая сеть подготовлена к пропуску вод;

- проходы для кабелей, труб и другие каналы, расположенные ниже уровня высоких грунтовых вод, закрыты и уплотнены, а оборудование для откачки воды проверено и подготовлено к работе;

- проверена система молниезащиты резервуаров;

- выполнена ревизия дыхательных и предохранительных клапанов, установлены кассеты огневых предохранителей.

12. СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ И ИХ ОБСЛУЖИВАНИЕ

12.1. Молниезащита

12.1.1. Молниезащита резервуаров – комплекс мероприятий и устройств для обеспечения безопасности людей, предохранения резервуаров и их оборудования от взрывов, пожаров, разрушений при воздействии молнии.

12.1.2. Устройства молниезащиты резервуаров должны быть выполнены по проекту, приняты и введены в эксплуатацию до начала заполнения резервуара нефтью (нефтепродуктом) с оформлением исполнительной документации в установленном порядке.

12.1.3. Для резервуарных парков при общей вместимости группы резервуаров более 100000 м³ защиту от прямых ударов молнии следует, как правило, выполнять отдельно стоящими молниеотводами.

12.1.4. В качестве заземлителей защиты резервуаров от прямых ударов молнии необходимо применять искусственные заземлители, проложенные в земле и размещенные не реже чем через 50 м по периметру основания резервуара, к которым должен быть присоединен корпус резервуара (число присоединений – не менее двух в диаметрально противоположных точках).

12.1.5. На резервуарах РВСП и РВСПК для защиты от электростатической индукции необходимо устанавливать не менее двух гибких стальных перемычек между плавающей крышей или понтоном и корпусом резервуара.

12.1.6. Защита от заноса высокого потенциала по подземным и наземным металлическим коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям. Ввод линий электропередачи, сетей сигнализации должен осуществляться только кабелями длиной не менее 50 м с металлической броней, или оболочкой, или кабелями, проложенными в металлических трубах и коробах.

12.1.7. Стержневые молниеприемники должны быть изготовлены из стали любой марки сечением не менее 100 мм² и длиной не менее 200 мм и защищены от коррозии оцинкованием, лужением или окраской. Тросовые молниеприемники должны быть выполнены из стальных многопроволочных канатов сечением не менее 35 мм².

12.1.8. Соединения молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями должны выполняться сваркой или болтовыми соединениями с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом.

12.1.9. РП и отдельно стоящие резервуары для товарной нефти и нефтепродуктов (далее резервуары) должны быть оборудованы комплексом устройств (системой) молниезащиты в соответствии с проектами, отвечающими требованиям РД 34.21.122-87 [37], СО 153-34.21.122-2003 [38] и других действующих НТД.

12.1.10. Резервуары, отнесенные согласно ПУЭ [35] к зоне класса В-1Г и II категории молниезащиты, должны быть защищены от прямых ударов молнии (непосредственного контакта с каналом молнии), а также вторичного проявления молнии (наведения электростатической и электромагнитной индукции) и заноса высокого потенциала через наземные (подземные) металлические коммуникации, которые создают опасность искрения внутри резервуаров.

12.1.11. В зону защиты от прямых ударов молнии, кроме корпуса и крыши резервуара, должны входить:

- при наличии дыхательной арматуры – дыхательная арматура и пространство над ней, ограниченное цилиндром высотой 2,5 м с радиусом 5 м;
- для резервуаров с плавающими крышами – вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями и пространство над ними, ограниченное цилиндром высотой 2,5 м с радиусом 5 м, и остальное пространство над резервуаром, ограниченное поверхностью, которая на 5 м выше плоскости, проходящей по верхней кромке стенки резервуара.

12.1.12. Для защиты от вторичных проявлений молнии резервуаров с понтоном и плавающей крышей (НПС «Тенгиз»), построенных по действующим в период строительства нормативным документам, все токопроводящие части понтона и плавающей крыши должны быть электрически взаимосвязаны и соединены с внешней конструкцией резервуаров при помощи не менее двух равномерно распределенных гибких кабелей. При выборе кабелей следует учитывать их прочность, коррозионную стойкость, электрическое сопротивление, надежность соединения, гибкость и срок службы.

У резервуаров с плавающей крышей, построенных на НПС «Атырау», «Комсомольская», «Кропоткин», РП и БС МТ, в составе первого этапа строительства, соединение крыши со стенкой резервуара обеспечивается скользящими шунтами заземления из нержавеющей стали, установленными над дополнительным уплотнением наружных плавающих крыш, которые контактируют с корпусом резервуара. Расстояние между скобами заземления не должно превышать 3050 мм, а переходное сопротивление между крышей и стенкой резервуара не должно превышать 0,05 Ом (согласно СРС-58021 [549] и Техническим требованиям КТК на проектирование резервуаров сырой нефти) [557]. В этих резервуарах в процессе эксплуатации было установлено дополнительное соединение плавающей крыши со стенкой резервуара гибким кабелем. В резервуарах с плавающими крышами, построенных по проекту расширения, соединение плавающей крыши со стенками резервуара выполнено их соединением гибким кабелем в нескольких точках.

12.1.13. Защита от заноса высокого потенциала по подводящим к резервуару коммуникациям осуществляется:

- на подземных металлических – присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям защиты резервуара от прямых ударов молнии;
- на наземных металлических – присоединением их на вводе в резервуар к заземлителям защиты резервуара от прямых ударов молнии, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации – к ее железобетонному фундаменту или искусственному заземлителю;
- на подземных металлических трубах, по которым проложены кабели, а также на металлической броне и оболочке силовых кабелей, кабелей сети сигнализации и управления – присоединением их к заземлителям защиты резервуара от прямых ударов молнии, а при наличии наземных участков – дополнительно к их ближайшей от резервуара железобетонной опоре или искусственному заземлителю.

12.1.14. Защита от поражения электрическим током, от статического электричества, опасных искрений и воздействия молний на объекты НПС, МТ осуществляется общестанционным комплексным защитным (заземляюще-зануляющим) устройством (КЗУ), объединяющим КЗУ отдельных сооружений и установок, включая КЗУ РП.

12.1.15. КЗУ состоит из заземляющих, защитных, уравнивающих проводников и заземлителей.

12.1.16. Суммарное сопротивление КЗУ в период ввода в эксплуатацию в соответствии с проектами на заземление установок НПС и МТ не должно превышать 4 Ом/

12.1.17. На каждое КЗУ резервуаров должен быть заведен паспорт.

12.1.18. Ответственность за исправное состояние и эксплуатацию устройств молниезащиты, своевременные замеры сопротивления заземляющих устройств несет лицо, ответственное за эксплуатацию электроустановок.

12.1.19. При эксплуатации систем молниезащиты должен осуществляться систематический контроль за их техническим состоянием. В график планово-предупредительных работ должны входить техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты системы в целом или ее отдельных устройств.

12.1.20. Проверка состояния системы молниезащиты должна проводиться ежегодно перед началом грозового сезона. Проверке подлежат целостность и защищенность от коррозии доступных обзору частей молниеприемников и токоотводов и контактов между ними, а также значение сопротивления КЗУ РП току промышленной частоты. Это значение не должно превышать результаты соответствующих замеров на стадии приемки более чем в 5 раз. При превышении сопротивления заземлений более чем в пять раз по сравнению с замерами в период приемки заземление подлежит тщательному обследованию и, при необходимости, ремонту.

12.1.21. Цель обследования заключается в следующем:

- выявить элементы, требующие замены или усиления из-за механических повреждений; проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами (мест сварки и болтовых соединений);
- определить степень разрушения коррозией отдельных элементов молниезащиты и принять меры по восстановлению антикоррозионной защиты и усилению элементов, поврежденных коррозией.

12.1.22. На основании проверки определяется необходимый объем ремонтных работ по системе молниезащиты, которые должны быть закончены к началу грозового периода года. Мелкие текущие ремонты устройств молниезащиты можно проводить во время грозового периода года, капитальные ремонты – только в не грозовой период.

12.1.23. Результаты проверки молниезащитных устройств, проверочных испытаний заземляющих устройств и сведения о проведенных ремонтах необходимо заносить в техническую документацию (Паспорта) с отражением мест ремонта на схеме системы молниезащиты и защиты от статического электричества, прилагаемой к журналу.

12.1.24. Лица, проводящие ревизию молниезащиты, должны составлять акт осмотра и проверки с указанием обнаруженных дефектов. Ответственность за исправное состояние молниезащиты несет ответственный за электрохозяйство региона.

12.2. Защита резервуаров от статического электричества

12.2.1. Исключение возможности электрического разряда в результате накопления статического электричества следует обеспечивать применением средств защиты от статического электричества в соответствии с проектом, ГОСТ 12.4.124 - 83[20], ГОСТ 12.1.018-93 [19], ВРД КТК 09.09.2014* [56].

12.2.2. Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров следует:

- соединить все электропроводные узлы и детали резервуаров в электрические цепи и заземлить;
- исключить вероятность разбрызгивания и распыления нефти (нефтепродукта);
- ограничить скорости истечения нефти (нефтепродукта) при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

12.2.3. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования резервуаров должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

12.2.4. Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ [35].

Заземляющее устройство для молниезащиты резервуара может быть использовано и для отвода зарядов статического электричества.

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

Резервуары должны быть присоединены к заземлителям с помощью не менее двух заземляющих проводников в диаметрально противоположных точках.

12.2.5. Технологические трубопроводы и оборудование, расположенные в РП и на резервуарах, должны представлять собой на всем протяжении непрерывные электрические цепи, которые должны быть присоединены к заземлению резервуаров.

Наземную часть заземляющих устройств следует окрашивать масляной краской в соответствии с ПУЭ [35].

12.2.6. Отвод статического электричества от понтонов и плавающих крыш резервуаров обеспечивается системой защиты резервуаров от вторичных проявлений молний.

Во избежание опасности искровых разрядов наличие на поверхности нефти (нефтепродукта) незаземленных электропроводных плавающих предметов не допускается. При применении поплавковых или буйковых уровнемеров их поплавки должны быть изготовлены из электропроводного материала и при любом положении иметь надежный контакт с заземлением.

12.2.7. Нефть (нефтепродукт) должна подаваться в резервуар таким образом, чтобы не допускать ее разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания.

12.2.8. Нефть (нефтепродукт) должна поступать в резервуар ниже уровня, находящегося в нем остатка.

12.2.9. При заполнении резервуара скорость движения нефти в ПРП ограничена значениями, указанными в пп. 9.3.2, 9.3.3.

12.2.10. Ручной отбор проб нефти из резервуаров, а также измерение уровня с помощью рулетки с лотом через люки допускается только после прекращения движения нефти не менее чем через десять минут после прекращения операции закачки (откачки). При этом устройства для проведения измерений должны быть изготовлены из токопроводящих материалов с удельным объемным электрическим сопротивлением меньше 105 Ом·м и заземлены.

12.2.11. Приемка устройств защиты резервуаров от статического электричества должна осуществляться до начала заполнения резервуаров нефтью одновременно с приемкой технологического и электрического оборудования в соответствии с требованиями, предъявляемыми нормативной документацией по приемке в эксплуатацию законченных строительством сооружений.

12.2.12. На каждое заземляющее устройство должен быть заведен паспорт. В первые два года эксплуатации необходимо следить за осадкой грунта над заземляющими устройствами. При осадке грунт нужно досыпать и тщательно утрамбовывать.

12.2.13. Техническое обслуживание устройств защиты от статического электричества ведется согласно карте технического обслуживания резервуаров («Таблица 3 – Карта технического обслуживания резервуара со стационарной крышей и понтоном», «Таблица 4 – Карта технического обслуживания резервуара с плавающей крышей»).

12.2.14. Измерение электрических сопротивлений заземляющих устройств для защиты от статического электричества должно проводиться не реже одного раза в год в период наименьшей проводимости грунта (летом – при наибольшем просыхании или зимой – при наибольшем промерзании почвы).

12.2.15. При текущем осмотре защитных устройств необходимо проверить надежность электрической связи между токоведущими элементами, выявить подлежащие замене элементы защитных устройств и определить необходимые мероприятия по защите элементов этих устройств от коррозии.

12.2.16. Результаты проверочных испытаний, осмотров и ремонтов защитных устройств должны заноситься в журнал «Эксплуатации молниезащиты и устройств защиты от статического электричества». К журналу должны быть приложены исполнительные схемы системы молниезащиты и защиты от статического электричества и акты о выборочных вскрытиях и осмотрах заземляющих устройств.

12.2.17. Ответственность за исправное состояние заземляющих устройств защиты резервуаров от статического электричества несет ответственный за электрохозяйство региона.

12.3. Система противопожарной защиты, система пожаротушения

12.3.1. Система противопожарной защиты - комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на защиту людей и имущества от воздействия опасных факторов пожара и (или) ограничение последствий воздействия опасных факторов пожара на объект защиты.

12.3.2. Устройство, оснащение и управление системой пожаротушения определяются проектами на системы пожаротушения, входящими в состав проектов НПС и МТ нефтепроводной системы КТК.

12.3.3. В соответствии с требованиями нормативных документов в зависимости от емкости резервуаров предусмотрены автоматические и неавтоматические стационарные установки пенотушения резервуаров и охлаждения стенок резервуаров, а также тушение и охлаждение стенок резервуаров от передвижной пожарной техники.

Стационарные установки пенотушения резервуаров с плавающей крышей обеспечивают тушение пожара в кольцевом зазоре, для резервуаров с понтоном по все площади резервуара.

Для всех резервуаров предусматривается подача пены на тушение от передвижной/мобильной пожарной техники по всей площади зеркала резервуара, если пожар не будет потушен стационарными установками пожаротушения, и подача водяных стволов на охлаждение стенок резервуаров после выхода из строя колец орошения.

12.3.4. Система пожаротушения включает в себя резервуары для воды, насосные станции пожаротушения (для подачи воды в сеть противопожарного водопровода), узлы управления,

станции пенотушения (блоки пенотушения), питающие водопроводы, распределительные трубопроводы раствора пенообразователя и воды, пеногенераторы (пенокамеры), трубопроводы орошения стенок резервуаров, средства сигнализации и автоматизации.

12.3.5. Насосные станции пожаротушения оснащены тремя типами насосов, имеющими различное назначение:

- подпорные (жокейные) насосы;
- насосы поддержания давления;
- основные пожарные насосы.

12.3.6. Подпорные (жокейные) насосы предназначены для поддержания проектного давления в сети пожарного водопровода при нормальной работе НПС (отсутствия пожара). Это насосы небольшой производительности (около 7.2 м³/час). Они автоматически включаются при снижении проектного давления в сети на определенную величину и автоматически выключаются при достижении значения немного выше проектного.

12.3.7. Насосы поддержания давления автоматически включаются, если подпорные (жокейные) не могут поддерживать проектное давление в системе и автоматически отключаются при достижении значения немного выше проектного.

12.3.8. Основные пожарные насосы автоматически включаются, если насосы поддержания давления не могут поддерживать проектное давление в системе и отключаются при достижении значения немного выше проектного. Выключаются основные насосы автоматически или вручную оператором.

12.3.9. Минимальные и максимальные значений давлений для включения и отключения каждого вида насосов определяются Картой уставок технологических защит, блокировок и сигнализации.

12.3.10. На площадках РП запроектированы системы противопожарного водоснабжения. Трубопроводы выполнены как из стальных, так и пластиковых труб. На противопожарном водопроводе установлены пожарные гидранты/гребенки для отбора воды передвижной пожарной техникой на тушение пожара и охлаждение стенок резервуаров.

12.3.11. Наземные участки трубопроводов пожаротушения и их подземные участки, подверженные риску замерзания, обеспечиваются теплоизоляцией и обогревом.

12.3.12. Система пожаротушения РП и отдельно стоящих резервуаров:

- НПС Тенгиз. Предусмотрено автоматическое тушение пеной низкой кратности 2-х резервуаров с плавающей крышей РВСПК 20000 и тушение пеной средней кратности 2-х резервуаров РВСП 20000 с понтонами. Предусмотрена автоматическая система орошения стенок резервуаров. Резервуары оборудованы генераторами пены и кольцами орошения. Подача раствора пенообразователя к генераторам и воды в кольца орошения осуществляется от станции пенотушения (блоков пенотушения), расположенных за обвалованием резервуаров. Тушение пеной может осуществляться три раза по 10 минут.

- НПС Атырау. Предусмотрено автоматическое тушение 4-х РВСПК 20000 пеной низкой кратности и автоматическая система орошения стенок резервуаров. Резервуары оборудованы генераторами пены низкой кратности и кольцами орошения. Подача раствора пенообразователя к генераторам и воды в кольца орошения осуществляется от блоков

пенотушения, расположенных за обвалованием резервуаров. Тушение пеной может осуществляться три раза по 10 минут.

- НПС Комсомольская:

- система пенотушения 3-х резервуаров с нефтью РВСПК 4800 не автоматическая: пенотушение осуществляется пеной низкой кратности, стационарные пеногенераторы установлены внутри по периметру резервуара в верхней части стенки, подключены к сухотрубку, выведенному за обвалование. Раствор пенообразователя подается от передвижной пожарной техники;

- водяное охлаждение: 2 резервуара с нефтью оборудованы стационарными кольцами орошения, подсоединёнными к противопожарному водопроводу. Включение осуществляется в ручном режиме. Орошение стенок третьего резервуара осуществляется от передвижной пожарной техники.

- за пределами обвалования дополнительно установлены лафетные пожарные стволы для орошения стенок резервуаров

- НПС Кропоткин

- для РВСПК 20000 и РВСПК 50000 предусмотрено автоматическое тушение пеной низкой кратности и автоматическая система орошения стенок резервуаров. Резервуары оборудованы генераторами пены низкой кратности и кольцами орошения. Подача раствора пенообразователя к генераторам и воды в кольца орошения осуществляется от блоков пенотушения, расположенных за обвалованием резервуаров. Тушение пеной может осуществляться три раза по 10 минут.

- в качестве передвижных средств пенотушения предусмотрено тушение резервуаров 20000 и 50000 мощными передвижным гидромониторами «Доминатор 9000» (имеется три монитора).

- Резервуарный парк МТ

- для РВСПК 100000 предусмотрено автоматическое тушение пеной низкой кратности и автоматическая система орошения стенок резервуаров. Резервуары оборудованы генераторами пены низкой кратности и кольцами орошения. Подача раствора пенообразователя к генераторам и воды в кольца орошения осуществляется от станций пенотушения, расположенных за обвалованием резервуаров. Тушение пеной может осуществляться три раза по 10 минут. Предусмотрено резервное пенотушение от станции пенотушения соседнего резервуара, в случае если основной блок пенотушения не сработает и в дополнение к основному.

- предусматривается слив нефти из горящего резервуара в защитную дамбу;

- в качестве передвижных средств пенотушения предусмотрено тушение резервуаров высокопроизводительными мобильными гидромониторами «ФИШКОН» (две мобильные установки).

- по периметру резервуаров на обваловании установлены комбинированные мониторы с емкостями с пеной и лафетные водяные стволы. Мониторы предназначены для разливов пены в обваловании и, с лафетными водяными стволами, подачу воды на охлаждение стенок резервуаров после выхода из строя колец орошения.

- БС МТ. Для многоцелевого резервуара РВСПК 10000 предусмотрено автоматическое тушение пеной низкой кратности и автоматическая система орошения стенок резервуаров. Резервуары оборудованы генераторами пены низкой кратности и кольцами орошения. Подача раствора пенообразователя к генераторам и воды в кольца орошения осуществляется от блока пенотушения, расположенного за обвалованием резервуара. Тушение пеной может осуществляться три раза по 10 минут. Предусмотрено резервное пенотушение от мониторов (с емкостями для пенообразователя), установленных на обваловании по периметру резервуара. Они же могут использоваться для подачи воды на охлаждение стенок резервуара.

- Тушение резервуаров с топливом. Резервуары с топливом оборудованы сухотрубами и пеногенераторами, установленными в верхней части стенок резервуаров. Раствор пенообразователя на тушение и вода на охлаждение стенок резервуаров подается от передвижной пожарной техники.

12.3.13. Объем емкостей для пенообразователя в блоках пенотушения должен быть достаточным для обеспечения трехкратной подачи пены на тушение резервуара в течение 10 минут каждой (т.е. на 30 минут), с учетом заполнения раствором пенообразователя трубопроводов.

12.3.14. Запас пенообразователя для передвижных средств пожаротушения должны быть достаточными для обеспечения трехкратной подачи пены на тушение резервуара в течение 15 минут каждой (т.е. на 45 минут).

12.3.15. В качестве извещателя пожарной сигнализации на резервуарах с плавающей крышей применяются линейные термодетекторы, установленные в зазоре плавающей крыши. На резервуарах с топливом – точечные тепловые пожарные извещатели, установленные внутри резервуара. На территории РП установлены ручные пожарные извещатели.

12.3.16. Схема управления системой автоматического тушения пожаров должна обеспечивать:

- контроль технического состояния всех средств, входящих в систему противопожарной защиты;
- автоматическое обнаружение и передачу сигнала о пожаре;
- выдачу сигнала на формирование командного импульса о пожаре, на включение насосов, на переключения и подключение нужного направления системы подачи раствора пенообразователя и воды;
- заданное время срабатывания установки;
- заданную интенсивность подачи пены на тушение и воды на охлаждение не ниже нормативной в течение установленного времени действия согласно нормативной документации.

12.3.17. Контроль и управление системой автоматического пожаротушения должны обеспечиваться как из диспетчерской ГЦУ, РЦУ, так и из местных операторных НПС и РП МТ.

12.3.18. Задвижки с электроприводом в системах автоматического стационарного пожаротушения должны иметь автоматическое, дистанционное и местное ручное управление на их открытие и закрытие и размещаться за пределами обвалования резервуаров.

12.3.19. При размещении задвижек в обводненных и затопляемых водой колодцах приводы задвижек должны быть вынесены на поверхность.

12.3.20. Для слива раствора, воды и конденсата из сухотрубов необходимо предусматривать устройства для спуска жидкости, располагаемые в наиболее низких местах.

12.3.21. Независимо от типа установки пожаротушения нормативный запас пенообразователя и воды на приготовление раствора следует принимать из условия обеспечения трехкратного расхода раствора на один пожар.

Расчетные расходы раствора пенообразователя, а также воды и пенообразователя на тушение пожара определяются исходя из нормативной интенсивности подачи раствора пенообразователя на 1 м² расчетной площади тушения и рабочей концентрации пенообразователя.

Интенсивность подачи раствора пенообразователя зависит от температуры вспышки нефти (ниже или выше 28° С), целевого назначения пенообразователя и кратности (низкой или средней) пены.

Расчетную площадь тушения следует принимать равной:

– в наземных резервуарах со стационарной крышей, резервуарах с понтоном – площади горизонтального сечения резервуара;

– в резервуарах с плавающей крышей – площади кольцевого пространства между стенкой резервуара и барьером для ограждения пены (на плавающей крыше) при тушении автоматической системой и площади горизонтального сечения резервуара при тушении передвижной пожарной техникой.

12.3.22. Хранение пенообразователя для систем пожаротушения следует предусматривать в концентрированном виде.

12.3.23. За расчетный расход воды при пожаре в РП следует принимать наибольший расход на пожаротушение и охлаждение резервуаров (исходя из наибольшего расхода при пожаре одного резервуара).

Расход воды на охлаждение резервуаров следует определять расчетом, исходя из интенсивности подачи воды на горящий и соседние резервуары.

Интенсивность подачи воды на охлаждение одного метра длины по окружности различна для горящего и соседних резервуаров и зависит от системы охлаждения (стационарная или передвижной техникой) и высоты стенки охлаждаемого резервуара.

12.3.24. При расчете допускается не учитывать подачу воды на охлаждение соседних с горящим наземных резервуаров, если эти резервуары расположены на расстоянии более двух нормативных расстояний, от горящего резервуара.

12.3.25. Техническое обслуживание и текущий ремонт систем пожаротушения могут осуществляться персоналом специализированных сторонних организаций по договору с КТК.

12.3.26. Содержание, эксплуатация и техническое обслуживанию, проведение испытаний и проверка работоспособности автоматических и стационарных систем противопожарной защиты резервуарных парков должны осуществляться в соответствии с разделом 8 ВРД КТК 77.07.2012* «Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы КТК» [58].

12.3.27. Давление в заполненной системе водопроводов системы пожаротушения должно быть в пределах установленного и автоматически поддерживаться водяными подпорными насосами и насосами поддержания давления.

12.3.28. Проверка качества пенообразователя должна производиться в соответствии с рекомендациями «Порядок применения пенообразователей для тушения пожаров», утвержденными МЧС России 27 августа 2007 г.

12.3.29. К местам размещения технических средств системы противопожарной защиты резервуарных парков должен быть обеспечен свободный доступ для проверки их работоспособности, проведения ТОР.

12.3.30. На каждый резервуарный парк должен быть разработан план тушения пожара (раздел плана тушения пожара на НПС, РП и БС МТ).

Планом должны быть рассмотрены два варианта тушения пожара в РП:

– тушение пожара передвижной пожарной техникой по площади горизонтального сечения наибольшего резервуара;

– тушение пожара в резервуаре, на запорной арматуре и в обваловании одновременно.

На каждый резервуар составляются схемы и таблицы с указанием мест установки пеноподъемников или пеномониторов, количества пенных стволов, требуемого запаса пенообразователя и воды.

12.4. Система защиты стальных резервуаров от коррозии

12.4.1. Методы защиты резервуаров от коррозии определяются проектом на антикоррозионную защиту.

12.4.2. Антикоррозионная защита осуществляется:

- для наружных поверхностей корпуса, крыши резервуара и оборудования, установленного на них, а также для наземных участков трубопроводов всех назначений – защитными антикоррозионными покрытиями;

- для наружных поверхностей днища резервуаров и подземных участков трубопроводов различного назначения, независимо от степени агрессивности грунта – защитными антикоррозионными покрытиями и средствами электрохимической защиты;

- для внутренней поверхности резервуара, конструкций, оборудования и устройств – защитными антикоррозионными покрытиями в соответствии с проектом.

В качестве дополнительного способа защиты от коррозии внутренней поверхности днища и нижнего пояса резервуара в отдельных случаях может быть рекомендован электрохимический способ защиты, осуществляемый установкой протекторов-анодов из более электроотрицательных материалов по отношению к защищаемой поверхности.

12.4.3. Внутреннее и внешнее покрытия резервуара должны соответствовать техническим требованиям ГОСТ 31385-2008 [44], СН РК 3.05-24-2004 «Инструкция по проектированию, изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [14], ВРД КТК 109.04.2012 «Правила антикоррозионной защиты металлоконструкций основного и вспомогательного оборудования объектов КТК» [59].

12.4.4. Средства и установки ЭХЗ должны быть поставлены комплектно в соответствии со спецификацией, указанной в проекте, и сопровождаются документами, удостоверяющими соответствие указанных средств и установок их техническим условиям.

12.4.5. Качество оборудования должно соответствовать ВРД КТК 109.04.2012 [59], техническим условиям и стандартам, действующим соответственно на территории РК и территории РФ.

12.4.6. Внутренние и внешние поверхности резервуара следует подвергнуть контролю качества нанесения покрытий (толщина сухой пленки, адгезия, сплошность, цвет-соответствие каталогу RAL, декоративные характеристики).

12.4.7. Система катодной защиты должна удовлетворять критериям защиты, содержащимся в ГОСТ Р 51164-98 [17], СН РК 3.05-24-2004 [14].

12.4.8. Все проектные параметры катодной защиты должны основываться на результатах изысканий на площадке, принятых согласно техническим требованиям СРС-65911

Каждая система катодной защиты днища резервуара должна обеспечивать достаточную мощность, необходимую для надлежащей поляризации плиты днища резервуара.

12.4.9. Система катодной защиты должна проектироваться с учетом непрерывного режима работы в течение ожидаемого срока службы и обеспечивать защиту от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой токами утечки.

Конструкция должна обеспечивать регулируемое изменение электрических параметров защищаемых сооружений.

Не допускается отрицательное коррозионное воздействие на близко расположенные сооружения, оборудование и трубопроводы.

12.4.10. Выбор технического решения и материалов для системы катодной защиты должен осуществляться с соблюдением применяемых, соответственно, в РК и РФ норм, правил и стандартов и технических условий КТК СРС-65640 [51], СРС-65929 «Внешняя катодная защита днища резервуара» [52].

12.4.11. Электроды анодного заземления для защиты днища вновь строящихся резервуаров размещены под днищем резервуаров и рассчитаны на работу в системе с наложенным током, выполнены из коррозионностойкого чугуна с высоким содержанием кремния, эластомерных токопроводящих материалов (протяженного типа) (для РВСПК-100000), графита, пропитанного парафином (для РВСПК 20000, 4800, 9500), заключенных в засыпку из коксовой мелочи.

Электроды анодного заземления расположены по концентрическим контурам в количестве, обеспечивающем наиболее полную защиту днища резервуара с учетом принятого срока службы системы защиты.

Электроды анодного заземления протяженного типа расположены в виде отдельных линейных отрезков (хорд).

Для резервуаров, фундаменты которых изолированы от естественного грунта (полиэтиленовой пленкой, асфальто-смолистой массой), электроды анодного заземления и электроды сравнения располагаются в уплотненном песчаном основании между днищем резервуара и защитной пленкой.

12.4.12. Для измерения потенциалов между резервуаром и грунтом под днищами вновь строящихся резервуаров установлены стационарно медно-сульфатные, цинковые или титано-медные (РВСПК 100000) электроды сравнения. Срок службы электродов должен быть не меньше срока службы резервуара или должны применяться проектные решения, обеспечивающие замену электродов.

Один электрод установлен под центром днища резервуара, остальные – по окружности на расстоянии 1 м от внутренней стенки фундамента резервуара

12.4.13. От каждого электрода сравнения, а также от каждого анода у резервуаров РВСПК 5000, РВСПК 10000, РВСПК 20000 через отверстие в стене фундамента выведены индивидуальные кабели и подключены к соответствующим клеммам в распределительной коробке. А от электродов сравнения и каждого контура анодов у резервуаров РВСПК 100000 через отверстие в стене фундамента выведены индивидуальные кабели и подключены к соответствующим клеммам кроссовых колодок в распределительных соединительных коробках.

12.4.14. Электроды анодного заземления должны изготавливаться из высококремнистого чугуна, графита, пропитанного смолой, титана со смешанной структурой «металл-окисел», эластомерных токопроводящих материалов.

Размеры активной части анодного поля должны выбираться в соответствии с текущими потребностями системы катодной защиты и после установки электродов анодного заземления засыпаться обожженным мелким нефтяным коксом. Сверху активной части глубинного заземлителя должен быть насыпан запас коксовой мелочи в объеме, соответствующем возможному расходу за 5-летний период и позволяющем учесть в будущем потребность в ней.

12.4.15. Контрольно-измерительные пункты для измерения потенциалов между днищем резервуара и грунтом при глубинных анодах должны быть снабжены постоянным медно-сульфатным или цинковым электродом, установленным в грунте возле резервуара.

12.4.16. Состояние и параметры работы станций катодной защиты должны контролироваться дистанционной системой.

Диспетчеру(специалисту по катодной защите) в ГЦУ(РЦУ) представляется возможность контролировать катодную защиту резервуаров. Сюда включаются контроль и регистрация значений напряжения, силы тока и потенциала «резервуар – электроды сравнения», которые передаются в ГЦУ (РЦУ) и регистрируются электронным способом. Для рассмотрения и принятия соответствующих мер диспетчеру/специалисту по катодной защите будут направляться сигналы высокого и низкого уровня по значениям напряжения, силы тока и потенциала «резервуар – электроды сравнения». Диспетчер (специалист по катодной защите) будет располагать данными о проблемах и функционировании катодной защиты. Состояние неисправности блока катодной защиты выводится на дисплей диспетчера в форме сигнала.

Диспетчеру (специалисту по катодной защите) предоставляется возможность включения/отключения блока катодной защиты как часть нормального режима эксплуатации и технического обслуживания системы и программы катодной защиты трубопровода.

12.4.17. Капитальный ремонт, реконструкция и модернизация системы катодной защиты осуществляется в соответствии с нормами и стандартами, правилами устройства

электроустановок, применяемыми типовыми методиками и специфическими требованиями, характерными для данного объекта.

12.4.18. Техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ включают:

- контроль эффективности катодной защиты;
- периодическую замену отдельных элементов, чистку контактных поверхностей,
- восстановление окраски;
- реанимацию и установку дополнительных глубинных анодных заземлителей;
- модернизацию или замену СКЗ.

Техническое обслуживание и ремонт средств ЭХЗ проводятся в соответствии с графиком ТОР.

12.4.19. Контроль состояния наружного антикоррозионного покрытия осуществляется визуально при каждом осмотре и обследовании резервуаров.

12.4.20. Контроль состояния внутреннего антикоррозионного покрытия и внутренней поверхности резервуаров должен осуществляться при проведении полного обследования резервуаров.

Контроль должен проводиться визуально после очистки резервуара от продукта. Покрытие считается поврежденным, если имеются участки со вздутием, растрескиванием, отслаиванием или другими дефектами. В сомнительных случаях целостность и качество покрытия определяются проверкой адгезии, сплошности и замером толщины покрытия.

12.4.21. Дефекты покрытий, обнаруженные при обследовании, подлежат устранению. Чистота поверхности на ремонтируемом участке должна быть восстановлена до удовлетворения требований к подготовке поверхности по чистоте. На периферии поврежденного участка перед нанесением покрытия должна быть обеспечена необходимая степень шероховатости. Поверхности, смежные с теми, на которые наносится покрытие, должны быть защищены от повреждений в процессе абразивной очистки.

Покрытия на очищенную поверхность следует наносить тогда, когда окружающие условия соответствуют требуемым параметрам по температуре поверхности и относительной влажности воздуха.

12.4.22. Материалы для подкраски поврежденных участков поверхности должны быть теми же, что использованы при первоначальной окраске.

Требования к материалам, технике и технологии нанесения покрытия, качеству оборудования и услуг, качеству нанесенного покрытия при устранении дефектов покрытия аналогичны требованиям для первичного нанесения покрытий.

12.5. Система предупреждения аварий и аварийных утечек

12.5.1. Система предупреждения аварий и аварийных утечек в резервуарах и РП включает в себя:

- визуальный плановый и внеплановый (при особых природно-климатических условиях, изменениях схемы и режима работы резервуаров и т.п.) осмотр и обследование РП и отдельных резервуаров с выполнением, при необходимости, соответствующих отключений, переключений и ремонтных работ;

– автоматический контроль технологических и предельных уровней нефти в резервуарах, давления в подводящих трубопроводах резервуаров и приемном коллекторе к РП, загазованности на территории РП, повышения температуры в резервуаре до температуры возгорания с сигнализацией о предельных состояниях в операторную НПС, РП МТ и диспетчеру ГЦУ.

Сигнализация опасных состояний обязывает оперативный персонал принять соответствующие меры по предотвращению нарастания опасностей, которые могут привести к авариям, аварийным утечкам и пожарам.

При наличии автоматических систем предотвращение превышения предельных аварийных состояний осуществляется автоматически.

При выявлении неисправностей приборов, устройств и систем необходимо срочно проводить их ремонт или замену.

12.5.2. При обнаружении во время визуального осмотра и обследования РП и резервуаров: утечек через днище и стенку резервуара, перекоса и частичного затопления плавающей крыши, деформации стенки и крыши резервуаров, размыва обваловок, обрыва заземляющих шин, неисправности трубопроводов систем пожаротушения и т.д., – необходимо доложить диспетчеру ГЦУ или начальнику смены соответствующей НПС, МТ (по принадлежности).

12.5.3. Сигнализация максимального и минимального допустимых уровней нефти в резервуарах предупреждает диспетчера ГЦУ и оператора соответствующей НПС или РП МТ о необходимости принять меры соответственно на снижение или повышение уровня нефти в резервуарах.

12.5.4. При сигнализации аварийных уровней нефти в резервуарах должно быть обеспечено:

1. На головной НПС Тенгиз:

а) При максимальном аварийном уровне (к коллекторам подключены все резервуары) – отключение резервуаров при следующей последовательности операций:

- остановка перекачивающих агрегатов поставщиков нефти (нефтегазодобывающих предприятий);
- закрытие запорной арматуры на приемных трубопроводах;
- закрытие запорной арматуры, установленной вне обвалования на подводящих к резервуарам трубопроводах;

б) При минимальном аварийном уровне – отключение перекачивающих агрегатов НПС.

2. В РП МТ:

а) При максимальном аварийном уровне – автоматическое переключение приема нефти на другую группу незаполненных резервуаров.

Если это невозможно, то, отключение резервуаров при следующей последовательности операций:

- остановка магистрального нефтепровода;
- закрытие запорной арматуры на входящем в РП трубопроводе;
- закрытие запорной арматуры, установленной вне обвалования на подводящих к резервуарам трубопроводах;

б) При минимальном аварийном уровне:

– автоматическое переключение налива нефти с одной группы на другую группу резервуаров, частично или полностью заполненных нефтью, если это невозможно, то:

– прекращение отгрузки в танкер.

3. На промежуточных НПС (Атырау, Комсомольская, Кропоткин):

а) При максимальном аварийном уровне – отключение резервуаров при следующей последовательности операций:

– остановка перекачивающих агрегатов поставщиков нефти (нефтегазодобывающих предприятий);

– закрытие запорной арматуры на приемных трубопроводах;

– закрытие запорной арматуры, установленной вне обвалования на подводящих к резервуарам трубопроводах;

б) При минимальном аварийном уровне – отключение подпорных агрегатов.

12.5.5. Для автоматического контроля и сигнализации допустимых максимального и минимального аварийных уровней нефти в резервуаре могут быть использованы сигнализаторы уровня, принцип действия которых основан на поплавковом, емкостном, ультразвуковом и других методах контроля.

Абсолютная погрешность сигнализаторов уровня нефти не должна превышать ± 10 мм.

12.5.6. Все резервуары с нефтью (нефтепродуктом) должны быть оборудованы пожарными извещателями, устанавливаемыми на крыше или стенке по периметру резервуара.

Пожарные извещатели предназначены для формирования сигнала при температуре контролируемой среды в резервуарах, превышающей пороговую температуру срабатывания, и должны быть рассчитаны на работу при температуре окружающей среды от минус 50°C до плюс 50°C и относительной влажности 100% при температуре 25°C .

К пожарным извещателям должен быть обеспечен свободный доступ, места их установки должны иметь достаточную освещенность.

12.5.7. Оборудование автоматики (приборы сигнализации предельных уровней нефти, извещатели пожарные, уровнемеры, устройства измерения температуры нефти, соединительные коробки), устанавливаемое на резервуарах, должно иметь взрывозащищенное исполнение по ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81) [25], ГОСТ 22782.6-81 (СТ СЭВ 3140-81) [26] или ГОСТ 22782.7-81 (СТ СЭВ 3142-81) [27].

12.5.8. Загазованность на территории РП может определяться газоанализаторами. При достижении установленного порогового уровня загазованности система обнаружения газа формирует и передает сигнал в операторную НПС или РП МТ, по которому должны быть приняты меры по снижению загазованности.

12.5.9. Для защиты плавающей крыши от деформации при заполнении до всплытия крыш и опорожнении резервуара ниже уровня крыши на опорных стойках устанавливаются автоматические вентиляционные (предохранительные) клапаны. Опорная труба, поднимающая тарелку вентиляционного клапана над седлом, должна быть длиннее опорной стойки крыши на 150 мм.

До всплытия крыши клапаны находятся в открытом состоянии. При понижении уровня нефти до посадки крыши на опорные стойки вначале открываются предохранительные

клапаны, обеспечивая необходимый доступ воздуха под крышу. При повышении до всплытия крыши клапана обеспечивают выход воздуха из-под крыши.

Общая пропускная способность автоматических клапанов должна быть не менее производительности заполнения и опорожнения резервуара под крышу на опорных стойках.

12.5.10. Для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуаров от превышения допустимого давления на приемных трубопроводах или приемном коллекторе к РП установлены предохранительные клапаны.

Повышение давления выше установленного рабочего давления должно сопровождаться светозвуковой сигнализацией, выведенной в операторную. При достижении допустимого давления должны срабатывать предохранительные клапаны.

Для сброса нефти с предохранительных клапанов в составе РП или вблизи мест установки клапанов предусмотрены емкости, объем которых должен обеспечить размещение максимально возможного объема сбрасываемой нефти. На РП МТ КТК согласно проекту сброс нефти с предохранительных клапанов предусмотрен в коллектор.

12.5.11. План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек, разрабатываемый на каждую НПС и МТ, должен содержать раздел по ликвидации возможных аварий и аварийных утечек в РП или оформляться как самостоятельный план по РП. Персонал НПС, МТ, региональных подразделений, подрядных организаций, привлекаемых к эксплуатации системы магистральных трубопроводов КТК на договорной основе, и сторонних организаций, привлекаемых на период аварийных ситуаций, должен быть обучен действиям в условиях аварийных утечек, аварий и пожаров в РП.

12.6. Система диспетчерского контроля и сбора данных КТК

12.6.1. Система SCADA КТК, предназначенная для управления технологическим процессом транспорта нефти, представляет собой совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих диспетчерский контроль и сбор данных, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации нефтепроводной системы КТК.

12.6.2. Система СКАДА в соответствии с СРС 80501 [53] должна обеспечивать контроль и управление следующими объектами нефтепроводной системы КТК в соответствии с выбором диспетчера/оператора:

- нефтеперекачивающие станции, включая резервуарные парки;
- узлы линейной арматуры;
- РП МТ КТК;
- БС МТ КТК.

12.6.3. На НПС, в РП и на БС МТ КТК система SCADA должна осуществлять функции контроля и (или) управления следующими подсистемами (системами) и оборудованием объектов (в зависимости от конкретной ситуации):

- системой аварийного отключения;
- системой пожарной и газовой сигнализации;
- системой электроснабжения;

- вспомогательными системами (гашения ударных волн давления, сбора и откачки утечек нефти и дренажей, вентиляции (кроме МТ), пожаротушения, водоснабжения, установками очистки промышленных и бытовых сточных вод);
- магистральными насосными агрегатами;
- приводами насосов, компрессоров (электродвигателями или газовыми турбинами);
- подпорными насосными агрегатами;
- узлами коммерческого учета нефти;
- нефтяными резервуарами;
- камерами приема и пуска скребков;
- выносными причальными устройствами (ВПУ);
- электрогенераторными агрегатами;
- запорно-регулирующей арматурой с электроприводами;
- системой обнаружения утечек нефти (СОУ).

Некоторые из многочисленных параметров, контролируемых и регулируемых системой SCADA, приведены ниже:

- давление и температура нефти на входе НПС;
- давление и температура нефти на выходе НПС;
- параметры для обнаружения утечки нефти (расход нефти на входе и выходе объекта, давление, плотность и вязкость);
- падение давления на магистральных фильтрах;
- давление всасывания и нагнетания каждого насоса;
- параметры для учета нефти, поступающие с узлов учета нефти;
- параметры контроля нефтяных резервуаров;
- объем подачи сырья в установку подготовки топлива;
- объем дизтоплива, полученного с установки подготовки топлива;
- частота вращения, выходная мощность и нагрузка электрогенератора;
- ток и напряжение в системе катодной защиты;
- напряжение и ток источника системы бесперебойного электропитания (СБЭ);
- готовность к режиму дистанционного управления;
- выдача сигналов начала циклов включения, нормального отключения или аварийного отключения;
- аварийно-предупредительная сигнализация пожарной и газовой опасности;
- предупредительные сигналы системы пожаротушения;
- состояние запорной арматуры («Открыт», «Закрыт», «Транзит», «Ошибка перемещения», «Клапан заблокирован» Режимы работы «Местный», «Дистанционный/Ручной», «Дистанционный /Автоматический»).
- режим работы насосов (включены, выключены, параллельная работа, режимы работы и пр.);
- аварийно-предупредительная сигнализация отключения оборудования;

- сигналы прохождения скребка;
- аварийно-предупредительные сигналы и параметры останова приводов насосов;
- прочие параметры по мере необходимости.

Более подробное описание работы системы SCADA приведено в «Правилах технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК» [56].

12.6.4. Порядок и особенности ТО и испытаний контрольно-измерительных приборов определены в ВРД КТК 79*.11.2010 [57].

13. ОЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ

13.1. Резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости для:

- нормального функционирования плавающей крыши (понтон) и эффективного использования полезного объема резервуара;
- проведения диагностирования (полного технического обследования);
- производства ремонтных работ.

13.2. На очистку резервуара составляется проект производства работ (ППР) с полной разработкой мероприятий по обеспечению их безопасного проведения, который должен содержать следующие разделы:

- подготовка резервуара к проведению работ;
- схема расположения оборудования, необходимого для производства очистных работ;
- технология и порядок проведения очистных работ;
- безопасность проведения работ и пожарная безопасность;
- способы контроля пожаровзрывобезопасности.

Проект утверждается Менеджером по ТО НПС КТК.

13.3. Работы по очистке резервуаров выполняют специализированные организации, имеющие технологии очистки, согласованные с Ростехнадзором в РФ и МЧС в РК, и оборудование, имеющее право на применение на опасных производственных объектах в РФ или РК, в зависимости от того, где производится очистка.

13.4. На весь период работ по очистке резервуара назначается ответственный для руководства и обеспечения безопасных условий труда (если очистка выполняется КТК) или решения организационных вопросов и контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объекте (при привлечении к очистке специализированной организации).

13.5. Технологический процесс очистки резервуара включает следующие операции:

- а) до отключения резервуара:
 - размыв донных отложений в резервуаре с помощью системы предотвращения накопления осадка;
 - откачку нефти из резервуара до уровня, допустимого для работы системы предотвращения накопления осадка (при необходимости, повторный размыв донных отложений и откачка нефти);
- б) после отключения резервуара от технологических трубопроводов:
 - подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продукта и

откачку его в соответствии с проектом производства работ (ППР);

- предварительную дегазацию резервуара до снижения концентрации паров нефти ниже предельно допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК) при соблюдении предельного уровня загазованности в камере резервуара также не более ПДВК;
- очистку резервуара в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДК;
- контроль степени очистки внутренних поверхностей резервуара после очистки и дегазации.

13.6. Перед выполнением работ внутри резервуара все связанные с ним трубопроводы должны быть отключены закрытием задвижек и установкой заглушек с хвостовиком. К проведению работ по очистке приступают после составления акта о готовности резервуара к очистке (Приложение Е (обязательное)) и наряда-допуска на проведение газоопасных работ.

13.7. Выбор технологического варианта очистки обусловлен реальными условиями, состоянием объекта, уровнем и реологическими свойствами осадка.

13.8. Дегазация резервуара может осуществляться с помощью принудительной вентиляции, пропарки или другими способами.

Резервуары следует пропаривать при открытых люках. Степень открытия люков должна обеспечивать поддержание температуры внутри резервуара не ниже 78° С. При пропаривании резервуара с металлическим понтоном верхнюю (над понтоном) и нижнюю (под понтоном) части резервуара следует пропаривать самостоятельно. При пропарке надпонтонного пространства должны открываться световые люки на кровле. Далее пространства над понтоном и под ним должны быть сообщены через монтажный люк при наличии или отжатый участок кольцевого уплотняющего затвора между стенкой резервуара и понтоном, расположенным на противоположной стороне от люка, через который подается пар. После пропарки произвести анализ воздуха на содержание углеводородов в пространстве над и под понтоном.

13.9. Температура подаваемого в резервуар водяного пара и поверхности паропровода не должна превышать 80% от температуры самовоспламенения нефти (около 200° С) и максимальной температуры пропарки, предусмотренной проектной документацией. При подаче пара в резервуар металлическую часть паропровода, соединенного со шлангом, и наконечник из цветного металла необходимо заземлить.

13.10. После пропарки следует промыть днище и стенки резервуара, плавающую крышу и понтон струей воды. Короба (секции) понтона и плавающей крыши, при необходимости, пропаривают и промывают снаружи и изнутри.

13.11. Для очистки резервуаров необходимо использовать оборудование, обеспечивающее искровзрывозащищенность и выполнение всех технологических операций с соблюдением требований безопасности. Оборудование должно быть сертифицированным в соответствии с

установленными правилами. Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу и иметь гигиенический сертификат.

13.12. В процессе очистки резервуаров проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве, а также в обваловании и местах установки насосно-откачивающего оборудования.

13.13. . Вещества, образованные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию в качестве товарного продукта КТК, должны быть помещены в места временного накопления отходов на территории объектов КТК, специально оборудованные в соответствии с санитарными и природоохранными требованиями РФ, и затем вывезены (переданы) на обезвреживание в специализированные лицензированные предприятия, занимающиеся обращением отходов. Допускается вывоз (передача) отходов в темпе их образования (без накопления на территории) - в темпе производства работ по очистке резервуара. В случае образования таких веществ в результате очистки, составляется Акт об образовании отхода в произвольной форме, в котором фиксируется масса отхода в тоннах и дата его образования. Акт об образовании отхода (т.е. вещества, не подлежащего дальнейшему использованию в качестве товарного продукта КТК) подписывается представителем ДЭ и представителем Отдела по транспортировке нефти и коммерции.

13.14. Качество очистки внутренней поверхности резервуара контролируется величиной остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка на внутренних поверхностях стенок и днища резервуара.

Результаты контроля остаточной пожарной нагрузки необходимо оформить актом подготовки резервуара к ремонтным работам.

Предельно допустимая пожарная нагрузка (ПДПН), т.е. величина остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка в любой точке внутренней поверхности резервуара при проведении огневых работ без доступа людей в резервуар, не должна превышать $0,2 \text{ кг/м}^2$ и $0,1 \text{ кг/м}^2$ – с доступом рабочих внутрь резервуара для проведения огневых работ при ремонте резервуара.

13.15. После выполнения очистных работ составляется акт на выполненную очистку по форме «

13.16. Приложение F (обязательное)».

При необходимости проведения ремонта с ведением огневых работ составляется соответствующий акт, согласно утвержденной КТК форме.

13.17. Дополнительные меры безопасности при выполнении работ по очистке резервуаров приведены в разделе «Охрана труда, охрана окружающей среды и пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров и резервуарных парков» настоящих Правил.

13.18. При выполнении очистки резервуаров предпочтительно применяются методы и технологии, гарантирующие выполнение требований промышленной, пожарной, экологической безопасности РФ, РК и обеспечивающие минимизацию образования отходов в процессе производства данных работ.

14. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ

14.1. Целью диагностирования является выявление дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность резервуара, и прогнозирование технического состояния сварных вертикальных цилиндрических резервуаров.

14.2. Общий срок службы резервуара должен обеспечиваться проведением регулярного двухуровневого диагностирования с оценкой технического состояния и проведением ремонтов (при необходимости).

14.3. Двухуровневое диагностирование резервуаров включает в себя:

- частичное диагностирование (без выведения из эксплуатации);
- полное диагностирование (с выводом из эксплуатации, очисткой и дегазацией).

14.4. При техническом диагностировании РП первоочередному обследованию подлежат резервуары:

- находящиеся в аварийном состоянии;
- выработавшие расчетный срок службы или имеющие недопустимые повреждения или дефекты.

14.5. В период эксплуатации резервуара проводятся следующие виды технической диагностики:

- в случае выявления дефекта, требующего вывода резервуара в ремонт – полная техническая диагностика;
- в плановом порядке – полная, частичная техническая диагностика и контроль технического состояния.

14.6. Периодичность диагностирования (обследования технического состояния) регламентируется ГОСТ 31385-2008 [44], РД 08-95-95 [36], ГОСТ 31937-2011 [49], Технический регламент о безопасности зданий и сооружений [2].

14.7. Первое частичное диагностирование должно проводиться:

- через 2 года после ввода в эксплуатацию – для резервуаров I и II классов опасности;
- через 4 года – для резервуаров III класса опасности;
- через 5 лет – для резервуаров IV класса опасности.

14.8. Периодичность выполнения последующего полного и частичного технического диагностирования зависит от срока эксплуатации резервуара:

- при сроке эксплуатации до 20 лет полное обследование выполняется 1 раз в 10 лет, а частичное – 1 раз в 5 лет;
- при сроке эксплуатации свыше 20 лет полное обследование выполняется 1 раз в 8 лет, а частичное – 1 раз в 4 года.

14.9. Допускается проведение полного обследования на одном резервуаре-представителе выборочно из группы одинаковых резервуаров, работающих в пределах расчетного срока службы, но не более 20 лет, в одинаковых условиях (одинаковые конструкции, примененные материалы, технология сооружения, продолжительность и условия эксплуатации), заключение по данному резервуару распространяется на все резервуары группы; на которых проводится частичное обследование.

Возможно частичное обследование опорожненных резервуаров с внутренней стороны, если они снаружи покрыты изоляцией.

14.10. По истечении срока эксплуатации резервуара проводится экспертиза промышленной безопасности для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации в соответствии с требованиями ФНП РФ «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» [8] и Правил РК «Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» [15].

14.11. Если по результатам полной технической диагностики резервуара-представителя не требуется вывод резервуара в ремонт до очередной технической диагностики, то все резервуары данной группы, на которых не обнаружены недопустимые дефекты по результатам частичной диагностики, признаются годными к эксплуатации и для них устанавливается срок следующей технической диагностики как для резервуара-представителя.

14.12. Конкретные сроки последующего диагностирования резервуара и его уровень назначаются экспертной организацией по результатам диагностирования, но должны быть не более предусмотренных в п. 14.8.

14.13. Резервуары, в которых по результатам частичной технической диагностики обнаружены недопустимые дефекты, выводятся из эксплуатации и подлежат проведению полной технической диагностики.

14.14. В случае отсутствия полного комплекта документации или обнаружения в процессе эксплуатации существенных дефектов в основном металле и сварных соединениях, недопустимых деформаций конструкций и т.п. частичные и полные обследования проводятся через более короткие периоды, устанавливаемые специализированной организацией.

14.15. Частичное диагностирование резервуара предусматривает выполнение следующих работ:

- ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар;
- визуальный контроль конструкций резервуара, включая сварные соединения;
- визуальное определение видов и степени коррозионного поражения наружной поверхности стенки, уторного узла и крыши резервуара;
- измерение фактических толщин элементов стенки и крыши резервуара;

- измерение толщины низа стенки в зоне уторного узла с шагом не более 1 м с целью определения степени коррозионных поражений;
- определение толщины окраечных листов днища в зоне утора;
- измерение геометрической формы и повреждений стенки;
- проверку соответствия требованиям проекта и норм размещения патрубков на стенке резервуара по отношению к вертикальным и горизонтальным сварным швам;
- контроль качества сварных соединений стенки неразрушающими методами;
- оценку состояния узлов врезок люков-лазов и ПРП в стенку резервуара;
- проверку состояния фундамента и отмостки;
- нивелирование наружного контура днища;
- обследование анкерных болтов (при их наличии) и зон их заделки;
- поверочные расчеты конструкции резервуара;
- отбор проб металла разрушающими и неразрушающими способами;
- анализ состояния резервуара, разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации (с назначением очередного срока и вида диагностирования), ремонту или выводу из эксплуатации;
- составление заключения о техническом состоянии резервуара.

14.16. Полное диагностирование резервуаров проводится с выводом их из эксплуатации, опорожнением, дегазацией и зачисткой. Полное диагностирование проводится в соответствии с согласованной КТК программой диагностирования, предусматривает выполнение работ, проводимых при частичном диагностировании и, кроме того, дополнительных работ:

- измерения и анализ изменений геометрических отклонений корпуса и основания за время эксплуатации резервуара по данным приемо-сдаточной документации и результатов предыдущих диагностирований;
- диагностирование поверхности снаружи и изнутри всех конструктивных элементов резервуара, включая понтон (плавающую крышу);
- измерение толщин всех конструктивных элементов резервуара с выявлением зон недопустимых коррозионных повреждений;
- измерение зазоров между понтоном (плавающей крышей) и стенкой резервуара и обследование состояния затвора;
- измерение вертикальности направляющих плавающей крыши (понтон);
- измерение вертикальности опорных стоек плавающей крыши (понтон);
- измерение геометрических характеристик конструктивных элементов резервуара с выявлением параметров, выходящих за допускаемые пределы;
- оценка состояния узлов врезок люков-лазов и ПРП в стенку внутри резервуара;
- определение характера и величины осадки основания и оценка неравномерности осадки основания в зоне стенки и в центральной части днища резервуара;
- контроль качества сварных соединений физическими методами, включая узел соединения днища со стенкой (уторный узел резервуара) и сварные соединения врезок в стенку нижнего пояса;

- определение механических свойств и критической температуры хрупкости металла в зонах интенсивных коррозионных повреждений (при необходимости), а также участков с высокой концентрацией напряжений и резервуаров со сроком эксплуатации более 20 лет;
- измерение толщины антикоррозионных покрытий;
- оценка скорости коррозионных процессов в зонах интенсивной коррозии;
- поверочный прочностной расчет основных конструктивных элементов резервуара, включая расчет устойчивости корпуса резервуара;
- оценка остаточного ресурса резервуара и определение вида и срока проведения очередного диагностирования;
- составление технического отчета о результатах полного диагностирования, включающего дефектную ведомость, рекомендации о необходимости проведения ремонта или реконструкции резервуара с определением вида и режима прочностных испытаний, заключение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара.

14.17. Работы по техническому диагностированию резервуаров должны проводиться с соблюдением действующих правил пожарной безопасности и охраны труда.

14.18. Работы по технической диагностике резервуаров выполняются организациями, для которых такой вид деятельности предусмотрен уставом.

Диагностические организации должны иметь:

- нормативную и техническую документацию, в том числе утвержденные в установленном порядке методики, по которым проводятся работы по технической диагностике;
- средства измерений, средства контроля и оборудование, необходимые для выполнения в полном объеме работ, предусмотренных программой диагностирования;
- необходимые средства и техническое оснащение, обеспечивающие доступ персонала к проведению работ по технической диагностике в любой точке резервуара;
- аттестованную лабораторию неразрушающего контроля на право выполнения соответствующих видов контроля согласно требованиям ТР ТС и ФНП РФ и законодательства РК;
- обученных и аттестованных специалистов неразрушающего контроля;
- при выполнении работ по экспертизе промышленной безопасности – лицензию на осуществление деятельности по экспертизе промышленной безопасности технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте и экспертов, прошедших аттестацию, для которых работа в экспертной организации является основной, или другой разрешительный документ, предусмотренный действующим законодательством Таможенного союза, РФ и РК.

14.19. Диагностическая организация имеет право применять любые как расчетные, так и инструментальные методы и методики диагностирования и исследований, направленные на получение наиболее полной и достоверной информации о состоянии резервуарных конструкций, оценки пригодности их к дальнейшей эксплуатации и определения остаточного ресурса. При этом ответственность за достоверность получаемых результатов и правильность

выводов, сделанных на их основе, полностью возлагается на организацию, проводящую диагностирование.

14.20. При проведении диагностирования резервуаров могут применяться следующие методы:

- цветная дефектоскопия – для выявления поверхностных дефектов, включая зарождающиеся или имеющиеся в конструкции микротрещины или коррозионные трещины;
- капиллярные методы – для определения герметичности соединений;
- ультразвуковая дефектоскопия – для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях;
- ультразвуковая толщинометрия (ультразвуковое сканирование) – с целью определения степени коррозионных повреждений;
- электрофизическое зондирование грунта в основании – для определения возможных протечек продукта и оценки герметичности днища заполненного резервуара;
- акустико-эмиссионный метод диагностики – для выявления в корпусе дефектов, склонных к развитию при нагружении;
- метод магнитной анизотропии – для оценки напряженно-деформированного состояния и определения коэффициентов концентрации напряжений в различных зонах конструкции;
- метод инфракрасной спектроскопии – для определения зон концентрации напряжений в стенке резервуаров по увеличению температуры в этих зонах в процессе нагружения;
- метод определения прочности конструктивных элементов резервуара, а также выявления зон и оценки степени структурной неоднородности соединений по измерению твердости металла и сварных соединений переносным твердомером;
- стандартные методы определения механических свойств металла и сварных соединений резервуара на вырезанных из конструкции пробах;
- метод оценки склонности металла и сварных соединений к хрупким разрушениям по определению критической температуры перехода в хрупкое состояние образцов с острым надрезом;
- метод оценки свойств стали и соединений на базе металлографических и фрактографических исследований микропроб, взятых из конструктивных элементов резервуара.

14.21. Аппаратура, методы и средства, применяемые при техническом диагностировании резервуаров, должны позволять надежно выявлять недопустимые дефекты.

14.22. Не допускается применение аппаратуры и измерительной техники, подлежащей проверке и не прошедшей ее.

14.23. До начала работ по обследованию резервуара необходимо выполнить следующее:

- а) организации, осуществляющей техническое обслуживание резервуара:
 - подготовить резервуар и составить акт о готовности резервуара к проведению технического диагностирования (при полном и частичном обследовании – по произвольной форме);
- б) организации, выполняющей техническое диагностирование и обследование:

- получить наряд-допуск на проведение газоопасных работ на территории РП и внутри резервуара;
- провести подготовительные работы (проверить исправность приборов, аппаратуры и инструментов; подготовить эскизы кровли, днища и развертки стенки; нанести на внешней поверхности стенки резервуара номера вертикальных стыков листов нижнего пояса и точки нивелирования днища и плавающей крыши резервуара и т.д.).

14.24. Организация проведения работ по контролю технического состояния резервуаров возлагается на их владельца. Владелец обязан:

- предоставить всю техническую и технологическую документацию на резервуар специалистам, выполняющим техническое диагностирование;
- разработать и выполнить комплекс мероприятий, обеспечивающих безопасность проведения работ, включая зачистку и дегазацию резервуара;
- обеспечить доступ специалистов, проводящих дефектоскопию, ко всем зонам, предусмотренным программой диагностирования;
- выполнить работы по зачистке зон, подлежащих контролю, а также демонтаж конструктивных элементов, мешающих проведению диагностирования.

14.25. Техническое диагностирование резервуара должно проводиться по программе, учитывающей конкретные условия его эксплуатации, на основе типовой программы, представленной в РД 08-95-95 [36].

14.26. Программа по техническому диагностированию резервуара разрабатывает служба эксплуатации региона и утверждает менеджер по ТО НПС КТК.

Примечание: По результатам натурного обследования резервуара программа может быть откорректирована с учетом выявленных дефектов.

14.27. Техническое диагностирование резервуара включает в себя следующие этапы:

- ознакомление с технической документацией на резервуар;
- анализ конструктивных особенностей резервуара, определение элементов резервуара, работающих в наиболее напряженных условиях;
- программы обследования;
- натурное обследование резервуара;
- выдача отчета с заключением о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара.

14.28. По результатам визуального осмотра резервуара уточняются объем и методы проведения дефектоскопии.

14.29. Все выявленные при техническом диагностировании данные, характеризующие состояние основного металла, сварных соединений, деформацию, коррозию, геометрическую форму резервуара и т.п. должны быть сопоставлены с требованиями проектов, действующих стандартов, РД 08-95-95 [36] и другой НТД.

14.30. Сварные соединения конструктивных элементов резервуара должны удовлетворять требованиям проекта, ГОСТ 31385-2008 [44], РД 08-95-95 [36], стандартов на соответствующие виды сварки и типы сварных швов.

14.31. Все сварные швы резервуара должны быть проконтролированы в объеме 100% методом ВИК.

Для резервуаров нефтепроводной системы КТК объем контроля сварных соединений физическими методами устанавливается в соответствии с Таблицей 7.

Таблица 7 – Объем контроля сварных соединений физическими методами, %

Зона контроля	Класс опасности резервуара				
	IV	III		II	I
		1000-9000 м ³	10000-20000 м ³		
Вертикальные сварные соединения в поясах:					
1, 2	20	25	50	100	100
3, 4	5	10	25	50	100
5, 6	2	5	10	25	50
Остальные	–	–	5	10	25
Горизонтальные сварные соединения между поясами:					
1-2	3	5	10	15	20
2-3	1	2	5	5	10
3-4	–	–	2	2	5
Остальные	–	–	–	2	2
Примечания					
1 При выборе зон контроля преимущество следует отдавать местам пересечения швов.					
2 Монтажные стыки резервуаров рулонной сборки объемом от 1000 м ³ и более должны контролироваться в объеме 100% длины швов.					

Объем работ по контролю сварных соединений днища при полном техническом диагностировании:

- центральная часть – 100 %-ный контроль соединений вакуумным методом;
- 100 %-ный радиографический контроль или ультразвуковой контроль стыковых соединений окраек, по одной точечной рентгенограмме (≈250 мм) с внешней стороны окрайки;

– 100 %-ный контроль внешнего и внутреннего угловых швов уторного узла стенки капиллярным методом или магнитопопорошковым.

При частичном диагностировании проводится контроль внешнего шва узла соединения днища со стенкой капиллярным или магнитопопорошковым методом в объеме 100%.

14.32. Объемы контроля сварных швов резервуара при частичном техническом диагностировании определяется программой на проведение частичного диагностирования.

14.33. Толщина отдельных листов стенки по результатам измерений в наиболее прокорродированных местах не должна быть меньше предельно допустимых толщин, определенных расчетом в соответствии с действующей НТД:

- прочности стенки от действия гидростатического давления от продукта и избыточного давления;
- устойчивости стенки от действия ветровой нагрузки и внутреннего вакуума;
- прочности и устойчивости стенки от действия сейсмической нагрузки.

14.34. Толщина отдельных листов центральной части днища, настила крыши, мембран плавающей крыши (понтон) по результатам измерений в наиболее прокорродированных местах не должна быть меньше предельно допустимых толщин, определенных нормативной документацией или номинальной толщины, предусмотренной проектом, минус припуск на коррозию.

14.35. Толщина несущих и конструктивных элементов каркаса стационарной крыши по результатам измерения должна обеспечивать прочность и устойчивость в соответствии с действующей НТД.

14.36. Толщина самонесущих крыш по результатам измерения должна обеспечивать устойчивость в соответствии с действующей НТД.

14.37. Для резервуаров в соответствии с РД 08-95-95 [36]:

- предельно допустимый износ листов кровли, центральной части понтон (плавающей крыши), днища резервуара не должен превышать 50 % от проектной величины;
- предельно допустимый износ несущих конструкций кровли (прогонов, балок, связей), а также окраек днища и коробов понтон (плавающей крыши) не должен превышать 30 % от проектной величины, если сохраняется их расчетная несущая способность.

14.38. В процессе эксплуатации изменение геометрической формы корпуса чаще всего происходит из-за неравномерной осадки, под действием вакуума, переполнения, вибраций, а также из-за некачественной подготовки основания. Для нового резервуара допустимые отклонения от вертикали образующих каждого пояса стенки, относительно низа стенки не должно превышать $1/200$ высоты, измерения проводятся с шагом не реже чем через 6 м по периметру стенки.

14.39. Предельные отклонения размеров и формы отклонения стенки резервуара от проектной формы для нового резервуара должны удовлетворять требованиям проектной документации, ГОСТ 31385-2008 [44] и другой НТД. В таблице приведены предельные отклонения размеров и формы по[44].

Таблица 8. Предельные отклонения размеров и формы нового резервуара

Наименование параметра	Предельные отклонения, мм при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1. Внутренний диаметр на уровне 300 мм от днища	0.005 R	0.003 R	0.002 R	0.0015 R	Измерение в четырех диаметрах под углом в 45°
2. Высота стенки: - до 12м включительно - св.12 до 18 м - св 18 м	±20 ±30 ±40				Измерение в четырех диаметрах под углом в 45°
3. Отклонение по вертикали образующих на высоте каждого пояса (Н – расстояние от днища до точки измерения)	±1/200Н				Измерения проводятся не реже чем через каждые 6 м по всему периметру стенки. Измерения проводятся в пределах 50 мм ниже горизонтальных швов.
4. Локальные отклонения от проектной формы	±15				Измерения проводят вертикальной рейкой и горизонтальным шаблоном, выполненным по проектному радиусу стенки.
5. Местные отклонения от проектной формы в зонах монтажных сварных швов (угловатость)	В соответствии с требованиями рабочих чертежей металлических конструкций (проект)				Измерения проводят шаблоном, выполненным по проектному радиусу стенки.

14.40. Отклонения от горизонтали наружного контура днища нового резервуара должны удовлетворять требованиям проектной документации, ГОСТ 31385-2008 [44] и другой НТД и приведены в «Таблица 6 – Допустимые отклонения отметок окрайки днища по ГОСТ 31385-2008».

14.41. Для резервуаров, находящихся в эксплуатации от 5 до 20 лет, допустимые отклонения могут быть увеличены в 1,3 раза.

14.42. Результаты технического диагностирования отражаются в техническом отчете (заключении), оформленном в соответствии с РД 08-95-95 [36].

Все обнаруженные отклонения от требований проектной и нормативной документации, особенности и выявленные дефекты фиксируются в техническом отчете с указанием места расположения и размеров, включаются в дефектную ведомость.

14.43. Текстовая часть заключения должна заканчиваться выводами и рекомендациями с указанием возможности или условий дальнейшей надежной эксплуатации резервуаров.

14.44. На выполненные при техническом обследовании резервуара работы составляется первичная документация, на основании которой оформляется заключение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации резервуара, необходимости его ремонта.

14.45. Оформленное заключение подписывается исполнителями, утверждается руководителем организации, проводившей диагностирование, и передается КТК.

14.46. Рекомендуемые объекты контроля при техническом диагностировании приведены в «

14.47. Приложение Н (рекомендуемое)».

15. ОХРАНА ТРУДА, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ И РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ

15.1. Охрана труда

15.1.1. К проведению работ в РП допускаются работники не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж, стажировку на рабочем месте и проверку знаний по охране труда.

15.1.2. Все работы в РП следует выполнять в соответствии с инструкциями по эксплуатации оборудования и нормативными документами в области охраны труда Компании. [].

15.1.3. Наиболее неблагоприятными для здоровья работников являются операции по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов. Основными опасными и вредными производственными факторами являются токсичность нефтепродуктов и их паров, их высокая пожаро- и взрывоопасность, движущиеся машины и механизмы, повышенная (пониженная) температура воздуха рабочей зоны, высота, электрооборудование, недостаточная освещенность рабочей зоны и т.д.

15.1.4. Работникам необходимо знать схему расположения трубопроводов и назначение всей запорной арматуры, чтобы в процессе эксплуатации РП, а также при аварии или пожаре быстро и безошибочно производить необходимые переключения.

15.1.5. Работники обеспечиваются согласно установленным перечням и нормам СИЗ, спецодеждой, спецобувью, мылом и т.д. СИЗ должны храниться в специально отведенных помещениях.

15.1.6. Проведение в РП огневых или газоопасных работ разрешается только после оформления в установленном порядке наряда-допуска на проведение работ повышенной опасности. Не допускается пользование неисправными инструментами, приспособлениями, механизмами, СИЗ.

15.1.7. Для предотвращения утечек нефтепродуктов из резервуаров необходимо поддерживать полную техническую исправность и герметичность резервуаров и всего резервуарного оборудования.

15.1.8. Дороги и проезды на территории РП необходимо содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега.

15.1.9. Очистку от снега резервуарных лестниц и крыш допускается производить только лопатами, исключая возможность искрообразования.

15.1.10. Перекрытие отдельных участков дорог и проездов на территории РП для ремонта или по другим причинам согласовываются с пожарной охраной НПС, МТ. На период ремонтных и других работ на дорогах необходимо оставлять проезды шириной не менее 3,5 м или устраивать мостики через траншеи.

15.1.11. В местах прохода работников через трубопроводы следует оборудовать переходные площадки или мостики с перилами, которые необходимо содержать в чистоте и исправном состоянии.

- 15.1.12. На территории РП в летнее время траву необходимо скашивать и вывозить в сыром виде.
- 15.1.13. Обвалование резервуаров следует содержать в исправном состоянии. При ремонтных работах на территории РП не допускается нарушение целостности обвалования. Не допускается переход через обвалование в неустановленных местах.
- 15.1.14. Для транспортировки тяжелого оборудования или материалов к резервуарам при ремонтных работах на территории РП необходимо устраивать переезды через обвалование с подсыпкой грунта. Устройство подъездов через обвалование РП должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов.
- 15.1.15. Ямы и траншеи, вырытые при ремонтных работах, в ночное, дневное время и при длительных перерывах в работе (выходные и праздничные дни) следует оградить, а после окончания работ засыпать и спланировать.
- 15.1.16. В темное время суток территорию РП необходимо освещать.
- 15.1.17. Для местного освещения в темное время суток следует применять переносные взрывобезопасные аккумуляторные светильники напряжением не более 12 В, включать и выключать которые следует за обвалованием или ограждением РП.
- 15.1.18. На территории РП не допускается курение и применение открытого огня.
- 15.1.19. По территории РП не допускается проезд автотранспорта, тракторов, спецтехники без искрогасителей.
- 15.1.20. РП необходимо оборудовать аварийной пожарной сигнализацией, телефонной (радиотелефонной) связью с работодателем и ближайшей пожарной частью.

15.2. Охрана окружающей среды

Организация природоохранной деятельности

15.2.1. Под окружающей природной средой в рамках данного документа (окружающей средой) понимается вся совокупность природных элементов и их комплексов в зоне расположения РП и прилегающих к ней территорий.

В соответствии с №7-ФЗ «Об охране окружающей природной среды» [5] вопросы охраны окружающей среды при эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов решаются как комплексная задача, обеспечивающая сочетание экологических и экономических интересов.

15.2.2. Охрана окружающей среды при эксплуатации резервуаров состоит в:

- соблюдении действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды;
- контроле степени загрязнения атмосферы, воды и почвы нефтью (нефтепродуктом);
- контроле за утилизацией и своевременным удалением с территории твердых отходов;
- своевременной ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;
- выполнении мероприятий по сокращению загрязнения окружающей среды.

15.2.3. В ходе эксплуатации резервуаров и РП товарной нефти и нефтепродуктов нефтепроводной системы КТК охрана окружающей среды обеспечивается применяемыми в проекте техническими решениями:

- конструкция резервуаров, выполненных из стали повышенной ударной вязкости, с увеличенной толщиной стенки, с ветровыми кольцами жесткости на стенке резервуара обеспечивает их устойчивость в условиях воздействия ветровой и снеговой нагрузок;

- многослойные фундаменты резервуаров МТ, выполненные из песчано-гравийной подушки, армированной геотекстильными материалами, железобетонных колец, рассчитаны на повышенные сейсмические воздействия;

- для предотвращения потерь от испарения и снижения загазованности территории РП установлены резервуары с плавающей крышей или понтоном, снабженные затвором, герметизирующим зазор между стенкой резервуара и плавающим покрытием;

- резервуары (кроме НПС Тенгиз) оснащены системами обнаружения утечек нефти через днище;

- на всех резервуарах (кроме НПС Тенгиз) предусмотрена установка индивидуальных систем катодной защиты днища;

- все резервуары (кроме НПС Комсомольская) оснащены системой автоматического пожаротушения;

- все резервуары оборудованы автоматическими системами контроля уровня нефти, сигнализации и отключения резервуара при выходе параметров за критические значения;

- каждый резервуар расположен в отдельном замкнутом обваловании: вместимость обвалованных участков на 10% превышает объем ограждаемых резервуаров, при этом высота обвалования или ограждающей стены принимается на 0,2 м выше расчетного уровня разлившейся нефти;

- дно обвалования запроектировано с непроницаемым слоем из глины или пленки из полиэтилена высокой плотности;

- РП МТ оснащен тройной системой локализации разливов, а резервуаров НПС – двойной;

- все операции по контролю и управлению работой РП осуществляются централизованно из ГЦУ при помощи автоматической системы.

15.2.4. Деятельность КТК по охране окружающей природной среды при эксплуатации резервуаров должна осуществляться в соответствии с ФЗ:

- «Об охране окружающей среды» («Экологический кодекс» для РК) [5] [11],
- «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» [6],
- «О гражданской защите» (для РК) [10],
- и другими законодательными актами РФ и РК, а также нормативными документами, регламентирующими деятельность в области охраны окружающей среды и Положением о производственном экологическом контроле КТК.

15.2.5. С целью обеспечения соблюдения стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды, обязательных на территории РФ и РК, должен осуществляться производственный экологический контроль всех объектов КТК, в том числе РП, включающий в себя:

- контроль источников воздействия объектов КТК на окружающую природную среду (атмосферный воздух, водные объекты, почва);
- контроль утилизации и своевременного размещения отходов;
- своевременное устранение загрязнения окружающей среды, ликвидацию его последствий и определение ущерба, причиняемого окружающей среде;
- разработку планов природоохранных мероприятий по сокращению потерь нефти;
- внесение платы за загрязнение окружающей природной среды;
- ведение статистической отчетности по охране окружающей среды;
- взаимодействие с органами государственного экологического контроля.

15.2.6. По результатам производственного экологического контроля, в случае необходимости, в производственных подразделениях системы КТК должны разрабатываться корректирующие мероприятия, которые могут предусматривать приведение к нормативному состоянию воздействия объектов КТК на атмосферный воздух, почвы, поверхностные и подземные воды и/или приведение различных нормативно-разрешительных документов объектов КТК в соответствие с актуальными природоохранительными требованиями законодательства РФ, РК.

Документы, лимитирующие загрязнения воздушной и водной сред, разрешение на размещение отходов, разрешение на водопользование и отчетность по вопросам природопользования и природоохранной деятельности должны оформляться в порядке, установленном законодательством РФ и РК.

Плата за загрязнение окружающей природной среды взимается в соответствии с законодательными актами РК и РФ по охране окружающей среды.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также от возмещения в полном объеме ущерба, причиненного окружающей природной среде, здоровью и имуществу граждан, организаций.

15.2.7. Для организации работы в области охраны окружающей среды по КТК должны быть назначены ответственные лица, обеспечивающие выполнение вышеуказанных мероприятий.

Лица, ответственные за природоохранную деятельность в системе КТК, обязаны:

- знать действующее природоохранное законодательство, нормативно правовые документы и принимать необходимые меры по их соблюдению;
- принимать незамедлительные меры к устранению ответственными специалистами ДЭ регионов выявленных нарушений по сверхнормативному воздействию на окружающую среду и планированию мероприятий по приведению объектов КТК к нормативному состоянию.

15.2.8. Региональный менеджер КТК и специалисты по вопросам охраны окружающей среды (ООС), должны обеспечить обучение сотрудников принципам предотвращения негативного воздействия на окружающую среду с помощью надлежащего планирования и внедрения защитных мероприятий.

Охрана атмосферного воздуха

15.2.9. В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» [5] выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются на основе разрешения на выброс, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

15.2.10. Выбросы в атмосферу углеводородов, образующиеся вследствие испарения из резервуаров нефти (нефтепродукта), не должны превышать величин, указанных в разрешении на предельно допустимые выбросы (ПДВ), выдаваемом региональными органами по охране окружающей среды. Нормы ПДВ устанавливаются и утверждаются на основе проектов, разработанных для произведенных объектов КТК, включая РП НПС и МТ.

После установления норм ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу должен быть организован контроль за их соблюдением. Контроль за выбросами углеводородов в атмосферу должен осуществляться по плану-графику. План-график контроля разрабатывается в составе Проекта нормативов ПДВ, утверждается руководителем КТК и согласовывается с региональными органами охраны окружающей среды.

В плане-графике контроля указываются точки контроля, контролируемые параметры, периодичность отбора, а также лаборатории, осуществляющие контроль.

15.2.11. При разработке норм ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться:

- Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» [5];
- ГОСТ 17.2.3.02-78 [21], ГОСТ 17.2.3.02-2014 [22];
- «Нормами естественной убыли нефти при приеме, отпуске и хранении»;
- «Методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» ОНД-86 [39];
- «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия».

15.2.12. Если к моменту разработки нормативов ПДВ на НПС и МТ по причинам объективного характера не может быть обеспечено достижение норм предельно допустимых выбросов, то по согласованию с региональными органами по охране природы допускается установление норм временно согласованных выбросов – лимитов.

Нормативы временно согласованных выбросов должны устанавливаться на уровне, определенном для технически оснащенных НПС и нефтебаз, аналогичных по мощности и технологии, с указанием мероприятий, направленных на поэтапное снижение выбросов загрязняющих веществ до значений, обеспечивающих соблюдение ПДК.

15.2.13. После установления норм предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу на НПС и МТ должен быть организован контроль за их соблюдением путем ведения журналов ПОД 1,2. Периодичность

контроля выбросов углеводородов из резервуаров определяется на основании расчетов рассеивания, приведенных в «Проекте нормативов предельно допустимых выбросов (временно согласованных выбросов)» и положений ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2» [40].

Контроль должен осуществляться либо силами предприятия, либо специализированными организациями на договорной основе.

Охрана поверхностных и подземных вод

15.2.14. Производственно-дождевые сточные воды с РП поступают в системы производственной канализации и на очистные сооружения.

15.2.15. Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02-83 [41].

15.2.16. КТК осуществляется контроль за состоянием подземных вод водозаборов.

15.2.17. Контроль за качеством природных и сточных вод производится либо силами предприятия, либо специализированными лабораториями, имеющими соответствующую аккредитацию. План-график контроля согласовывается с региональными органами охраны окружающей среды.

15.2.18. Во избежание загрязнения водоемов и водотоков нефтью на каждой НПС и МТ должен быть разработан план ликвидации возможных аварий.

Охрана почвы

15.2.19. Источниками загрязнения почвы нефтью в РП являются:

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

15.2.20. Эксплуатационный персонал должен осуществлять постоянный надзор за герметичностью резервуара, технологических трубопроводов, оборудования, фланцевых соединений, люков и т.п.

15.2.21. Во избежание переливов нефти следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти по достижении заданного уровня.

Действия с отходами в соответствии с нормативно-разрешительным Документом, устанавливающим нормативы образования отходов и лимиты на их размещение для каждого объекта КТК

15.2.22. Отходы (шламы очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов), образующиеся при зачистке резервуаров, помещают в места временного накопления на территории объектов, оборудованные в соответствии с требованиями природоохранного и санитарного законодательства РФ. С целью оптимизации транспортных расходов на территории объектов КТК указанные места накопления отходов должны быть организованы, обустроены и поддерживаться в нормативном состоянии заблаговременно, до начала работ, на

постоянной основе - в соответствии с Проектами нормативов образования отходов и лимитов на их размещение объекта.

15.2.23. По мере накопления или в темпе производства очистных работ отходы должны быть передаваться на обезвреживание либо размещение специализированным лицензированным организациям - в соответствии с нормативно-разрешительным Документом объекта.

15.2.24. Годовые количества образованных и размещенных отходов для каждого объекта КТК не должны превышать количества, указанные в тоннах для каждого отхода, поименованного в нормативно-разрешительном Документе объекта (предприятия).

15.2.25. При разработке Проектов нормативов образования и лимитов размещения отходов следует руководствоваться актуальными законодательными актами РФ и РК об охране окружающей среды. В составе Проекта нормативов образования отходов и лимитов на их размещение для НПС и МТ должны быть учтены, в том числе, и количества отходов, образующиеся при очистке стен и днищ резервуаров с учетом и исходя из обязательности применения на объектах КТК наилучших технологий работ, обеспечивающих минимизацию образования отходов при очистке резервуаров.

15.3. Пожарная безопасность при эксплуатации резервуаров

15.3.1. Пожарная безопасность резервуаров и РП в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91 [18] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения образования на территории РП горючей паровоздушной среды, исключения нахождения и образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийное разрушение и аварийные утечки из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- предотвращения неорганизованного возможного разлива и растекания нефти за пределами обвалования резервуаров, а также обеспечения исправности и работоспособности системы пожаротушения, способной предотвратить развитие пожара в крупномасштабную аварию;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего НПС и МТ, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров в РП.

15.3.2. В целях обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации резервуаров и РП должны соблюдаться требования законодательных и нормативных документов:

- а) на территории РФ:
 - ФЗ №69 «О пожарной безопасности» [4];
 - Технический регламент «О требованиях пожарной безопасности» [7].
- б) на территории Республики Казахстан:
 - Закон РК №188-V «О гражданской защите» [104];
 - Постановление Правительства РК №1682 «Об утверждении Правил пожарной безопасности» [12];
 - а также требования СНиП 2.11.03-93 [29], действующей на территории РФ и РК.

15.3.3. Для каждого РП НПС должна быть разработана инструкция по пожарной безопасности в соответствии с действующими на данной территории нормативными документами и настоящими «Правилами ...», а также:

- на территории РФ согласно Постановлению №390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» [9];
- на территории РК согласно ППБС-02-95 (РД-112-РК-004-95) [16].

15.3.4. РП и отдельно стоящие резервуары должны оснащаться системами пенного пожаротушения и водяного охлаждения согласно проектам пожаротушения, обеспечивающим выполнение требований СНИП 2.11.03-93 [29].

15.3.5. Ответственность за обеспечение пожарной безопасности в РП НПС и МТ возлагается на руководителей всех уровней и обслуживающий персонал согласно положениям и должностным инструкциям.

15.3.6. Контроль за состоянием систем и средств пожаротушения на НПС и МТ возлагается на руководителей объектов.

15.3.7. Задачей добровольной пожарной дружины (ДПД) является принятие мер к тушению пожара в РП до прибытия специализированных пожарных подразделений.

15.3.8. Персонал объектов должен проходить противопожарный инструктаж (вводный, целевой), занятия по пожарно-техническому минимуму, строго выполнять правила пожарной безопасности и не допускать действий, которые могли бы привести к взрыву или пожару.

15.3.9. Системы пожаротушения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действиям, к ним должен быть обеспечен свободный доступ.

15.3.10. РП и отдельно стоящие резервуары должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения в соответствии с действующими нормами.

15.3.11. Для размещения первичных средств пожаротушения на территории РП должны быть установлены пожарные щиты (по одному щиту на каждые 5000 м² площади РП, но не менее одного), оснащенные набором средств пожаротушения. Использование первичных средств не по назначению запрещается.

15.3.12. Ручные огнетушители должны размещаться на вертикальных конструкциях пожарных щитов с наружной стороны обвалования на высоте не более 1,5 м от уровня земли (пола) до нижнего торца огнетушителя или в специальных пожарных шкафах.

15.3.13. При температуре окружающей среды 0° С и ниже пенные огнетушители необходимо перенести в отапливаемые помещения и вывесить плакат «Здесь находятся огнетушители», а в местах, где находились огнетушители в теплое время года, вывесить таблички с указанием места их нахождения. Каждому огнетушителю, поступившему в эксплуатацию, необходимо присвоить порядковый номер, обозначаемый краской на корпусе огнетушителя, и завести на него паспорт.

15.3.14. ГЦУ, РЦУ и местные операторные НПС и РП МТ должны быть обеспечены телефонной связью с пожарной охраной объекта, территориальными управлениями ГПС. В

операторной должна иметься инструкция о порядке эксплуатации системы пожаротушения резервуаров в автоматическом, дистанционном и ручном режимах.

15.3.15. Ко всем средствам пожарной связи (телефонам, извещателям и т.п.) должен обеспечиваться свободный доступ в любое время суток, места их установки должны иметь достаточную освещенность.

15.3.16. Оборудование, используемое в резервуарах и РП, должно быть взрывозащищенного исполнения согласно ГОСТ 12.2.020-76 [48], ГОСТ 12.1.018-93 [19], ГОСТ Р 52931-2008 [46], ГОСТ 22782.0-81 (СТ СЭВ 3141-81) [25], ПУЭ [35].

15.3.17. Электрическую часть средств измерения уровня и отбора проб не допускается устанавливать внутри резервуара.

15.3.18. При техническом обслуживании и ремонте резервуаров и резервуарного оборудования в опасных зонах необходимо пользоваться инструментом и приспособлениями, исключающими искрообразование.

15.3.19. Ежегодно перед наступлением грозового сезона (в марте, апреле) необходимо осмотреть состояние наземных элементов молниезащиты (молниеприемников, токоотводов), обращая внимание на места соединения токоведущих элементов, и проверить сопротивление контуров заземления.

15.3.20. Недопустимо в грозовой сезон оставлять молниеприемник без надежного соединения с токоотводом и заземлителем.

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

15.3.22. Затворы направляющих стоек и кольцевого зазора между плавающей крышей и стенкой резервуара должны содержаться в исправном состоянии. Конструкцией подвижных соединений (механизма управления хлопушкой, механического смесителя и другого оборудования) должна быть исключена возможность искрообразования.

15.3.23. Замер уровня нефти в резервуарах должен производиться дистанционными приборами. При необходимости ручного замера уровня и отбора проб для исключения разрядов статического электричества и образования искр необходимо использовать гибкие измерительные ленты из металлов, не дающих искр. Под крышкой замерного люка должна быть проложена медная, алюминиевая, свинцовая или резиновая прокладка, исключающая образование искр при резком закрытии люка.

15.3.24. Места ручного отбора проб и измерения уровня нефти в резервуарах должны иметь достаточное освещение, а в случае отсутствия достаточного освещения следует пользоваться переносными светильниками во взрывозащищенном исполнении. Переносные светильники включают и выключают за обвалованием или ограждением РП. Применение не сертифицированных на пожаробезопасность карманных фонарей запрещается.

15.3.25. Переносные пробоотборники должны быть изготовлены из материала, не образующего искр при ударе (алюминия, бронзы, латуни и др.).

15.3.26. Крышка люка после отбора пробы и замера уровня нефти должна быть закрыта.

Закрывать крышку следует осторожно, не допуская падения и удара её о горловину люка.

Обтирать ленту рулетки следует хлопчатобумажной ветошью. Запрещается использовать для этой цели шерстяную и шелковую ветошь.

15.3.27. Территория РП должна содержаться в чистоте. Разлитая нефть должна немедленно убираться. Не допускается засорять территорию промасленными тряпками и другими материалами, они должны собираться в предназначенные для этой цели ящики с крышками. Категорически запрещается складирование на территории РП горючих материалов.

15.3.28. Все въезды (дороги и проезды) на территорию расположения РП необходимо содержать в исправном состоянии, своевременно ремонтировать. Проезды к пожарным гидрантам, подходы к пожарному инвентарю и оборудованию должны быть свободными. Загромождать дороги не допускается.

15.3.29. Технические средства, используемые в обваловании резервуаров, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

15.3.30. Автотранспорту запрещается подъезжать к резервуару с нефтью (нефтепродуктом) на расстоянии ближе 20 м.

На участках, где возможно скопление газов и паров нефти (нефтепродукта), должны быть установлены знаки, запрещающие проезд транспортных и ремонтных средств.

15.3.31. Пребывание на территории РП лиц, не имеющих непосредственного отношения к охране, эксплуатации, обслуживанию резервуаров, оборудования и их ремонту, не допускается.

15.3.32. На территории РП запрещается пользоваться мобильными телефонами, открытыми источниками огня и света (факелами, спичками, свечами, керосиновыми лампами и т.д.), если это не обусловлено нарядом-допуском к работе.

На территории РП согласно ГОСТ Р 12.4.026-2001 [41], НПБ 160-97 [31] должны быть установлены щиты с надписями и знаки о пожарной безопасности.

15.3.33. Подготовительные работы к ремонту и работы по ремонту резервуаров должны вестись с соблюдением правил пожарной безопасности согласно требованиям «Инструкции по организации безопасного проведения газоопасных работ КТК».

15.3.34. В местах проведения очистных или огневых работ должны быть необходимые средства пожаротушения.

15.3.35. Монтаж оборудования для очистки резервуара должен осуществляться при соблюдении условий искробезопасности. Нагрузки, создаваемые при монтаже и работе оборудования, не должны превышать предельно допустимых значений прочности корпуса и крыши стальных резервуаров, корпуса понтона (плавающей крыши).

Соединения трубопроводов, насосных агрегатов и другого оборудования, применяемых при очистке резервуаров, должны быть герметичными.

15.3.36. Электрооборудование, используемое при выполнении подготовительных и ремонтных работ, должно быть во взрывозащищенном исполнении.

15.3.37. В случае применения при дегазации принудительной вентиляции выбранное количество вентиляторов и их характеристики должны обеспечивать безопасный режим вентиляции, концентрация паров нефти в обваловании и за его пределами не должна превышать предельно допустимой взрывобезопасной концентрации (ПДВК= 2,0 г/м³).

Скорость приточной струи воздуха, подаваемого в резервуар (в начале процесса), при наличии взрывоопасных концентраций должна быть не более 10 м/с, но не менее 2 м/с. После снижения в газовом пространстве резервуара концентрации паров меньше ПДВК скорость воздуха может быть увеличена, но не более 50 м/с.

15.3.38. В процессе проведения работ по очистке и дегазации должен проводиться контроль загазованности в обваловании резервуара, зоне работ и местах установки насосных агрегатов, а также при изменении метеорологической обстановки.

Периодичность отбора проб определяется проектом производства работ.

15.3.39. Огневые работы на территории РП и в резервуарах следует выполнять в соответствии с требованиями настоящих Правил и «Инструкции по безопасному ведению огневых работ на объектах нефтепроводной системы КТК».

15.3.40. Огневые работы в резервуаре и на территории РП можно проводить только после выполнения всех подготовительных мероприятий, направленных на обеспечение полной взрывопожаробезопасности.

15.3.41. Огневые работы внутри и снаружи резервуара, в колодцах разрешается проводить при концентрации горючих паров и газов не выше ПДК.

15.3.42. Проведение огневых работ как внутри, так и снаружи резервуаров допускается только после контрольных анализов воздуха в местах ведения работ перед началом, после каждого перерыва и во время проведения огневых работ периодически, но не реже чем через 2 часа, в резервуаре и внутри его обвалования;

15.3.43. При превышении ПДК огневые работы следует прекратить.

15.3.44. Перед началом огневых работ внутри обвалования резервуара:

- ливнеприемные и канализационные колодцы должны быть закрыты, присыпаны слоем песка толщиной не менее 15 см;
- запорные устройства на выпусках ливневой канализации за пределы обвалований должны быть закрыты;
- должна быть обеспечена герметичность фланцевых соединений и т.п.;
- должно быть очищено место проведения работ от горючих материалов в радиусе, указанном в Таблице 9 в зависимости от высоты расположения точки сварки (резки).

При наличии вблизи мест проведения огневых работ сгораемых конструкций последние должны быть надежно защищены от возгораний металлическими экранами.

Таблица 9 – Минимальный радиус зоны, подлежащей очистке от горючих материалов

Высота точки сварки над уровнем пола или прилегающей территории, м	0	2	3	4	6	8	10	свыше 10
Радиус зоны, м	5	8	9	10	11	12	13	14

Места электросварки для предупреждения разлета искр оградить переносными асбестовыми, металлическими или другими несгораемыми щитами размером 1x2 м в пределах

зоны, указанной в «Таблица 9 – Минимальный радиус зоны, подлежащей очистке от горючих материалов».

В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты и другое необходимое оборудование, должны быть приняты следующие меры пожарной безопасности:

- полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефти;
- места разлива нефти должны быть засыпаны слоем песка или земли толщиной не менее 5 см;
- в радиусе 5 м от места проведения огневых работ не должно быть сухой травы;
- необходимо соблюдать осторожность при перемещении сварочных проводов, не допускать их искрения.

15.3.45. Не допускается производство электросварочных работ во время сильного ветра, дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом электросварщика, во время грозы работы должны быть прекращены.

Совмещение огневых работ внутри резервуаров с другими видами ремонтных работ запрещается.

15.3.46. Для освещения при производстве ремонтных работ внутри резервуара разрешается пользоваться светильниками напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении.

15.3.47. Запрещается проводить сварочные работы с применением приставных лестниц и пользоваться во время работы неисправным инструментом и незаземленным сварочным оборудованием.

15.3.48. После окончания огневых работ место их проведения должно быть тщательно проверено и очищено от раскаленных огарков, окалины или тлеющих предметов, а при необходимости, залито водой.

Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний вертикальных стальных резервуаров

А.1. При подготовке резервуара к испытанию проверяются его геометрическая форма и размеры, а также положение в плане и по высоте всех конструктивных элементов резервуара в объеме, предусмотренном ГОСТ 31385-2008 [44]; выполняется нивелирование днища РВС с построением плана днища в горизонталях с целью определения соответствия уклона днища проектному и выявления деформированных участков (хлопунов и вмятин). Отклонения не должны превышать величин, приведенных в ГОСТ 31385-2008 [44].

А.2. Для оценки качества сварных соединений применяют следующие методы контроля:

- визуальный и инструментальный;
- радиографический;
- ультразвуковой;
- вакуумный;
- капиллярный.

Методы и объемы работ по контролю принимаются в соответствии с проектной документацией, ГОСТ 31385-2008 [44] и с учетом дополнительных требований СРС-58021 [54] для РВСП-100000.

Таблица А.1 - Методы контроля сварных соединений металлоконструкций резервуаров

Зона контроля	Метод контроля					
	Визуально-измерительный	Вакуумирование	Радиографирование	Ультразвуковой	Капиллярный (цветной)	Избыточным давлением
Днище						
Швы днища, швы накладок с днищем	+	+	-	-	-	-
Швы днища на расстоянии 250 мм от наружной кромки	+	+	+	-	-	-
Стенка						
Вертикальные швы 1-го и 2-го поясов	+	-	+	1)	-	-
Вертикальные швы остальных поясов	+	-	2)	+	-	-

Зона контроля	Метод контроля					
	Визуально-измерительный	Вакуумирование	Радиографирование	Ультразвуковой	Капиллярный (цветной)	Избыточным давлением
Горизонтальные швы поясов	+	-	2)	+	-	-
Швы перекрестий вертикального и горизонтального шва	+	-	+	-	-	-
Шов между патрубком и стенкой	+	+ или проба ("мел - керосин")	-	+	-	-
Шов между воротником патрубка (люка) и 1-м поясом стенки	+	-	-	-	+	+
Шов между воротником патрубка (люка) и стенкой (кроме 1-го пояса)	+	-	-	-	-	+
Радиальные швы колец жесткости	+	-	-	-	-	+
Места удаления сборочных приспособлений, сварные соединения элементов конструкции после их термической обработки	+	-	-	-	+	-
Шов стенки с днищем	+	+ (с внутренней стороны)	-	-	+ или проба "мел - керосин" наружной стороны шва ³⁾	-

Зона контроля	Метод контроля					
	Визуально-измерительный	Вакуумирование	Радиографирование	Ультразвуковой	Капиллярный (цветной)	Избыточным давлением
Стационарная крыша						
Радиальные швы опорного кольца	+	-	-	+	-	-
Швы настила кровли, щитов кровли	+	+	-	-	-	+
Шов патрубка с кровлей	+	+	-	-	-	-
Плавающая крыша (стальной понтон)						
Швы коробов (отсеков) и заглушек стоек	+	-	-	-	-	+ (каждый короб, отсек)
Швы центральной части	+	+	-	-	-	-
Швы патрубков с крышей	+	+	-	-	-	-
1) Допускается применение УЗК. 2) Допускается применение радиографирования. 3) Контроль пробой "мел - керосин" проводят до сварки шва с внутренней стороны.						

А.3. Объем работ по контролю сварных соединений днища:

- центральная часть – 100 %-ный контроль соединений вакуумным методом;
- 100 %-ный радиографический контроль стыковых соединений окраек, по одной точечной рентгенограмме (≈ 250 мм) с внешней стороны окрайки;
- 100 %-ный контроль внешнего и внутреннего угловых швов капиллярным методом.

А.4. Объемы контроля сварных швов стенки должны быть выполнены с учетом требований проектной документации и «Таблица 7 – Объем контроля сварных соединений физическими методами, %**Ошибка! Источник ссылки не найден.**» настоящих Правил.

При капитальном ремонте вновь выполненные сварные швы подвергаются 100 %-ному контролю методами, установленными проектом.

А.5. Перед испытанием резервуара с плавающей крышей или понтоном при положении крыши (понтон) на опорных стойках проводят дополнительно следующие замеры:

- а) фактического периметра плавающей крыши или понтона;

- б) фактического зазора между стенкой и плавающей крышей или понтоном;
- б) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши или понтона;
- в) отклонений от вертикали наружной стенки коробов наружного кольца плавающей крыши (понтон);
- г) отклонений от горизонтали верхней кромки наружного кольца плавающей крыши (понтон).

Указанные отклонения не должны превышать допустимых величин, приведенных в «Таблица А.2 – Предельные отклонения размеров плавающей крыши и понтона по ГОСТ 31385-2008».

Таблица А.2 – Предельные отклонения размеров плавающей крыши и понтона по ГОСТ 31385-2008 [44]

Наименование параметра	Предельное отклонение (мм) при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
1 Отметки верхней кромки наружного кольцевого листа (борта): - разность между отметками соседних точек на расстоянии 6 м по периметру - разность между отметками любых других точек		30			-
2 Отклонение наружного кольцевого листа от вертикали на высоту листа		±10			Измерения проводят не реже чем через каждые 6 м по всему периметру
3 Отклонение направляющих от вертикали на всю высоту направляющих Н, мм, в радиальном и тангенциальном направлениях		1/1000 Н			-
4 Зазор между верхней кромкой наружного кольцевого листа и стенкой резервуара		10			Измерения проводят через каждые 6 м по периметру (положение - понтон на днище)
5 Зазор между направляющей и патрубком в понтоне или коробке		15			-

Наименование параметра	Предельное отклонение (мм) при диаметре резервуара				Примечание
	до 12 м	св. 12 до 25 м	св. 25 до 40 м	св. 40 м	
плавающей крыши (положение - понтон на днище)					
6 Отклонение опорных стоек от вертикали при опирании на них понтона или плавающей крыши			30		-

А.6. Гидравлическое испытание проводится для окончательной проверки прочности конструкций фундамента, основания, прочности и плотности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций, а также с целью консолидации (уплотнения) грунтов естественного и искусственного оснований в период производства испытаний.

А.7. Для обеспечения аварийного слива воды во время гидравлического испытания в случае образования течи в днище или стенке резервуара узел оперативного переключения задвижек системы трубопроводов для заполнения и опорожнения резервуара водой следует располагать за пределами обвалования.

А.8. Подготовка резервуара к испытанию завершается комиссионной проверкой его внутреннего пространства, закрытием люков и составлением акта готовности резервуара к гидравлическим испытаниям.

А.9. Гидравлическое испытание резервуара проводится наливом воды в соответствии с программой испытаний.

А.10. Виды испытаний в зависимости от типа резервуаров приведены в «Таблица А.3 – Виды испытаний резервуаров».

Таблица А.3 – Виды испытаний резервуаров

Вид испытания	РВС	РВСП	РВПК
1 Испытания герметичности корпуса резервуара при заливе водой	+	+	+
2 Испытания прочности корпуса резервуара при гидростатической нагрузке	+	+	+
3 Испытания герметичности стационарной крыши РВС избыточным давлением воздуха	+	-	-
4 Испытания устойчивости корпуса резервуара созданием относительного разрежения внутри резервуара	+	-	-
5 Испытания плавучести и работоспособности понтона или плавающей крыши	-	+	+

Вид испытания	РВС	РВСП	РВПК
6 Испытания работоспособности катушей лестницы	-	-	+
7 Испытания устойчивости основания резервуара с определением абсолютной и неравномерной осадки по контуру днища, крена резервуара, профиля центральной части днища	+	+	+
Примечание - Знак "+" означает, что испытание проводят, знак "-" – не проводят.			

А.11. Гидравлические испытания проводятся при положительной температуре окружающего воздуха. При проведении гидравлических испытаний при отрицательной температуре разрабатываются мероприятия, которые обеспечивают положительную температуру воды в резервуаре и исключают примерзание затвора к стенке резервуара, обмерзание понтона, плавающей крыши и стенки резервуара, замерзание воды в арматуре.

Гидравлическое испытание рекомендуется проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5° С.

А.12. Резервуар, должен быть залит водой до определенной программой испытаний отметки, испытывается на гидравлическое давление с выдержкой под этой нагрузкой (без избыточного давления) объемом, тыс. м³:

- для резервуаров объемом до 10000 м³ – 24 ч;
- для резервуаров объемом свыше 10000 м³ до 20000 м³ – 48 ч;
- для резервуаров объемом свыше 20000 м³ – 72 ч.

А.13. Испытание резервуара на прочность и устойчивость проводят при полном его заливе водой, избыточном давлении в газовом пространстве на 25 %, а вакууме на 50% больше проектной величины, если в проекте на резервуар и в проекте производства работ по его монтажу нет других указаний, а продолжительность нагрузки 30 минут. В процессе испытания резервуара на избыточное давление проводят визуальный контроль 100% сварных швов стационарной крыши резервуара.

А.14. Давление в газовом пространстве при испытаниях создается либо непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, либо нагнетанием сжатого воздуха.

А.15. По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных соединений, соблюдая меры безопасности, определенные программой испытаний.

А.16. При обнаружении течи из-под днища, появлении мокрых пятен на поверхности отмотки испытание необходимо прекратить, слить воду из резервуара, установить причину течи и устранить дефект. При обнаружении трещин, свищей и отпотин в швах поясов стенки испытание должно быть прекращено. Уровень воды необходимо понизить ниже дефектного места и устранить дефект. Эти участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами.

А.17. Гидравлическое испытание резервуара типа РВСП и РВСПК проводят до монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши (понтон) и вокруг направляющих

стоек. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и катушей лестницы, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов (отсеков), а также измеряют глубину погружения плавающей крыши (понтон). Допускается монтаж уплотняющего затвора и уплотнение направляющей плавающей крыши. В этом случае, в процессе опорожнения резервуара контролируется плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов.

А.18. Испытание системы водоспуска плавающей крыши проводится дважды. При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) испытание проводится путем заполнения системы водоспуска водой и создания давления по проекту. Второй раз система водоспуска испытывается в процессе испытания корпуса резервуара наливом воды. Для этого задвижка на выходе системы водоспуска должна быть постоянно открыта. Отсутствие воды в задвижке будет свидетельствовать о герметичности системы водоспуска.

А.19. При опорожнении резервуара после гидравлического испытания замеряют зазоры между верхней кромкой наружной стенки плавающей крыши и стенкой резервуара, между направляющими трубами и патрубками в крыше.

А.20. На всех резервуарах в процессе гидравлического испытания необходимо выполнять соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов, деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания, до и после него.

А.21. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если:

- в процессе испытания в колодцах системы контроля утечек, на поверхности стенки или по краям днища не появится течь и уровень воды не будет снижаться с учетом возможных температурных колебаний;
- осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуарах не превысит допустимых пределов, указанных в «Таблица 7 – Объем контроля сварных соединений физическими методами, %» настоящих Правил;
- не возникла деформация отдельных конструктивных элементов резервуара;
- плавающая крыша (понтон) плавно поднимется и опустится без рывков и заеданий, погружение плавающей крыши (понтон) не превысит проектный.

А.22. Геодезический контроль за деформацией оснований, фундаментов и отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания выполняет подрядная организация с участием представителя КТК.

А.23. Геодезическому контролю подлежат:

- окрайка днища;
- фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точкам окрайки днища;
- днище резервуара после его опорожнения;
- фундаменты опорных конструкций запорной арматуры приемо-раздаточных технологических трубопроводов;
- фундамент лестницы (в случае шахтной лестницы);

- трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков);
- стенка резервуара, понтон, плавающая крыша.

А.24. Периодичность нивелирования окрайки днища, фундаментного кольца и фундаментов опорных конструкций запорной арматуры – в соответствии с программой испытаний в процессе заполнения, выдержки и опорожнения; остальных элементов, перечисленных в А.23, – до заполнения и после слива воды из резервуара.

А.25. Точки нивелирования окрайки днища и фундаментного кольца рекомендуется совмещать с вертикальными швами первого пояса стенки резервуара или по положению закладных марок в фундаменте резервуара. Количество точек нивелирования определяется в зависимости от длины листов стенки и шага измерений в соответствии в «Таблица 7 – Объем контроля сварных соединений физическими методами, %» настоящих Правил.

Швы первого пояса должны быть промаркированы несмываемой краской в направлении нарастания нумерации «по часовой стрелке» с исчислением от ПРП.

А.26. Результаты гидравлического испытания и геодезического контроля оформляются актом.

А.27. Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность, выполнения антикоррозионной защиты резервуара лакокрасочными материалами, устройства тепловой изоляции и наружных подогревателей (если предусмотрено проектом), монтажа на нем технологического и контрольно-измерительного оборудования, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям проекта.

В.1. Рекомендуемый перечень документации, представляемой при предъявлении резервуара к прочностным испытаниям

1. Журнал пооперационного контроля монтажно-сварочных работ при сооружении вертикального цилиндрического резервуара.
2. Акт на приемку основания и фундаментов.
3. Протокол качества на конструкции резервуара.
4. Акт контроля качества смонтированных (собранных) конструкций резервуара.
5. Акт приемки металлоконструкций резервуара для монтажа
6. Рабочие и детализированные чертежи металлоконструкций.
7. Проект производства работ.
8. Заключение на контроль 100% монтажных и заводских сварных швов днища.
9. Заключение на контроль монтажных сварных швов коробов понтона (плавающей крыши), патрубков и опорных стоек понтона (плавающей крыши).
10. Заключение на контроль физическими методами монтажных стыков стенки резервуара.
11. Заключение на контроль шва соединения стенки с днищем / окрайками днища.
12. Методика выполнения фактических контрольных замеров.
13. Журнал авторского надзора с приложением эскизов и других технических решений, принятых в процессе монтажа представителями организаций, выполнявших авторский надзор.

В.2 Рекомендуемый перечень документации, представляемой при составлении Акта завершения монтажа металлоконструкций резервуара

1. Акт на приемку основания и фундаментов.
2. Сертификат качества на конструкции резервуара (с приложениями).
3. Акт контроля качества смонтированных конструкций резервуара (с приложениями).
4. Акт гидравлического испытания резервуара (с приложениями).
5. Акт испытания резервуара на внутреннее избыточное давление и вакуум (с приложениями).

Форма Паспорта сварного стального резервуара № _____

Тип _____

Дата составления паспорта _____

Место установки резервуара _____

(наименование предприятия)

Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи (КМ) стальных конструкций

Номер проекта _____

Наименование организации, разработавшей детализованные чертежи (КМД)

Номер проекта _____

Наименование завода-изготовителя, стальных конструкций

Заводской № _____ изготовителя

Наименование организации, разработавшей ППР (проект производства работ)

Номер проекта _____

Наименование строительно-монтажных организаций, выполнивших

1. Монтаж стальных конструкций _____

2. Строительство основания и фундамента _____

Даты монтажа: начало _____

конец _____

Отклонения от проекта _____

Даты начала и окончания испытаний резервуара и результаты испытаний

Даты приемки резервуара и ввода его в эксплуатацию _____

Наименование организации, разработавшей рабочие чертежи затвора уплотняющего

Наименование завода-изготовителя затвора уплотняющего

Наименование организации, разработавшей чертежи систем:

- размыва донных отложений и нефтеосадков;
- пожаротушения;
- молниезащиты;
- заземления;
- водоспуска (в РВСПК);
- прочих.

Наименование организации, разработавшей ППР антикоррозийной защиты

Наименование организации, осуществившей антикоррозионную защиту

Техническая характеристика резервуара (проект/фактически)

Диаметр _____ внутренний, _____ мм

Высота, _____ мм

Геометрический объем, м³ _____

Максимально допустимый уровень заполнения по проекту, м _____

Высота верхнего положения понтона, плавающей крыши (по нижней поверхности понтона, плавающей крыши), м _____

Высота нижнего положения понтона, плавающей крыши, м _____

Высота плавающей крыши на опорных стойках для техобслуживания, м _____

Строительный объем резервуара, м³ _____

Полезный объем резервуара (между нижним и верхним положениями понтона, плавающей крыши), _____ м³

Максимальная скорость перемещения плавающей крыши, понтона, _____ м/ч

Максимальная эксплуатационная температура, _____ С°

Термоизоляция крыши выполнена толщиной _____ мм

из материала _____

Термоизоляция стенки выполнена толщиной _____ мм

из материала _____

Антикоррозионная защита резервуара

Защищаемая поверхность резервуара	Покрытие (материал, количество и толщина слоев)	Электрохимическая защита (ЭХЗ)	
		протекторная	катодная
1	2	3	4
внутренняя: днище 1-ый пояс стенка крыша наружная:			

Защищаемая поверхность резервуара	Покрытие (материал, количество и толщина слоев)	Электрохимическая защита (ЭХЗ)	
		протекторная	катодная
1	2	3	4
днище стенка крыша			

Диаметр, мм

плавающей крыши _____

понтонна _____

Погружение в воду, мм

плавающей крыши _____

понтонна _____

Тип системы водоспуска (диаметр и количество)

Масса, т

плавающей крыши _____

понтонна _____

Ширина уплотняющегося зазора, мм

Марка уплотняющегося затвора

Пределы рабочего хода уплотняющегося затвора, мм

Данные об основании и фундаменте резервуара:

а) грунт, на котором устроена подушка, фундамент

б) нижний слой подушки выполнен толщиной _____ мм

из материала _____

в) верхний слой подушки выполнен толщиной _____ мм

из материала _____

г) откосы подушки укреплены _____

д) осадка основания после испытания резервуара водой составила _____ мм

е) периодическая проверка осадки основания:

Дата	Способ проверки	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта проверки
1	2	3	4	5

ж) проведение ремонта основания:

Дата	Описание ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на проведенный ремонт
1	2	3	4

Перечень установленного оборудования

Клапаны дыхательные (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Клапаны предохранительные (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Предохранители огневые (тип, количество, изготовитель, дата установки)

Люк замерный (диаметр, количество) _____

Люк световой (диаметр, количество)

Люк-лаз (диаметр, количество, расстояние от нижней кромки лазового люка до днища резервуара, мм)

Патрубок для дыхательных клапанов (диаметр, количество)

Патрубок вентиляционный (диаметр, количество)

Патрубок приемо-раздаточный (диаметр, количество, расстояние от днища резервуара до оси патрубка, мм) _____

Перепускное устройство (количество)

Прибор для замера уровня (марка, изготовитель, дата установки)

Кран сифонный (диаметр)

Сигнализатор уровня (марка, изготовитель, дата установки)

Пеногенераторы (марка, количество, изготовитель, дата установки)

Пробоотборник (марка, изготовитель, дата установки)

Термоизвещатель (марка, количество, изготовитель, дата установки)

Устройство размыва донных отложений (тип, изготовитель, дата установки)

Оборудование подслоного пожаротушения (тип, изготовитель, дата установки)

Уровнемер (марка, изготовитель, дата установки) _____
 Примечание (сведения о замене оборудования)

Отклонения резервуара от вертикали, выявленные при приемке в эксплуатацию

Дата проверки	Способ проверки	Результаты проверки	Организация, проводившая проверку	Место хранения акта на проверку отклонений от вертикали
1	2	3	4	5

Испытания резервуара:

Дата испытания	Испытуемые элементы резервуара	Метод испытания	Результаты испытания	Организация, проводившая испытания	Место хранения акта на испытание
1	2	3	4	5	6

Сведения об авариях резервуара:

Дата	Описание аварии	Причины аварии	Место хранения акта об аварии
1	2	3	4

Сведения об очистке резервуара:

Дата (начало, конец)	Причины очистки	Способ очистки	Организация, проводившая очистку	Место хранения акта об очистке
1	2	3	4	5

Техническое диагностирование резервуара

Тип обследования (частичное, полное)

Дата	Что подверглось диагностированию	Способ диагностирования	Результат диагностирования	Организация, проводившая диагностирование	Место хранения заключения по проведенному диагностированию
1	2	3	4	5	6

Ремонт резервуара:

Дата	Характер и вид ремонта	Что подвергалось ремонту	Способ ремонта	Качество и результат ремонта	Организация, проводившая ремонт	Место хранения акта на ремонт
1	2	3	4	5	6	7

Приложения (с указанием места хранения):

1. Деталировочные чертежи стальных конструкций (КМД) № _____ и рабочие чертежи (КМ) № _____.
2. Заводские сертификаты на изготовленные стальные конструкции.
3. Документ о согласовании отступлений от проекта при монтаже.
4. Акты приемки скрытых работ.
5. Документы (сертификаты и др.), удостоверяющие качество электродов, электродной проволоки, флюсов и прочих материалов, примененных при монтаже.
6. Схемы геодезических замеров при проверке разбивочных осей и установке конструкций.
7. Журнал сварочных работ.
8. Акты испытания резервуаров и оборудования.
9. Описи удостоверений (дипломов) о квалификации сварщиков, проводящих сварку конструкций при монтаже.
10. Документы результатов испытания сварных монтажных швов.
11. Заключение по просвечиванию сварных монтажных швов рентгено- или гамма-лучами и схемы расположения мест просвечивания.
12. Акты приемки смонтированного оборудования.
13. Акт приемки резервуара в эксплуатацию.
14. Градуировочная таблица.

Паспорт заполнен

(Ф.И.О.,

должность,

подпись)

7 – Максимально допустимая производительность через один патрубок определяется по максимально допустимой скорости с обеспечением электростатической безопасности;

9 – Суммарная пропускная способность вентиляционных патрубков должна обеспечивать безаварийную работу резервуаров при их заполнении и опорожнении;

10 – Максимально допустимая скорость движения плавающей крыши – в соответствии с п. 9.3.3;

12 – Принимается меньшая из производительностей, рассчитанная по ограничительным показателям (пропускная способность дыхательной арматуры, допустимая производительность истечения нефти через ПРП, максимально допустимая скорость движения плавающей крыши);

13, 14 – Высота стенки и высота мертвой полости резервуара взята из градуировочных таблиц;

19 – Датчик максимального уровня. Устанавливается с учетом высоты стенки резервуара, высоты плавающей крыши, погружения крыши в нефть, а также необходимого запаса уровня на возможное температурное расширение нефти. Достижение максимального аварийного уровня в резервуарах вызывает срабатывание аварийной предупредительной сигнализации и закрытие задвижек на входе в резервуар;

20 – Реле минимального уровня. Не регулируется. Должно устанавливаться выше высоты стоек крыши в рабочем положении, с учетом времени закрытия задвижек и погружением крыши. Срабатывание датчика минимального уровня вызывает срабатывание аварийной предупредительной сигнализации, остановку бустерных насосов и закрытие задвижек на выходе. (Отсутствует на НПС Тенгиз);

21 – **Аварийный максимальный уровень** – Уставка в системе SCADA "HH". Должна быть ниже уровня датчика максимального уровня. Достижение максимального аварийного уровня в резервуарах вызывает срабатывание аварийной предупредительной сигнализации и закрытие задвижек на входе в резервуар;

22 – **Аварийный минимальный уровень** – Уставка в системе SCADA "LL". Достижение минимального аварийного уровня нефти в резервуарах вызывает срабатывание аварийной предупредительной сигнализации, остановку бустерных насосов, насоса МЦР (многоцелевой резервуар) и закрытие задвижек на выходе;

23 – **Допустимый максимальный уровень** – Уставка в системе SCADA "HI". При достижении срабатывает предупредительная сигнализация. При получении данного сигнала необходимо принять меры по регулировке производительности при приеме (откачки) нефти или по закрытию задвижек на входе (выходе) резервуара;

24 – **Допустимый минимальный уровень** – Уставка в системе SCADA "LO". При достижении срабатывает предупредительная сигнализация. При получении данного сигнала необходимо принять меры по регулировке производительности при приеме (откачки) нефти или по закрытию задвижек на входе

(выходе) резервуара. Допустимый минимальный уровень определяет норму технологического запаса нефти в резервуаре. С величины допустимого минимального уровня вычисляется масса товарной нефти в резервуаре;

25 – **Максимальный рабочий уровень** нефти в резервуарах должен быть ниже максимального допустимого уровня на величину, необходимую для обеспечения приема дополнительного объема нефти при внеплановых прекращениях откачки (налива) нефти. Резервирование в каждой технологической группе резервуарного парка для приема, сброса нефти должно предусматриваться из расчета не менее двухчасовой ожидаемой максимальной производительности нефтепроводов;

26 – **Минимальный рабочий уровень** нефти в резервуарах – уровень, необходимый для продолжения откачки (налива) нефти из резервуаров без изменения режима перекачки (налива) до минимально допустимого в течении времени ликвидации причин снижения производительности приема нефти.

Примечание. Расчетное время, необходимое для оперативных переговоров с диспетчерами поставщиков и соответствующих действий по остановке откачивающих агрегатов или отключению резервуаров НПС и МТ при достижении рабочего уровня, принято 0,25 ч.

АКТ № _____
готовности резервуара № _____
к очистным работам

« _____ » _____ 20 _____ г. НПС, МТ _____
(наименование объекта)

Комиссия в составе начальника (НПС, МТ)

_____ (наименование НПС (МТ), должность, фамилия, имя, отчество)

инженер по охране труда

_____ (фамилия, имя, отчество)

специалист КТК, ответственный за организацию безопасного производства работ по очистке

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

представителя пожарной охраны (НПС, МТ)

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

в присутствии ответственного лица Исполнителя работ по очистке

_____ (должность, фамилия, имя, отчество)

составила настоящий акт о следующем:

нами проведен осмотр и проверена готовность резервуара к выполнению работ по очистке

_____ (наименование и № резервуара)

для _____

(указать назначение и требуемую степень очистки)

При осмотре и проверке установлено, что при подготовке к работам по очистке

_____ в соответствии с «Правилами технической

_____ (наименование и № резервуара)

эксплуатации резервуаров» выполнено следующее:

Освобождение

_____ (указать наименование резервуара)

_____ количество оставшейся нефти, куб. м, уровень, см,

_____ характеристика остатка)

Отсоединение

_____ (наименование резервуара)

от всех трубопроводов (кроме очистного) путем закрытия запорной арматуры с установкой заглушек №№ _____

Подготовлены следующие средства для производства очистных работ:

_____ (указать, какие насосы, трубопроводы и другое оборудование)

Заключение:

Резервуар № _____ осмотрен и принят для производства очистных работ

Ответственное лицо от Исполнителя работ по очистке резервуара

_____ (подпись)

Начальник (НПС, МТ)

_____ (подпись)

Инженер по охране труда

_____ (подпись)

Специалист КТК, ответственный за организацию безопасного производства работ по очистке

_____ (подпись)

Представитель пожарной охраны

_____ (подпись)

Приложение F (обязательное)

Форма

УТВЕРЖДАЮ

Начальник НПС, МТ

НПС, МТ _____

(наименование предприятия)

(подпись)

« _____ » _____ 20 ____ г.

АКТ № _____

на выполненную очистку резервуара № _____

« _____ » _____ 20 ____ г.

НПС, МТ

(наименование объекта)

Комиссия в составе специалиста КТК, ответственного за организацию безопасного производства работ по очистке

(наименование НПС (МТ), должность, фамилия, имя, отчество)

исполнителя работ, ответственного по очистке

(фамилия, имя, отчество)

представителей заинтересованных организаций

(фамилия, имя, отчество)

провела осмотр

(наименование и номер резервуара)

после очистки из-под

для заполнения, обследования, ремонта и т.д.

Заключение комиссии

(оценка)

Председатель комиссии

(подпись)

Подписи членов комиссии:

Специалист КТК, ответственный за организацию безопасного производства работ по очистке

(подпись)

представитель пожарной охраны

(подпись)

ответственный представитель организации, выполнявшей очистку

(подпись)

НПС, МТ

наименование предприятия

Утверждаю
Начальник НПС, МТ

подпись

« _____ » _____

АКТ № _____

« _____ » _____

о готовности резервуара к проведению ремонта с ведением огневых работ

Основание:

(приказ, распоряжение и т.д.)

Составлен комиссией в составе:

председатель:

(должность, фамилия, имя, отчество)

члены комиссии:

представитель КТК

(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель пожарной охраны

(должность, фамилия, имя, отчество)

ответственный представитель ремонтной организации

(должность, фамилия, имя, отчество)

В период с _____ по _____ комиссия провела проверку готовности _____

(наименование и номер резервуара)

к производству нижеследующего ремонта с ведением огневых работ:

(перечислить работы, которые будут произведены)

В процессе подготовки

(наименование и номер резервуара)

к производству ремонта с ведением огневых работ выполнено:

1. Резервуар очищен _____

(указать качество зачистки; соответствие ее требованиям для ведения огневых работ)

2. Резервуар отсоединен от действующих нефтепроводов; поставлены металлические заглушки и составлена схема их установки, которая приложена к настоящему акту.

3. Проведен анализ воздуха для определения возможности ведения огневых работ внутри резервуара _____

(наименование и номер резервуара)

после отглушения всех трубопроводов

от _____

(дата)

4. Все задвижки на соседних резервуарах и трубопроводах, водоспускные краны, колодцы, канализация и узлы задвижек (во избежание загорания паров нефтепродуктов) прикрыты войлоком (в жаркое время войлок смачивается водой).

5. Подготовлены пожарный инвентарь и средства пожаротушения (песок, лопаты, кошма, огнетушители).

Председатель комиссии _____

(подпись)

Члены комиссии:

представитель КТК _____

(подпись)

представитель пожарной охраны _____

(подпись)

ответственный представитель ремонтной организации _____

(подпись)

Приложение Н (рекомендуемое)

В приложении приведены рекомендуемый перечень объектов контроля при проведении частичной (Таблица Н1) и полной (Таблица Н2) технической диагностике резервуара:

- фундамента и основания,
- несущих конструкций,
- ограждающих конструкций,
- вспомогательных конструкций
- оборудования резервуара.

Конкретная программа проведения технического диагностирования зависит от конструктивных особенностей резервуара, срока его эксплуатации и его технического состояния.

Таблица Н1

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
A.1	Фундамент			
A.1.1.	Отмостка фундамента			
A.1.1.a	Наличие трещин, растительности на отмостке	+	+	+
A.1.1.б	Наличие зазоров между кольцевым фундаментом и отмосткой	+	+	+
A.1.1.в	Наличие зон застоя воды на отмостке	+	+	+
A.1.2.	Бетонное кольцо			
A.1.2.a	Проверка разрушения бетона, сколов и трещин, особенно в местах подкладных полос, используемых при сварке стыковых сварных соединений днища под стенкой	+	+	+
A.1.2.б	Определение прочности бетона	+	+	+
A.1.2.в	Обследование дренажных отверстий в кольцевом фундаменте днищ, дренажных колодцев и верха фундамента на наличие протечек из-под днища	+	+	+
A.1.2.г	Проверьте, нет ли пустот под фундамент и растительности под днищем резервуара	+	+	+
A.1.2.д	Убедиться, что стекающая со стенки дождевая вода уходит в дренаж на удалении от резервуара	+	+	+
A.1.2.e	Измерение отметок фундамента через 6 м по периметру стенки резервуара:	+	+	+
A.1.2.ж	Абсолютная осадка фундамента после приемки в эксплуатацию	+	+	+
A.1.2.з	Максимальная разность высотных отметок смежных точек по периметру	+	+	+
A.1.2.и	Максимальная разность высотных отметок любых точек по периметру (крен фундамента)	+	+	+
A.1.3.	Гидрофобный слой и отмостка			

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
A.1.3.a	Проверить отсутствие оседания резервуара ниже поверхности отмости, которое приведет к попаданию дождевой воды под резервуар	+	+	+
A.1.3.б	Проверить, нет ли участков с обнаженным щебнем, который свидетельствует об утечке продукта. Присутствие щебня под стальным днищем приводит обычно к сильной эрозии нижней стороны днища. Сделайте запись о необходимости дополнительного обследования днища (с помощью ультразвуковой толщинометрии или вырезания испытательных образцов) при полной диагностике резервуара	+	+	+
A.1.4	Фундаменты опор трубопроводов и задвижек			
A.1.4.a	Осмотр фундамента опор	+	+	+
A.1.4.б	Нивелирование опор с целью определения разности отметок с фундаментом резервуара	+	+	+
A.1.5.	Дренажное резервуарной площадки			
A.1.5.a	Проверить отвод с площадки дренажей резервуара и связанных с ним трубопроводов и коллекторов	+	+	+
A.1.5.б	Проверить рабочее состояние дренажных каналов	+	+	+
A.1.6.	Бытовые отходы			
	Проверить отсутствие на площадке мусора, растительности и других пожароопасных накоплений.	+	+	+
A.1.7	Обвалование (стенки) каре			
A.1.7.a	Геодезическое съемка обвалования с целью определения размеров каре	+	+	+
A.1.7.б	Визуальный контроль сплошности обвалования.	+	+	+
A.2.	Стенка			
A.2.1.	Внешний осмотр			
A.2.1.1a	Отсутствие повреждения антикоррозионного слоя, коррозионных повреждений	+	+	+
A.2.1.1б	Очистить угловой участок днища(уторный уголок) и проверить отсутствие коррозии и утонения листов и сварного шва окрайки днища.	+	+	+
A.2.1.1в	Проверить узел уплотнения между фундаментом и днищем (если таковой имеется)	+	+	+
A.2.1.2	Осмотреть с целью обнаружения	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	механических повреждений, коррозионных повреждений и повреждения антикоррозионного покрытия на наружной поверхности стенки резервуара			
A.2.1.3	Осмотреть с целью обнаружения механических повреждений, коррозионных повреждений и повреждения антикоррозионного покрытия на внутренней поверхности стенки резервуара (при возможности доступа)	-	-	+
A.2.1.4	Измерение отклонений образующей стенки на уровне верха каждого пояса	+	+	+
A.2.1.5	Измерение деформированных мест стенки	+	+	+
A.2.1.6	Толщинометрия листов стенки.	+	+	+
A.2.2	Верхнее и промежуточное кольцо жесткости			
A.2.2.a	Осмотреть металлоконструкцию с целью обнаружения коррозионного повреждения (разрушение окрашенного слоя, коррозионных повреждений), особенно в местах сварных швов, а также разрушенных сварных швов.	-	-	+
A.2.2.б	Проверить сварные швы, которыми опоры приварены к стенке, на наличие коррозионных язв (особенно на листах стенки).	-	-	+
A.2.2.в	Отметить, имеют ли опоры подкладные листы, приваренные к стенке.	-	-	+
A.2.3	Сварные швы стенки			
A.2.3.a	Измерить расстояние между сварными швами листов стенки, окраек, патрубков, ремонтных вставок.	+	+	+
A.2.3.б	Контроль деформации сварных швов (углового смещения)	+	+	+
A.2.3.в	Визуальный и измерительный контроль сварных швов	+	+	+
A.2.3.г	Контроль сварных швов физическими методами по результатам ВИК	+	+	+
A.3	Днище			
A.3.1	Нивелирование наружного контура днища (шагом 6 м) с целью определения абсолютной разницы отметок и максимальной разности отметок смежных точек	+	+	+
A.3.2	Визуальный и измерительный контроль выступающей части днища, выявление на ней остатков швов монтажных приспособлений, вырывов, трещин	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	всех видов и направлений и других дефектов			
А.3.3	Ультразвуковая толщинометрия выступающей части днища в местах примыкания вертикальных швов стенки без снятия ЛКП	+	+	+
А.3.4	Визуальный и измерительный контроль наружного шва соединения днища со стенкой	+	+	+
А.4.	Конструкции на стенке резервуара			
А.4.1.	Люки и патрубки			
А.4.1.а	ВИК сварных соединениях патрубков, лазов и усиливающих листов.	+	+	+
А.4.1.б	Контроль сварных швов физическими методами по результатам ВИК	+	+	+
А.4.1.в	Проверить высоту врезки патрубков и отклонения главных осей люков и патрубков.	+	+	+
А.4.1.г	Проверить отсутствие вмятин на стенке вокруг патрубков, вызываемых чрезмерной нагрузкой от трубопроводов.	+	+	+
А.4.1.д	Проверить отсутствие течей во фланцевых соединениях и через болтовые отверстия.	+	+	+
А.4.1.е	Проверить состояние уплотнения теплоизоляции вокруг лазов и патрубков.	+	+	+
А.4.1.ж	Проверить толщину фланца, обечайки, усиливающего листа (вставки) люков и патрубков, и крышки на люках-лазах и люках-мешалок.	+	+	+
А.4.2	Трубопроводы			
А.4.2.а	Проверить отсутствие течи в трубопроводах, фланцах и арматуре.	+	+	+
А.4.2.б	Проверить узлы системы пожаротушения.	+	+	+
А.4.2.в	Проверить крепления трубопроводов, которые могут оказаться опасными для мест присоединения к стенке и днищу резервуара в результате осадки.	+	+	+
А.4.2.г	Проверить правильность схемы сброса давления из трубопроводов в резервуар.	+	+	+
А.4.2.д	Проверить работу регуляторов для резервуаров с системой газовой обвязки.	+	-	-
А.4.2.е	Проверить отсутствие течей в местах присоединения пробоотборников и правильную работу клапанов.	+	+	+
А.4.2.ж	Проверить отсутствие повреждения термометров и точность их показаний.	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
А.4.2.з	Проверить сварные швы кронштейнов установленных на стенке поворотно-подъемных механизмов крышки для патрубков более 150 мм.	+	+	+
А.4.3	Системы измерения и сигнализации уровня			
А.4.3.а	Проверить отсутствие течи в направляющей мерной ленты и в корпусе нижнего шкива.	+	+	+
А.4.3.б	Проверить отсутствие повреждения головки сигнализатора.	+	+	+
А.4.3.в	Сопоставить фактический уровень нефтепродукта с показанием сигнализатора.	+	+	+
А.4.3.г	Проверить свободу перемещения указателя и поплавка.	+	+	+
А.4.4	Мешалка (миксер)			
А.4.4.а	Проверить правильную установку фланца и опоры.	+	+	+
А.4.4.б	Проверить отсутствие течи.	+	+	+
А.4.4.в	Проверить состояние линий электропитания и соединений с миксером.	+	+	+
А.4.5	Система дренажа с плавающей крыши			
А.4.5.а	Проверить дренажную линию на отсутствие продукта (продукт свидетельствует об утечке)	-	-	+
А.4.6	Дренажи крыши: открытые системы (в том числе аварийные дренажи)			
А.4.6.а	Проверить уровень жидкости в открытых дренажах крыши с определением достаточной высоты борта над уровнем. Сообщить, если расстояние между уровнем жидкости и верхом дренажа недостаточно.	-	-	+
А.5.	Крыша			
А.5.1.	Внутренняя коррозия листов крыши			
	В целях безопасности перед тем как зайти в крышу следует с помощью ультразвуковой толщинометрии, либо легкого постукивания молотком с круглым бойком испытать лист перекрытия вблизи кромки крыши на отсутствие утонения. (Коррозия обычно поражает в первую очередь листы настила у кромки стационарной крыши и у балок каркаса.)	+	+	+
А.5.2	Наружная коррозия листов крыши			
	Осмотреть, нет ли признаков повреждения антикоррозионного покрытия, сквозной коррозии, язвин и	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	следов продуктов коррозии на перекрытии крыши			
A.5.3	Дренаж с настила крыши			
	Осмотреть, нет ли признаков стоячей воды. (Значительный прогиб листов стационарной крыши свидетельствует о возможном повреждении стропила. Большие участки стоячей воды на плавающей крыше свидетельствуют о неправильной конструкции дренажа; если стоячая вода накапливается на одной стороне, это говорит о перекосе крыши с возможно неплотным отсеком.)	+	+	+
A.5.4	Уровень плавающей крыши			
	Измерить в нескольких местах расстояние от верха борта крыши до горизонтального сварного шва стенки над крышей. Изменения в величине этого отсчета свидетельствуют о перекосе крыши с возможными некруглостью или отклонением от вертикальности стенки резервуара, негерметичностью отсека или заклиниванием (зависанием) крыши.	-	-	+
A.5.5	Анализ газа в надпонтонном пространстве			
	Проверить отсутствие взрывоопасного газа в пространстве между стационарной крышей и понтоном. Наличие газа может свидетельствовать о неплотности понтона, неплотной системе уплотнения, недостаточной вентиляции участка над понтоном.	-	+	-
A.5.6	Тепловая изоляция крыши			
A.5.6.a	Осмотреть, нет ли трещин или течей в покровном слое изоляции, в этих местах дождевая вода могла попасть в изоляцию.	+	-	-
A.5.6.б	Проверить отсутствие мокрой изоляции под покровным слоем.	+	-	-
A.5.6.в	Снять небольшие участки изоляции и проверить отсутствие коррозии и дыр на листах настила крыши вблизи кромки изолированной области.	+	-	-
A.5.7	Уплотняющий затворов плавающей крыши			
A.5.7.a	Измерить и зарегистрировать максимальные зазоры между стенкой резервуара и затвором: ----- при низком уровне налива ----- по среднем уровне налива	-	-	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	----- при высоком уровне налива			
А.5.7.б	Измерить и зарегистрировать ширину кольцевого пространства с шагом 9 м (минимум 4 квадранта) по окружности крыши. Измерения следует проводить попарно на концах линии диаметра.	-	-	+
А.5.7.в	Проверить, не оттягивает ли уплотняющая ткань первичного затвора от стенки (из-за недостаточной ширины ткани)	-	-	+
А.5.7.г	Проверить отсутствие в ткани первичного затвора деформаций, дыр, разрывов и трещин.	-	-	+
А.5.7.д	Проверить отсутствие коррозии и износа на видимых металлических частях.	-	-	+
А.5.7.е	Проверить отсутствие в затворе отверстий, которые будут приводить к выбросам паров	-	-	+
А.5.7.ж	С целью проверки работы, потянуть главный и вспомогательный затворы назад по всей окружности стенки резервуара	-	-	+
А.5.7.з	Проверить на вспомогательном затворе, нет ли признаков прогиба или очень пологих участков.	-	-	+
А.5.7.и	Проверить гибкость и эластичность, а также отсутствие трещин и разрывов у клиновых манжетных затворов.	-	-	+
А.5.8	Устройства на крыше			
А.5.8.1	Люк-пробоотборника			
А.5.8.1.а	Проверить состояние и работу крышки люка- пробоотборника	+	+	+
А.5.8.1.б	Проверить состояние уплотнения внутри крышки люка.	+	+	+
А.5.8.1.в	Проверить отсутствие коррозии и забивания крышек пробоотборных и измерительных люков.	+	+	+
А.5.8.1.д	В месте прохода патрубка люка-пробоотборника через перекрытие крыши проверить наличие усиливающего листа.	+	+	+
А.5.8.1.е	Проверить работу системы.	+	+	+
А.5.9	Направляющие			
А.5.9.1.а	Проверить на видимой части направляющей признаки утонения, размер прорезей и состояние крышки.	-	+	+
А.5.9.1.б	Проверить состояние уплотнения	-	+	+
А.5.9.1.в	На плавающих крышах проверить положение направляющей в патрубке направляющей, особенно отсутствие борозд на роликах.	-	-	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
А.5.9.1.г	Если это возможно, проверить расстояние от направляющей до стенки резервуара в различных местах по высоте.	-	-	+
А.5.10	Площадки и ограждения на крыше и верхнем кольце			
А.5.10.1	Осмотреть опоры, ограждения с целью обнаружения коррозии и износа и проверки конструкционной прочности.	+	+	+
А.5.10.2	Проверить надежность крепления решетчатого настила к конструкциям площадки	+	+	+
А.5.10.3	Проверить надежность крепления ограждения	+	+	+
А.5.11	Установленные на крыше вентиляционные патрубки			
А.5.11.1	Проверить состояние сетки вентиляционного патрубка / огнепреградителя	+	+	+
		(только для резервуаров, работающих без избыточного давления и вакуума)		
А.5.11.2	Проверить уплотнение и затяжку фланцевых соединений	+	+	+
А.5.12	Установленные на дыхательные и предохранительные клапаны			(если установлен дыхательный клапан из подзатворного пространства)
А.5.12.1	Проверить соответствие установленного давления на дыхательных и предохранительных клапанах технологической карте резервуара	+	-	+
А.5.12.2	Проверить уплотнение и затяжку фланцевых соединений	+	-	+
А.5.13	Смотровые люки плавающих крыш			
А.5.13.1	Открыть крышки смотровых люков крыш (понтон) и осмотреть наличие протечек внутри понтона.	-	-	+
А.5.13.2	Проверить наличие взрывоопасного газа, свидетельствующего о неплотности отсеков.	-	-	+
А.5.13.2	Если люки крыши (понтон) оборудованы запирающимися крышками, проверить отсутствие забивания вентиляционных труб. Проверить состояние и работу запирающих устройств.	-	-	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
А.5.14	Люки и патрубки в крыше (см. п.А.4.1)	+	+	+
А.6.	Анкерные крепление резервуара			
А.6.1	Измерить расстояние между анкерными болтами	+	-	-
А.6.2	Измерить расстояние от стенки резервуара. При этом отметить положение анкерного болта в отверстии столика	+	-	-
А.6.3	Визуальный и измерительный контроль сварных швов. Контроль расстояния от подкладных листов анкерных столиков до сварных швов стенки	+	-	-
А.6.4	Контроль толщины конструктивных элементов анкерных столиков	+	-	-
А.6.5	Проконтролировать диаметр анкерных болтов, наличие коррозионного повреждения, деформаций.	+	-	-

Работы, выполняемые при полном диагностировании, на площадке

Таблица Н2

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
Б.1.	До начала работ			
Б.1.1	Убедиться, что резервуар очищен, из него удалены газы и что в него не опасно войти.	+	+	+
Б.1.2	Проверить полное отключение резервуара от продуктопроводов, электропитания и паропроводов.	+	+	+
Б.1.3	Проверить надежное крепление крыши (включая опорную конструкцию стационарной крыши и опорные стойки плавающей крыши и понтона).	+	+	+
Б.1.4	Проверить отсутствие опасности падения различных предметов (например, прокорродировавших балок крыши, асфальтовых парафинистых отложений, остатков углеводородов из нескрытых или закупоренных узлов оборудования и вспомогательных узлов и т.д.	+	+	+
Б.1.5	Проверить, нет ли опасности падений из-за скользких поверхностей днища и перекрытия крыши.	+	+	+
Б.1.6	Проверить конструкционные швы на лазах и скобах.	+	+	+
Б.1.7	Проверить наличие на поверхностях, нуждающихся в обследовании, скопление отложений, масляных пятен и т.д. Отметить участки, нуждающиеся в дополнительной очистке (включая	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	пескоструйную/дробеструйную очистку).			
Б.1.8	Убедиться, что на случай неожиданного дождя открыт дренаж крыши или дренажная пробка в крыше.	-	-	+
Б.2	Фундамент			
	См. п.А.1.1-А.1.7, А.6	+	+	+
Б.2.1	Проверить состояние фундамента/ основания в местах пустот под днищем резервуара	+	+	+
Б.3	НАРУЖНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ РЕЗЕРВУАРА			
	См. п. А.2-А.5.14	+	+	+
Б.4	Днище (внутренняя поверхность)			
Б.4.1	Визуальный осмотр листов днища и визуальный и измерительный контроль сварных швов днища в объеме 100%.	+	+	+
Б.4.2	Измерить глубину язв и описать внешний вид питтинговой коррозии (острые кромки, язвы, плотность распределения язв).	+	+	+
Б.4.3	Отметить участки, требующие ремонта или дополнительного обследования.	+	+	+
Б.4.4	Отметить места вырезки образцов для испытания.	+	+	+
Б.4.5	Проверить все сварные швы на отсутствие коррозионных повреждений и течи визуальным и измерительным методом, вакуумированием или цветной дефектоскопией.	+	+	+
Б.4.6	Обнаружить и отметить пустоты под днищем.	+	+	+
Б.4.7	Зарегистрировать результаты осмотра на схеме днища, перечислить количество и размеры зон необходимого ремонта.	+	+	+
Б.4.8	Проверить нахлесточные сварные швы днища методом вакуумирования или цветной дефектоскопии.	+	+	+
Б.4.9	Проверить наличие подкладных листов под всеми приваренными к днищу элементами.	+	+	+
Б.4.10	Проверить подкладные листы опор плавающей крыши/ понтона на питтинговую коррозию или подрезы, а также чрезмерные вмятины, свидетельствующие о большой нагрузке.	-	+	+
Б.4.11	Проверить сварные швы приварки подкладных листов к днищу методом вакуумирования или цветной дефектоскопией	+	+	+
Б.4.13	Выявить низкие точки днища, не имеющие достаточного дренирования, и сообщить о них.	+	+	+
Б.4.14	Проверить наличие в антикоррозионном покрытии несплошностей, отслоений.	+	+	+
Б.4.15	Контроль толщины листов днища особое	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	внимание уделить местам с наибольшим коррозионным повреждением и повреждения антикоррозионного покрытия.			
Б.4.16	Провести нивелировку центральной части днища	+	+	+
Б.4.17	Провести нивелировку наружного контура днища с шагом 6 м оценить абсолютную разность отметок и смежных точек	+	+	+
Б.4.18	Провести нивелировку внутренней части окраек днища с шагом 6 м оценить абсолютную разность отметок и смежных точек	+	+	+
Б.4.19	Проконтролировать ультразвуковым или радиографическим методом сварные швы днища на длине 250 мм с наружной стороны днища	+	+	+
Б.4.20	Проконтролировать внутренний и наружный швы соединения днища со стенкой	+	+	+
Б.5.	ЛИСТЫ И ШВЫ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА			
Б.5.1	Осмотреть и измерить коррозионную потерю металла листов стенки на высоте нижних 50 - 100 мм, то есть на участке подтоварной воды.	+	+	+
Б.5.2	Измерить глубину язвин в каждом направлении и остаточную толщину стенки в местах коррозионного повреждения.	+	+	+
Б.5.3	Проверить существующее антикоррозионное покрытие на сплошность, отслоение.	+	+	+
Б.5.4	Провести контроль сварных швов стенки методом ВИК в объеме 100%			
Б.5.5	Осмотреть листы и швы стенки с целью обнаружения признаков течи.	+	+	+
Б.5.6	Провести контроль сварных швов стенки ультразвуковым или рентгенографическим методом	+	+	+
Б.5.7	Проверить отсутствие вертикальных борозд, оставленных выступающими деталями узла уплотнительного затвора.	-	-	+
Б.5.8	Проверить участки истирания, которые свидетельствуют о слишком большом давлении, оказываемом башмаками узла затвора или неправильно выбранной шириной кольцевого пространства.	-	-	+
Б.5.9	Измерение отклонений образующей стенки на уровне верха каждого пояса	+	+	+
Б.5.10	Измерение деформированных мест стенки	+	+	+
Б.6.	ВНУТРЕННЯЯ ПОВЕРХНОСТЬ КРЫШИ			
Б.6.1	Общая часть			

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
Б.6.1.1	Проверить нижнюю поверхность листов крыши на отсутствие дыр, коррозионного повреждения, язв, остатков продукта.	+	+	+
Б.6.1.2	Проверить ультразвуком наличие утоненных участков в отсеках плавающих крыш / понтонов	-	+	+
Б.6.1.3	Проверить ультразвуком наличие утоненных участков настила крыши резервуара.	+	+	-
Б.6.1.4	Проверить все скобы, кронштейны и связи, приваренные к листам крыши, на наличие подкладных листов и убедиться, что они не оторвались.	+	+	+
Б.6.1.5	Если подкладные листы отсутствуют, проверить методом цветной дефектоскопии отсутствие трещин в швах и листах крыши.	+	+	+
Б.6.1.6	Проверить отсутствие разрывов, отслоений и деформаций в антикоррозионном покрытии.	+	+	+
Б.6.1.7	Если замена покрытия не планируется, проверить сплошность антикоррозионного покрытия внутренней поверхности электрическим методом.	+	+	+
Б.6.2	Конструкция каркаса стационарной крыши			
Б.6.2.1	Провести нивелировку центра крыши	+	+	-
Б.6.2.2	Осмотреть и измерить балки каркаса с целью обнаружения участков утонения. Сообщить о коррозионной потере металла.	+	+	-
Б.6.2.3	Проверить оторвавшиеся или деформированные элементы каркаса.	+	+	-
Б.6.2.4	Проверить утонение колец жесткости и надежное крепление к ним балок каркаса	+	+	-
Б.6.2.5	Проверить сварные швы приварки опорного кольца крыши к стенке резервуара методом ВИК в объеме 100%.	+	+	-
Б.6.2.6	Проверить радиальные швы секций опорного кольца ультразвуковым методом в объеме 100%	+	+	-
Б.6.2.7	Если какой-либо чертеж компоновки стропил отсутствует, сфотографировать конструкцию крыши.	+	+	-
Б.6.3	ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СТАЦИОНАРНОЙ КРЫШИ			
Б.6.3.1	Обследование световых люков			
Б.6.3.1.а	Проверить на люках следы коррозию, повреждение антикоррозионного покрытия, следы коррозии на обечайке, фланце, крышке.	+	+	-
Б.6.3.1.б	Проверить наличие усиливающего листа	+	+	-
Б.6.3.1.в	Провести толщинометрию обечайки, фланца, крышки, усиливающего листа	+	+	-

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
Б.6.3.1.г	Проконтролировать сварные швы между настилом крыши, усиливающим листом и обечайкой люка	+	+	-
Б.6.3.1.д	Обследовать состояние прокладок на устанавливаемых на болтах или запираемых защелкой крышках.	+	+	-
Б.6.3.2	Присоединение опор подмости			
Б.6.3.2.а	Проверить коррозию опор подмости.	+	+	-
Б.6.3.2.б	Проверить деформацию опор и настила в месте установки поры	+	+	-
Б.6.3.3	Дыхательные клапаны и вентиляционные патрубки			
Б.6.3.3.а	Осмотреть и обслужить дыхательный клапан.	+	+	-
Б.6.3.3.б	Осмотреть сетки на вентиляционных патрубках и дыхательных клапанах.	+	+	-
Б.6.3.3.в	См. п. Б.6.3.1 а-д	+	+	-
Б.6.3.4	Пробоотборный люк			
Б.6.3.4.а	Проверить коррозию пробоотборного люка.	+	+	-
Б.6.3.4.б	Проверить правильную работу крышки.	+	+	-
	См. А.5.8.1.	+	+	-
Б.7	ПЛАВАЮЩАЯ КРЫША/ ПОНТОН			
Б.7.1.	Листы крыши			
Б.7.1.1	Измерить толщину борта крыши	-	+	+
Б.7.1.2	В случае если резервуар, предназначен для эксплуатации с сернистой водой, очистить все сварные швы листов нижней деки крыши / понтона и проверить их на отсутствие трещин, если только нижний нахлест не проварен сплошным швом.	-	+	+
Б.7.2	Отсеки плавающих крыш / понтонов			
Б.7.2.1	Проверить каждый отсек на утечку жидкости.	-	+	+
Б.7.2.2	Проверить вентиляционную способность вентиляционных патрубков в каждом отсеке	-	+	+
Б.7.2.3	Осмотреть запорную защелку на каждой крышке люка отсека.	-	+	+
Б.7.2.4	Проверить сварные швы каждого отсека вакуумированием или избыточным давлением и дать заключение: (1) Плотный по пару (перегородки проварены сплошным швом с одной стороны по днищу, бокам и потолку) (2) Плотный по жидкости (сплошной шов только по днищу и бокам) (3) Неприемлем (минимальное условие приемки - плотность по жидкости)	-	+	+
Б.7.3	Люки, патрубки в плавающей крыше			
Б.7.3.1	Проверить на нижней стороне вырезов отсутствие механических повреждений.	-	+	+
Б.7.3.2	Проверить отсутствие трещин в сварных	-	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	швах.			
Б.7.3.3	Проверить отсутствие в листах участков утонения, язвин и эрозии.	-	+	+
Б.7.3.4	См. п. Б.6.3.1 а-д	-	+	+
Б.7.3.5	Измерить вырезы в деке крыши в местах установки перемешивающих устройств и зарегистрировать толщину листов с целью установки или их замены.	-	+	+
Б.7.4	Опоры плавающей крыши/ понтона			
Б.7.4.1	Проверить утонение опорных стоек и их патрубков плавающей крыши.	-	+	+
Б.7.4.2	Проверить дренажные отверстия в опорных стойках.	-	+	+
Б.7.4.3	Проверить отсутствие разрыва отверстия под палец в патрубках опорных стоек.	-	+	+
Б.7.4.4	Проверить отклонение опорных стоек от вертикали, их деформированность	-	+	+
Б.7.4.5	Проверить достаточное количество косынок на всех патрубках опорных стоек.	-	+	+
Б.7.4.6	Проверить участок около патрубков опорных стоек крыши на растрескивание.	-	+	+
Б.7.4.7	Проверить уплотнительную систему на двухпозиционных ногах и паровые пробки в неподвижной нижней ноге с целью обнаружения деформированных прокладок.	-	+	+
Б.8	УЗЛЫ УПЛОТНЯЮЩИХ ЗАТВОРОВ ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ/ПОНТОНА	-	+	+
Б.8.1	Погодозащитный козырек и вторичное уплотнение			
Б.8.1.1	Контроль металлических элементов козырька и элементов крепления вторичного затвора на присутствие коррозионного повреждения и механическое повреждение.	-	-	+
	Провести визуальный контроль соединений элементов вторичного затвора и погодозащитного козырька на отсутствие влагопроницаемости.	-	-	+
Б.8.1.2	Измерить и зарисовать зазоры между затвором и стенкой резервуара.	-	-	+
Б.8.1.3	Проверить уплотнительную ткань на деформацию и охрупчивание.	-	-	+
Б.8.1.4	Проверить отсутствие контактов затвора с препятствиями на стенке резервуара.	-	-	+
Б.8.2	Узел скользящего листа затвора			
Б.8.2.1	Снять четыре секции погодозащитного козырька, вторичного затвора, и при необходимости первичного затвора с шагом 90 град и осмотреть состояние скользящего листа затвора.	-	-	+
Б.8.2.2	Проверить толщину элементов скользящего листа, пантографа (прижимного механизма)	-	-	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	скоб и кронштейнов крепления.			
Б.8.2.3	Проверить отсутствие утонения и дыр в башмаках.	-	-	+
Б.8.2.4	Проверить болты, скобы и крепления.	-	-	+
Б.8.2.5	Проверить величину зазора от скользящего листа над патрубками стенки резервуара, внутренними технологическими и конструктивными элементами резервуара	-	-	+
Б.8.2.5	Проверить отсутствие повреждения скользящего листа, вызванного ударами о патрубки стенки резервуара, внутренние технологические трубопроводы и конструктивные элементам резервуара	-	-	+
Б.8.2.6	Проверить состояние прижимающих элементов			
Б.8.3	Первичный затвор			
Б.8.3.1	Проверить отсутствие деформации, охрупчивания, сквозных отверстий и разрывов в уплотнительной ткани и соединений.	-	+	+
Б.8.3.2	Измерить свободную ширину затвора и ожидаемую ширину зазора между стенкой и бортом плавающей крыши.	-	+	+
Б.9.	Оборудование плавающей крыши / понтона			
Б.9.1	Лазы крыши/понтона	-	+	+
	см.Б.6.3			
Б.9.2.	Вентиляционный патрубок из подзатворного пространства	-	-	+
	См. Б.6.3.3			
Б.9.3.	Вентиляционные клапаны.			
Б.9.3.1	Проверить положение крышки клапана, при положении плавающей крыши / понтона на опорных стойках (крышка должна быть открыта, зазор между крышкой и патрубком должен удовлетворять требованиям проекта.)	-	+	+
Б.9.3.2	Проверить состояние направляющих штока(стойки) клапана на износ и на наличие искронедающего материала.	-	+	+
Б.9.3.3	Проверить наличие подкладного листа на днище под штоком (стойкой) клапана.	-	+	+
Б.9.3.4	Поверить наличие деформаций штока (стойки) клапана	-	+	+
Б.9.3.5	Провести толщинометрию патрубка клапана, штока, крышки.	-	+	+
Б.9.4.	Система дренажа с плавающей крыши			
Б.9.4.1	Провести толщинометрию элементов дренажа.	-	-	+
Б.9.4.2	Проверить состояние антикоррозионного покрытия	-	-	+
Б.9.4.3	Проверить крышку или сетку сборника	-	-	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	дренажей.			
Б.9.4.4	Проверить наличие и работу обратного клапана (для однодечных плавающих крыш).	-	-	+
Б.9.4.5	Визуальный контроль герметичности шарнирных узлов системы дренажа.	-	-	+
Б.9.4.6	Провести контроль сварных швов патрубка дренажа с плавающей крыши на деке плавающей крыши и стенке резервуара, сварных швов трубопроводов магнитопорошковым или методом цветной дефектоскопии.	-	-	+
Б.9.4.7	Проконтролировать отметки опор системы дренажа с целью недопущения возникновения «мертвой» точки в кинематической системе дренажа	-	-	+
Б.9.4.8	Проверить систему на признаки изгиба и деформаций.	-	-	+
Б.9.5	Дренажи крыши: открытые системы (в том числе аварийные дренажи)	-	-	+
	Проверить крышку или сетку сборника дренажей.			
Б.10	Сигнализатор верхнего уровня	+	+	+
	Проверить параметры установки датчиков в соответствии с инструкцией эксплуатации			
Б.11	ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЗЕРВУАРОВ			
Б.11.1	Направляющие			
Б.11.1.1	Измерить расстояние от направляющей до стенки резервуара	-	+	+
Б.11.1.2	Измерить отклонение направляющей от вертикали	-	+	+
Б.11.1.3	Провести толщинометрию трубы направляющей на высоте 2/3 от днища и у кромок вырезов, опор направляющей.	-	+	+
Б.11.1.4	Проверить наличие отражателя на направляющей с установленным радарным уровнемером	-	+	+
Б.11.1.5	Проверить, чтобы опоры направляющей приварены к днищу или к стенке резервуара через подкладные листы.	-	+	+
Б.11.1.6	Проверить подкладные листы	-	+	+
Б.11.1.7	Проверить наличие конической пробки или глухого фланца на клапане промывочного устройства направляющей (если предусмотрено проектом).	-	+	+
Б.11.1.8	Проверить питтинговую коррозию и утонение патрубка направляющей в плавающей крыше.	-	+	+
Б.11.1.9	Проверить свободу перемещения направляющих роликов и пластин скольжения.	-	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
Б.11.1.10	Проверить состояние системы уплотнения направляющей.	-	+	+
Б.11.1.11	В случае если направляющая используется для отбора проб, проверить наличие пробоотборного-измерительного люка, позволяющего избежать пролива.	-	+	+
Б.11.1.12	Осмотреть внутреннюю поверхность трубы и убедиться, что на ней отсутствуют выступающие участки шва, которые могли бы повлиять на показание радарного уровнемера.	-	+	+
Б.11.2	Пробоотборные люки крыши			
Б.11.2.1	Проверить наличие упрочняющих накладок и отсутствие трещин в установленных на крыше пробоотборных люках.	+	+	+
Б.11.2.2	Проверить работу крышки.	+	+	+
Б.11.2.3	Если резервуар спроектирован с соблюдением требований районных правил по мониторингу качества воздуха, проверить достаточное уплотнение крышек пробоотборных люков.	+	+	+
Б.11.2.4	Проверить совпадение по горизонтали пробоотборных люков в понтоне с люками стационарной крыши (если предусмотрено проектом).	+	+	+
Б.11.3	Патрубки стенки резервуара			
Б.11.3.1	Проверить утонение и питтинговую коррозию патрубков стенки резервуара.	+	+	+
Б.11.3.2	Определить тип патрубков стенки резервуара.	+	+	+
Б.11.3.3	Определить и описать внутренние трубопроводы, включая отводы, повернутые вверх или вниз.	+	+	+
	См. А.4.1	+	+	+
Б.11.4	Внутренние трубопроводы			
Б.11.4.1	Проверить подкладки трубопроводных опор, приваренные к днищу резервуара.	+	+	+
Б.11.4.2	Убедиться, что трубопровод свободно перемещается по опоре, не вызывая деформаций или вырывающего воздействия на днище резервуара.	+	+	+
Б.11.4.3	Проверить отсутствие утечки через сальниковые уплотнения и повреждение рабочих фланцевых поверхностей у арматуры, установленной на патрубках.	+	+	+
Б.11.4.4	Обследовать фланцы и арматуру паровых патрубков нагревателя.	+	+	+
Б.11.4.5	Сообщить, какие патрубки имеют бобышки для предохранительных клапанов и предохранительные клапана.	+	+	+
Б.11.4.6	Провести толщинометрию трубопроводов	+	+	+
Б.11.4.7	Проверить наличие искроподающих	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	подкладных листов на опорах распределительных трубопроводов			
Б.11.5	Система размыва донных отложений			
Б.11.5.1	Проверить коррозионный и абразивный износ подкладных листов под соплами системы размыва донных отложений	-	-	+
Б.11.5.2	Проверить шунтирующие элементы на трубопроводах сопел системы размыва	-	-	+
Б.11.5.3	Проверить свободу перемещений крышек сопел	-	-	+
Б.12	Лестницы и площадки			
Б.12.1	Ограждение			
Б.12.1.1	Визуальный осмотр и измерение ограждения (стальных труб, оцинкованных труб, труба квадратного сечения, уголков, полос, прутков) и диаметр труб. Проверить питтинговую коррозию, дыры, повреждения антикоррозионного покрытия.	+	+	+
Б.12.1.2	Проверить состояние присоединительных сварных швов.	+	+	+
Б.12.1.3	Выявить наличие острых кромок, осмотреть поручни и связи стоек ограждения.	+	+	+
Б.12.1.4	Проверить бортовую полосу (геометрические характеристики, коррозию)	+	+	+
Б.12.1.5	Проверить ограждение между катучей лестницей и платформой: не появляются ли опасные зазоры между ограждениями, когда плавающая крыша находится в самом нижнем положении.	-	-	+
Б.12.2	Каркас площадок			
Б.12.2.1	Проверить нарушение антикоррозионного слоя и наличие коррозии.	+	+	+
Б.12.2.2	Проверить места соединения рам площадок с опорами и опор с резервуаром на отсутствие коррозии и разрушений сварных швов.	+	+	+
Б.12.2.3	В местах, в которых опоры приварены к стенке резервуара или крыше, проверить наличие подкладок.	+	+	+
Б.12.2.4	Проверить отсутствие утонения и дыр в поверхностях опирания решетчатого настила.	+	+	+
Б.12.2.5	Проверить соединение каркаса и опор сплошными сварными швами.	+	+	+
Б.12.3	Настил площадок и ступени лестниц			
Б.12.3.1	Проверить настил и ступени на отсутствие вызванного коррозией утонения и сквозной коррозии, а также повреждений антикоррозионного слоя.	+	+	+
Б.12.3.2	Проверить отсутствие ржавчины на сварном шве, соединяющем настил с каркасом.	+	+	+
Б.12.3.3	Проверить прижимные скобы решетчатого	+	+	+

Поз.	Наименование	Тип резервуара		
		РВС	РВСП	РВСПК
	настила.			
Б.12.4	Косоуры лестницы			
Б.12.4.1	Проверить отсутствие коррозии, повреждения антикоррозионного слоя и разрушений сварных швов косоуров лестницы. Проверить места присоединений ступеней лестницы к косоуру.	+	+	+
Б.12.4.2	Проверить сварные швы соединения опор лестницы со стенкой резервуара и наличие подкладок	+	+	+
Б.12.5	Катучая лестница			
Б.12.5.1	Проверить коррозию каркаса катающей лестницы.	-	-	+
Б.12.5.2	Обследовать верхний опорный узел лестницы:	-	-	+
Б.12.5.2.1	На наличие следов коррозии	-	-	+
Б.12.5.2.2	На деформацию и износ оси лестницы	-	-	+
Б.12.5.2.3	Проконтролировать величину зазоров между лестницей кронштейнами опорного узла	-	-	+
Б.12.5.2.4	Провести ВИК сварных швов	-	-	+
Б.12.5.3	Проверить работу самоустанавливающихся ступеней.	-	-	+
Б.12.5.4	Проверить коррозию и износ подвижных деталей.	-	-	+
Б.12.5.5	Проверить свободу вращения, отсутствия уплощенных участков и износа осей у колес катучей лестницы.	-	-	+
Б.12.5.6	Проверить наличие искрондающего материала на колесах катучей лестницы	-	-	+
Б.12.5.7	Проверить работу стремянки на рельсовом пути крыши.	-	-	+
Б.12.5.8	Проверить коррозию сварных швов рельсового пути катучей лестницы	-	-	+
Б.12.5.9	Проверить наличие подкладок, приваренных к настилу крыши сплошным швом и находящихся под опорами рельсового пути.	-	-	+
Б.12.5.10	Определить путем измерения максимальный угол катающей стремянки в случае, когда плавающая крыша находится на низких опорах. Макс. угол -----	-	-	+

Приложение I Список использованной нормативно-технической документации

1. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных промышленных объектов»
2. №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»
3. №190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»
4. №69-ФЗ «О пожарной безопасности в РФ»
5. №7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
6. №52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»
7. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности»
9. Постановление 390 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»
10. Закон РК №188-V «О гражданской защите»
11. Экологический кодекс РК №212-III ЗРК
12. Постановление Правительства РК от 30 декабря 2011 года №1682 «Об утверждении Правил пожарной безопасности»
13. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.12.2014 г.)
14. СН РК 3.05-24-2004 «Инструкция по проектированию, изготовлению и монтажу вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»
15. «Требования промышленной безопасности для магистральных трубопроводов». Утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 26 ноября 2012 года №521
16. ППБС-02-95 (РД-112-РК-004-95) «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения Республики Казахстан»
17. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»
18. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
19. ГОСТ 12.1.018-93 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования»
20. ГОСТ 12.4.124-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
21. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями»
22. ГОСТ 17.2.3.02-2014 «Правила установления допустимых выбросов загрязняющих»
23. ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»
24. ГОСТ 22782.0-81 (СТ СЭВ 3141-81) «Электрооборудование взрывозащищенное. Общие технические требования и методы испытаний»

25. ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81) «Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь». Технические требования и методы испытаний
26. ГОСТ 22782.6-81 (СТ СЭВ 3140-81) «Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». Технические требования и методы испытаний
27. ГОСТ 22782.7-81 (СТ СЭВ 3142-81) «Электрооборудование взрывозащищенное с защитой вида «е». Технические требования и методы испытаний»
28. ГОСТ Р 8.595-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»
29. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы»
30. СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности»
31. НПБ 160-97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования»
32. ПР 50.2.104-09 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа».
33. ПР 50.2.105-09 «Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок утверждения типа стандартных образцов или типа измерений»
34. СТ РК 2.21-2007 «Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений» (изм. 1-3)
35. ПУЭ «Правила устройства электроустановок»
36. РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов»
37. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»
38. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
39. ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий»
40. ОНД-90 «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Части 1 и 2»
41. НВН 33.5.1.02-83 «Инструкция о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование»
42. ГОСТ 8.570-2000 «Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки»
43. РМГ 100-2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»
44. ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия»
45. РД 11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов

капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения»

46. ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»

47. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. №780

48. ГОСТ 12.2.020-76 «ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка (с Изменениями N 1, 2)»

49. ГОСТ 31937-2011 «Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния»

50. ПБ 03-593-03 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов»

Технические требования и ВРД КТК

51. СРС-65640 «Катодная защита»

52. СРС-65929 «Внешняя катодная защита днища резервуара»

53. СРС-80501 «Система SCADA»

54. СРС-58021 «Технические требования на резервуары, монтируемые на месте эксплуатации»

55. «Технические требования на проектирование резервуаров сырой нефти. Трубная обвязка» (№ 24-50Е-061, № 25-50Е-062)

56. ВРД КТК 09.09.2014* «Правила технической эксплуатации нефтепроводной системы КТК»

57. ВРД КТК 79*.11.2010 «Руководство по организации ТОиР механотехнологического оборудования (часть 1), энергетического оборудования (часть 2), оборудования автоматики и КИП (часть 3)»

58. ВРД КТК 77.07.2012* «Правила пожарной безопасности при эксплуатации нефтепроводной системы КТК»

59. ВРД 109.04.2012 «Правила антикоррозийной защиты металлоконструкций»

60. СТП 12*.02.2011 «Руководство по системе управления охраной труда и промышленной безопасности, версия 2.0»