ВВЕДЕНИЕ

В системе нефтепродуктообеспечения народного хозяйства осуществляются процессы транспорта, хранения и распределения нефтепродуктов. Система нефтепродуктообеспечения – это сложное многофункциональная система с объектами различного производственно-хозяйственного назначения. В процессе продвижения нефтепродуктов от производства к потребителям участвуют десятки предприятий с различной технологией, разной мощностью и различными производственно-хозяйственными функциями, включая нефтепродуктопроводы, транспорт, нефтебазы, автозаправочные станции и другие объекты.

Важным звеном в этой системе являются нефтебазы, значение которых определяется составом потребителей, транспортными связями, объектом товарооборота, резервуарного парка для хранения нефтепродуктов и другими факторами.

Современные нефтебазы представляют собой сложный инженерный технический комплекс, включающий здания и сооружения, трубопроводы, резервуары, насосные станции и специальное оборудование, предназначенное для приема, хранения и реализации нефтепродуктов.

В представленной аттестационной работе рассматриваются вопросы по ремонту РВС-5000 .

В работе приведен состав сооружений нефтебазы, рассмотрен вопрос ремонта резервуара, а также доказана экономическая выгода и экологическая безопасность проекта.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Нефтебаза предназначена для приема светлых нефтепродуктов: дизельного топлива, автомобильного бензина марки Регуляр-92 с нефтепродуктопроводов и отгрузки их железнодорожным транспортом.

Поступление нефтепродуктов с нефтепродуктопроводов производится за счет перекачивающих станций, расположенных по трассе нефтепродуктопровода.

Трубопровод наружным диаметром 273 и 325 мм.

На нефтебазе производятся следующие производственные операции:

1) прием светлых нефтепродуктов по нефтепродуктопровод
2) отпуск дизельного топлива, автомобильных бензинов с помощью автоматизированную систему налива в автоцистерны. Налив автоцистерн и железнодорожных цистерн производится самотеком, за счет разности нивелирных отметок;

Нефтебаза хранит и распределяет следующие нефтепродукты: бензин Регуляр-92 и дизельные топлива ДТ ЕВРО.

1.1 ОСНОВНЫЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ

На нефтебазе расположены следующие объекты:

1) резервуары для хранения светлых нефтепродуктов ;
2) котельная;
3) железнодорожная эстакада для налива светлых нефтепродуктов,
4) операторная;
5) лаборатория;
6) здание административное;
7) гаражи;

8) резервуары противопожарного запаса воды;
9) водонасосная;
10) две насосные станции для светлых нефтепродуктов;
11) склады;

1.2 ПРИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Подключение отвода к магистральному продуктопроводу «Черкассы-Камбарка» выполнено двумя задвижками и шаровым краном. Первая задвижка и шаровой кран - ручные, ручная задвижка установлена в колодце, задвижка с электроприводом и шаровой кран установлены надземно на площадке в ограде. Давление в точке подключения $P_р$=6.4 МПа.

От узла подключения по самостоятельным трубопроводам - отводам Ø 219 мм бензин и дизельное топливо поступают в резервуары.

На вводе отводов установлены устройства редукционно-запорные ЗРК-200, предназначенные для снижения давления, поддержания установленного давления и перекрытия трубопровода при превышении установленного давления на 0.2 МПа.

На трубопроводах до и после редукционно-запорного устройства ЗРК-200 дистанционно контролируется давление преобразователями Сапфир -22М-Ех.

В случае несрабатывания устройств редукционно-запорных, расположенных на площадке узлов учёта автоматически закрывается электроприводная задвижка в узле подключения.

При повышении давления выше допустимого сброс нефтепродуктов от предохранительных клапанов предусмотрен в специальные подземные емкости ЕД-1 и ЕД-2 объемом 40 $м^3$ каждая. Емкость ЕД-1 предназначена для бензина, ЕД-2 – для дизельного топлива.

Вместимость емкости определена из расчета непрерывного сброса через клапан в течение времени, необходимого оператору на закрытие входной задвижки. В емкости ЕД-1 и ЕД-2 предусмотрен также дренаж фильтров и трубопроводов с

площадки узлов учета нефтепродуктов.

В подземных емкостях ЕД-1, ЕД-2 установлены сигнализаторы верхнего, нижнего и верхнего аварийного уровня. Предусмотрено автоматическое включение погружных насосов при верхнем и отключение при нижнем уровнях в емкостях.

1.3 ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА ПУНКТА ПРИЕМКИ, ХРАНЕНИЯ И НАЛИВА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Перед пуском после монтажа необходимо:

- проверить исправность всего технологического оборудования, резервуаров и трубопроводов;

- закрыть все дренажные задвижки;

- проверить наличие и исправность предохранительных клапанов и манометров;

- проверить крепление фланцевых соединений аппаратов, насосов, трубопроводов, обратить внимание на укомплектованность их шпильками и снятие заглушек;

- закрыть все люки и лазы на резервуарах и подземных емкостях;

- очистить все проходы и проезды;

- проверить наличие и исправность средств пожаротушения и средств индивидуальной защиты;

- проверить наличие воды, электроэнергии.

В начале пуска вся запорная арматура на трубопроводах входа и выхода закрыта.

При приеме бензина (дизельного топлива) на базу, открываются задвижки на входе на нефтебазу в узле подключения и задвижки на линии откачки из подземных емкостей, задвижки на площадке задвижек перед обвалованием резервуаров, а также задвижки перед резервуарами. Одновременно включается система автоматики,

сигнализации и управления.

На базу предусмотрен попеременный прием бензина и дизельного топлива.

1.4 УСЛОВИЯ НОРМАЛЬНОГО ВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРИЕМА И СДАЧИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения продуктопроводов-отводов должна быть установлена охранная зона. В охранной зоне должны быть предусмотрены предупредительные знаки с запрещающими надписями всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию продуктопроводов, либо привести к повреждению.

Все надземные сооружения (узел подключения, площадка пункта приемки, хранения и налива) должны быть ограждены.

Для нормальной безаварийной эксплуатации продуктопроводов-отводов, узла подключения и пункта приемки, хранения и налива нефтепродуктов необходимо:

- содержать в исправном состоянии средства КИП и А;

- своевременно производить проверку средств КИП и А, предохранительных клапанов;

- проводить согласно графику ППР проверку дыхательных клапанов, запорной и регулирующей арматуры;

- соблюдать нормы технологического ведения процесса.

- проверять состояние колодца на узле подключения.

Перед проведением работ в колодце необходимо взять анализ на загазованность и колодец должен быть продут в течение 30 минут передвижной вентиляционной установкой.

1.5 ОСТАНОВКА ПЕРЕКАЧКИ И ПРИЕМА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

По окончании приема (сдачи) из магистрального продуктопровода бензина (дизельного топлива) закрываются шаровой кран, электрифицированная задвижка на общей линии, задвижка на линии бензина (дизельного топлива) в узле подключения. Закрываются все задвижки на линии приема бензина (дизельного топлива) на базе.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПАРКА

2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ

В резервуарном парке светлых нефтепродуктов установлены стальные вертикальные цилиндрические резервуары для нефтепродуктов емкостью 400, 700, 2000, 3000, 5000 и 10000 м^3 с плоским днищем и плоскими и коническими крышами. Общая емкость резервуарного парка нефтебазы составляет 202000 м^3.

Сведения об обеспеченности резервуаров дыхательными и предохранительными клапанами приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Оснащенность резервуаров Камбарской нефтебазы дыхательной и предохранительной арматурой

№ п/п	Тип резервуара	Количество резервуаров	дыхательные клапана		предохранительные клапана	
			тип	кол-во	тип	кол-во
1	РВС-400	20	НДКМ-200	1	КПГ-200	1
2	РВС-700	10	НДКМ-200	1	ПКС-150	1
3	РВС-2000	5	НДКМ-200 КД-150	1 1	КПГ-200	1
4	РВС-3000	9	НДКМ-150 НДКМ-250	1 1	КПГ-200	1
5	РВС-5000	18	КД-200	1	КПГ-250	1
6	РВС-10000	6	КД-200	2	КПГ-250	1

Резервуары РВС-5000 оборудованы генераторами пены типа ГПСС-600 для подачи пены вовнутрь резервуара в случае загорания нефтепродукта в нем.

Каждый резервуар имеет один приемный и один раздаточный патрубок для проведения операций по заполнению и опорожнению резервуара.

2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРА

Вертикальный стальной резервуар объёмом 5000 м^3 состоит из стенки, днища и конического покрытия. Щитовая кровля резервуара опирается на фермы и на центральную стойку. Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии, чем обеспечивается более полное удаление подтоварной воды [12]. Размеры резервуара: диаметр 22800 мм, высота стенки 11920 мм [14].

Днище резервуара состоит из центральной части и окрайков. Центральная часть днища поставляется в виде четырёх полотнищ, свёрнутых в один рулон. Кольцо окрайков соединяют с центральной частью внахлёст, а окрайки сваривают между собой встык. Полотнища центральной части сваривают внахлёст. Стенка резервуара состоит из восьми поясов. Поставляется в виде двух полотнищ, свёрнутых в рулоны. Вертикальные и горизонтальные швы стенки свариваются встык. Стенки приваривают к окрайкам днища с двух сторон кольцевыми швами. Покрытие резервуара представляет собой сферически купол, который состоит из несущих элементов и настила. Поставляется в виде радиальных щитов, каждый из которых изогнут по цилиндрической поверхности. Все щиты соединены между собой внахлёст [2].

Резервуар имеет люк-лазы, световой люк, шахтную лестницу и другое оборудование.

2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА

На резервуаре установлены следующие виды оборудования:

- оборудование, обеспечивающее надежную работу резервуаров и снижение потерь нефти;

- оборудование для обслуживания и ремонта резервуаров;

- противопожарное оборудование;
- приборы контроля и сигнализации.

2.4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ РЕЗЕРВУАРОВ И СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ

К этой группе оборудования относятся:

- дыхательная арматура;
- приемо-раздаточные патрубки с хлопушкой;
- средства защиты от внутренней коррозии.

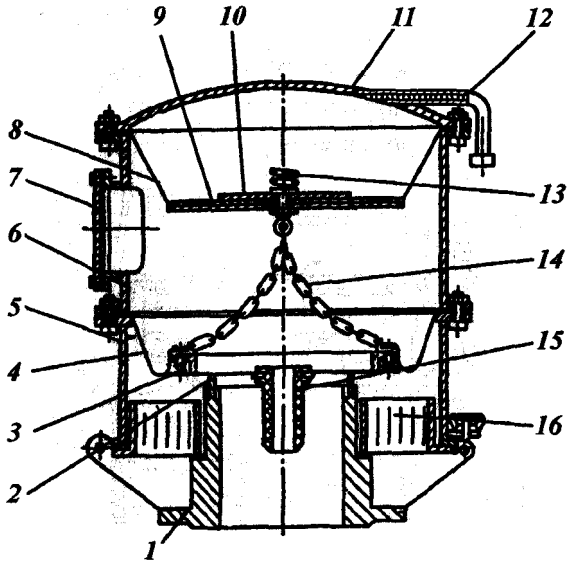
Дыхательная арматура резервуаров включает дыхательные и предохранительные клапаны. Назначение дыхательной арматуры состоит в следующем. При заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Так как резервуары рассчитаны на давление, близкое к атмосферному, их может просто разорвать. Чтобы этого не происходило, на резервуарах установлены дыхательные и предохранительные клапаны. Первые открываются, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет 2000 Па, предел срабатывания вторых - на 5-10% выше, они страхуют дыхательные клапаны.

Дыхательная арматура защищает резервуары и от смятия при снижении давления в них при опорожнении, либо при уменьшении температуры в газовом пространстве. Как только вакуум достигает допустимой величины, открываются дыхательные клапаны, в газовое пространство резервуаров поступает атмосферный воздух. Если их пропускная способность недостаточна и вакуум продолжает увеличиваться, то открываются предохранительные клапаны.

Дыхательная арматура резервуара состоит из дыхательного и предохранительного клапанов, назначение которых — предотвращение повышения давления в газовом пространстве резервуара сверх предельно допустимого (2000 Па) или, наоборот, образование вакуума ниже критического (200 Па). Слишком высокое

и слишком низкое давление опасны для целостности резервуара. Дыхательный клапан регулирует давление в газовом пространстве резервуара, выпуская в атмосферу пары нефти при повышении давления до предельно допустимого, или впуская воздух в резервуар при образовании чрезмерного вакуума. Предохранительный клапан, имеющий пределы срабатывания на 10 % больше, чем дыхательный клапан, действует как страховка последнего.

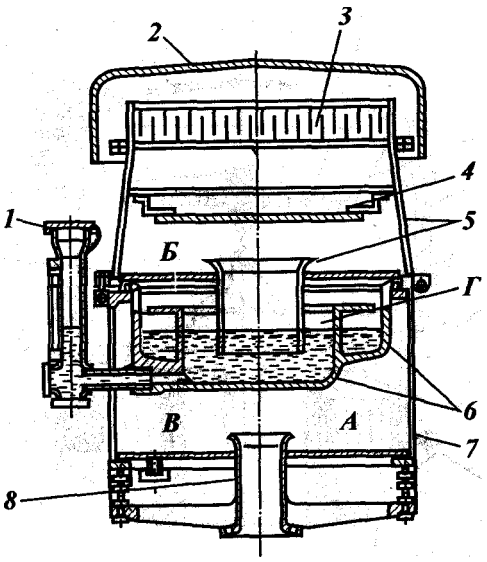
На рисунке 2.1 изображен непримерзающий дыхательный клапан (НДКМ).



1 — Соединительный патрубок; 2 — седло; 3 — тарелка; *4* — нижняя мембрана; *5* - нижний корпус; *6* — верхний корпус; 7 — боковой люк; 8 — верхняя мембрана; 9 — диски; *10* — регулировочные грузы; *11* — крышка; *12* — трубка; *13* — амортизирующая пружина; *14* — цепи для соединения дисков и тарелок; *15* - импульсная трубка; *16* — кольцевой огневой предохранитель

Клапан работает следующим образом. При возникновении в резервуаре (и, следовательно, в межмембранной камере) разряжения, соответствующего пределу срабатывания клапана тарелка 3 поднимается, и в газовое пространство поступает атмосферный воздух. При повышении давления в резервуаре сила, действующая на верхнюю мембрану *8*, больше силы, действующей на нижнюю мембрану *4*, и когда разность сил превышает вес тарелки 3 и диска 9 с грузом *10*, то верхняя мембрана, прогибаясь вверх, увлекает за собой тарелку *3*, открывая выход паровоздушной смеси в атмосферу.

Для работы в комплекте с не примерзающим дыхательным клапаном предназначен предохранительный гидравлический клапан (КПГ), изображенный на рисунке 2.2.



1 - трубка для слива и налива жидкости; 2 - крышка для защиты от атмосферных осадков; *3* — кассета огневого предохранителя; *4* — экран; о — верхний корпус; 6 — чашка для размещения жидкости; 7 — корпус; 8 — патрубок

Рисунок 2.2. - Предохранительный гидравлический клапан КПГ

Клапан КПГ состоит из корпуса 7 с присоединительным фланцем; чашки 6 для размещения жидкости гидрозатвора предотвращающего выброс жидкости при срабатывании клапана; кассеты огневого предохранителя *3;* крышки 2 для защиты от атмосферных осадков и трубки *1* для слива и налива жидкости.

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в резервуаре, и следовательно, под чашкой 6, жидкость из чашки выбрасывается через патрубок и, отражаясь от экрана *4,* собирается в кольцевой полости, идущей вокруг чашки 6. При срабатывании клапана газовое пространство резервуара свободно сообщается с атмосферой, обеспечивая высокий расход парогазовой смеси (или воздуха) через кассету 3. Выброшенная жидкость сливается через сливные штуцеры и используется при повторной заливке.

Приемо-раздаточные патрубки служат для приема и откачки нефти из

резервуаров. Их количество зависит от производительности закачки-выкачки. На концах приемо-раздаточных патрубков устанавливают хлопушки, предотвращающие утечку жидкости из резервуара в случае повреждения приемо-раздаточных трубопроводов и задвижек. Хлопушки на раздаточных патрубках в обязательном порядке оснащаются системой управления, включающей трос с барабаном, управляемым снаружи с помощью штурвала. Хлопушки на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой жидкости.

Плотность прилегания крышки хлопушки к ее корпусу обеспечивается полимерным покрытием затвора. Для облегчения открытия хлопушки предназначено перепускное устройство. При открытии байпасного вентиля давление по обе стороны крышки хлопушки выравнивается, и ее открытие не требует усилий. Для подстраховки к крышке хлопушки прикреплен запасной трос, закрепляемый на крышке светового люка.

Для борьбы с внутренней коррозией производят периодическое удаление воды через сифонный кран, изображенный на рисунке 1.4.

Сифонный кран установлен в первом поясе резервуара на высоте 350 мм от дна. Устройство, монтируемое в защитном кожухе 1, представляет собой Г-образную трубу 3, которая через сальниковое уплотнение 2 вставлена внутрь резервуара. Нижний конец трубы снабжен защитным фильтром 4, обеспечивающим отбор воды и не пропускающим частицы твердых отложений и грязь; снаружи труба имеет пробковый кран 6. Для удаления подтоварной воды поворотной ручкой 5 трубу 3 опускают к днищу резервуара, и вода, скопившаяся на дне и выдавливаемая столбом находящейся над ней нефтью, вытесняется наружу. Для приведения крана в нерабочее положение трубу 3 поворачивают изогнутым концом вверх или горизонтально.

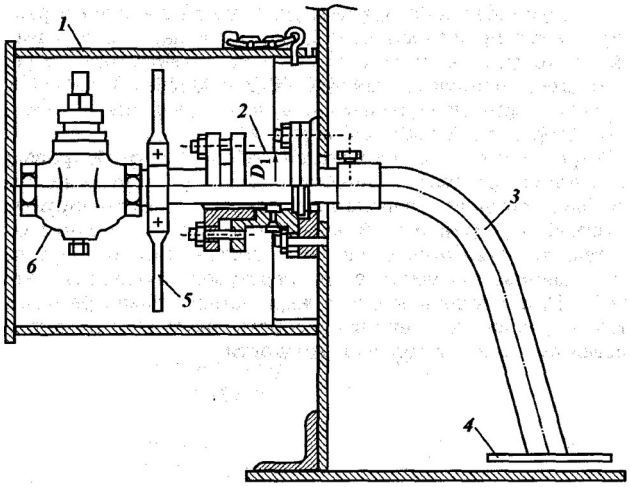


Рисунок 2.3 – Сифонный кран

1 – защитный кожух; 2 – сальниковое уплотнение; 3 – Г-образная труба; 4 – защитный фильтр; 5 – поворотная ручка; 6 – пробковый кран

2.5 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА РЕЗЕРВУАРОВ

Для указанных целей используется следующее оборудование:

- люки-лазы;
- люки замерные;
- люки световые;
- лестница.

Люки-лазы размещаются в первом поясе и служат для проникновения рабочих внутрь резервуара. Через них в резервуар также доставляется оборудование, требующее монтажа, например, детали понтонов, и извлекаются донные отложения при ручной зачистке.

Люк замерный служит для ручного замера уровней нефти и подтоварной воды, а также для отбора проб пробоотборником.

Люки световые предназначены для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке.

Замерный и световые люки монтируются на крыше резервуара.

Лестница служит для подъема персонала на крышу резервуара. На резервуаре РВС-5000 установлена лестница шахтного типа. Лестницы имеет ширину не менее 0,7 м, снабжена перилами высотой не менее 1 м. У места присоединения лестницы к крыше резервуара расположена замерная площадка, рядом с которой размещается замерный люк.

2.6 ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Резервуары являются объектом повышенной пожарной опасности, поэтому они в обязательном порядке оснащаются противопожарным оборудованием: огневыми предохранителями и средствами пожаротушения.

Огневые предохранители устанавливаются между клапаном и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара через отверстия малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода. Конструктивно огневой предохранитель представляет собой стальной корпус с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих множество параллельных каналов малого сечения.

Для подачи пены в резервуар используются пеногенераторы типа ГВПС-2000, монтируемые в верхнем поясе резервуаров.

Устройство состоит из пеногенератора 1 с трубопроводом 8 для подачи раствора пенообразователя. В отсутствии чрезвычайной ситуации пенокамера закрыта герметизирующей крышкой. Крепление этой крышки к корпусу камеры осуществляется стяжками с замками, состоящими из двух частей, спаянных сплавом с температурой плавления около 120 °С. При возникновении пожара замки стяжек расплавляются, и крышка под действием собственного веса падает, открывая путь пены к горящей жидкости.

Устройство ГВП-2000 приведено на рисунке 4.4.

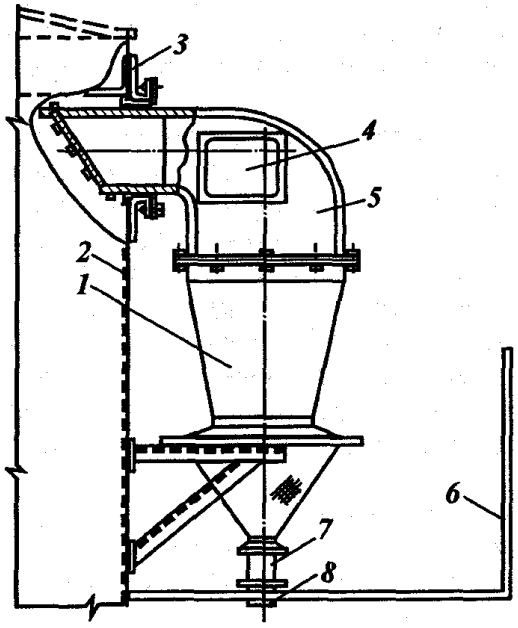


Рисунок 2.4. - Установка пожаротушения ГВПС-2000 на резервуаре

1 — пеногенератор; 2 - стенка резервуара; *3* — фланец; *4* — смотровой люк; 5 — пенокамера; 6 — площадка ограждения для обслуживания; 7 — вставка; *8* — трубопровод для подачи раствора пенообразователя

3 АНАЛИЗ ДИАГНОСТИКИ РВС

3.1 ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.

ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

В соответствии с требованиями Федерального закона "О промышленной безопасности 0П0" № 116-ФЗ от 21.07.1997 г., "Правил проведения экспертизы промышленной безопасности" ПБ 03-246-98 с изменениями ПБИ 03-490-(146)-02, «Положения о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» РД 03-484-02, «Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту», «Положения о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» РД 08-95-95, «Инструкции по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров» РД 153-112-017-97, «Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» ПБ 09-605-03 и на основании договора между ИКЦ "Альтон" и Камбарской нефтебазой , проведена экспертиза технического устройства, применяемого на опасном производственном объекте - вертикального цилиндрического сварного резервуара РВС-5000, отработавшего нормативный срок службы.

3.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ

Действие заключение экспертизы распространяется на техническое устройство, применяемое на опасном производственном объекте – вертикальный цилиндрический сварной резервуар РВС-5000, инв № 4

3.3 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Определение соответствия технического состояния резервуара требованиям нормативно-технических документов; определение возможностей и условий его дальнейшей эксплуатации.

3.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ И ПРОГРАММА ЭКСПЕРТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

Экспертиза технического устройства и оформление заключения проводились согласно требованиям, установленным в "Правилах проведения экспертизы промышленной безопасности" ПБ 03-246-98 с изменениями ПБИ 03-490-(146)-02, по индивидуальной программе (Приложение А), разработанной на основе типовой программы, приведенной в «Положении о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» РД 08-95-95.

3.5 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ

Анализ документации, подлежащей рассмотрению в процессе экспертизы, с указанием проектных и технических характеристик резервуара, применяемые виды контроля, расчеты на прочность, согласованные мероприятия для процесса экспертизы, ведомость дефектов, а также план мероприятий по обеспечению

безопасной эксплуатации технического устройства на продлеваемый период и обеспечению требований промышленной безопасности указаны в Приложениях 2,3, 4, 5.

3.6 РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ДОКУМЕНТАЦИИ, РАССМОТРЕННОЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ

Документация, рассмотренная в процессе экспертизы, соответствует требованиям Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" и «Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» ПБ 09-605-03.

3.7 РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

При визуальном и измерительном контроле выявлены следующие дефекты:

-На внутренней поверхности стенки резервуара 1-го пояса (лист №6,№8) , на высоте 20 мм от уторного сварного шва, имеются отдельные коррозионные язвы размерами до 6 х7 х3,6 мм; На основном металле днища имеются коррозионные язвы размерами до 8х8х4,5 мм. Результаты контроля не соответствуют нормам РД 08-95-95, ИТН-93.

Результаты геодезических измерений соответствуют нормам ИТН-93. наружного контура днища не превышает максимально-допустимых величин. Результаты контроля толщины металла методом УЗК соответствуют нормам

РД 08-95-95.Величина отклонений образующих стенки от вертикали и разность отметок. Проектные и технические характеристики резервуара предложены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Проектные и технические характеристики резервуара

Расположение резервуара	Наземный
Ферма	Вертикальный цилиндрический
Способ монтажа	Рулонной сборки
Теплоизоляционное покрытие	Нет
Вид соединений	Сварка
Данные о сварке:	
вертикальные сварные швы	Автоматическая под слоем флюса, встык
Горизонтальные сварные швы	Автоматическая под слоем флюса, встык
монтажный сварной шов	РЭДС, внахлест
Кровля	Автоматическая под слоем флюса, внахлест
Днище	Автоматическая под слоем флюса, внахлест
Диаметр по нижнему поясу, мм	22825
Высота от днища до верхней полки	11910
Избыточное давление в газовом пространстве, МПа	0,002 (0,02)
Вакуум, МПа (кгс/см2)	0,00025 (0,0025)
Нефтепродукт	Дизельное топливо
Объем цилиндрической части, м3.	4873
Объемный вес нефтепродуктов, кг/м3	750
Снеговая нагрузка, кг/м2	до 150
Ветровая нагрузка, кг/м2	до 100
Наименование элемента	Стенка 1 пояс
Толщина, мм	9,0
Наименование элемента	Стенка 2 пояс
Толщина, мм	8,0
Наименование элемента	Стенка 3 пояс
Толщина, мм	7,0
Наименование элемента	Стенка 4-8 пояса
Толщина, мм	6,0
Материал(ГОСТ)	Ст3;

Наименование элемента	Кровля
Форма покрытия	Коническая
Толщина, мм	3,0
Материал(ГОСТ)	Ст3;

Продолжение таблицы 3.1

Наименование элемента	Днище
Толщина, мм	4,0; 6,0
Материал(ГОСТ)	Ст3;
Основание	Песчаная подушка с пропиткой нефтепродуктами.

Минимальные фактические толщины элементов корпуса резервуара удовлетворяют нормативным требованиям. Результаты контроля методом ультразвуковой твердометрии удовлетворительные Механические свойства металла соответствуют ГОСТ 535, ГОСТ 14637. Результаты расчета на прочность удовлетворительные. Индивидуальная программа экспертного обследования и полного технического диагностирования вертикального цилиндрического сварного резервуара РВС-5000.

1. Анализ документации, подлежащей рассмотрению в процессе экспертизы.

2. Визуальный и измерительный контроль сварных соединений и элементов резервуара, проверка состояния основания и отмостки.

3. Проверка планово-высотного положения элементов резервуара.

4. Измерение толщины металла элементов резервуара.

5. Измерение твердости металла элементов резервуара.

6. Расчеты на прочность.

7. Гидравлическое испытание резервуара.

8. Анализ результатов экспертного обследования и полного технического диагностирования резервуара. При необходимости составление согласованных мероприятий для процесса экспертизы, ведомости дефектов и плана мероприятий по обеспечению эксплуатации технического устройства на продлеваемый период и обеспечению требований промышленной безопасности.

9. Составление заключения экспертизы промышленной безопасности, установление возможности и срока дальнейшей эксплуатации резервуара.

10. Разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации резервуара.

Правилах устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров

Проектные и технические характеристики.

Контроль выполнен согласно: РД 03-606-03.

Оценка качества по нормам: «Правилам технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту», РД 08-95-95, ИТН-93.

Цель контроля: .Обнаружение и определение размеров дефектов (поверхностных трещин, коррозионных повреждений, выходящих на поверхность расслоений, механических повреждений, вмятин, выпучин и других изменений геометрии; дефектов сварки в виде пористости, подрезов, прожогов, несоответствия размеров швов требованиям НТД и др.) образовавшихся процессе эксплуатации, при ремонте, изготовлении или монтаже резервуара.

Оборудование: Штангенциркуль ШЦ-1-150-0,1 по ГОСТ 166 зав.№ 4080325, лупа «мерительная ЛИ-4-10", ГОСТ 25706; шаблон УШС, ТУ 102.338-83; рулетка в закрытом корпусе самосвертывающаяся ЗПКЗ-2АНТ/1, ГОСТ 7502, ультразвуковой толщиномер.

Результаты контроля: При визуальном и измерительном контроле выявлены следующие дефекты:

На внутренней поверхности листов № 6,8- 1-го пояса стенки резервуара, на высоте 20 мм от уторного сварного шва, имеются отдельные коррозионные язвы размерами до 6х7х3,6 мм;

На основном металле днища имеются коррозионные язвы размерами до 8х8х4,5 мм;

Заключение по результатам визуального и измерительного контроля:

Результаты контроля по п.п. 1,2,3,4,5,6 не соответствуют нормам РД 08-95-95, ИТН-93.Контроль выполнен согласно: Толщиномер ультразвуковой БУЛАТ-1М. Паспорт УАЛТ 012.000.00ПС ".

Цель контроля: Определение количественных характеристик утонения металла в процессе эксплуатации путем измерения толщины элементов резервуара.

1. 1,2 пояса стенки - не менее чем по четырем диаметрально противоположным образующим в трех точках по высоте пояса (низ, середина, верх);

2. листы днища и настила кровли - по двум взаимно перпендикулярным диаметральным направлениям, не менее трех измерений на каждом листе.

Оборудование: Толщиномер ультразвуковой БУЛАТ-1М, зав. № 629.

Результаты контроля:

Наименование элемента	Толщина элемента по паспорту, мм.	Фактическая min и max толщина, мм
Днище	4,0	4,7-5,1
Днище	6,0	6,1-6,7
Стенка 1-й пояс	9,0	9,1-9,5
Стенка 2-й пояс	8,0	7,8-8,6
Кровля	3,0	2,5-3,0

Заключение по результатам контроля толщины металла методом УЗК: Результаты контроля соответствуют нормам РД 08-95-95.

Таблица3.2 Ведомость дефектов

Резервуар: РВС-5000 ИР		Инвентарный № 4	Заводской № —
Принадлежащий: Камбарской нефтебазе			
Оценка по НТД		«Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту», РД 08-95-95, ИТН-93.	
№ п/п	Наименование элемента	Описание дефекта	Решение о ремонтопригодности элемента
1	Днище	l.На основном металле днища имеются коррозионные язвы размерами до 8х8х4,5 мм;	Ремонтопригоден. Требуется замена днища

2	Стенка	1. На внутренней поверхности листов №6, №8- 1 -го пояса стенки резервуара, на высоте 20 мм от уторного сварного шва, имеются отдельные коррозионные язвы размерами до 6 х7 х3,6 мм;	Ремонтопригоден. 1. Дефекты в виде коррозионных язв подлежат заварке.

4 ТЕХНОЛОГИЯ КАПРЕМОНТА

4.1 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

1. Для проведения работ по ремонту резервуаров привлекается бригада из специально обученного персонала. Работа проводится под непосредственным наблюдением ответственного мастера (прораба).

2. На проведение огневых работ оформляется наряд-допуск с приложением схемы обвязки и способы выкачки остатков, удаления продуктов зачистки, дегазации и др.операции.

3. Схемы должны быть утверждены руководством станции и согласованы с начальником пожарной охраны станции.

4. Перед началом работы рабочие должны пройти инструктаж о правилах безопасности ведения работ и методах оказания первой помощи при несчастных случаях.

5. В резервуаре должны быть тщательно зачищены следующие узлы и участки:

— узлы сопряжения стенки с днищем снаружи резервуара;

—сегменты или окрайки, примыкающие к стенке с внутренней стороны резервуара;

—вертикальные стенки трех нижних поясов стенки;

— места врезки люков(лазов) и резервуарного оборудования в первом поясе стенки;

— узел крепления центральной стойки к днищу

— Зачищают резервуар тряпками, щетками и т.д.

6. Размер дефектных участков, подлежащих удалению, определяют в зависимости от конкретных размеров дефекта и выбранного метода ремонта.

4.2 ЗАГОТОВКА И ОБРАБОТКА ДЕТАЛЕЙ

1. Накладки, вставки и детали для ремонта резервуаров должны изготавливаться в цехах или мастерских при положительной температуре воздуха.

2. При резке и обработке кромок неровности, шероховатости, заусенцы и завалы должны быть не более 0,5 мм.

3. Исправлять кромки следует абразивным инструментом, при этом следы от обработки должны быть направлены вдоль кромки.

4. Запрещается правка стали путем наплавки валиков дуговой сваркой.

4.3 СБОРКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОД СВАРКУ

1. Запрещается транспортировка волоком отдельных заготовленных деталей конструктивных элементов и листов во избежание искажения геометрической формы,должны быть предусмотрены монтажные петли из круглого проката d=12-14 мм

2. Запрещаются погрузка и выгрузка сбрасыванием заготовленных деталей конструкций.

3. Заготовки и детали перед сборкой должны быть очищены от заусенцев, грязи, масла, ржавчины, льда, снега и тщательно осмотрены. Обнаруженные дефекты подлежат исправлению.

4. Длину прихваток рекомендуется принимать не менее 50 мм, расстояние между прихватками — не более 500 мм, высоту усиления прихватки — не более 3 мм.

5. Уступ кромок в плоскости соединения листов следует обрабатывать абразивным инструментом.

6. При сборке и подгонке элементов рекомендуется применять подготовку кромок с криволинейным скосом.

7. В сварных стыковых соединениях листов разной толщины в целях обеспечения плавности изменения сечения необходимо предусматривать скосы у более толстого листа с одной или двух сторон с уклоном не более 1:5.

Рисунок 4.1. Типы швов: *а* - угловой; б – стыковой



8. Сварку ответственных швов резервуара (стыковые и нахлёсточные соединения стенки, стыковые соединения окраек днища, соединение стенки резервуара с днищем, нахлёсточные соединения днища, швы приварки резервуарного оборудования к стенке, соединения элементов покрытия и понтонов) рекомендуется выполнять на постоянном токе обратной полярности.

Применение переменного тока допускается для сварки неответственных швов резервуара (настил кровли, ограждения и т. п.), когда колебания сетевого напряжения не превышают ±6 %, режим сварки следует подбирать так, чтобы коэффициент формы провара был:

для углового шва 1/h 1,3; для стыкового однопроходного шва 1/1,5

9. При сварке конструкций в углекислом газе сварочная дуга должна быть защищена от ветра и осадков.

10. Электроды необходимо хранить в таре в сухом отапливаемом помещении при температуре не ниже 15°С.

11. Электроды разрешается использовать только после их прокалки, согласно рекомендациям завода изготовителя .

12. Кромки собранных элементов и прилегающие к ним зоны металла шириной не менее 20 мм, а также кромки листов примыкания выводных планок непосредственно перед сваркой должны быть зачищены до чистого металла. Продукты очистки не должны оставаться в зазорах между собранными деталями.

Перед началом сварки необходимо просушить кромки свариваемых элементов.

13. К рабочему месту электроды и флюсы следует подавать непосредственно перед сваркой в количестве, необходимом на период непрерывной работы сварщика. У рабочего места электроды необходимо хранить в условиях, исключающих увлажнение (в плотно закрывающейся таре или обогреваемых устройствах - термопеналах).

14. Ручная электродуговая сварка ответственных сварных соединений резервуара должна выполняться электросварщиками, прошедшими испытания согласно Правилам испытания электросварщиков и газо сварщиков и имеющими удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ, к которым они допущены.

К сварке неответственных сварных соединений резервуаров- допускаются электросварщики, прошедшие испытания по действующим ведомственным правилам и имеющие удостоверения на право проведения сварочных работ.,,

15. Сварщики, впервые приступающие к работе при отрицательной температуре Воздуха, должны пройти пробные испытания по технологии сварки при заданной отрицательной температуре. Сварщики, сдавшие такие испытания, могут быть допущены к выполнению сварки при температуре на 10 'С ниже заданной для сдачи пробы испытаний.

16. К сварке прихваток допускаются сварщики, сдавшие пробные испытания .

17. При температуре окружающего воздуха ниже — 5 'С сварные соединения, выполняемые всеми видами и способами сварки, заваривают от начала до конца без перерыва, за исключением времени, необходимого на смену электрода или электродной проволоки и зачистку шва в месте возобновления сварки. Прекращать сварку до выполнения проектного размера шва и оставлять не завершёнными отдельные участки сварного соединения не допускается. В случае вынужденного прекращения сварки (из-за отсутствия тока, выхода из строя аппаратуры и других причин) процесс следует возобновить при условии подогрева металла в соответствии с технологией, разработанной для данной конструкции.

18. В целях уменьшения возможности образования трещин в сварных соединениях необходимо:

а) сварные стыковые соединения стенки делать прямыми встык с двусторонней сваркой и полным проваром. Допускается односторонняя сварка с подваркой корня шва;

б) стыковые соединения окраек днища выполнять на остающейся технологической подкладке. Стальная подкладка должна быть только прихвачена к днищу. Приварка технологической подкладки по контуру недопустима:

в) после обрезки части технологической подкладки, выступающей за окраек днища, торец шва зачистить абразивным инструментом. Допуски на обработку кромок такие же, как и при резке металла;

г) прихватки располагать у пересечения швов (в стыковых (соединениях рекомендуется располагать прихватки с обратной стороны от первого шва или слоя);

д) при выполнении прихваток и сварки запрещается зажигать дугу на основном металле и выводить на него кратер шва;

е) тщательно осматривать прихватки перед началом сварки, с обязательной переплавкой их во время сварки первого слоя.

19. В целях уменьшения деформаций в процессе сварки, понижения скорости охлаждения и получения плотных высококачественных соединений необходимо:

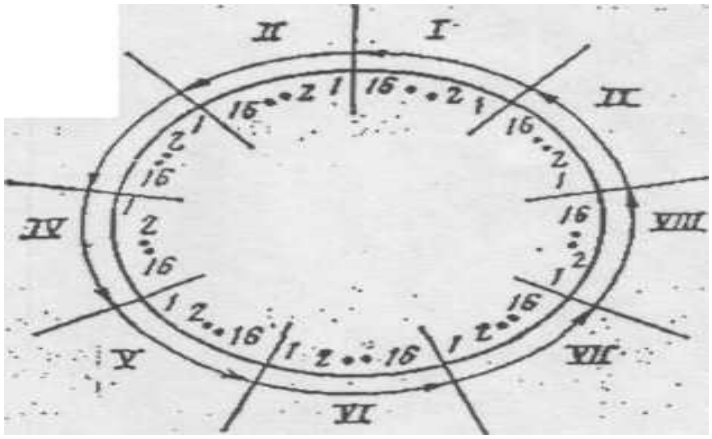
а) напряжение на дуге и силу тока принимать повышенными из условия увеличения погонной энергии приблизительно на 4-5% на каждые10°С понижения температуры ниже О'С (погонная энергия, принятая при положительной температуре 10—20°С,принимается за100%);

б) накладывать швы в последовательности, обеспечивающей максимальную свободу деформаций в процессе сварки, в частности, применяя обратноступенчатый метод сварки (длина ступени не более 400 мм);

в) при сварке встык листов толщиной 6 мм и более применять многослойную сварку, накладывая каждый последующий слой по неостывшему предыдущему. Указанное условие достигается, если длина одновременно-свариваемого участка (при толщине металла около 10 мм) при ручной сварке не превышает 1 м, а при

механизированной сварке под флюсом приблизительно 7 — 8 м. Число слоев сварки должно составлять: при толщине металла от 6 до 12 мм — 3, от 12 до 16 мм — 5.

Рисунок 4.2. Схема сварки кольцевых швов, соединяющих корпуса с днищем:



I-IX – очередность сварки секций, 1, 2…16 – последовательность сварки швов в каждой секции.

20. При сварке стенки резервуара в первую очередь заваривают вертикальные, 'а затем горизонтальные швы:

а) вертикальные стыковые швы сваривают двусторонней сваркой два сварщика обратноступенчатым методом с обязательным проплавлением вершины угла. Разрыв между дугами сварщиков, работающих с наружной и внутренней сторон резервуара, должен быть не более 500 мм;

б) горизонтальные угловые швы сваривают ручной сваркой по участкам одновременно несколько сварщиков при длине участка не более 8 м. На каждом участке работает один сварщик. Сварку швов на протяжении каждого участка ведут обратноступенчатым методом с длиной ступени не более 400 мм. При механизированной сварке горизонтальные швы сваривают по кольцу непрерывным методом.

21. Сварку углового соединения стенки с днищем следует выполнять в два слоя и более при укладке последующего слоя по неостывшему предыдущему. Ручную сварку выполняют одновременно на нескольких (не менее чем на двух) участках длиной до 8 м.

Последовательность сварки участков показана на рис.. Сварку каждого участка выполняют одновременно два сварщика с внутренней и внешней сторон резервуара. При этом сварщик, выполняющий внутренний шов, должен несколько опережать (около 500"мм) сварщика, выполняющего наружный шов. Сварку следует производить обратноступенчатым методом, причем длина единовременно свариваемого шва каждого слоя не должна превышать 1 м с тем, чтобы-следующий слой укладывался на теплый металл.

22. Высота угловых швов К должна быть не менее 4 мм и не более 1,2 з, где з-наименьшая толщина соединяемых элементов. При этом высота угловых однопроходных швов К в зависимости от толщины свариваемых элементов должна быть не менее приведенных величин:

Минимальный размер шва:		
высота, мм.....	6	8
площадь, мм.....	18	32
Толщина более толстого		
из свариваемых элементов, мм....	7— 10	11-22

23. Угловые швы следует выполнять, как правило, с вогнутой поверхности и плавным переходом к основному металлу. Это требование соблюдается подбором соответствующего режима сварки.

24. При сварке соединений с подварочным слоем сварку последнего рекомендуется вести после сварки основного шва.

Площадь подварочного шва должна быть не менее указанной выше.

25. При сварке днища в первую очередь заваривают листы по коротким кромкам, а затем — по длинным. При ручной дуговой сварке процесс ведется от центра к краям обратноступенчатым способом.

Соединения окраек днища между собой, выполненные встык, должны быть сварены на технологической подкладке в два или несколько слоев с обеспечением полного провара. До сварки стенки с днищем окрайки соединяют с днищем на прихватках.

26. При выполнении сварки ответственных узлов резервуара особенно тщательно выполняют пересечения стыковых соединений, а также стыковых и тавровых соединений, так как при наличии непровара или других дефектов в них весьма часто наблюдаются образования трещин.

27. Вырубку дефектных мест в сварных соединениях следует выполнять после подогрева швов и металла до 100-120 С.

Приваренные сборочные приспособления удаляются без повреждения основного металла, а места их приварки должны зачищаться до основного металла с удалением всех дефектов.

4.4 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА

При сооружении резервуаров применяются следующие виды контроля качества сварных соединении:

— визуальный контроль всех сварных соединений резервуара;

— измерительный, с помощью шаблонов, линеек, отвесов, геодезических приборов и т.д.;

— контроль герметичности /непроницаемости/ сварных швов с использованием проб «мел-керосин», вакуумных камер, избыточного давления воздуха или цветной дефектоскопии;

— физические — для выявления наличия внутренних дефектов: радиография или ультразвуковая дефектоскопия;

— гидравлические и пневматические прочностные испытания конструкции резервуара.

4.5 ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ

1. Ответственность за организацию контроля качества сварных соединений, как правило, возлагается на руководителей сварочных работ.

2. Контроль сварных соединений резервуаров физическими методами должен выполняться специализированной организацией, имеющей лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в соответствии с «Правилами аттестации лабораторий неразрушающего контроля», утвержденными Госгортехнадзором России

3. Контроль сварных соединений резервуаров физическими методами выполняется по заявке, в которой должны быть указаны характеристики соединения, тип и категория шва, толщина металла и марка стали, пространственное положение, объем контроля.

4.6 ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ

1. Визуальному контролю должны подвергаться 100 % длины всех сварных соединений.

2.По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

по форме и размерам швы должны соответствовать проекту;

швы должны иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (высота или глубина впадин не должна превышать 1 мм);

металл шва должен иметь плавное сопряжение с основным металлом;

швы не должны иметь недопустимых внешних дефектов.

3. К недопустимым внешним дефектам сварных соединений резервуарных конструкций относятся трещины любых видов и размеров, несплавления, наплывы, грубая чешуйчатость, наружные поры и цепочки пор, прожоги и свищи.

Подрезы металла допускаются не более величин, указанных в таблице 4.1.

Таблице: 4.1 Допустимые отклонения при деформации

Допускаемая величина подреза			
Сварное	Класс резервуара по степени опасности		
	Ш-й	П-й	I-й
Вертикальные поясные швы и	5% толщины, но не более	не более 0,3мм	не более 0,2мм
Горизонтальные	5% толщины,	5% толщины,	5% толщины,
Прочие соединения	5% толщины,	5% толщины,	5% толщины,

Примечание: Длина подреза не должна превышать 10% *длины шва*

4. Выпуклость швов стыковых соединений не должна превышать значений: вертикальных соединений стенки — 2мм; прочие соединения — 3 мм.

5. Для стыковых соединений из деталей одной толщины допускается смещение свариваемых кромок относительно друг друга.

Таблица 4.2.Предельные отклонения основных параметров резервуара

№	Параметр	Контроль
1	Отклонение отметок наружного контура	Измерительный,каждый резервуар,геодезическая исполнительная схема
2	Высота хлопунов при диаметре днища свыше 12 м	То же
3	Отклонение внутреннего диаметра на уровне днища свыше 12м	
4	Отклонение высоты стенки при монтаже из отдельных листов	Измерительный, не менее 3 измерений каждого резервуара,
5	Разность отметок смежных узлов верха радиальных балок и ферм на	Измерительный, каждая балка или ферма,
6	Листовые детали стенок	Ширина Просвет между шаблоном и гнутой

Продолжение таблицы 4.2

7	Радиальные щиты конической крыши	Расстояние от обушка гнутого уголка от оси отверстия радиальной балки Прямолинейность радиальной балки Стрелка кривизны гнутого уголка
8	Секции опорных колец	Стрелка кривизны гнутого швеллера Просвет между шаблоном и поверхностью гнутого швеллера
9	Конструкции (детали) с криволинейной кромкой,присоединенной внахлест	Просвет между кромкой и шаблоном
10	Конструкции (детали) с криволинейной кромкой, присоединенной встык	Просвет между кромкой и шаблоном
11	Конструкции (детали) с криволинейной кромкой, присоединенной встык	Просвет между, кромкой и шаблоном

4.7 МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ РЕЗЕРВУАРОВ

1. К огневым работам относятся электрическая и газовая сварка, бензиновая, керосиновая или кислородная резка, кузнечные и котельные работы с применением переносных горнов, паяльных ламп и разведением открытого огня.

2. Ответственность за обеспечение мер пожарной безопасности при проведении огневых работ возлагается на руководителя предприятия, участка, на территории которого будут выполняться огневые работы.

3. К производству сварочных работ допускаются сварщики, выдержавшие испытания по специальной подготовке и имеющие соответствующее квалификационное удостоверение и талон по технике безопасности и пожарной безопасности

4. Огневые работы необходимо выполнять на. специально отведенных площадках. расположённых с соблюдением установленных разрывов от пожаро-, взрывоопасных производственных участков.

Площадка должна иметь надпись «Сварочная площадка» с указанием лиц, ответственных за проведение работ. При необходимости огневые, работы могут быть проведены в резервуарном парке с письменного разрешения главного инженера и руководителя объекта

5. Порядок оформления разрешения и осуществления контроля за соблюдением мер пожарной безопасности, при проведении огневых работ на объектах, охраняемых пожарной охраной МВД, определяется Правилами пожарной безопасности.

6. До начала огневых работ ответственный за их проведение обязан согласовать эти работы с местной пожарной охраной, службами техники безопасности; организовать выполнение всех мер пожарной безопасности и обеспечить место проведения огневых работ необходимыми средствами; пожаротушения.

Выполнение огневых работ у трубопроводов, находящихся в эксплуатации, без предварительной подготовки и установки заглушек на продуктовых и топливных линиях или заполнения водой (инертным газом), а также в туннелях и лотках без соответствующей продувки и анализа воздуха запрещается.

7. Начальник (инструктор противопожарной профилактики) пожарной охраны объекта или лицо, его заменяющее, при получении извещения о намечаемых огневых работах осматривает место их проведения и устанавливает, соблюдены ли меры пожарной безопасности. Кроме того, он обязан провести инструктаж рабочих, которые будут выполнять огневые работы.

Ответственный за проведение огневых работ, сварщики и другие рабочие, принимающие участие в этих работах, расписываются в журнале учета о получении соответствующего инструктажа. В необходимых случаях на месте проведения огневых работ должен быть выставлен пожарный пост из числа работников объектов пожарной охраны или членов добровольной пожарной дружины.

8. Сварщик не должен приступать к огневым работам без письменного разрешения, выданного главным инженером или руководителем объекта и согласованного с пожарной охраной. Кроме того, он должен проверить выполнение всех требований пожарной безопасности, указанных в разрешении.

9. В местах проведения огневых работ и на площадках, где установлены сварочные агрегаты, трансформаторы, контрольно-измерительные приборы, должны быть приняты следующие меры пожарной безопасности:

полностью устранена возможность проникновения огнеопасных газов и паров нефтепродуктов к месту производства этих работ; на расстоянии 15 м от площадки, на которой выполняют огневые работы, и мест установки сварочных агрегатов территория должна быть очищена от мусора, горючих предметов, различных нефтепродуктов; места, где были пролиты нефтепродукты, необходимо засыпать песком или землей слоем не менее 5 см;

10. При проведении огневых работ на строительных лесах и подмостях все деревянные конструкции должны быть защищены от попадания искр листами железа или асбеста. Кроме того, должны быть приняты меры против попадания искр на нижележащие деревянные конструкции.

Деревянные леса и подмости должны быть тщательно очищены от строительного мусора.

Помимо этого, должны быть проведены другие мероприятия в соответствии с требованиями пожарной безопасности при проведении строительных работ.

11. Если в резервуарном парке проводят операции по наполнению (откачке) резервуаров нефтепродуктами, огневые работы можно проводить только на расстоянии не ближе 40 м от этих резервуаров (электросварочные агрегаты должны быть установлены с наружной стороны обвалования на расстоянии не менее 20 м от резервуаров с нефтепродуктами).

12. При производстве сварочных работ запрещается:

а) приступать к работе при неисправной сварочной аппаратуре, проводах, шлангах, горелках и трубопроводах;

б) выполнять сварку аппаратов и трубопроводов, находящихся под давлением жидкости, газа, пара или воздуха без их дегазации, а также под напряжением электрического тока;

в) сваривать свежеокрашенные конструкции до полного высыхания краски;

г) прокладывать токоведущие сварочные провода совместно с газосварочными шлангами и трубопроводами;

д) переносить провода от сварочных аппаратов под напряжением, а также волоком (для переноски провода обесточивают и свертывают в бухту, а затем разворачивают);

е) пользоваться промасленной спецодеждой и рукавицами;

ж) класть горящие горелки и раскаленные электроды на сгораемые предметы и материалы (для этих целей должна быть устроена специальная подставка из несгораемых материалов); заставлять без присмотра включенные сварочные

аппараты; использовать металлоконструкции или трубопроводы в качестве обратного провода;

13. Огневые работы должны быть немедленно прекращены при обнаружении поблизости горючих газов или паров нефтепродуктов.

14. По окончании огневых работ место их проведения должно быть тщательно проверено и очищено от раскаленных огарков, окалины или тлеющих предметов, а при необходимости полито водой.

4.8 ЭЛЕКТРОСВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ

1. Сварочные генераторы и трансформаторы, а также все вспомогательные приборы и аппараты к ним, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть выполнены в закрытом или защищенном исполнении с противосыростной изоляцией и установлены под навесами из несгораемых материалов.(чертеж №1 , поз.№ 2)

2. Электросварочные установки (стационарные и передвижные) и свариваемые предметы при проведении сварочных работ должны быть заземлены.

Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных установках надлежит заземлять тот зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора, к которому присоединяется проводник, идущий к изделию (обратный провод).

Заземление выполняют при помощи гибких изолированных проводов, снабженных специальными зажимами, обеспечивающими надежный контакт. Применение голых проводов и подручных металлических предметов для заземления не допускается.

3. Соединение жил сварочных проводов между собой должно выполняться горячей пайкой. Подключение электропроводок к электрододержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату допускается только при помощи

специальных зажимов или медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбой.

4. Провода, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, должны иметь надежную изоляцию, защиту от действия высокой температуры, механических повреждений и химических воздействий.

Применять для электросварочных работ провода с поврежденной изоляцией и переносить провода сварочных аппаратов под напряжением запрещается.

5. При проведении электросварочных работ, связанных с частыми перемещениями сварочных установок должны применяться механические шланговые кабели.

6. Обратный проводник от свариваемого изделия к источнику тока должен быть аналогичным основному проводу, присоединенному к электрододержателю.

7. При смене электродов в процессе сварки их остатки (огарки) следует складывать в специальный металлический ящик, устанавливаемый у места сварочных

8. Во время перерыва, а также при уходе сварщика с рабочего, места электросварочный аппарат и провода должны быть обесточены.

4.9 РЕЗКА МЕТАЛЛА

1. При бензо- керосино- и кислородной резке бачок с горючим должен находиться не ближе 5 м от баллонов с кислородом и от источников открытого огня и не ближе 3 м от рабочего места резчика. При этом бачок должен быть расположен так, чтобы на него не попадали пламя и искры при работе.

2. Перед зарядкой бачка горючим должны быть проверены его исправность и герметичность. При пропуске горючей жидкости и неисправности насоса бачок эксплуатировать не разрешается.

3. Бачок должен иметь исправный манометр, а также предохранительный клапан, не допускающий повышения давления в бачке более 0,5 МПа. Нельзя выполнять резку металла при давлении воздуха в бачке, превышающем рабочее давление кислорода в резаке. Рабочее давление в бачке (с горючим) должно быть не выше 0,3 МПа.

4. Для бензо-, керосино- кислородной резки бачки должны заправляться только фильтрованным горючим не более чем на 3/4 его объема. Заправлять бачки следует в специально отведенном помещении или на специально отведенной площадке.

5. Место заправки от места выполнения огневых работ и открытых источников огня должно быть расположено не ближе 20 м. Хранение запаса горючего допускается в количестве не более сменной потребности. Горючее необходимо хранить в исправной, небьющейся, плотно закрывающейся специальной таре.

6. Перед началом бензо-, керосино- кислородной резки необходимо проверить надежность и плотность присоединения бензостойкого шланга к бачку и резаку. Сальник запорного вентиля на бачке не должен пропускать горючее.

7. При обратном ударе пламени работа должна быть немедленно прекращена, а горелка потушена.

8. При резке металла бензо-, керосино- и;кисло-родорезаком запрещается:

а) пользоваться неисправными горелками

б) применять загрязненное или с примесью воды горючее, а также этилированный бензин, для бензорезов;

в) применять для подачи горючего к резаку кислородные шланги;

г) перегревать испаритель резака до вишневого цвета, а также подвешивать резак во время работы вертикально, головкой вверх;

д) направлять пламя и класть горелку на сгораемые предметы;

е) резать при давлении в бачке с горючим, превышающим рабочее давление кислорода в резаке;

ж) зажимать, перекручивать или заламывать шланги, подающие кислород и горючее к резаку;з)хранить запас горючего на рабочей площадке.

8.При прекращении резки воздух из бачка выпускают только после гашения резака

4.10 КАРТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СВАРКИ Р 142 — Н1бп — Б00Р 142-С1сп-Б00 142-С3сп-Б00

1. Наименование изделия:

2. днище резервуара V=5000м3,

Способ сварки: ручная дуговая электродами с основным покрытием (Р)

3.НТД по сварке,

-ПБ 03-381-00, -ВСН 311-89, - ГОСТ 5264-80

4. Основной материал:

индекс группы 1

марка (марки, сочетания марок) Ст2, Ст3, Ст3Г, Ст4, 08,10,15, 20, 25,10Г2, 15Л, 20Л, 25Л, 15К, 16К, 18К, 20К, 22К, 15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ, 09Г2С, 10Г2С, 10Г2С1,

20ГСЛ, 14ХГС

типоразмер

диаметр свыше 500мм, лист,

толщина 4мм, 6мм

5. Соединение: Р 142-Н1сп-БОО, Р 142-С1сп —БОО, Р 142 — С3сп-БОО

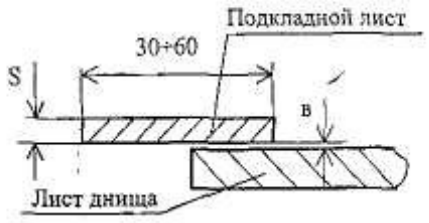
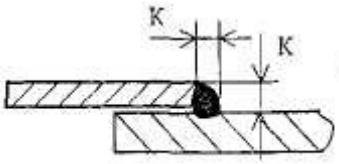
вид соединения нахлёсточное, стыковое

вид разделки без разделки

тип соединения (шифр по ГОСТ 5264-80) С-5, СЮ, HI

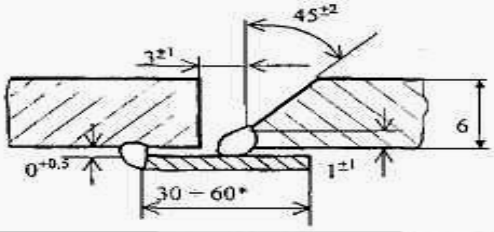
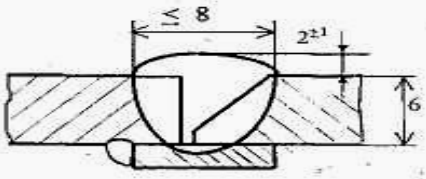
Конструкция соединения приварки подкладного листа на окрайках днища (HI)

Таб. 1

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
 S ≥ 3мм – в = $0^{+1,0}$, но больше толщины листа	 K = S подкладного листа

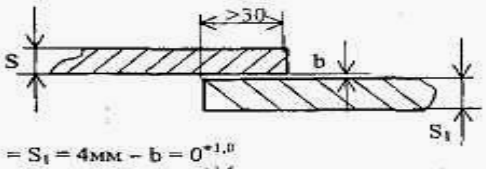
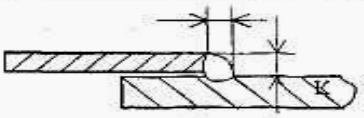
Конструкция стыкового сварного соединения листов окрайки днища (С10).

Таб.2

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
	

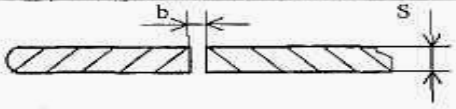
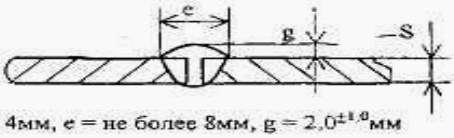
Конструкция нахлесточного соединения центральной части днища и окрайки (Н1).

Таб. 3

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
 $S = S_1 = 4$мм – $b = 0^{+1,0}$ $S = S_1 = 6$мм – $b = 0^{+1,5}$ $S = 4$, $S_1 = 6$мм – $b = 0^{+1,0}$	 для $S = S_1 = 4$мм - $K = 4^{\pm 1}$мм *; для $S = S_1 = 6$мм – $K = 6^{+2}_{-1}$мм * для $S = 4$, $S_1 = 6$мм – $K = 4^{\pm 1}$мм *.

Конструкция стыкового сварного соединения обечайки обшивки С-2

Таб. 4

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
 $S = 4$мм, $b = 2^{+1,0}_{-0,5}$	 $S = 4$мм, e = не более 8мм, $g = 2,0^{\pm 1,0}$мм

Конструкция таврового соединения центральной части днища и обшивки центральной тойки с центральной частью днища (Т1).

Таб. 5

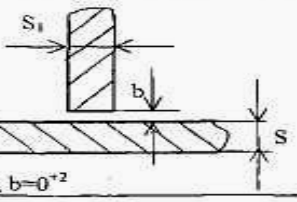
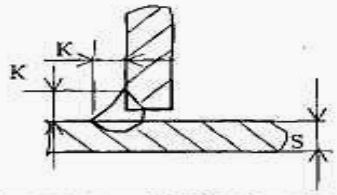
Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
 $S = S_1 = 4$мм, $b = 0^{+2}$	 K=3мм

Рисунок 4.3 Конструкция соединения приварки подкладного листа на окрайках днища.

Способ подготовки кромок: механическая обработка, обезжиривание на ширину 20мм от края кромки.

Способ сборки: на прихватках с ограничительными уголками и на подкладном листе.

Последовательность сборки и сварки подкладного листа:

-на каждом листе с торцов и по длинной стороне прихватить ограничительные уголки в количестве не мснее2шт. па расстоянии от края 30мм и местах выполнения нахлёсточного шва;

- на окрайке днища установить подкладной лист в местах выполнения сварки с обратной стороны;

- сборку обшивки центральной стойки выполнять на сборочных планках;

Сварочные материалы: электроды с основным покрытием типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, марки: УОНИ-13/55, ОК 5370, LB52U

Таблица 4.3.Режимы сварки подкладного кольца

Номер валка (слоя) шва	Способ сварки	Диаметр электрода в мм	Род тока, полярность	Сила тока, А	Напряжение В	Скорость сварки м/ч	Скорость подачи проволоки, м/ч	Дополнительные параметры (диметр W-электрода и др.)
1	Р	2,5÷3	пост. обрат.	70÷110	-----	-----	-----	-----

Прихватка и приварка подкладного листа - без подогрева. Листы с приваренным подкладным листом в процессе сборки не должны подвергаться ударам по кромкам и листу. Подкладные листы должны изготовляться из стали 20 или другой малоуглеродистой стали спокойной или полуспокойной выплавки с содержанием углерода не более 0,24%.

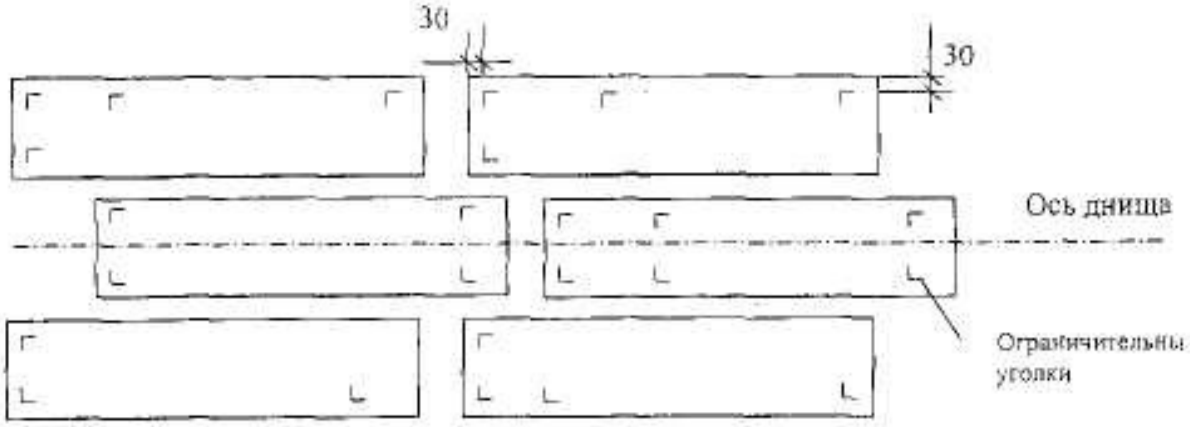


Рис.4.4 Схема приварки ограничительных уголков центральной части днища

8. Требования к прихватке: прихватка выполняется ручной дуговой сваркой покрытыми электродами диаметром не более 3,0 мм; крайние прихватки

должны быть расположены от кромки на расстоянии 50-70мм: на листе число прихваток не менее 3 через каждые 500мм, длина не менее 50 мм. высота не более 3мм; при стыковом соединении на подкладном листе прихватку выполнять на подкладном листе (см. таб. 3.3.); -после выполнения прихватки удалить все ограничительные уголки с зачисткой мест прихватки до металлического блеска.

9. Положение шва при сварке: нижнее неповоротное(Н1), горизонтальное (Г).

10.Подогрев: просушка

11.Сварочное оборудование: сварочный выпрямитель

12.Режимы сварки:

13.Технологические требования к сварке: выполнить сварку листов центральной части днища нахлёсточным соединением. Сначала приварить торцы листов, а затем провести сварку по длинной стороне полотнищ. Начинать и заканчивать сварные соединения на выводных планках предварительно прихваченных к листу, с последующим их удалением.

Таблица 4.4 Технологические требования к сварке

Номер Валика (слоя) шва	Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Род тока, полярность	Сила тока, А	Напряжена, В	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволоки, м/ч	Дополнительные параметры (диаметр W-электрода и др.)
1	Р	3	пост. обрат.	100÷130	-----	-----	-----	-----
Все ост.	Р	4	пост. обрат.	160÷210	-----	-----	-----	-----

Высота каждого валика 3мм, ширина не более 8мм. Смещение замков 12-18 мм.

Порядок наложения слоев при сварке подкладного листа, когда сварку выполняет один сварщик, показан на рис.4.5.

Порядок наложения слоев при сварке нахлёсточных соединений по торцам листов 2 сварщиками показан на рис. 4.6.

Рис.4.5. Порядок наложения слоев при сварке подкладного листа, когда сварку выполняет один сварщик.

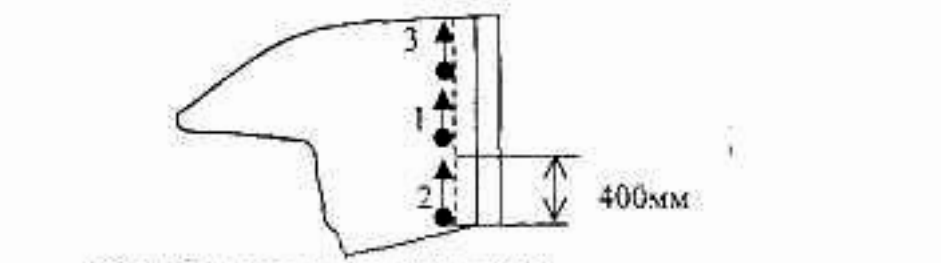


Рис.4.6. Порядок наложения слоев нахлесточного шва.

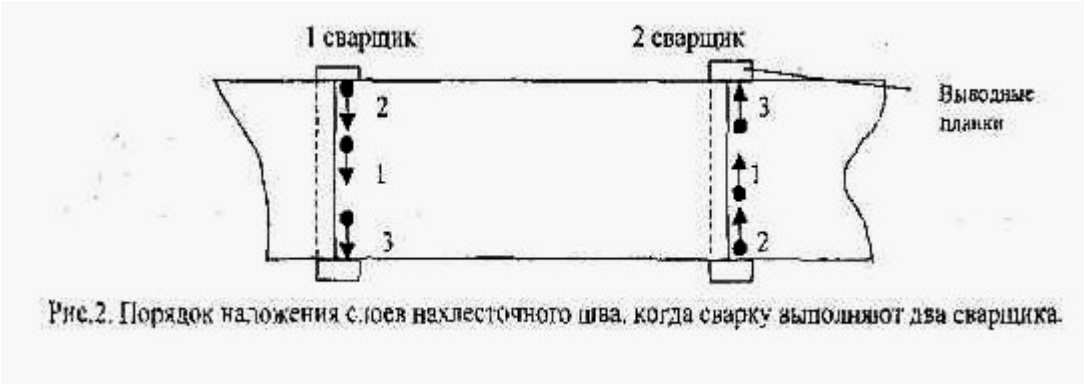


Рис.2. Порядок наложения слоев нахлесточного шва, когда сварку выполняют два сварщика.

Рис.4.6.

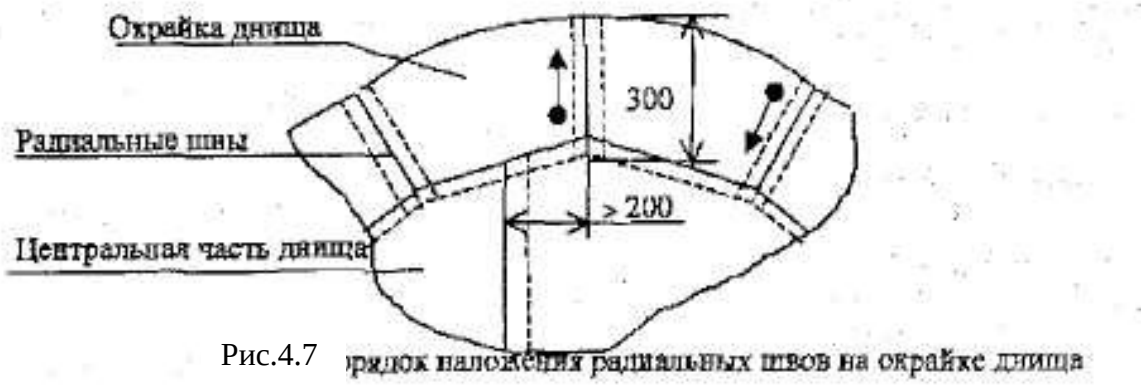


Рис.4.7 рядок наложения радиальных швов на окрайке днища

Карта технологического процесса сварки

Р 142 —С'1сбп-Б00,Р 142-С3бп — Б00, Р142-Т1бп-Б00

1.Наименование изделия:

-стенка резервуара V=5000м3;

2.Способ сварки: ручная дуговая электродами с cyjdysv gjrhsnbtv (Р)

3.НТД по сварке:

-ПБ 03-381-00; -ВСН 311-89; -ГОСТ 5264-80.

4.Основной материал:

индекс группы 1

марка (марки сочетания марок) Ст2 Ст3 СтЗГ Ст4 08 10 15 20 25 10Г2 15Л 20Л 25Л 15К 16К 18К 20К 22К 15ГС 16ГС 17ГС 17Г1С 17Г1СУ 09Г2С 10Г2С 10Г2С1 20ГСЛ 14ХГС

типоразмер:

диаметр: лист;

толщина: 5мм, 6мм.

5.Соединение: Р 142~С1бп — Б00, Р 142 — С3бп-Б00, Р 142-Т1бп-Б00.

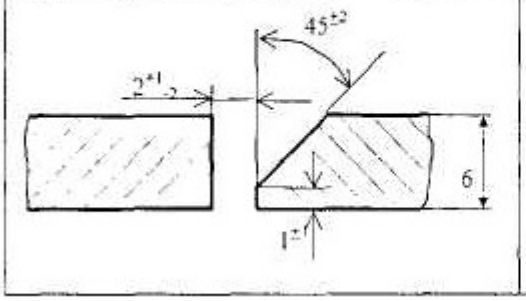
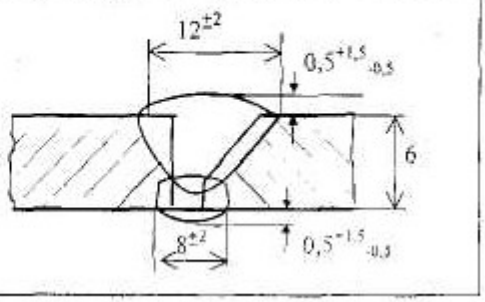
вид соединения: стыковые и тавровые

вид разделки: без разделки

тип соединения (шифр по ГОСТ 5264-80): С-7, С12, Т3

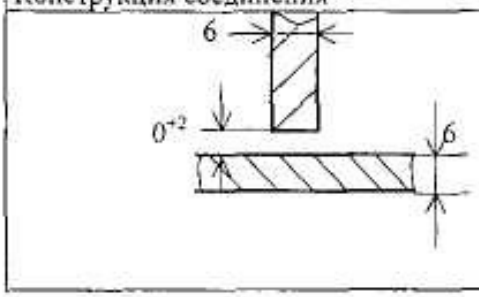
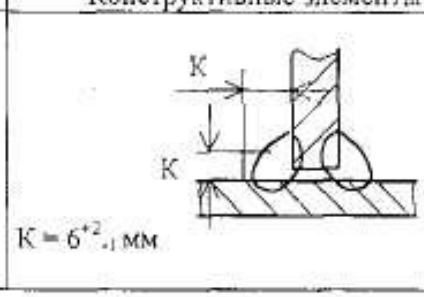
Конструкция соединения приварки листов толщиной 5мм (С7J).

Таб.2

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
	

Конструкция сварного соединения стенки с окрайкой днища (Т3).

Таб. 3

Конструкция соединения	Конструктивные элементы шва
	

Способ подготовки кромок: механическая обработка, обезжиривание на ширину 20мм от края кромки. Способ сборки: на прихватках и сборочных планках.

Последовательность сборки:

- прихватить сборочные планки по периметру через каждые 1,5м;
- установить листы первого пояса па окрайку днища по ограничительным уголкам, второго поясов на торец листов первого пояса:

прихватить к окрайке днища первый пояс, между собой 1,2 пояса;

зачистить прихватки от шлака и брызг;

Сварочные материалы: электроды с основным покрытием типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, марки: УОНИ-13/55, ОК 5370. Режимы прихватки:

Таблица 4.5 Требования к прихватке

Номер валика (слоя) шва	Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Род тока, полярность	Сила тока, А	Напряжение, В	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволоки, м/ч	Дополнительные параметры (диаметр W-электро-да и др.)
1	Р	2,5÷3	пост. обрат.	70÷110	-----	-----	-----	-----

8. Требования к прихватке: прихватка выполняется ручной дуговой сваркой покрытыми электродами диаметром не более 3,0 мм;

-прихватить сборочные планки в местах стыковых сварных соединениях на каждой стороне не менее 3 шт. согласно рис. 3.8;

крайние прихватки должны быть расположены от кромки на расстоянии 50-70мм,

на листе число прихваток не менее 3 через каждые 500мм, длина не менее 50 мм, высота не более 3мм, прихватки располагать с внутренней стороны резервуара;

после выполнения прихваток сборочные планки удалить и зачистить места прихваток до металлического блеска.

9.Положение шва при сварке: нижнее неповоротное, вертикальное неповоротное.

10.Подогрев: просушка

11.Сварочное оборудование: сварочный выпрямитель

12.Режимы сварки в горизонтальном и нижнем положении положениях:

Таблица 4.6 Режимы сварки в горизонтальном положении

Номер Валика (слоя) шва	Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Род тока, полярность	Сила тока, А	Напряжени, В	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволок, м/ч	Дополнительные параметры (диаметр %-электрода и др.)
1	Р	2,5-3	пост. обрат.	70-110	-----	-----	-----	-----
Все ост.	Р	3-4	пост. обрат.	90-170	-----	-----	-----	-----

14. Режимы сварки в вертикальном положении указаны в таблице 4.7.

Таблица 4.7 Режимы сварки в вертикальном положении

Номер Валика (слоя) шва	Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Род тока, полярность	Сила тока, А	Напряжени, В	Скорость сварки, м/ч	Скорость подачи проволок, м/ч	Дополнительные параметры (диаметр %-электрода и др.)
1	Р	2,5-3	пост. обрат.	70-100	-----	-----	-----	-----
Все ост.	Р	3-4	пост. обрат.	80-150	-----	-----	-----	-----

15. Технологические требования к сварке: стыковое сварное соединение в вертикальном положении выполняется снизу вверх в один заход с двух сторон с полным проплавлением. Для листов толщиной 5 и б мм сварка производится в. два слоя. Высота каждого валика 3-4мм, ширина не более 8мм. Смешение замков 12-18 мм. Сварку сначала проводить с внутренней стороны резервуара. После выполнения всей сварки с внутренней стороны и удаления всех ограничительных уголков и сборочных планок, с зачисткой мест под прихваткой до металлического блеска, провести сварку облицовочных швов между 1 и 2 поясами.

Сварку в горизонтальном положении производить обратноступенчатым способом, длина ступени 400мм.

Сначала выполняется вертикальный шов, а затем горизонтальные.

Конструкции соединений для листов толщиной 5мм выполнять согл. таб.1, для листов толщиной 6мм согл. таб 2, для соединения листов толщиной 5мм и 6мм согл. таб.2, соединение стенки с окрайкой днища выполнять согл. таб 3.

Корневой слой накладывается ниточным швом без колебательных поперечных движений электрода. При наложении последующих слоен электрод передвигается шагообразно вдоль шва с шагом 2-4 мм с задержкой после каждого перемещения на 2-2.5 с. В местах задержки сварщик наклоняет электрод в плоскости перпендикулярной оси шва, на угол 5-8 град, в каждую сторону и оставляет его в этом положении в течение 0,5-1 с. Шагообразное перемещение электрода продолжается до тех пор пока ширина разделки не позволит выполнять электродом колебательные движения поперек шва, т.е. производить сварку с обычными манипуляциями электродом.

16.Термическая обработка сварного соединения: нет

17. Требования по контролю качества сварного соединения:

визуальный и измерительный контроль 100%;

радиационный контроль 100% вертикальных швов и места пересечение горизонтальных и вертикальных швов длиной 240мм;

контроль герметичность методом проникающей жидкости (керосин , мел).

НТД- ПТД по контролю: I [К 03-381-00; ГОСТ 23055; ГОСТ 14782. Нормы оценки качества брать по более жестким требованиям данных документов.

4.11 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Настоящая технологическая инструкция составлена на основании Правил эксплуатации металлических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Настоящая технологическая инструкция предназначена для сварщиков, монтажников и ИТР по монтажу и ремонту.

4.12 ТЕХНОЛОГИЯ СВАРКИ

Сборка, подгонка и разделка кромок под сварку ремонтируемых листов и других конструктивных элементов в зависимости от конструкции выполнят, в соответствии с ГОСТ 5264-80 пли с ГОСТ 8713-79. Основные типы и конструктивные элементы следующим образом:

а) сборку листов днища выполняют внахлестку, зазор между листами не должен превышать 1 мм;

б) элементы, соединяемые встык ручной дуговой сваркой, должны выполнятся с остающейся технологической подкладкой

в) элементы тавровых соединении должны иметь зазор между вертикальными и горизонтальными листами до 2 мм;

г) ориентировочные режимы ручной дуговой сварки низколегированных сталей указаны в таблице №1

д) при температуре воздуха ниже -25°С сварные работы не производить или варить с подогревом места сварки па ширину 100 мм с каждой стороны до I 80°-2003С

Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров следует выполнить обратно ступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 200-250 мм. Порядок сварки показан на рисунке 4.8:



Рисунок 4.8 Ручная сварка стыковых швов при ремонте резервуара

Сварку основного шва выполняют в несколько слоев в зависимости от толщины металла:

Толщина листов, мм	4-5	6-7	8-9	10-12	12-14
Число слоев	1	2	2-3	3-4	3-4

Для сварки первою слоя следует применять электроды диаметром 3 мм, для сварки остальных слоев — электроды диаметром 4мм. После сварки каждого слоя

поверхность шва тщательно зачищают от шлака и брызг метала. Участки слоев шва с порами, раковинами и трещинами должны быть удалены и заварены вновь.

Сварку нахлёсточных швов также следует выполнять обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 300-500 мм. показаны на рисунке конструктивные элементы сварных соединений и порядок сварки 4.14.

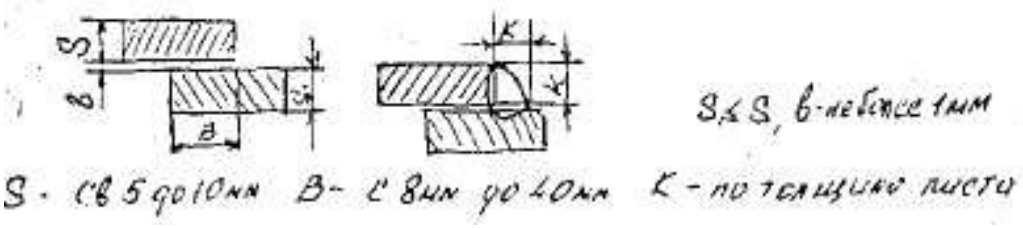
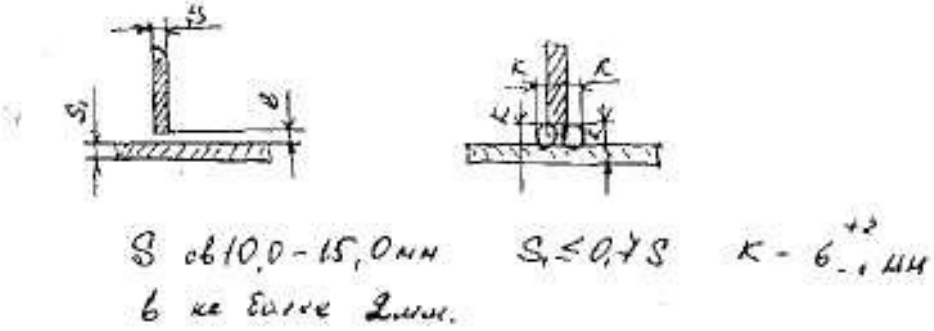


Рисунок 4.9 конструктивные элементы сварных соединений и порядок сварки

Ручную сварку многослойных угловых тавровых швов приварки стенки к днищу рекомендуется выполнять секциями обратноступенчатым способом. В пределах каждой секции швы также сваривают обратноступенчатым способом участками до 300 мм. Длина каждого слон секции принимается до 900 мм. Сначала сваривают внутренний шов, а затем наружный. Конструктивные элементы сварного соединения показаны па рисунке 4.9. По окончанию сварки внутреннего шва проверяют керасин-мсл.



.

Рисунок.4.10 конструктивные элементы

Механизированную сварку под флюсом следует выполнять без предварительного скоса кромок метала толщиной до 12 мм и со скосом кромок — при толщине более 12 мм. Конструктивные элементы указаны на рисунке 4.10.

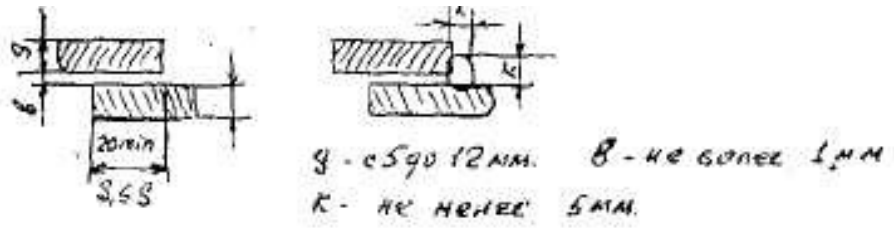


Рисунок 4.11 Механизированая сварка под флюсом

Расстояние между пересекающимися сварными швами элементов и накладок в нише и кровле резервуара должны быть не менее 200 мм, на стенке резервуара не менее 500 мм.

4.13 ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПРИ ЗАМЕНЕ ДНИЩА

Днище заменяют участками. Последовательно отрезают стенку от днища. Длина первого участка превышает последующие на 500 мм.

На прорезанном участке вынимают старую окрайку, зачищают данный участок стенки и вставляют новые окрайки днища:

а) сварка стыковых швов окраек днища должна выполнятся па соответствующей подкладке в два слоя и более с обеспечением полного провара корня шва;

б) подкладка устанавливается па прихватках; приваривать подкладку по контуру к днищу запрещается;

в) конец стыкового шва должен выводится за пределы окрайки на остающийся конец подкладки длиной не менее 30мм, который удаляют после окончания сварки кислородной резкой;

г) подкладки должны иметь размеры; толщину 4-6 мм, длину более длины свариваемого участка на 100-150 мм и ширину не менее 100 мм.

После сварки окраек между собой, делают прихватки к стенке днища, предварительно зачистив стенку днища на 20 мм от зоны сварки.

Последовательное сварки: Окраика с технологической подкладкой; стенка с окрайкой внутренний шов; «проверить на киросино-мел обязательное условие», внешний шов: днище с окрайкой в нахлест.

Собирают внахлест и сваривают полотно днища, причем сначала сваривают листы по коротким, затем по длинным кромкам. Сварку ведут от центра к краям листа.

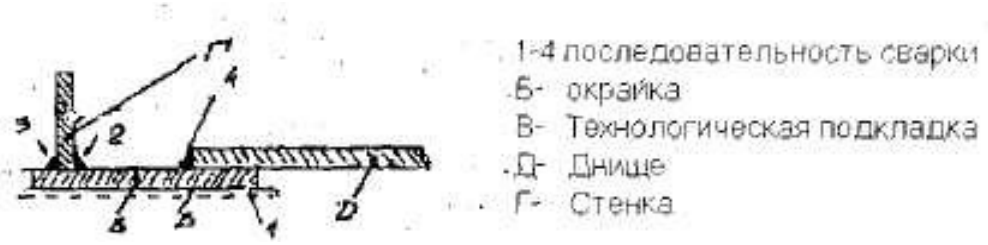


Рисунок 4.12. последовательность сварки

Зачистить швы до металлического блеска.

Произвести контроль стыковых соединений внешним осмотром, измерением и вакуумированием. В случае обнаружения недопустимых дефектов сварки по результатам контроля произвести ремонт швов.

Все сварные соединения испытывают па герметичность и проводят гидравлическое испытание резервуара наливом воды до расчетного уровня.

5 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 ОСНОВЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

Охрана труда в России является обязательным и важнейшим элементом организации производства. В нашей стране действует законодательство о труде, внедрены государственные стандарты безопасности труда, действуют нормы и правила охраны труда.

Охрана труда представляет собой систему законодательных актов, социально-экономических, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и

работоспособности человека в процессе труда. Она рассматривает ряд положений производственной санитарии и техники безопасности.

Производственная санитария - система организационных, гигиенических и санитарно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Вредный производственный фактор - тот, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности (указанный фактор может быть опасным).

Техника безопасности - система организационных и технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

Опасный производственный фактор - тот, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Производственная травма - травма, полученная работающим на производстве и вызванная несоблюдением требований безопасности труда. Несчастный случай на производстве - случай с работающим, связанный с воздействием на него опасного производственного фактора.

Профессиональное заболевание - заболевание, вызванное на работающего воздействием вредных условий труда.

С охраной труда тесно связаны пожарная безопасность, эргономика (изучает человека и его деятельность в условиях современного производства с целью достижения максимальной приспособленности к человеку средств производства) и условий труда. Условия труда - совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда. Требования безопасности труда - требования, установленные законодательными актами, нормативно технической документацией, правилами и инструкциями, выполнение которых обеспечивает безопасность труда.

Охрана труда как научная дисциплина предполагает знание основ многих специальных и гуманитарных дисциплин. Этим объясняется четкая социальная направленность курса, который базируется на изучении и анализе условий труда, причин травматизма и профзаболеваний с целью разработки и внедрения комплекса профилактических мероприятий.

ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы» подразделяет опасные и вредные факторы по природе действия на физические, химические, биологические и психофизические.

По степени действия на организм все вредные вещества делят на 4 класса опасности (ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»): 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высоко опасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества мало опасные.

Допустимые значения уровней вредных и опасных факторов в атмосферном воздухе, почве и воде нормируются. В основе нормирования лежит принцип исключения возможности нанесения травм и здоровья людей и животных опасными и вредными веществами и вредного влияния их на состав почвы, воздуха и воды.

От работы резервуарного парка зависит весь процесс перевалки и распределения нефтепродуктов. Однако это один из наиболее опасных объектов т.к. является основным источником опасности и загрязнения окружающей среды, вследствие хранения взрыво- и пожароопасных веществ (нефтепродуктов), чьи пары в свою очередь загрязняют окружающую среду. Поэтому, рассмотрение резервуарного парка с точки зрения обеспечения промышленной безопасности и экологичности является крайне важным при эксплуатации нефтебазы в целом.

5.2 ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Так как важнейшим и опасным производственным фактором при эксплуатации резервуарного парка является пожаровзрывоопасность паров нефтепродуктов, то, устранив утечку нефтепродуктов или их паров из технологического оборудования, устраняются и опасности, с этим связанные. Таким образом, первое требование к устройству и эксплуатации оборудования - его герметизация.

В процессе эксплуатации резервуары находятся под самым строгим и бдительным наблюдением. Основное внимание обращается на герметичность резервуаров и их оборудование.

Герметизация резервуаров обуславливается отсутствием дефектов в их корпусе. Дефекты в резервуарных конструкциях появляются на различных этапах жизненного цикла, а именно:

- при изготовлении металлопроката;
- при монтаже;
- при изготовлении и транспортировке рулонных заготовок;
- в процессе эксплуатации.

В период эксплуатации одним из наиболее часто встречающимся видом дефекта является коррозия днища резервуара. Во избежание появления коррозии применяют комплексную защиту: нанесение покрытии из цинконаполненной композиции и устройство протекторной защиты (см. раздел 1.6).

Штоки задвижек и вентилей, находящихся на основных и вспомогательных трубопроводах, герметизируются с помощью сальниковых уплотнений, которые также подвергаются систематическому контролю, при необходимости поджимаются или заменяются. При появлении трещин в сварных швах и основном металле корпуса и днища резервуар немедленно опоражнивают, дегазируют и устанавливают границы трещины радиографированием или травлением 25 % раствором HNO_3.

Огневые работы по ремонту резервуаров производят на расстоянии не менее 20 м от эксплуатирующихся резервуаров и других пожароопасных объектов. Заварка трещин на сварных резервуарах, заполненных нефтепродуктом, чеканка трещин и свищей не допускается, так как могут привести к пожару, разрушению швов и всего резервуара. Негерметичные швы покрытия заделывают аварийными

листами и замазками. При обнаружении течей подтягивают болтовые и резьбовые соединения, перебивают сальниковые уплотнения и заменяют прокладки.

Огневые предохранительные клапаны осматривают ежемесячно, одновременно с дыхательной арматурой (при температуре атмосферного воздуха ниже нуля – не реже двух раз в месяц); кассеты с гофрированными листами очищают от пыли и грязи, обдувая струей пара, или моют в растворителях.

Во избежание потерь нефтепродуктов от переливов применяются предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу продукта по достижении заданного уровня или разгерметизации коммуникаций.

5.3 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА

При эксплуатации резервуарного парка аварийная ситуация возможна в результате разлива и возгорания нефтепродуктов. Вероятность разлива большого объема нефтепродуктов из резервуаров, принимаем по аналогии с результатами мировой статистики для резервуаров с нефтью. Для резервуаров емкостью около 100 тыс. $м^3$ вероятность большого разлива нефти из одного резервуара составляет 1 раз за 10000 лет. Для резервуаров со сроком службы более 30 лет вероятность разлива составляет 50%. Аварийный след теплоизлучения при разливе и возгорании нефтепродуктов из одного изолированного обваловкой резервуара равен, ориентировочно, 460 м, при разливе нефтепродуктов и возгорании двух обвалованных резервуаров – 610 м.

Условия безаварийной работы резервуарного парка обеспечиваются высоким уровнем подготовки персонала, выполнением всех мер безопасности, а также применением современных технологий в работе. Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций в резервуарном парке предусмотрен комплекс инженерных и технических решений и мероприятий:

- применение современного оборудования с высоким уровнем автоматизации технологических процессов;
- оборудование, трубопроводы и арматура рассчитаны на давление выше нормального рабочего давления в системе;
- противокоррозийная защита изоляционными материалами и средствами электрохимической защиты;
- ширина охранной зоны трубопровода – 50 м, по 25 м в обе стороны от оси трубопровода;
- ремонт ограждения нефтепарка с монтажом оборудования охранной сигнализации и видеонаблюдения;
- на всех резервуарах предусматривается замена устаревшего оборудования, покраска резервуаров в белый цвет, оснащение приборами автоматики и КИП, оснащение устройствами молниезащиты.

5.4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Магистральные нефтепродуктопроводы, транспортирующие нефтепродукты, представляют собой достаточно мощные инженерные сооружения, характеризующиеся высоким энергетическим потенциалом. Неуклонное развитие сырьевой базы в нашей стране обуславливает широкий размах трубопроводного строительства на обширных территориях в различных климатических, геолого – минералогических и гидрологических зонах. Как и любая сфера производственной деятельности человека, промышленное строительство объектов магистрального транспорта нефтепродуктов имеет прямое отношение к проблеме охраны

окружающей среды. Комплекс задач, связанных с охраной природы на стадии сооружения и эксплуатации трубопроводов, охватывает различные звенья глобальной экологической системы «человек – трубопровод – природа». Любая задача, решаемая в рамках такой экосистемы, требует глубокого, научно обоснованного и технически грамотного подхода. Это объясняется необходимостью учёта не только ближайших, непосредственных, но и отдаленных, косвенных последствий трубопроводного строительства. В этом смысле любые технические решения по внедрению новых трубопроводных конструкций, способов прокладки, условиям эксплуатации должны опираться на результаты экологического прогноза возможных последствий.

В оценке последствий промышленного воздействия на природу важное значение имеет выявление допустимых масштабов этого воздействия, при которых оно не причиняло бы вреда человеку и природе. Это обстоятельство, в частности, послужило основанием для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) различных веществ, загрязняющих атмосферу, водные объекты или почву. В настоящее время установлены самые жесткие в мире нормы по предельно допустимой концентрации вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу. Действуют нормы для 487 веществ, сбрасываемых в водоёмы, для 145 веществ, выбрасываемых в атмосферу, для пяти веществ сбрасываемых в почву. Эти нормы исходят из того, что вредные примеси не должны не только вызывать патологических реакций в организме человека или заметно воздействовать на флору и фауну, но и приводить к значительному напряжению защитно – приспособительных механизмов. Поэтому на строительство очистных сооружений расходуются значительные средства, достигающие 20-30% стоимости промышленных предприятий.

Тот или иной трубопровод в зависимости от транспортируемого продукта, способа прокладки, специфики окружающих условий оказывает различное воздействие на природу. Однако можно выделить общие черты такого воздействия, характерные для газопроводов и для нефтепродуктопроводов.

Разрушающий эффект нефтепроводов значительно меньше, чем газопроводов, однако аварий на действующем нефтепродуктопроводе сопровождается выходом большого количества нефтепродуктов, в результате чего потенциальная опасность для окружающей среды у нефтепродуктопроводов выше, чем у газопроводов. Физико-химическое воздействие нефтепродукта на почву и воду часто приводит к трудновосстановительному режиму естественного самоочищения.

Особенность аварийных ситуаций в экологическом смысле заключается в том, что методы охраны природы не носят в данном случае предупредительного характера. Это, по-видимому, будет иметь место до тех пор, пока параметр потока отказов магистральных трубопроводов не будет управляемым, достоверно прогнозируемым по времени, и по месту развития отказа.

В безаварийном состоянии воздействия газо- и нефтепродуктопроводов на природу в целом экологически равновесны. В том случае, когда процессы сооружения трубопроводов находятся в пределах экологического регламента, уровень воздействия трубопроводного строительства на окружающую среду, как правило, находится в пределах адаптационных возможностей конкретного территориального комплекса. Сооружение трубопроводов за пределами экологического регламента характеризуется неуравновешенностью экосистемы «трубопровод – природа». При этом нарушенное равновесие восстанавливается тем быстрее, чем выше резервы естественного самовосстановления, а также эффективнее методы искусственного восстановления биогеоценозов. При наличии значительных и долговременных воздействий на окружающую среду со стороны строящихся и действующих трубопроводов допустимые нормы могут быть превышены и допущены значительные диспропорции, обусловливающие локальное нарушение экологического равновесия. Например, при проведении гидроиспытаний трубопроводов обычно используют запасы естественных водных объектов. По окончании испытаний эти запасы возвращают объекту почти в том же количестве, но уже более низкого качества. Использование естественных водоёмов для нужд гидроиспытаний трубопроводов должно строго регламентироваться проектом с учётом реальных возможностей природных систем самоочищения.

Важное значение с точки зрения охраны природы, имеет формирование антропогенного ландшафта в процессе строительства трубопровода. Это имеет прямое отношение к функциональному развитию биогеоценозов конкретного вида, естественной миграции животных, эволюционному развитию гидрогеологических, климатологических и других естественных процессов. В экологическом аспекте трасса магистрального трубопровода является условно выраженной полосой отчуждения. Причем, чем выше экологический уровень строительства, тем меньше степень принудительного воздействия объекта на окружающую среду. Аналогичный тезис может быть выдвинут и по отношению к эксплуатации трубопроводов.

При эксплуатации трубопроводов необходимо соблюдать природоохранное законодательство, установленные нормы и правила в области охраны окружающей среды, принимать меры, исключающие загрязнение окружающей среды (атмосферного воздуха, водного бассейна, почвы, подземных вод) вредными веществами выше предельно допустимых концентраций, а также снижающие вероятность их аварийных выбросов.

Выполнение мероприятий осуществляется по ежегодно разрабатываемым планам отделений ООО и самого ОАО.

Ответственность за выполнение мероприятий по охране окружающей природной среды, рациональному использованию земель и природных ресурсов, в том числе санитарно-защитных мероприятий по борьбе с загрязнением воздушной среды, вод и почвы, несут руководители подразделений, технические руководители, главные инженеры отделений ОАО.

С целью уменьшения загрязнения окружающей среды и размеров разрушения почвенного покрова все строительно - монтажные работы при ремонтных работах на линейной части нефтепродуктопровода должны выполняться в пределах отведенных земель.

При эксплуатации нефтепродуктопроводов необходимо осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды на территории деятельности ОАО и его предприятий, предусматривающий: соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей

среды; выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми (перспективным) планами предприятий по охране окружающей среды; своевременное выявление и оценку источников загрязнения, разработку мероприятий по их устранению и ликвидации последствий загрязнения окружающей среды, систематическое наблюдение (отбор проб, проведение анализа) за качеством сточных вод и соблюдением норм предельно допустимых сбросов, а также за качеством атмосферного воздуха.

Подразделение ОАО, эксплуатирующих нефтепродуктопроводы имеющие выбросы вредных веществ в атмосферу, руководствуются в своей деятельности нормативами предельно допустимых выбросов (ПДВ).

На случай аварийных ситуаций на переходах нефтепродуктопроводов через реки шириной зеркала воды в межень 30 м и более на каждый переход должен быть разработан ПЛА.

Разлившийся на поверхности водного обьекта нефтепродукт должен быть локализован, собран техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и утилизован.

Выжигание разлитого на поверхности воды нефтепродукта допускается как исключение при невозможности их сбора.

По окончании работ по строительству, расширению, реконструкции, ремонту, очистке или испытаниям нефтепродуктопровода все временно занимавшиеся для размещения механизмов, устройства водосборов, сооружения резервуаров-отстойников и другие земли и лесные угодья, нарушенные или загрязненные нефтепродуктами, должны быть в обязательном порядке восстановлены (рекультивированы) в соответствии с проектными решениями по рекультивации земель.

Рекультивированные площади и представленные ОАО, отделению ОАО во временное пользование сельскохозяйственные и лесные угодья должны быть возвращены землепользователям в состоянии, пригодном для использования по назначению.

Вывод:

Исходя из анализа помещения выполняемых работ - Камбарская нефтебаза можно сделать вывод, что обеспечение безопасных условий труда соблюдаются. В помещении поддерживается микроклимат, способствующий работоспособности, соблюдены все нормы вредных излучений, шума и освещенности, здание удовлетворяет требованиям пожарной безопасности, каждый этаж 2-этажного здания оборудован средствами оповещения и тушения пожара.

Интенсивное развитие трубопроводного транспорта предъявляет важные требования к решению экологических задач строительства и эксплуатации сооружаемых трубопроводов.

6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

К крупным инвестиционным проектам по развитию НБ относятся такие осуществления, которые связаны с решением народнохозяйственных или межотраслевых задач, требующих государственных инвестиций наряду с ресурсами экономически самостоятельных подразделений (транспортных предприятий и потребителей). Например, транспортное освоение нового региона, связанное с перемещением сырьевой базы, как правило, сопряжено с крупными инвестициями, значительно превышающими возможности транспортных предприятий. При этом данное мероприятие может затрагивать интересы народнохозяйственного комплекса, что обуславливает целесообразность участия государства в финансировании проекта, Интересы отдельных потребителей транспортных услуг, в частности участников технологической цепочки добычи, транспортировки, переработки и реализации нефти и газа, могут существенно зависеть от условий осуществления мероприятий по развитию трубопроводного транспорта. Это обстоятельство в ряде случаев делает целесообразным вовлечение в

субсидирование мероприятия по развитию трубопроводного транспорта предполагаемых потребителей.

Основные проявления эффекта от реализации крупных инвестиционных проектов в трубопроводном транспорте следующие.

Во-первых, инвестиционные проекты по развитию транспорта, как правило, характеризуются тем, что основной эффект от их реализации носит нетранспортный характер и проявляется в обслуживаемой транспортом сфере. Поэтому, одним из участников инвестиционного проекта, инвестиции которого могут быть задействованы в финансировании мероприятия, может быть обслуживаемый транспортом производственный комплекс или некоторое объединение потребителей транспортных услуг (например, предприятий по обеспечению нефтепродуктами). Экономическими результатами, сопровождающими процесс реализации, инвестиционного проекта для конкретного потребителя транспортных услуг являются:

1) экономия на снижении затрат, связанных с содержанием запасов;

2) уменьшение потерь и затрат, возникающих в процессе производства при возрастании качества и снижении стоимости транспортных услуг.

Во-вторых, высокая капиталоемкость, длительные сроки осуществления затрат и получение эффектов, изменяющихся во времени, служат основанием для частичного финансирования инвестиционных проектов по развитию НБ за счет средств госбюджета (республиканских и местных). Помимо бюджетных средств, государство может предоставлять кредиты транспортным предприятиям на цели, связанные с осуществлением проекта Результатами, относящимися к данному участнику, являются:

1) экономические (дополнительные отчисления в госбюджет от прибыли предприятий - участников проекта, возврат кредитов),

2) социальные (увеличение занятости населения, улучшения бытовых условий и т, п.);

3) экологические (изменение природных условий и иные воздействия на окружающую среду, сопровождающие проект).

В-третьих, в результате осуществления мероприятий по развитию НБ может быть создано новое или расширено существующее транспортное предприятие. Коллектив транспортного предприятия, начиная с некоторого момента, входит в состав участников инвестиционного проекта. Его результаты определяются прибылью от реализации транспортной продукции по известным тарифам на транспортировку, а также от продажи выводимых из эксплуатации основных производственных фондов, являющихся собственностью предприятий.

6.2 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Для анализа эффективности инвестиционных проектов реконструкции могут использоваться следующие критерии:

а) чистый дисконтированный доход (ЧДД);

б) индекс доходности (ИД);

в) внутренняя норма доходности (ВНД);

г) период возврата инвестиций (Тск).

Чистый дисконтированный доход находится по формуле

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{P_t - З_t}{(1+E)^t}, \qquad (6.1)$$

где P_t - стоимостная оценка результатов осуществления проекта за год t;

$З_t$ - стоимостная оценка полных затрат на осуществление проекта за год ;

E - норма (ставка) дисконта;

T - период службы проекта.

Если из состава полных затрат $З_t$ исключить капитальные вложения K_t (инвестиции на 1-м году), то формула приобретает следующий вид

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T} \frac{(P_t - З_t)}{(1+E)^t} - K, \qquad (6.2)$$

где $З'$ - затраты на 1-м году без учета капитальных вложений;

K - дисконтированные капитальные вложения, определяемые по формуле

$$K = \sum_{t=0}^{T} \frac{K_t}{(1+E)^t} \qquad (6.3)$$

Если разница между стоимостными оценками результатов и полных затрат постоянна в течение всего срока жизни проекта, то при определении ЧДД можно воспользоваться следующей формулой

$$ЧДД = \frac{P_t - З_t}{E}\left(1 - \frac{1}{(1+E)^T}\right) - K \qquad (6.4)$$

Разработаны специальные таблицы, позволяющие находить величины коэффициентов $\left(\frac{1}{(1+E)^t}\right)$ и $\left(1 - \frac{1}{(1+E)^T}\right)/E$ при заданных значениях E, I и T.

Лучший вариант проекта должен характеризоваться максимальной величиной ЧДД и иметь положительное значение.

Величину $P_t - З'_t$, представляющую собой годовые поступления по проекту, можно записать в виде

$$P_t - З'_t = B_t^{TP} - C_{TPt}^{Сум} - Н_t + А_t + Л_t, \qquad (6.5)$$

$$P_t - З'_t = П_t - Н_t + А_t + Л_t = П_{чt} + А_t + Л_t, \qquad (6.6)$$

где B_t^{TP} - выручка от реализации транспортных услуг (тарифная выручка) за год t ;

$C_{TPt}^{Сум}$ - суммарная себестоимость транспортировки соответствующего количества нефти (нефтепродуктов) за год t ;

$Н_t$ - суммарные налоговые выплаты из прибыли за год t ;

$А_t$ - амортизационные отчисления по проектируемому объекту за год t ;

$Л_t$ - ликвидационная стоимость основных фондов в году t.

Величина $П_t = B_t^{TP} - C_{TPt}^{Сум}$ представляет собой прибыль транспортного предприятия до вычета налогов за год t , а $П_{чt} = B_t^{TP} - C_{TPt}^{Сум} - Н_t$ - чистую прибыль предприятия. Тарифная выручка определяется по формуле

$$B_t^{TP} = T \cdot G_t, \qquad (6.7)$$

где T - тариф на перекачку нефти (нефтепродуктов) на единицу грузооборота;

G_t - грузооборот (увеличение грузооборота) в году t .

На предприятии нефтерподуктообеспечения величина прибыли до вычета налогов $П_{нпt}$ составит

$$П_{НПt} = B_t^P - З_t^{ПОК} - И_t, \quad (6.8)$$

где B_t^P - выручка от реализации нефтепродуктов за год t ;

$З_t^{ПОК}$ - затраты на покупку нефтепродуктов за год t ;

$И_t$ - издержки обращения в году t .

Выручка от реализации нефтепродуктов и затраты на покупку нефтепродуктов определяются по формулам:

$$B_t^P = \sum_{i=1}^{n} Q_{it} Ц_н, \quad (6.9)$$

$$З_t^{ПОК} = \sum_{i=1}^{n} Q_{it} Ц_{пок}, \quad (6.10)$$

где Q_{it} - количество реализуемого нефтепродукта i-го вида в году t;

$Ц_{пок}$ - покупная цена на нефтепродукты i-го вида (оптовая цена предприятия);

$Ц_н$ - оптовая цена промышленности на нефтепродукт i-го вида.

Издержки обращения можно представить в следующем виде

$$И_t = И_t^{тр} + И_t^{др} \quad (6.11)$$

где $И_t^{тр}$ - транспортные издержки в году t;

$И_t^{др}$ - издержки обращения без учета транспортных.

Транспортные издержки определяются следующим образом

$$\mathbf{И_t^{др}} = \sum_{i=1}^{n} Q_i \, T_i L_i, \quad (6.12)$$

где Q_i - количество транспортируемой, нефти по i-му маршруту;

T_i - транспортный тариф на i-м маршруте;

L_i - протяженность маршрута.

Индекс доходности (ИД) определяется как отношение суммы приведенных аффектов к сумме дисконтированных капитальных вложений

$$ИД = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^{T} (P_t - З_t) \frac{1}{(1+E)^T}, \quad (6.12)$$

$$\text{ИД}= \frac{1}{K}\frac{P_T - З'_t}{E}\left(1 - \frac{1}{(1+E)^T}\right). \qquad (6.13)$$

Нетрудно заметить, что величина индекса доходности тесно связана с величиной чистого дисконтированного дохода, т.к. все составляющие этих величин одинаковы. Если ЧДД положителен, то ИД>1,и наоборот, если ЧДД отрицателен, то ИД<1. В первом случае проект эффективен, во втором - нецелесообразен.

Внутренняя норма доходности (ВНД) может быть определена из условия

$$\sum_{t=0}^{T}(P_t - З_t)\frac{1}{(1+E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^{T}K_t\frac{1}{(1+E_{вн})^t}, \qquad (6.14)$$

где $E_{вн}$ - внутренняя норма доходности, расчет которой производится методом подбора (проб и ошибок).

Таким образом, ВНД - значение ставки дисконта, при котором чистый дисконтированный доход обращается в ноль.

При сравнении нескольких вариантов лучшим является проект с наибольшим значением внутренней нормы доходности. Если величина ВНД превышает "цену капитала" (ставку ссудного процента), то с учетом инвестиционного риска, проект может быть рекомендован к осуществлению.

Период возврата инвестиций или срок окупаемости $T_{ок}$, характеризует период времени, начиная с которого результаты внедрения проекта превышают первоначальные капитальные вложения и другие затраты. При определении срока окупаемости с учетом фактора времени используется следующая формула

$$\sum_{t=0}^{T_{ок}}(P_t - З_t)\frac{1}{(1+E_{вн})^t} = 0. \qquad (6.15)$$

Расчет срока окупаемости удобнее проводить графоаналитически. На графике, показанном на рис. 3.2, точка пересечения линии интегрального экономического эффекта и оси абсцисс есть искомая величина $T_{ок}$

$$T_{ок} = t_n + x = t_n + \frac{(t_n - t_{n-1})Э_n}{Э_{n-1} - Э_n}, \qquad (6.16)$$

где $Э_{n-1}, Э_n$ - интегральный экономический эффект за период t_{n-1} и t_n соответственно.

6.3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

- Капиталовложения в ремонт резервуара: 511000 р.;
- Годовой грузооборот до реконструкции: 300 тыс. тонн;
- Тариф на перевалку: 87 р./тонн.

Таблица 6.1 - Планируемый годовой грузооборот

Наименование нефтепродукта	Объем перевалки, тыс. тонн
ДТ ЕН 590	300

6.4 РАСЧЕТ ОКУПАЕМОСТИ

Для размещения Дт на Камбарской нефтебазе определены 14 резервуаров, общей емкостью 100тыс. $м^3$ (около 83тыс. тонн). До 01.01.10г. проблем с приемом, хранением и отгрузкой не существовало, так как нефтебаза работала только с двумя видами топлив (ДТЛ 0,2- 62 летнее, ДТЗ 0,2-(-35) зимнее).

В связи с пуском продуктопровода Пермь-Андреевка, нефтебаза стала получать по продуктопроводу, уже пять видов дизельных топлив, смешение которых не допускается:

- ДТЛ 0,2-62
- ДТЗ 0,2-(-35)
- ДТ ЕН 590, сорт С, вид 3
- ДТ ЕН 590, сорт Е, вид 3
- ДТ ЕН 590, класс 3, вид 3

В связи с чем, возникает вопрос о сохранении объема резервуарного парка под ДТ. Так как свободных емкостей нет, перевести резервуар под ДТ , из под бензина невозможно.

ДТ ЕН 590 отгружается на экспорт, в количестве до 300 тыс.тонн в год. Резервуарной емкости по ЕН 590 – 30тыс м3 (или 24900 тонн) в т.ч. РВС№ 4 около 4150 тонн. Оборачиваемость резервуаров в месяц 300.000/12/24900=1раз

Определение суммы затрат Камбарской нефтебазы на ремонт РВС 5000м^3.№ 4 приложение №1.

Рассчитаем срок окупаемости капитальных вложений по ремонту РВС 5000м^3:

$$T_в = K/A \qquad (6.17)$$

где:

К- инвестиции;

А- дополнительно получаемая прибыль.

$$A = V \cdot C \qquad (6.18)$$

V -дополнительный объем перевалки в месяц по РВС № 4;

С- стоимость услуг перевалки 1т. на ж/д (разница между стоимостью услуг перевалки 1 тонны – 73,73руб без НДС и затратам на перевалку 1 тонны 63руб. – расчет прилагается).

$$A = (1 * 4150) * 10,73 = 44529,50 \text{ ðóá.}$$

$$T_в = 511000/44529,50 = 11,5 \text{ мес.}$$

При условии сохранения объемов перевалки дизельного топлива ЕН 590 на экспорт в объеме 300тыс.тонн в год после окупаемости затрат на ремонт в течении 11,5 месяцев, ежемесячная прибыль составит $44529,50$ руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В теме моего дипломного проекта я отталкивался исходя из того, какое большое значение имеет для нефтебазы сохранение объёмов резервуарного парка. По результатам произведенного диагностического обследования резервуара РВС 5000, требуется произвести мероприятия по ремонту днища и стенки резервуара. Мною подробно дано описание производства сварочных ремонтных работ по замене днища и ремонту стенки резервуара. Данная технология производства сварочных работ доказывает экономическую целесообразность производства работ и реконструкцию резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коршак А.А.,Коробков Г.Е., Муфтахов Е.М.. Нефтебазы и АЗС. – Дизайн

Полиграф Сервис, 2006. – 416 с.;
2. Кононов В., Оборудование транспорта и хранения нефти и газа. - Феникс, 2006.-336 с.;
3. ПБ 03-517-02 « Общие правила промышленной безопасности для организаций ,осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
4. ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
5. ПБ 09-560-03 « Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов»;
6. ГОСТ 9467-75 «Электроды покрытые, металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы.»;
7. Инструкция по определению периодичности технического обслуживания ремонта и норм отбраковки стальных вертикальных цилиндрических резервуаров.РД-39-0147103-356-86
8. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров. РД 153-112-017-97
9. ПБ 03-585-03. «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»
10. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. РД 03-418-01
11. СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции;
12. СНиП П -23-8Г Стальные конструкции;
13. Краснослободцева Г.К.Нормы естественной убыли.Дашков и Ко ISBI.-2010;
14. Краснослободцева Г.К.Нормы и методы расчета на прочность.Стандартинформ-2011г.;
15. Правила технической эксплуатации резервуаров, магистральных нефтепроводов и нефтебаз РД 153-39.4-078-01
16. ГОСТ 52910-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов;

ВВЕДЕНИЕ
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ
1.1 ОСНОВНЫЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ОБЪЕКТЫ
1.2 ПРИЕМ НЕФТЕПРОДУКТОВ
1.3 ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПУСКА ПУНКТА ПРИЕМКИ, ХРАНЕНИЯ И НАЛИВА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ
1.4 УСЛОВИЯ НОРМАЛЬНОГО ВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРИЕМА И СДАЧИ НЕФТЕПРОДУКТОВ
1..5 ОСТАНОВКА ПЕРЕКАЧКИ И ПРИЕМА ПРИ НОРМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
1.6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПАРКА

2.1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА НЕФТЕБАЗЫ
2.2 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЗЕРВУАРА
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРА
2.4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ РЕЗЕРВУАРОВ И СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ НЕФТИ
2.5 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА РЕЗЕРВУАРОВ
2.6 ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
3 АНАЛИЗ ДИАГНОСТИКИ РВС

3.1 ВВОДНАЯ ЧАСТЬ.

3.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
3.3 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ
3.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ И ПРОГРАММА ЭКСПЕРТНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
3.5 ПРОВЕДЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
3.6 РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ДОКУМЕНТАЦИИ, РАССМОТРЕННОЙ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ
3.7 РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
4 ТЕХНОЛОГИЯ КАПРЕМОНТА

4.1 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ
4.2 ЗАГОТОВКА И ОБРАБОТКА ДЕТАЛЕЙ
4.3 СБОРКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОД СВАРКУ
4.4 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА
4.5 ОРГАНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ
4.6 ВИЗУАЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ
4.7 МЕРЫ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ РЕМОНТЕ РЕЗЕРВУАРОВ
4.8 ЭЛЕКТРОСВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ
4.9 РЕЗКА МЕТАЛЛА

4.10 КАРТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СВАРКИ Р 142 — Н1бп — Б00Р 142-С1сп-Б00 142-С3сп-Б00
4.11 ОБЩАЯ ЧАСТЬ
4.12 ТЕХНОЛОГИЯ СВАРКИ
4.13 ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПРИ ЗАМЕНЕ ДНИЩА
5 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

5.1 ОСНОВЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА
5.2 ГЕРМЕТИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ
5.3 АНАЛИЗ РИСКА АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКА
5.4 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

6.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ
6.2 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ
6.3 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ
6.4 РАСЧЕТ ОКУПАЕМОСТИ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ