

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ /А. Н. Сокольников

«    »                    2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология ремонта резервуаров типа РВС

Руководитель

Старший преподаватель Р. Н. Шакиров

Выпускник

В. В. Курбетьев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер

О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка ремонтпригодности стального вертикального резервуара по результатам технического диагностирования» содержит 106 страниц текстового документа, 43 использованных источников, 6 листов графического материала, из них – 1 в виде чертежей и 5 – в виде плакатов.

Объект исследования – Резервуар вертикальный стальной – 5000.

Цель работы – рассмотреть всю цепочку по ремонтно-восстановительным работам.

В основной части были представлены причины снижения эксплуатационной надёжности резервуара, разобран процесс планово-предупредительного ремонта резервуара и рассмотрены современные методы ремонта резервуара.

В расчётной части была выполнена проверка на прочность и устойчивость стенки и расчёт основания фундамента резервуара.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» рассмотрены вопросы охраны труда и техники безопасности, анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов, обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности и экологичность проекта.

В экономической части проекта представлен сравнительный анализ стоимости ремонта РВС-5000 и стоимости сооружения нового резервуара.

Графическая часть проекта содержит чертёж технологической схемы ПНПС с узлом налива, карты, плакат с картами ремонта днищ стальных вертикальных цилиндрических резервуаров, патентно-информационный обзор методов ремонта и экономическую часть.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	7
1 Причины снижения надёжности конструкций резервуаров РВС .....	9
2 Планово-предупредительный ремонт .....	12
2.1 Диагностика резервуаров .....	12
2.1.1 Цель технического диагностирования .....	12
2.1.2 Система контроля технического состояния резервуаров .....	13
2.1.3 Периодичность проведения технического диагностирования .....	13
2.1.4 Требования к организации работ, исполнителям, средствам технического диагностирования.....	14
2.1.5 Оценка технического состояния резервуара .....	15
2.1.6 Заключение технического диагностирования .....	16
2.2 Подготовительные работы .....	17
2.3 Текущий ремонт .....	20
2.4 Капитальный ремонт.....	20
2.5 Ремонт металлоконструкций.....	21
2.6 Ремонт основания и фундамента .....	23
2.7 Ремонт резервуара с применением огневых работ .....	25
2.8 Ремонт резервуаров без применения огневых работ.....	31
3 Оборудование, механизмы и материалы для ремонта резервуаров .....	37
4 Контроль качества ремонтных работ, испытания и ввод резервуаров в эксплуатацию.....	41
5 Расчётная часть.....	46
5.1 Определение исходных данных.....	46
5.2 Выбор материала резервуара .....	48
5.3 Определение геометрических размеров резервуара.....	50
5.4 Определение ветровой нагрузки.....	53
5.5 Определение снеговой нагрузки.....	54
5.6 Расчет толщины стенки резервуара .....	55

5.7 Расчет стенки резервуара на прочность.....	59
5.8 Расчет конструктивных элементов на устойчивость.....	63
5.9 Конструкция и расчет днища.....	66
5.10 Расчет резервуара на опрокидывание и определение контурного давления на фундамент.....	71
6 Патентно-информационный обзор.....	74
6.1 Способ ремонта основания стальных резервуаров и виброрейка для его осуществления.....	74
6.2 Устройство для ремонта вертикальной стенки стального рулонированного резервуара.....	75
6.3 Восстановление антикоррозионного покрытия.....	76
7 Безопасность и экологичность.....	76
7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	77
7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	78
7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	80
7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	82
7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	84
7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	85
7.7 Экологичность проекта.....	87
8 Экономическая часть.....	90
8.1 Состав рабочих по специальностям.....	90
8.2 Потребность в основных строительных машинах и механизмах.....	91
8.3 Потребность в основных строительных материалах.....	93
8.4 Стоимость монтажных и демонтажных работ.....	95
8.5 Затраты на оплату труда.....	96
8.6 Сравнительный анализ.....	98
Заключение.....	100

Список сокращений .....	101
Список использованных источников .....	101

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является одной из основных отраслей экономики Российской Федерации. Резервуары являются очень важным звеном в нефтяной промышленности. Хранение, учет, прием и сброс нефти и нефтепродуктов являются основными функциями резервуара. Это незаменимое инженерное сооружение.

Металлические резервуары относятся к числу ответственных сварных конструкций, работающих в тяжелых эксплуатационных условиях. Наличие в резервуарах жестких сварных соединений и снижение пластических свойств металла при отрицательных температурах вызывает значительные внутренние напряжения и создает условия, исключающие возможность их перераспределения. Основные причины нарушения прочности резервуаров при их эксплуатации – колебания температуры окружающей среды, гидравлического давления налитого нефтепродукта, вызывающего горизонтальное кольцевое напряжение, неравномерные просадки резервуаров, знакопеременное давление в газовом пространстве, отклонения корпуса от формы цилиндра, дефекта в сварных швах.

Актуальность в проведении ремонтно-восстановительных работ заключается в том, что ремонт экономически более выгоден, чем сооружение нового резервуара.

Цель работы – рассмотреть всю цепочку по ремонтно-восстановительным работам.

Для достижения поставленной цели в выполнении ходе работы необходимо решить следующие задачи:

- изучить причины снижения эксплуатационной надёжности резервуара;
- подробно разобраться в планово-предупредительном ремонте резервуаров;
- выполнить расчёты на прочность и устойчивость стенки, расчёт основания фундамента резервуара;

- рассмотреть современные методы ремонта резервуара;
- разработать мероприятия направленные на обеспечение безопасности проведения технологических работ и обеспечения экологической безопасности экологических процессов;
- экономическое обоснование целесообразности проведения технологического ремонта резервуара.



## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Причины снижения надёжности конструкций резервуаров РВС

Резервуары подвергаются с течением времени износу, что влечёт за собой снижение их надёжности. Изнашивание резервуаров определяется различными факторами. Например, воздействие подтоварной воды на металл днища, природных стихий или нарушение при производстве монтаже и эксплуатации.

Профессором Виль Бареевич Галеев предлагает классификацию основных причин, влияющих на снижение эксплуатационной надёжности стальных резервуаров, с которой можно ознакомиться на рисунке 1 [1].

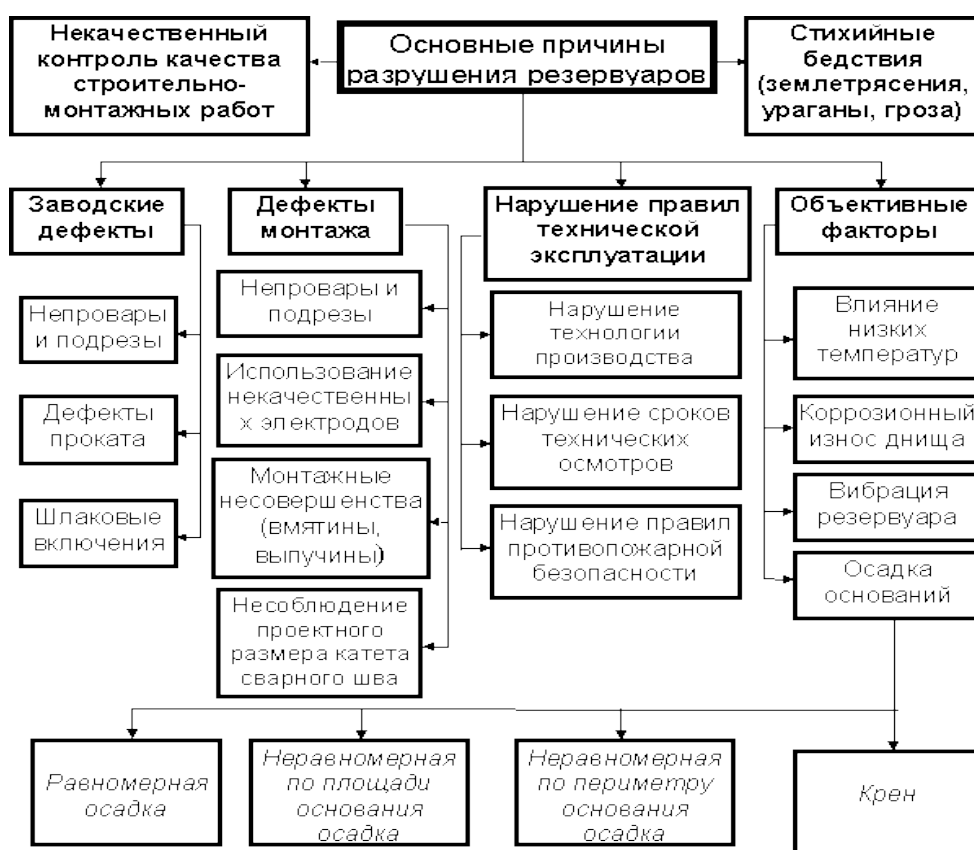


Рисунок 1 – классификацию основных причин снижения эксплуатационной надёжности резервуаров

Доктор технических наук Александр Алексеевич Тарасенко, основываясь на итогах анализа по дефектоскопии разных резервуаров, которые находились в

долгой эксплуатации, дополнил и конкретизировал данную классификацию. Классификация, которую предлагает А. А. Тарасенко, представлена на рисунке 2 [2].

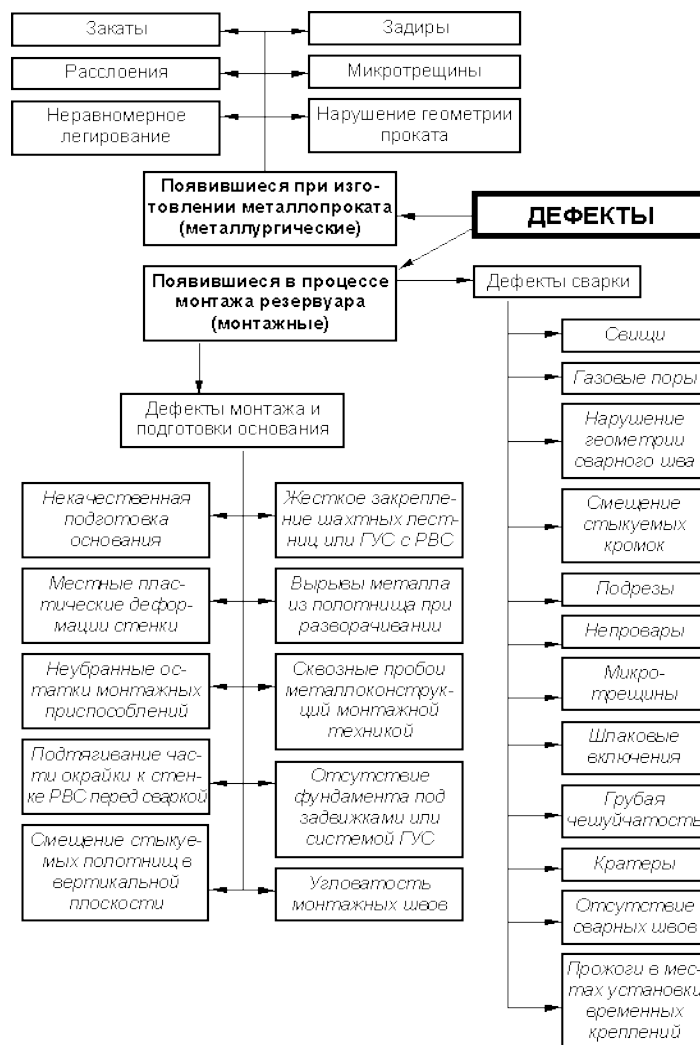


Рисунок 2 – Классификация дефектов, влияющих на эксплуатационную надежность РВС

В ходе обследования резервуаров, которые находились в продолжительном и активном использовании были выявлены следующие причины снижения их надёжности:

– технологические дефекты в местах сварки, которые образовались в период производства рулонных полотнищ для стенок резервуаров. Эти дефекты в процессе работы резервуара увеличиваются в размерах и достигают недопустимых отметок.

– геометрические дефекты оболочки приводят к существенным радиальным движениям стенки, которые превышают расчётные значения, особенно в местах монтажных стыков при большой угловатости. В этих местах, как правило, образуются трещины за счёт малоциклового усталости.

– В зонах соединения днища со стенкой появляется язвенная коррозия, посредством воздействия подтоварной жидкости. Изредка могут образовываться и коррозионные трещины при высоком уровне напряжений в местах соединения уторного шва с металлом.

## **2 Планово-предупредительный ремонт**

### **2.1 Диагностика резервуаров**

#### **2.1.1 Цель технического диагностирования**

РВС представляют собой конструкции из металла, которые находятся в сложном напряженно-деформированном пребывании, по мимо этого они подвержены гидростатическому и температурному влиянию, а также нагрузке от осадков, ветра и снега. Это влияет на образование дефектов. Из-за того, что дефекты снижают рабочую способность резервуара, необходимо производить диагностирование и надзор, которые нацелены на своевременное обнаружение неисправностей, которые могут оказаться причиной аварии, таких как [3]:

- допущенные при монтаже сварные дефекты;
- дефекты, произошедшие при заводской сварке;
- используемый металлопрокат, его марка или толщина не соответствуют проекту;
- неравномерная укладка фундамента трубопроводов;
- угловатость вертикальных монтажных швов;
- вмятины или выпучены в конструкции резервуара;
- изменение толщины днища и стенки посредством коррозии;
- режим работы РВС, который не предусмотрен проектом.

Техническое диагностирование (далее – ТД) РВС должно выявлять потенциально вероятные проблемы [3]:

- нарушения герметичности резервуара, формы его элементов и геометрических размеров;
- дефекты в сварных соединениях;
- нарушение механических свойств металла и его структуры.

## **2.1.2 Система контроля технического состояния резервуаров**

К мероприятиям системы контроля технического состояния (далее – ТС) резервуара относятся:

- проверки резервуара при текущем ремонте (далее – ТР) и капитальном ремонте (далее – КР);

- частичное ТД с наружной стороны, не требующей вывода резервуара из эксплуатации;

- полное ТД как снаружи, так и внутри резервуара с выводом его из рабочего режима, с сопутствующими опорожнением, дегазацией и зачисткой. Проводится также после капитального ремонта;

- неплановая полная ТД, которая производится в результате выявления дефекта, требующего проведения ремонтных работ, и последствий стихийных бедствий или террористических актов.

Надзор во время эксплуатации и ревизии при ТР и КР осуществляется соответствующими службами предприятия, эксплуатирующего резервуар.

## **2.1.3 Периодичность проведения технического диагностирования**

Последовательность проведения диагностирования резервуара определяет его владелец, основываясь на их ТС, срока пребывания в рабочем состоянии, типа хранимого продукта.

В первую очередь ТД, как правило, подвергаются резервуары [4]:

- в аварийном или послеремонтном состоянии;

- с уменьшившимся уровнем налива или ограниченным сроком эксплуатации, вследствие дефекта в металлоконструкции;

- с временно отремонтированными дефектами, например, наклеек из эпоксидных составов;

- произведённые из кипящей стали и сваренные электродами смеловой обмазкой;

- не имеющие внутренней защиты от коррозии, используемые для хранения нефтепродуктов с большой коррозионной активностью;
- которые находятся в рабочем состоянии дольше обусловленного проектом срока службы.

Для резервуаров сроком службы до 20 лет рекомендуется проводить частичное и полное ТД 1 раз в 10 лет, после введения в эксплуатацию, ТД или ремонта. В свою очередь для резервуаров сроком службы более 20 лет рекомендуется проводить раз в 5 лет частичное диагностирование и раз в 10 лет полное.

#### **2.1.4 Требования к организации работ, исполнителям, средствам технического диагностирования**

Организация проведения ТД согласно СА 03-008 – 08 [3] возлагается на владельца резервуаров или эксплуатирующую организацию, которые обязаны представить всю необходимую техническую и технологическую документацию экспертной организации. Подготовка резервуара к обследованию и обеспечение проведения натурного обследования вспомогательными техническими средствами (лестницами, подъёмниками, лесами и др. при необходимости) возлагается на владельца (заказчика).

Резервуар подлежащий полному ТД выводится из эксплуатации, с последующим сливом нефтепродукта, дегазацией. Перед проведением диагностирования проводится инструктаж по технике безопасности и противопожарной безопасности после чего руководство даёт разрешение на проведение работ. Руководство предприятия обеспечивает свободный доступ к обследуемому резервуару. Качество подготовки поверхностей определяется согласно требованиям используемого метода контроля.

Тепловая изоляция, которая препятствует проведению работ, должна быть частично или полностью удалена, в соответствии с необходимостью.

ТД выполняет экспертная организация, имеющая лицензию на данный вид деятельности, укомплектованная оборудованием и штатом специалистов, необходимым для проведения ТД. Специалисты обязаны являться аттестованы и выполнять только ту работу, на которую они имеют аттестацию.

Методы и ресурсы контроля, используемые при ТД резервуаров, обязаны позволять точное определение дефектов. Не допускается применение средств диагностики и измерений, не прошедших аттестации, метрологической поверки или калибровки, либо с просроченным свидетельством об аттестации, поверке, калибровке

После выполнения технического обследования резервуара эксперты составляет первичную документацию, на её основании оформляют решение о дальнейшей эксплуатации резервуара с сопутствующими условиями или необходимости проведения ремонта и вывода резервуара из эксплуатации.

### **2.1.5 Оценка технического состояния резервуара**

Придерживаясь СА 03-008 – 08 [3] «Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Технического диагностирования и анализ безопасности» и Руководством по безопасности «Рекомендации по техническому диагностированию сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов» проводят оценку тех. состояния резервуара.

Оценка ТС резервуара проводится при присутствии результатов:

- по ознакомлению с документацией;
- внешнего осмотра резервуара;
- наличия программы полного или частичного ТД ( типовые программы составляются согласно СА 03-008-08) [3];
- измерения толщин крыши, днища и стенки резервуара, патрубков и люков-лазов;

- по контролю сварных соединений на герметичность днища и стенки физическими методами;
- проверки основания и отстойки;
- нивелирования внешнего контура и поверхности днища;
- при необходимости, проверки прочности и хим. состава основного материала (металла) и сварных сопряжений;
- при необходимости, проверки на прочность с учётом хрупкого разрушения.

Сведения технологического освидетельствования резервуара, его элементов идут в качестве основания для составления плана ремонта и заключения об способности его последующей эксплуатации.

### **2.1.6 Заключение технического диагностирования**

Все итоги диагностирования должны быть представлены в техническом заключении (далее – ТЗ) и приложениях.

Выявленные особенности и дефекты непосредственно фиксируются с указанием расположения, габаритов и других не менее важных данных.

Обозначения, используемые в техническом отчете для описания найденных неисправностей, обязаны отвечать условиям прилегающей нормативно-технической документации.

Изложение итогов контроля и других материалов графическими документами обязаны прилагаться к ТЗ.

Технический отчёт, составляемый по результатам обследований состояния резервуара обязан содержать в себе:

- информацию о месте расположения объекта, его номер и дату диагностики;
- название организации, фамилии, а также посты, занимаемые исполнителями;
- характеристику резервуара, применяемых материалов и данные о



режиме работы и свойствах продукта;

- данные о технологии сварки и материалов, применяемых при ней;
- даты и данные о предыдущих ТД, аварий и ремонтов;
- данные о проектной, реальной толщине стенки, крыши и днища РВС;
- результаты расчётов кольцевых напряжений;
- данные о внешнем осмотре конструкций и сварных соединений;
- данные о измерении отклонений формирующих стен от вертикали;
- данные о выравнивании внешнего контура и нижней поверхности;
- данные о физическом осмотре сварных стыков стен;
- данные о испытании на герметичность сварных соединений днища;
- схематические изображения крыши, снеки и днища с указанными на них местами неисправностей; местами крепления оборудования и др.;
- заключения согласно итогам освидетельствования с основными сведениями, определяющих положение единичных элементов или резервуара;
- итоги о состоянии РВС и акты по его дальнейшему эксплуатации.

Оформление ТЗ ратифицируется управляющим компании и имеет подпись исполнителей. После ТЗ прикрепляется к паспорту РВС, а его экземпляр находится в компании, которая проводила ТД.

## **2.2 Подготовительные работы**

Преступление к подготовительным работам (далее – ПР), для последующего ремонта резервуара, начинается с вытеснения взрывоопасной паровоздушной смеси. Вытеснение взрывоопасной смеси достигается путём пропарки, естественной вентиляции и заполнением резервуара дымовыми негорючими газами.

Следующим этапом подготовки резервуара является зачистка резервуара от оставшейся нефти и нефтепродуктов.

Работы по очистке РВС обязаны следовать «Инструкции по зачистке резервуара от остатков нефтепродуктов» [5]. Собственник предприятия на основе существующей структуры управления, должен использовать руководство, которые конкретизируют права и обязанности работников, несущих ответственность за проведение подготовительных работ.

Подготовка необходимых технических средств, инструментов и оборудования, а также территории резервуарных парков входят в состав ПР. К необходимому техническому оснащению относятся [6]:

- грузоподъемные механизмы;
- транспортные средства;
- тяговое оборудование;
- техника, используемая при резке материала;
- материалы;
- места подпитки для электрической сварки;
- оснащение при проведении без огневых или огневых работ;
- вспомогательное оборудование, приспособления и инструменты;
- оснащение для измерений на непроницаемость и надёжность;
- замерные приборы;
- персональное оснащение сотрудников для их безопасности.

Наличие акта осмотра или испытаний, или паспорта, подтверждающего исправность машин, оборудования, инструментов и устройств, используемых при ремонтных работах, является обязательным.

Личность ответственная за прохождение ПР должен опираться на правила тех. эксплуатации РВС [6]:

- преступать к выполнению работ только после получения письменного подтверждения от хозяина предприятия с одобрением пожарной охраны;
- обеспечить последовательность и полноту осуществления деятельности, предусмотренной в разрешении на работу.

– нести ответственность за точность и надежность отделения резервуаров от всех трубопроводов путем установки заглушек во всех трубопроводах и выполнения мер безопасности, предусмотренных в разрешении.

– проверить исправность огнетушащего и заземляющего оборудования в резервуаре.

– согласно ГОСТ 12.1.005 – 88\* [7] проводить анализы воздушного пространства во время подготовки РВС к зачистке.

– проверить качество выполненных ПР и передать объект назначенному комитету для последующих работ по очистке.

Сотрудники должны быть обучены правилам техники безопасности и методам оказания первой помощи в случае несчастного инцидента. Обученный сотрудник может получить разрешение на работу и только после этого приступить к работе.

Персонал, работающий в резервуаре непосредственно внутри, должен быть обеспечен рабочей одеждой и обувью, не содержащими металлических гвоздей, подков и шланговыми масками. Поверх комбинезона закреплен конструкционный пояс с сигнальным тросом. Второй конец троса выходит из люка и находится в руках наблюдателя. Наблюдатели должны регулярно утверждаться о нормальном состоянии здоровья работников внутри РВС, при необходимости, вытаскивать напарника в безопасную зону. Также персонал должен использовать обмеднённые инструменты, травянистые щётки и деревянные лопаты. В качестве прибора для освещения применяются аккумуляторные фонари до 12 В, включение и выключение которых происходит за пределами объекта.

В конце ПР пишется акт о готовности РВС к началу ремонта.

### **2.3 Текущий ремонт**

Текущий ремонт РВС проводится не реже одного раза в 2 года. ТР резервуара может проводиться исходя из его состояния с опорожнением и без опорожнения, с дальнейшей зачисткой и дегазацией резервуара.

Перед началом работ (независимо от технологии ремонта резервуара) необходимо выровнять окрайку днища, чтобы определить степень просадки фундамента. Выравнивание производится в тех же точках (не менее 8), что и перед началом работы резервуара.

Во время ТР РВС выполняются следующие действия [8]:

- ремонт кровли, верхнего пояса с использованием эпоксидного или другого клея;
- ремонт сифонного крана;
- заполнение сальника клапана;
- восстановление отмостки;
- восстановление заземления;
- покраска;
- затягивание болтов;
- замена кассеты предохранителя (огневого);
- ремонт другого оборудования вне резервуара, который может быть выполнен без прекращения работы резервуара.

### **2.4 Капитальный ремонт**

Во многих случаях, в зависимости от результатов ТД, работу резервуара прекращают в связи с проведением КП. Согласно правилам ремонта резервуара, во время КП резервуара обязательно проводится его опорожнение, промывка и дегазация.

При КП РВС исполняются следующие работы [6]:

- слив хранящихся продуктов;

- очистка и дегазация резервуаров;
- устранение в резервуаре внутренней и внешней коррозии;
- оценка ТС стенки резервуара, днища, стальной конструкции крыши;
- удаление коррозионных ям и появившихся отверстий;
- анализ состояния сварных сопряжений;
- осмотр и ремонт навесного оборудования;
- замена дефектных участков металлической конструкции резервуара.
- корректировка положения РВС в случае несоответствия нормативным показателям осадки.
- ремонт дна резервуара;
- тестирование РВС на прочность.

Важно, чтобы материалы, используемые при ремонтных работах, имели сертификаты.

## **2.5 Ремонт металлоконструкций**

ТР и КР резервуара должны проводиться по графику, составленному предприятием, эксплуатирующим резервуар. Данный график делается с учетом особенностей работы резервуара и ратифицируется главным инженером организации.

Трещины в днище, стенке, крыше, расслоения, коррозионные повреждения и другие структурные дефекты, сварные швы или дефектные участки основного материала должны быть удалены и отремонтированы.

Дефектные части стен, уторные углы, целые листы днища, крыш устраняются механической или газовой резкой, а затем шлак и отложения расплавленного металла удаляются с помощью зубил, напильников, щётками или машинами для шлифования.

Участки дефектных сопряжения сварки удаляются с помощью вырубки пневматическим зубилом, газовой и воздушно-дуговой резки, и с помощью абразивного круга.

Резка дефектной части сварного сопряжения или основного материала производится перемещением горелки вдоль линии резания. В этом случае на кромках удаляемой области дефекта образуется канавка с чистой поверхностью и закругленными углами, которая больше не требует очистки и обработки.

Рекомендуемый режим резки металла приведён в таблице 2.1 [6].

Таблица 2.1 – Режим резки металла

Размер канавки, мм		Рабочее давление газа, МПа		
ширина	глубина	кислород	ацетилен	коксовый или природный
1	2	3	4	5
5...15	2...10	0,8...1,2	не менее 0,01	Не менее 0,02
Скорость резания, м/мин		Расход газа		
		кислород	ацетилен	коксовый или природный газ
6	7	8	9	
0,5...5,0	74	Для РПА-2 - 1,2		4,5

Глубина канавки и скорость её резки зависят от угла наклона резака.

Подрубка корня шва, удаление заклепок, разделка трещин, выплавка дефектных участков листа, V-образная подготовка кромок листов под сварку и т.д., а также разделительная резка низкоуглеродистой, низколегированной и нержавеющей стали производится воздушно-дуговой резкой. Рекомендуемые режимы воздушно-дуговой резки приведены в таблице 2.2 [6].

Таблица 2.2 – Режимы воздушно-дуговой резки

Диаметр электрода, мм	Сила тока, А	Напряжение сети, В	Скорость строжки, мм/мин	Ширина канавки, мм
1	2	3	4	5
6	270...300	35...45	770...570	6,5...8,5
8	360...400	35...45	900...640	8,5...10,5
10	10 450...500	35...45	1000...700	10,5...12,5
12	12 540...600	35...45	1000...700	12,5...14,5
Глубина канавки, мм	Расход			
	электроэнергии, кВт-ч/м	электрода, мм/м	сжатого воздуха, л/м	
6	7	8	9	
3...4	0,13	100...110	600	
4...5	0,17	85...90	650	
5...6	0,21	55...60	700	
6...8	0,24	50...55	800	

## 2.6 Ремонт основания и фундамента

При ремонте оснований резервуаров выполняют следующие работы [9]:

- исправление краев песчаной подушки подбивкой гидроизолирующего грунта;
- исправление просевших участков основания;
- заполнение пустот под днищем в местах хлопунов;
- ремонт всего основания (в случае выхода из строя днища);
- исправление отмостки.

При ремонте основания для подбивки, исправления песчаной подушки и заполнения пустот под днищем в местах хлопунов применяют гидроизолирующий грунт, состоящий из супесчаного грунта и вяжущего вещества.

Грунт для приготовления гидроизолирующего слоя должен быть сухим, влажность около 3 %, и иметь следующий состав:

- песок крупностью 0,1...2 мм – от 80 до 85;
- песчаные, пылеватые и глинистые частицы крупностью менее 0,1 мм - от 20 до 15.

Глина с частицами размером менее 0,005 мм допускается в количестве от 1,5 до 5 % от объема всего грунта. Допускается содержание в песке гравия крупностью от 2 до 20 мм в количестве не более 25 % от объема всего грунта.

В качестве вяжущего вещества для гидроизолирующего грунта применяют жидкие битумы, мазуты, каменный деготь и полугудроны по техническим условиям.

Присутствие кислот и свободной серы в вяжущем веществе не допускается. Количество вяжущего вещества должно приниматься в пределах от 8 до 10 % по вместимости смеси.

При проведении ремонтных работ при положительной температуре наружного воздуха приготовленную смесь укладывают без подогрева с уплотнением пневмотрамбовками или ручными трамбовками.

Для выполнения ремонта основания в зимних условиях «черный» грунт следует укладывать подогретым до 50...60 °С.

При недостаточно устойчивых грунтах основание резервуара рекомендуется укреплять путем устройства сплошного бетонного или бутобетонного кольца. В этом случае отсыпка откосов основания не производится.

При неравномерной осадке основания резервуара, превышающей допустимые, ремонт осуществляют путем подъема резервуара (на участке осадки) с помощью домкратов и подбивки под днище гидроизолирующего грунта.

При значительной неравномерной осадке основания резервуар поднимают домкратами, подводят под днище по окружности стенки



сборные железобетонные плиты трапециевидной формы и укладывают на них гидроизолирующий слой [10].

## **2.7 Ремонт резервуара с применением огневых работ**

Сталь, предназначенная для ремонта резервуаров, должна соответствовать действующим стандартам или техническим условиям (на основании сертификатов) и предварительно очищена от ржавчины, масла, влаги, снега, льда и других загрязнений. Для ремонта резервуаров следует применять спокойные стали по ГОСТ 380 – 2005 [11]. Допускается использование кипящих сталей по ГОСТ 380 – 2005 [11] для ремонта стенки и днища резервуаров емкостью 3...5 м<sup>3</sup>, а также колеи жесткости, треугольных опорных диафрагм и стяжных хомутов резервуаров всех емкостей в районах с расчетной температурой до -30 °С.

Разметка металла и шаблонов осуществляется с помощью чертилок, кернеров и других приспособлений, а также измерительных инструментов, обеспечивающих высокую точность (линейки, рулетки второго класса точности по ГОСТ 7502 – 98) [12].

Шаблоны для контроля гибки, вальцовки и сборки могут изготавливаться из тонкого стального листа, дерева, а также быть комбинированными (из дерева и тонкого стального листа), шаблоны для резки заготовок – из картона и дерева.

Шаблоны следует изготавливать с учетом допустимых отклонений от проектных размеров при разметке (1,5 мм при длине шаблона до 4,5 м) и припусков на обработку (+1 мм на каждый сварной шов при толщине металла до 16 мм).

Древесина для шаблонов применяется высушенная, из хвойных пород; картон – плотный толщиной 1,5...3,0 мм.

Резка заготовок листового металла, обработка кромок под сварку должны выполняться механическим способом или газовой резкой. Электродуговая резка листа не допускается. Кромки металла после газовой резки должны быть

зачищены от заусениц, грата, окалины, наплывов до металлического блеска и не должны иметь неровностей, вырывов и шероховатостей, превышающих 1 мм.

Сборка, подгонка и разделка кромок под сварку ремонтируемых листов и других конструктивных элементов в зависимости от конструкции резервуара выполняется в соответствии с ГОСТ 5264 – 80 [13].

Сборку листов и других элементов при толщине до 5 мм выполняют внахлестку, при толщине более 5 мм – встык; размер нахлестки рекомендуется не менее 30...40 мм; зазор между листами не должен превышать 1,0 мм.

Элементы (накладки), свариваемые внахлестку, на верхних поясах стенки устанавливаются с внутренней стороны резервуара.

Элементы вставок и накладок на стенке резервуара до подгонки их по месту предварительно вальцуют (в холодном состоянии) до радиуса меньшего, чем радиус резервуара на 1...2,5 м, в зависимости от диаметра резервуара.

Концы листов (вставок) подвальцовывают по шаблону. Зазор между шаблонами (на длине по дуге 1,5 и 3,0 м) и листом толщиной 6 мм и более послевальцовки не должен превышать соответственно 2 и 4 мм.

Не допускается искривление листа (конусность). Углы элементов вставок и накладок закругляют.

Расстояние между непараллельными сварными швами элементов вставок и накладок в днище и кровле резервуара должны быть не менее 200 мм, на стенке резервуара – не менее 500 мм.

При сборке элементов конструкции под сварку детали соединяют посредством прихваток или при помощи стяжных приспособлений.

Прихватки, накладываемые для соединения собираемых деталей, размещают в местах расположения сварных швов. Размеры прихваток должны быть минимальными и легко расплавляться при наложении постоянных швов.

Катет сварного шва прихватки не должен превышать 6 мм, длина – 50...60 мм. Рекомендуемое расстояние между прихватками 400...500 мм.

Прихватки выполняют сварочными материалами, применяемыми для сварки проектных швов. Требования к качеству прихваток такие же, как и к сварочным швам. Прихватки выполняют сварщики, допущенные к сварочным работам и имеющие соответствующие удостоверения.

При сборке элементов конструкций, свариваемых под флюсом, порошковой проволокой или в защитном газе, прихватки выполняют электродами, предусмотренными для ручной сварки соответствующих типов сталей.

При наличии значительных вмятин или выпучин в кромках верхних поясов стенки, возникающих в результате недопустимого вакуума или избыточного давления, необходимо, кроме исправления вмятин (выпучин), тщательно осмотреть конструкции покрытия (щиты, фермы, прогоны и др.) и в случае наличия повреждений устранить их.

Правку деформированных мест элементов стенки, центральной части понтона и покрытия во избежание образования наклепа и возникновения хрупкости металла следует выполнять в горячем состоянии путем местного нагрева газовыми горелками.

Нагрев осуществляют полосами или треугольниками по предварительной разметке с выпуклой стороны.

Нагретые участки правят молотками или кувалдами. Температура нагрева для углеродистой стали должна быть не менее 700...850 °С.

Температуру нагрева металла рекомендуется определять с помощью термоиндикаторных карандашей или температурной шкалы цветов нагрева стали, приведенной в таблице 2.3. [10].

Скорость охлаждения после правки элементов резервуара должна исключать закалку, коробление, трещины, надрывы. Для регулирования скорости охлаждения используется пламя горелки.

Правку деформированных мест элементов резервуара в холодном состоянии выполняют натяжными и ударными приспособлениями через подкладной лист при положительной температуре наружного воздуха.

Таблица 2.3 – Температурная шкала цветов нагрева стали

Цвет нагрева	Температура нагрева, °С
Темно-коричневый	550 - 580
Коричнево-красный	580 - 650
Темно-красный	650 - 730
Темно-вишнево-красный	730 - 770
Вишнево-красный	770 - 800
Светло-вишнево-красный	800 - 830
Светло-красный	830 – 900

Правка и сборка заготовок (вставки, накладки) при температуре ниже -25 °С ударными инструментами запрещается.

При ремонте резервуаров рекомендуется применять механизированную сварку под флюсом, в защитных газах и порошковой проволокой, а при необходимости также ручную дуговую сварку.

Применение газовой сварки для ремонта ответственных элементов резервуаров не допускается.

Сварку при ремонте и исправлении дефектов резервуаров, находящихся в эксплуатации, рекомендуется выполнять при температуре окружающего воздуха не ниже минус 10 °С. Сварку при более низких температурах следует проводить в соответствии с рекомендациями по ремонту резервуаров в условиях отрицательных температур.

К производству сварочных работ при ремонте резервуаров допускаются квалифицированные электросварщики, прошедшие испытания в соответствии с действующими правилами и имеющие удостоверения, устанавливающие их квалификацию и характер работ к которым они могут быть допущены.

Механизированная сварка выполняется сварщиками, прошедшими обучение по управлению указанной аппаратурой и получившими об этом соответствующие удостоверения.

Сварщики на месте работы проходят технологическое испытание в условиях, тождественных с теми, в которых будет проводиться сварка

конструкций. Сварочные работы выполняются по утвержденным технологическим картам. Технологические карты представлены на плакате 1 графической части [14].

При выполнении сварочных работ при ремонте и исправлении дефектных мест резервуаров должны соблюдаться следующие требования [10]:

- сварка стыковых швов окрайка днища должна выполняться на соответствующей подкладке в два слоя и более с обеспечением полного провара корня шва;

- подкладка устанавливается на прихватках;

- приваривать подкладку по контуру к днищу запрещается;

- конец стыкового шва должен выводиться за пределы окрайка на остающийся конец подкладки длиной не менее 30 мм, который удаляют после окончания сварки кислородной резкой; места среза подкладок следует тщательно зачищать; зазор между подкладкой и кромками не должен превышать 1 мм;

- технологические подкладки для сварки окраек днищ должны иметь размеры: толщину 4...6 мм, длину на 100...150 мм более длины дефектного места и ширину не менее 100 мм;

- вертикальные стыковые швы стенки резервуаров должны свариваться с двух сторон, причем вначале сваривают основной шов, затем подварочный.

Перед сваркой подварочного шва корень основного шва очищают от шлака и зачищают до металлического блеска.

При необходимости удаления вертикального шва по всей высоте стенки (рулонизируемые резервуары) его вырезку и ремонт производить участками, не превышающими высоту пояса; вертикальные стыки поясов стенки из листов толщиной до 5 мм разрешается собирать внахлестку, сваривая их с наружной и с внутренней стороны резервуара; соединение листов кровли и днища резервуара должно выполняться внахлестку с наложением сварочного шва с наружной стороны (в нижнем положении).

Ручную сварку стыковых швов при ремонте резервуаров следует выполнять обратноступенчатым способом. Длина ступени не должна превышать 200...250 мм. Сварку основного шва выполняют в несколько слоев в зависимости от толщины металла в соответствии с таблицей 2.4. [13].

Таблица 2.4 – Число слоёв при сварке

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

Многослойную сварку стыков на низколегированной стали (при толщине более 6 мм) рекомендуется выполнять короткими участками так, чтобы последующий шов накладывался на неостывший слой. На последние слои, имеющие температуру около 200 °С, по линии их стыка накладывают отжигающий валик, края которого должны отстоять на 2...3 мм от ближайших границ проплавления.

Механизированная сварка (автоматами и полуавтоматами) при ремонте резервуаров может применяться только при сварке днищ и швов, прикрепляющих стенку к днищу и центральную часть металлического понтона к коробам в соответствии с требованиями ГОСТ 8713 – 79 [15] «Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

В процессе выполнения механизированной сварки при случайном перерыве в работе сварку разрешается возобновлять после очистки концевой участка шва длиной 50 мм и кратера от шлака; этот участок и кратер следует полностью покрыть швом.

Ремонт негерметичных клепаных соединений резервуаров допускается выполнять наложением на дефектные места (с последующей обваркой по контуру) коробчатых элементов.

## 2.8 Ремонт резервуаров без применения огневых работ

Ремонт с помощью компонентов на основе эпоксидных смол

Исправление дефектных мест с использованием эпоксидных составов не обеспечивает прочности конструкции и при ремонте резервуаров применяют только для герметизации [10]:

- внутренней поверхности резервуаров, кровли и верхних поясов, которые имеют большое число сквозных коррозионных повреждений;
- сварных соединений, имеющих мелкие трещины, и участков с отпотинами в верхних поясах стенки;
- поплавков понтона;
- клепаных соединений резервуаров;
- про корродированных участков днища и первого пояса стенки.

Герметизация дефектных мест кровли и стенки осуществляется с наружной стороны резервуара без его дегазации.

Герметизация дефектных мест и днища осуществляется при дегазированном резервуаре (при санитарной норме содержания паров нефтепродукта).

Герметизация мелких трещин должна осуществляться после установления границ трещин, засверловки отверстий диаметром 6 - 8 мм по концам трещин. Во избежание образования искры засверловку трещин рекомендуется выполнять ручной дрелью. Место засверловки следует густо смазать техническим вазелином.

Подготовка мест для наложения герметизирующих наклеек должна осуществляться далее границ дефектного места на 40...80 мм с помощью безыскровых приспособлений.

Для ремонта резервуаров рекомендуется применить эпоксидные композиции (клей) холодного отверждения, составы которых приведены в таблице 2.5 [10].

Таблица 2.5 – Состав эпоксидных композиций

Компонент	Состав (в массовых частях)	
	I	II
Смола эпоксидная непластифицированная ЭД-20	100	100
Дибутилфталат (пластификатор)	15	-
Смола низкомолекулярная полиамидная Л-20	-	50
Пудра алюминиевая (наполнитель)	10	10
Полиэтиленполиамин (отвердитель)	10	10

Низкомолекулярная полиамидная смола Л-20 вводится в состав вместо полиэтиленполиамин и дибутилфталата в качестве отвердителя и одновременно пластификатора.

Ремонт незначительных дефектов на верхних поясах стенки, кровли и других элементах может осуществляться путем наложения металлических заплат на клею на основе эпоксидной смолы ЭП-0010.

Составы клеевых композиций приведены в таблице 2.6 [6].

Таблица 2.6 – Составы клеевых композиций

Компонент	Состав (в массовых частях)		
	I	II	III
Эпоксидная смола ЭП-0010	100	100	100
Отвердитель полиэтиленполиамин	10	10	8
Асбест хризотилловый	15	-	10
Цинковый порошок	-	20	10

Перед началом работ по ремонту резервуаров с применением эпоксидных клеевых составов работников необходимо ознакомить с технологией производства работ, правилами охраны труда и санитарно-профилактическими мероприятиями при работе с эпоксидными клеями.

Крупные дефектные места ремонтируют эпоксидными составами с укладкой не менее двух слоев армирующей ткани – стеклоткани, бязи и др.



Каждый армирующий слой должен перекрывать края дефектного листа и ранее уложенного армирующего слоя на 20...30 мм. На верхний армирующий слой наносят слой эпоксидного клеевого состава с последующим лакокрасочным покрытием.

Клееармированная конструкция после нанесения каждого слоя на дефектное место уплотняется (прикатывается) металлическим роликом для удаления воздушных пузырей и возможных каверн между слоями и металлом.

Сплошная коррозия днища и части первого пояса стенки с большим числом отдельных или групповых каверн ремонтируется нанесением сплошного армирующего покрытия на дефектное место.

Ремонт днища и первого пояса стенки резервуара выполняют с применением эпоксидной шпатлевки ЭП-0010 и отвердителя гексаметилендиамина (в массовых долях: шпатлевка – 100, отвердитель – 8,5).

Перед нанесением эпоксидных покрытий с поверхности первого пояса стенки и днища удаляют ржавчину пескоструйным аппаратом или другим способом. Очищенную поверхность протирают авиационным бензином и в короткий срок покрывают эпоксидной грунтовкой.

Состав эпоксидной грунтовки (массовые доли): ЭП-0010-100; отвердитель – 8,5; растворитель Р-40. Количество растворителя Р-40 при нанесении грунтовки краскопультom не должно превышать 35 массовых долей, при нанесении вручную допускается до 45 массовых долей.

Отдельные раковины, свищи и другие дефекты предварительно шпатлюют основным покрытием следующего состава (в массовых долях): шпатлевка ЭП-0010-100; отвердитель (гексаметилендиамин) – 8,5; наполнитель (пудра алюминиевая) – 100.

Испытание и ввод в эксплуатацию отремонтированного резервуара должны осуществляться не ранее, чем через семь суток после окончания ремонта.

Качество ремонтных работ с применением эпоксидных составов обеспечивается постоянным и строгим пооперационным контролем всего

технологического процесса. Пооперационный контроль предусматривает систематическую проверку [10]:

- соответствия исходных материалов их паспортным данным и срокам хранения;
- условий их хранения;
- качества подготовки поверхности ремонтируемых участков резервуара;
- правильности дозировки компонентов клея, тщательности их перемешивания при подготовке компаундов и клеевых композиций;
- внешнего вида и вязкости компонентов клея;
- сроков использования клея в соответствии с установленным сроком сохранения его эксплуатационных качеств;
- чистоты тары для компаундов, отвердителей и готовых композиций;
- температурно-временных режимов отверждения клея. Ремонт с помощью полимерных клеев «Спрут».

Клеевое покрытие «Спрут» наносится на защищенную внутреннюю или внешнюю поверхность резервуара шпателем для заделки трещин, свищей и другие повреждений.

Основные технические характеристики клея приведены в таблице 2.7. [10].

Таблица 2.7 – Основные технические характеристики клея

Наименование показателей	Показатели
Внешний вид клеевой массы	Вязкая прозрачная масса зеленоватого цвета
Температурный интервал нанесения на поверхность, °С	От 0 до 60
Время отверждения, часы	От 4 до 12
Прочность при отрыве по ГОСТ 14760-69 [16], МПа, не менее	
через одни сутки	10
через семь суток	15

Соотношение компонентов и последовательность их введения при приготовлении клея «Спрут» приведена в таблице 2.8. [10].

Таблица 2.8 – Соотношения компонентов и последовательность и введения при приготовлении клея «Спрут»

Наименование компонентов	Массовые части	Последовательность введения
Основа	100	1
Продукт АТЖ-М	70	2
Инициатор	4	3

Соотношение компонентов при приготовлении ряда других клеевых композиций типа «Спрут» приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Соотношения компонентов для ряда других клеевых композиций типа «спрут» [10]

Наименование композиции	Состав, массовые части			
	Основа	АТЖ-М	НК-1	ПМЭК
Спрут 9М	100	70	-	4
Спрут-5МДИ	100	-	2	2
Спрут-12	100	70	2	2
Адгезив-НС	100	60	2	2
Адгезия-НБ	100	60	4	4
Композит «В»	100	-	4	4

Составы и назначение клеевых покрытий и шпатлевок на основе клея «Спрут»-9М2 приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Составы и назначение клеевых покрытий и шпатлевок на основе клея «Спрут»-9М2 [10]

Наименование	Компоненты клея, массовые части			Наполнители, массовые части		Назначение
	Основа	Продукт АТЖ-М	Иниц иатор	Алюми ниевая пудра	Тальк	
1	2	3	4	5	6	7
Клеевое покрытие армированное	100	70	4		+	Для заделки трещин, пробоин, свищей в резервуарах
Клеевое покрытие с наполнителем	100	70	4	10		Для антикоррозионной защиты стальных резервуаров
Шпатлевка	100	70	4	100		Для шпатлевки раковин, каверн на стальных поверхностях

На компоненты, используемые для применения клея типа «Спрут» должны быть сертификаты, подтверждающие их соответствие техническим условиям

Ремонт резервуаров с помощью молекуляр-металлов (химическая холодная сварка)

Одним из методов ремонта резервуаров без применения сварочных работ является применение новых технологий – химическая холодная сварка «Диамант». Метод основан на применении металлического двухкомпонентного материала, который взаимодействует с ремонтируемым металлом на молекулярном уровне. Химическая холодная сварка эффективный и быстрый способ заделки трещин, отверстий, коррозионных повреждений, устранения утечек нефтепродукта. Холодная сварка может применяться при температурах ниже 0 °С. Возможно проведение ремонта систем, находящихся под небольшим давлением.

Для приготовления клеевого состава для холодной сварки используют два компонента «Диамант» и «Стандарт». Компоненты, представляющие собой жидкие, пастообразные вещества или металлические порошки, смешиваются в равных долях до получения однородной массы. При смешении необходимо следить за единым цветом смеси. Светлые полосы в смеси свидетельствуют о том, что компоненты А и В не тщательно размешались.

На предварительно очищенную и обезжиренную поверхность смесь наносится шпателем или кистью слоями любой толщины. Для создания особо прочных соединений холодную сварку комбинируют со стеклотканью. Отверждение смеси происходит при 20 °С через 2...3 часа.

Более высокая температура ускоряет, а более низкая замедляет процесс отверждения.

Качество работ обеспечивается соблюдением технологических требований и контролем за их выполнением. На поверхности отремонтированного участка не допускаются скопление пор, раковин глубиной более 1,0 мм, одиночные несплошности в виде трещин или в любой другой форме, участки рыхлот более 10 % от площади «заплаты».

Ремонтные работы, выполненные материалами «Диамант», контролируются методом цветной дефектоскопии.

### **3 Оборудование, механизмы и материалы для ремонта резервуаров**

При проведении ремонта может быть применено следующее оборудование, приспособления и инструмент [17]:

- грузоподъемные механизмы (лебедки, краны, домкраты, тельферы);
- такелажное оборудование и оснастка;
- устройства и приспособления для работы на высоте (инвентарные строительные леса, подмости, навешиваемые и прикрепляемые на крыше резервуаралюльки, стремянки и т.п.);
- оборудование и инструмент для резки металла, сварных соединений;

- сварочное оборудование и инструмент для выполнения сварочных работ (ручная электродуговая сварка, сварка полуавтоматами и т.п.);
- строительное оборудование для производства работ по устранению осадок резервуара, укреплению и уплотнению оснований и фундаментов;
- вспомогательные монтажные приспособления и инструмент (клинья, скобы, тросы, стяжки, талрепы, молотки, кувалды и т.п.);
- материалы (швеллеры, уголки, тавровые и двутавровые балки и другая сортаментная сталь);
- приспособления и приборы для проведения испытаний на прочность и герметичность (вакуум-камеры, насосы, манометры); измерительный инструмент (рулетки, штангенциркули, кронциркули и т.п.);
- средства индивидуальной защиты и спецодежда (монтажные каски, предохранительные пояса и т.п.).

Для ремонта резервуаров следует применять приспособления и инструмент, выпускаемые серийно промышленностью и имеющие заводскую маркировку. Целесообразно применять наиболее прогрессивное технологическое оборудование, обеспечивающее высокую производительность ведения ремонтно-монтажных работ и значительно снижающее использование ручного труда.

Грузоподъемные механизмы, такелажное оборудование и оснастка должны подвергаться техническим освидетельствованиям в сроки, устанавливаемые инструкциями и ведомственными службами Госгортехнадзора России.

Сроки и даты проверки, допустимые нагрузки, грузоподъемность указываются на регистрационных табличках, установленных на соответствующем оборудовании и механизмах.

Работы по подъему, перемещению, транспортированию грузов должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.3.009 – 76 [18] и ГОСТ 12.3.020 – 80 [19].

Оборудование для резки, сварки, электрооборудование должно быть работоспособным, находиться в исправном состоянии, проверено перед проведением работ, а также удовлетворять требованиям электро- и пожаробезопасности, правилам охраны труда, ПУЭ.

Измерительный инструмент и приборы, используемые для определения линейных, массовых, объемных, электрических и других величин должен иметь метрологическую аттестацию и поверяться в сроки, определяемые Госстандартом или ведомственной метрологической службой.

Для ремонта и замены дефектных участков стенки, окрайка днища, несущих конструкций и колец жесткости, кровли резервуаров (в том числе повышенного давления), понтонов и плавающих крыш резервуаров, эксплуатируемых в районах с различной расчетной температурой наружного воздуха, в зависимости от вместимости резервуаров рекомендуется применять необходимые марки сталей, которые должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий и удостоверяться сертификатами заводов-поставщиков.

Для ремонта стенки и днища горизонтальных сварных резервуаров следует применять сталь марки ВСтЗспЗ по ГОСТ 380 – 2005 [20] «Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки».

Для ремонта стенки и днища резервуаров емкостью 3 и 5 м<sup>3</sup>, а также для колеи жесткости, треугольных опорных диафрагм и стяжных хомутов резервуаров всех емкостей в районах с расчетной температурой до минус 30 °С допускается применение стали марки СтЗкп2 по ГОСТ 380 – 94 [20].

При ремонте теплоизоляции резервуаров и трубопроводов из ППУ дефектные места (отслоения, смятия и пр.) очищаются до металла. Затем металл зачищается, покрывается грунтовкой, и на него напыляется ППУ. Аналогично ремонтируются трещины теплоизоляции из ППУ. При ремонте теплоизоляции на верхних поясах резервуаров применяются люльки различных конструкций или автоподъемники.

Для ремонта и устранения дефектов с применением эпоксидных составов должны применяться следующие материалы: эпоксидная смола ЭД-20, смола низкомолекулярная полиамидная Л-20, полиэтиленполиамин, дибутилфталат, стеклоткань, пудра алюминиевая ПАК-1, ацетон технический, наждачная бумага № 3...5, шпатлевка ЗП-0010. толуол технический, бензин, гексаметилендиамин, растворитель Р-4.



#### **4 Контроль качества ремонтных работ, испытания и ввод резервуаров в эксплуатацию**

При ремонте резервуаров применяются следующие виды контроля качества сварных соединений [21]:

- визуальный контроль;
- измерительный контроль;
- контроль герметичности сварных швов методом керосиновой пробы, избыточного давления, вакуумных камер или цветной дефектоскопии;
- физические испытания (радиография или ультразвуковая дефектоскопия) для определения внутренних дефектов;
- гидравлические и пневматические испытания.

Визуальному контролю должны подвергаться 100 % ремонтируемых сварных соединений.

К недопустимым внешним дефектам сварных резервуаров относятся трещины любых видов.

Контроль качества сборочных и сварочных работ при ремонте резервуаров проводится в соответствии с ГОСТ 23118 – 2019 «Конструкции металлические строительные. Общие технические условия» [22].

Контроль выполненных работ осуществляют [10]:

- визуальным осмотром мест и элементов исправления в процессе сборки, сварки резервуаров с измерением геометрических параметров сварных швов;
- испытанием швов на герметичность;
- проверкой сварных соединений рентгено- и гамма-просвечиванием или другими физическими методами;
- окончательным испытанием резервуара на прочность, устойчивость и герметичность.

Наружному осмотру подвергаются 100 % всех сварных соединений, выполненных при ремонтных работах.

В старых клепаных резервуарах подвергаются проверке заклепочные соединения в зонах, прилегающих к ремонтируемому участку. Проверку выполняют простукиванием легким молотком по головкам заклепок (качественные заклепки не издадут дребезжащего звука), затем проверяют герметичность вакуум-методом.

Контроль сварных соединений посредством визуального осмотра необходимо проводить на соответствие требованиям ГОСТ 8713 – 79 [15], ГОСТ 23118 – 99 [22]. Внешнему осмотру и измерению геометрических размеров сварных швов подлежат все сварные соединения четырех нижних поясов и прилегающие к ним зоны основного металла на расстоянии не менее 20 мм, которые перед осмотром должны быть очищены от краски, грязи и нефтепродукта.

Визуальный осмотр, измерения геометрических размеров швов проводятся шаблонами в условиях достаточной освещенности с целью выявления следующих наружных дефектов [23]:

- несоответствия размеров швов требованиям проекта, ГОСТ 23118 – 99 [22];
- трещин всех видов и направлений; подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости и других технических дефектов,
- отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

Геометрические размеры стыковых, нахлесточных и угловых швов измеряются с целью определения с помощью шаблонов соответствия их размеров требованиям проекта и стандартов.

При осмотре сварных швов крайка днища с наружной стороны необходимо установить качество сварки стыкуемых кромок по всему периметру, а также измерить расстояние между сварными швами крайка днища и вертикальными сварными швами первого пояса.

Стыки нижнего пояса стенки резервуаров и листов днища, а также стыки верхнего пояса стенки и верхнего обвязочного уголка должны быть расположены в разбежку. Расстояние между стыками смежных элементов должно быть не менее 200 мм, а расстояние между монтажными стыками – не менее 500 мм.

Вертикальные сварные швы первого пояса стенки резервуара не должны быть расположены между приемо-раздаточными патрубками.

Все сварные соединения, выполненные в период ремонтных работ, подвергаются 100 %-ному контролю на герметичность вакуум-методом или керосиновой пробой.

Сварные стыковые и нахлесточные соединения стенки, сваренные сплошным швом с наружной стороны и прерывистым с внутренней, проверяют на герметичность путем обильного смачивания их керосином.

В зимних условиях для ускорения процесса контроля разрешается смачивать сварные соединения керосином, предварительно нагретым до температуры 60...70 °С. В этом случае процесс контроля герметичности сокращается до 1 часа.

Испытание на герметичность сварных соединений днища резервуаров производится вакуум-методом.

Испытание на герметичность сварных соединений закрытых коробов понтона и плавающих крыш проводят путем нагнетания в них воздуха компрессором до избыточного давления 1 кПа с одновременным смазыванием всех наружных швов мыльным раствором или другим пенным индикатором.

Испытания на герметичность сварных соединений кровли и обвязочного уголка проводят одним из следующих способов: вакуум-камерой, керосином или внутренним избыточным давлением воздуха.

В резервуарах повышенного давления при испытании герметичности кровли на избыточное давление необходимо при достижении эксплуатационного давления проявлять осторожность (медленное повышение давления) во избежание потери устойчивости торцевой части.

Обнаруженные в процессе испытания на герметичность дефекты в сварных соединениях отмечают мелом или краской, удаляют на длину дефектного места плюс 15 мм с каждого конца и заваривают вновь.

Исправленные дефекты в сварных соединениях должны быть вновь подвергнуты повторному контролю на герметичность. Исправлять одно и то же дефектное место разрешается не более двух раз.

Обнаруженные дефекты в сварных соединениях кровли резервуара (не повышенного давления) устраняют повторной подваркой без удаления дефектных участков.

Отремонтированные участки сварных стыковых соединений окрайка днища и вертикальных стыковых соединений первого пояса, соединений второго, третьего и четвертого поясов (преимущественно в местах пересечений этих соединений с горизонтальными) резервуаров вместимостью 2000 м<sup>3</sup> и более подвергаются контролю просвечиванием – рентгено- или радиографированием.

Оценка качества сварных соединений по данным просвечивания осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 7512 – 82 [24]. Просвечивание осуществляется до гидравлического испытания резервуара.

Допускается контроль швов ультразвуковым методом с последующим просвечиванием дефектных и сомнительных мест.

В резервуарах вместимостью до 1000 м<sup>3</sup> с разрешения главного инженера допускается контроль качества сварных швов керосином.

Сварные соединения двух нижних поясов стенки резервуаров вместимостью 2000 м<sup>3</sup> и более, изготовленных из кипящей стали, после КР должны подвергаться 100 %-ному контролю просвечиванием.

Окончательные испытания резервуара на прочность, устойчивость и герметичность проводят в случае КР основания, днища, окрайка, стенки, покрытия и анкерных устройств (за исключением работ по герметизации и устранению мелких дефектов отдельных мест кровли, днища и верхних поясов

стенки), посредством заполнения резервуара водой на полную высоту и создания соответствующего избыточного давления или вакуума.

В процессе испытания ведется наблюдение за появлением возможных дефектов в отремонтированных местах: в стыковых соединениях стенки, в сопряжении стенки с днищем и других ответственных соединениях.

Если в процессе испытания по истечении 24 часов на поверхности стенок резервуара или по краям днища не появится течи и уровень воды в резервуаре не будет снижаться, то резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание.

После окончания гидравлического испытания резервуара и спуска воды для проверки качества отремонтированного основания (равномерности осадки) проводится нивелирная съемка по периметру резервуара не менее, чем в восьми точках и не реже, чем через 6 м.

Контроль геометрической формы стенки после исправления значительных выпучин и вмятин осуществляется путем измерения отклонения середины и верха каждого пояса по отношению к вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса в местах исправлений. Измерения отклонений стенки резервуара от вертикали при заполнении его до расчетного уровня проводят по отвесу, геодезическими и другими способами.

После выполнения комплекса окончательных испытаний и при отсутствии дефектов в виде свищей, трещин, вмятин или значительных деформаций, превышающих допустимые отклонения согласно ГОСТ 23118 – 99 [22], испытание считается законченным и в установленном порядке составляется акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением документации на выполненные работы.

## 5 Расчётная часть

### 5.1 Определение исходных данных

Для определения расчетных данных необходимо задаться температурой нефтепродукта. Температура жидкости будет равна температуре окружающей среды или температуре окружающего воздуха. Для г. Боготол принимаем температуру самой холодной пятидневки и абсолютно максимальную температуру соответственно по СНиП 23-01 – 99 [25] Строительная климатология.

Для начала рассчитаем вязкость топлива. Расчет вязкости проводится при  $t_{\min}$  и  $t_{\max}$  района проектирования. Применяется формула Рейнольда-Филанова:

$$\nu = \nu_* \cdot e^{-u(T-T_*)}, \quad (5.1.1)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость при расчетной температуре  $T$ , м<sup>2</sup>/с ;

$\nu_*$  – кинематическая вязкость при известной температуре  $T_*$ , м<sup>2</sup>/с ;

$u$  – коэффициент крутизны вискограммы, определяемый по зависимости:

$$u = \frac{1}{T_1 - T_2} \cdot \ln \frac{\nu_2}{\nu_1}, \quad (5.1.2)$$

где  $\nu_1$  – известное значение вязкости топлива при температуре  $T_1$ , м<sup>2</sup>/с ;

$\nu_2$  – известное значение вязкости топлива при температуре  $T_2$ , м<sup>2</sup>/с .

Следующим параметром определим плотность. Плотность нефтепродуктов в зависимости от химического состава и температуры изменяется в пределах 700...1100 кг/м<sup>3</sup>.

Перерасчет плотности произведем по формуле Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_\rho (T - 293)}, \quad (5.1.3)$$

где  $\rho_T$  – плотность нефтепродукта при температуре  $T$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{293}$  – плотность нефтепродукта при температуре 293 К, кг/м<sup>3</sup>;

$\beta_\rho$  – коэффициент объемного расширения зависит от  $\rho$ , 1/К.

$$\beta_\rho = 0,000868 \text{ 1/К},$$

$$\rho_{293} = 835 \text{ кг/м}^3.$$

Также необходимо определить давление насыщенных паров, которое для нефтепродуктов при температуре  $T_{\max}$  (что является наихудшим условием) определяется по формуле Рыбакова:

$$P_s = P_{38} \cdot 10^{\left(14,6 - \frac{1430}{T}\right)}. \quad (5.1.4)$$

Таблица 5.1 – исходные расчётные данные

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Температура самой холодной пятидневки	$T_{\min}$	°С	-43
Максимальная температура	$T_{\max}$	°С	+43
Кинематическая вязкость при минимальной температуре	$\nu_{-43}$	м <sup>2</sup> /с	$0,1 \cdot 10^{-4}$
Кинематическая вязкость при максимальной температуре	$\nu_{+34}$	м <sup>2</sup> /с	$0,05 \cdot 10^{-4}$
Плотность нефтепродукта при минимальной температуре	$\rho_{-43}$	кг/м <sup>3</sup>	883

## Окончание таблицы 5.1

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Плотность нефтепродукта при максимальной температуре	$\rho_{+34}$	кг/м <sup>3</sup>	825
Коэффициент крутизны вискограммы	$\mu$	1/°С	0,011
Давление насыщенных паров	$P_s$	Па	57528,719

## 5.2 Выбор материала резервуара

Для дальнейшего проектирования резервуара необходимо предварительно выбрать материал, из которого он будет изготовлен. Так как резервуар является стальным, марку стали берем, исходя из температуры эксплуатации (по минимальной температуре). Так как в данной работе достаточно низкая минимальная температура окружающей среды, необходимо выбрать низколегированную сталь. Оптимальным вариантом является сталь 09Г2С.

Химический состав и свариваемость:

Выбранная марка стали – 09Г2С. Ее состав представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Химический состав стали 09Г2С, %

C	Si	Mn	Ni	S	P	Cr	N	Cu	As
0,12	0,5...0,8	1,3...1,7	до 0,3	до 0,04	до 0,035	до 0,3	до 0,008	до 0,3	до 0,08

Также необходимо привести определенные параметры стали:

- предел текучести  $\sigma_m = 325$  МПа;
- временное сопротивление разрыву  $\sigma_b = 470$  МПа.



Углеродный эквивалент стали с пределом текучести 390 МПа и ниже не должен превышать 0,43. Проверяем данное условие.

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \quad (5.2.1)$$

где  $Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P$  – химические элементы стали.

$$C_{\text{экв}} = 0,12 + \frac{1,3}{6} + \frac{0,5}{24} + \frac{0,3}{5} + \frac{0,3}{40} + \frac{0,3}{13} + \frac{0}{14} + \frac{0,035}{2} = 0,405,$$

$$C_{\text{экв}} : 0,405 < 0,43,$$

Условие выполняется.

Определим расчетное сопротивление материала для растяжения, сжатия, изгиба и сдвига.

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (5.2.2)$$

где  $R_{yn}$  – нормативный предел текучести, равный 345 МПа;

$\gamma_t$  – коэффициент, учета температуры эксплуатации, равный 1;

$\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности, принимаем 1,05, согласно классу опасности по ГОСТ 52.910 – 2008 [26].

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу, равен 1,05. Так как  $R_{yn} < 380$  МПа;

$\gamma_c$  – коэффициент условия работы стенки резервуара, принимаем равный 0,8.

$$R_y = \frac{325 \cdot 10^6 \cdot 0,8 \cdot 1}{1,05 \cdot 1,05} = 235,8 \text{ МПа.}$$

### 5.3 Определение геометрических размеров резервуара

Определим оптимальную высоту резервуара.

$$H_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_y \cdot \Delta}{\gamma_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{max}}}}, \quad (5.3.1)$$

где  $\gamma_c$  – коэффициент условий работы стенки резервуара, принимаем равный 0,8;

$\gamma_{\text{ж}}$  – коэффициент надежности по нагрузке для гидростатического давления, принимаем равный 1,1;

$\Delta$  – приведенная толщина стенки и кровли, принимаем равной 1,25 см;

$R_y$  – расчетное сопротивление материала, 250 МПа;

$\rho_{\text{max}}$  – максимальная плотность равна 883 кг/м<sup>3</sup>.

Следующим шагом определяем размеры листов. Размеры листов для резервуаров можно принять 1,5×6 м, с учетом скосов кромок берем 1,49×5,98.

Определим количество поясов:

$$N_{\text{п}} = \frac{H_{\text{опт}}}{H_{\text{л}}}, \quad (5.3.2)$$

где  $H_{\text{опт}}$  – оптимальная высота резервуара;

$H_{\text{л}}$  – высота листа, м.

Определим высоту стенки:

$$H_{\text{ст}} = N_{\text{п}} \cdot H_{\text{л}}, \quad (5.3.3)$$

где  $N_{\text{п}}$  – количество поясов;

$H_{\text{л}}$  – высота листа, м.

Рассчитываем радиус резервуара:

$$r = \sqrt{\frac{V_{\text{н}}}{\pi \cdot H_{\text{ст}}}}, \quad (5.3.4)$$

где  $V_{\text{н}}$  – номинальный объем резервуара, м<sup>3</sup>;

$H_{\text{ст}}$  – высота стенки резервуара.

Определяем длину пояса:

$$L_{\text{п}} = 2\pi r + \tau, \quad (5.3.5)$$

где  $r$  – радиус резервуара;

$\tau$  – запас равный 0,2 м.

Далее определим количество листов в поясе:

$$N_{\text{л}} = \frac{L_{\text{п}}}{L_{\text{л}}}, \quad (5.3.6)$$

где  $L_{\text{п}}$  – длина пояса, м;

$L_{\text{л}}$  – ширина листа, м.

Теперь произведем корректировку длины пояса, радиуса и фактического объема:

$$L_p = N_{л} \cdot L_{л}, \quad (5.3.7)$$

где  $L_p$  – длина пояса;

$L_{л}$  – ширина листа.

$$r = \frac{L_p - 0,2}{2\pi}, \quad (5.3.8)$$

где  $L_p$  – длина пояса.

$$V_{ст} = \pi r^2 \cdot H_{ст}, \quad (5.3.9)$$

где  $r$  – радиус резервуара;

$H_{ст}$  – высота стенки резервуара.

Таблица 5.3 – Геометрические размеры резервуара

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Оптимальная высота резервуара	$H_{опт}$	м	16,04
Количество поясов	$N_{п}$	-	11
Высота стенки	$H_{ст}$	м	16,39
Радиус резервуара	$r$	м	9,86
Длина пояса	$L_p$	м	62,12
Количество листов в поясе	$N_{л}$	-	10
Скорректированная длинна пояса	$L_p$	м	59,8
Скорректированный радиус резервуара	$r$	м	9,49
Геометрический объем резервуара	$V_{ст}$	м <sup>3</sup>	4635

Произведём проверку по формуле:

$$\alpha = \frac{|V_n - V_{cr}|}{V} \cdot 100\% \leq 10\% \quad (5.3.10)$$

где  $V_n$  – номинальный объем резервуара;

$V_{cr}$  – геометрический объем резервуара.

$$\alpha = \frac{|5000 - 4635|}{5000} \cdot 100\% = 7.3\% \leq 10\%$$

Условие выполняется.

#### 5.4 Определение ветровой нагрузки

Расчет на ветровую нагрузку следует определять как сумму средней и пульсационной составляющих:

$$W = W_m \cdot W_p \quad (5.4.1)$$

где  $W_m$  – средняя составляющая ветровой нагрузки;

$W_p$  – пульсационная составляющая ветровой нагрузки.

$$W_m = W_0 \cdot k \cdot c, \quad (5.4.2)$$

где  $W_0$  – нормативное значение ветрового давления, кПа, принимаем  $W_0 = 0,38$  кПа;

$k$  – коэффициент, учитывающий изменения ветрового давления по высоте, принимаем 0,85;

$c$  – аэродинамический коэффициент, принимаем 1,3.

$$W_p = W_m \cdot \xi \cdot \nu \quad (5.4.3)$$

где  $\xi$  – коэффициент пульсации ветра, равный 0,99;

$\nu$  – коэффициент пространственной корреляции пульсации давления ветра, равный 0,77.

$$W = W_0 \cdot kc(1 + \xi\nu) = 0,38 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 1,3 \cdot (1 + 0,99 \cdot 0,77) = 740 \text{ Па}$$

### 5.5 Определение снеговой нагрузки

Полное расчетное значение снеговой нагрузки определяется по формуле:

$$S = S_g \cdot \mu, \quad (5.5.1)$$

где  $S_g$  – расчетное значение веса снега на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли, кПа;

$\mu$  – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке, равен 0,85.

Согласно СНиП 2.01.07 – 85 [26]. Нагрузки и воздействия получаем, что  $S_g = 2,4$  кПа

Тогда:

$$S = 2,4 \cdot 0,85 = 2,04 \text{ кПа}$$

## 5.6 Расчет толщины стенки резервуара

Для дальнейших расчетов необходимо определить толщину стенки резервуара. Номинальная толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки и минусового допуска на прокат была не меньше максимума из трех величин.

$$t - \Delta \geq \max(t_c + C; t_g; t_k), \quad (5.6.1)$$

где  $\Delta$  – минусовой допуск на прокат, принимаем 0,4 мм;

$t_c$  – минимальная толщина стенки для условий эксплуатации, мм;

$t_g$  – минимальная толщина стенки для условий гидроиспытаний, мм;

$t_k$  – минимальная конструктивная необходимая толщина стенки, мм;

$C$  – припуск на коррозию, мм.

Припуск на коррозию определяется умножением скорости коррозии на срок службы резервуара. Определяя скорость коррозии 0,2 мм/год, а срок службы 10 лет, таким образом получаем:

$$t_c = \frac{\rho g \cdot (H_{вз} - Z) \cdot r + 1,2 \cdot P_{изб}}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (5.6.2)$$

где  $R_y$  – расчетное сопротивление материала;

$r$  – радиус резервуара;

$\gamma_c$  – коэффициент условной работы стенки резервуара,  $\gamma_c = 0,7$  для первого пояса,  $\gamma_c = 0,8$  для всех последующих поясов;

$\rho$  – максимальная плотность нефтепродукта;

$g$  – ускорение свободного падения;

$Z$  – высота пояса стенки резервуара, м;

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление равное 2 кПа;

$H_{\text{вз}}$  – высота разлива, м.

Далее определим минимальные величины толщины стенки для условий гидроиспытаний для каждого из поясов.

$$t_g = \frac{\rho_B g \cdot (H_{\text{вз}} - Z) \cdot r + 1,25 \cdot P_{\text{изб}}}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (5.6.3)$$

где  $R_y$  – расчетное сопротивление материала;

$r$  – радиус резервуара;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы для гидроиспытаний для всех поясов, равен 0,9;

$\rho_B$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения;

$Z$  – высота пояса стенки резервуара, м;

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление равное 2 кПа;

$H_{\text{вз}}$  – высота разлива, м.

Минимальную необходимую толщину стенки выбираем по таблице, исходя из диаметра резервуара и вида исполнения.

$$t_k = 6 \text{ мм.}$$

$$t_i \geq \max(t_{ci} + C; t_g; t_k) + \Delta \cdot \quad (5.6.4)$$

Таблица 5.4 – Расчёты толщины стенки

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Припуск на коррозию	$C$	мм	2
Высота разлива	$H_{\text{вз}}$	м	15,6



Продолжение таблицы 5.4

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Минимальная толщина 1 пояса	$t_{c1}$	мм	7,2
Минимальная толщина 2 пояса	$t_{c2}$	мм	5,69
Минимальная толщина 3 пояса	$t_{c3}$	мм	5,06
Минимальная толщина 4 пояса	$t_{c4}$	мм	4,49
Минимальная толщина 5 пояса	$t_{c5}$	мм	3,85
Минимальная толщина 6 пояса	$t_{c6}$	мм	3,24
Минимальная толщина 7 пояса	$t_{c7}$	мм	2,63
Минимальная толщина 8 пояса	$t_{c8}$	мм	2,01
Минимальная толщина 9 пояса	$t_{c9}$	мм	1,40
Минимальная толщина 10 пояса	$t_{c10}$	мм	0,79
Минимальная толщина 11 пояса	$t_{c11}$	мм	0,18
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 1 пояса	$t_{g1}$	мм	6,34
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 2 пояса	$t_{g2}$	мм	5,73
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 3 пояса	$t_{g3}$	мм	5,11
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 4 пояса	$t_{g4}$	мм	4,49
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 5 пояса	$t_{g5}$	мм	3,88
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 6 пояса	$t_{g6}$	мм	3,26
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 7 пояса	$t_{g7}$	мм	2,64
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 8 пояса	$t_{g8}$	мм	2,03
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 9 пояса	$t_{g9}$	мм	1,41

## Окончание таблицы 5.4

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 10 пояса	$t_{g10}$	мм	0,79
Минимальная толщина стенки для гидроиспытаний 11 пояса	$t_{g11}$	мм	0,18
Минимальная необходимая толщина стенки 1 пояса	$t_1$	мм	10
Минимальная необходимая толщина стенки 2 пояса	$t_2$	мм	9
Минимальная необходимая толщина стенки 3 пояса	$t_3$	мм	8
Минимальная необходимая толщина стенки 4 пояса	$t_4$	мм	7
Минимальная необходимая толщина стенки 5 пояса	$t_5$	мм	7
Минимальная необходимая толщина стенки 6 пояса	$t_6$	мм	6
Минимальная необходимая толщина стенки 7 пояса	$t_7$	мм	6
Минимальная необходимая толщина стенки 8 пояса	$t_8$	мм	6
Минимальная необходимая толщина стенки 9 пояса	$t_9$	мм	6
Минимальная необходимая толщина стенки 10 пояса	$t_{10}$	мм	6
Минимальная необходимая толщина стенки 11 пояса	$t_{11}$	мм	6

## 5.7 Расчет стенки резервуара на прочность

Обязательным пунктом при расчетах для проектирования резервуара входят расчеты на прочность. Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара производится следующим образом:

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \quad (5.7.1)$$

где  $\sigma_1$  – меридиональное напряжение, МПа;

$\sigma_2$  – кольцевое напряжение, МПа.

$\gamma_c$  – коэффициент условной работы стенки резервуара;

$\gamma_n$  – коэффициент, учитывающий уровень ответственности, принимаем 1,05, согласно классу опасности по ГОСТ 52.910-2008 [26];

$R_y$  – расчетное сопротивление материала).

$$\sigma_1 = \frac{(1,05 \cdot G_m + 0,95 \cdot (1,05 \cdot G_0 + 1,2 \cdot G_y))}{2\pi \cdot r \cdot t_i} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{изб}) \cdot r}{2 \cdot t_i}, \quad (5.7.2)$$

где  $G_m$  – вес металлоконструкции выше расчетной точки, Н;

$G_0$  – вес стационарного оборудования, Н;

$G_y$  – вес утеплителя, принимаем равным нулю;

$S$  – полное расчетное значение снеговой нагрузки;

$r$  – радиус резервуара;

$t_i$  – толщина пояса, мм;

$P_{изб}$  – избыточное давление равно 2 кПа.

$$G_m = G_{m.c.} + G_{m.k.} \quad (5.7.3)$$

где  $G_m$  – вес металлоконструкции выше расчетной точки, Н;

$$G_{m.ct} = m_1 g = \rho_{ct} \cdot V \cdot g = \rho_{ct} \cdot h_{п} \cdot 2\pi r \cdot t_i \cdot g, \quad (5.7.4)$$

где  $r$  – радиус резервуара;

$t$  – толщина листа, м;

$\rho_{cm}$  – удельный вес стали, 7800 кг/м<sup>3</sup>;

Вес стенки резервуара определяется как сумма всех ее поясов.

$$G_{ct} = \sum_{i=1}^n G_i, \quad (5.7.5)$$

где  $G_i$  – вес каждого пояса.

Рассчитаем кольцевое напряжение.

$$\sigma_2 = \frac{(g \cdot \rho \cdot (H_{вз} - Z) + 1,2 \cdot P_{изб}) \cdot r}{t_i}, \quad (5.7.6)$$

где  $r$  – радиус резервуара;

$\rho$  – плотность нефтепродукта;

$Z$  – высота стенки пояса;

$P_{изб}$  – избыточное давление;

$H_{вз}$  – высота разлива;

$t_i$  – толщина стенки

Таблица 5.5 – Расчёт резервуара на прочность

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Вес металлоконструкции для 1 пояса	$G_{m1}$	Н	67948
Вес металлоконструкции для 2 пояса	$G_{m2}$	Н	61153
Вес металлоконструкции для 3 пояса	$G_{m3}$	Н	54358
Вес металлоконструкции для 4 пояса	$G_{m4}$	Н	47563
Вес металлоконструкции для 5 пояса	$G_{m5}$	Н	47563
Вес металлоконструкции для 6 пояса	$G_{m6}$	Н	40769
Вес металлоконструкции для 7 пояса	$G_{m7}$	Н	40769
Вес металлоконструкции для 8 пояса	$G_{m8}$	Н	40769
Вес металлоконструкции для 9 пояса	$G_{m9}$	Н	40769
Вес металлоконструкции для 10 пояса	$G_{m10}$	Н	40769
Вес металлоконструкции для 11 пояса	$G_{m11}$	Н	40769
Вес стенки резервуара	$G_{cr}$	Н	40769
Меридиональное напряжение для 1 пояса	$\sigma_{1,1}$	МПа	1,25
Меридиональное напряжение для 2 пояса	$\sigma_{1,2}$	МПа	1,22
Меридиональное напряжение для 3 пояса	$\sigma_{1,3}$	МПа	1,24
Меридиональное напряжение для 4 пояса	$\sigma_{1,4}$	МПа	1,28
Меридиональное напряжение для 5 пояса	$\sigma_{1,5}$	МПа	1,04
Меридиональное напряжение для 6 пояса	$\sigma_{1,6}$	МПа	1,09
Меридиональное напряжение для 7 пояса	$\sigma_{1,7}$	МПа	0,97
Меридиональное напряжение для 8 пояса	$\sigma_{1,8}$	МПа	0,85
Меридиональное напряжение для 9 пояса	$\sigma_{1,9}$	МПа	0,85
Меридиональное напряжение для 10 пояса	$\sigma_{1,10}$	МПа	0,73
Меридиональное напряжение для 11 пояса	$\sigma_{1,11}$	МПа	0,61

Окончание таблицы 5.5

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Кольцевое напряжение для 1 пояса	$\sigma_{2,1}$	МПа	128
Кольцевое напряжение для 2 пояса	$\sigma_{2,2}$	МПа	129
Кольцевое напряжение для 3 пояса	$\sigma_{2,3}$	МПа	129
Кольцевое напряжение для 4 пояса	$\sigma_{2,4}$	МПа	130
Кольцевое напряжение для 5 пояса	$\sigma_{2,5}$	МПа	113
Кольцевое напряжение для 6 пояса	$\sigma_{2,6}$	МПа	111
Кольцевое напряжение для 7 пояса	$\sigma_{2,7}$	МПа	91
Кольцевое напряжение для 8 пояса	$\sigma_{2,8}$	МПа	71
Кольцевое напряжение для 9 пояса	$\sigma_{2,9}$	МПа	50
Кольцевое напряжение для 10 пояса	$\sigma_{2,10}$	МПа	30
Кольцевое напряжение для 11 пояса	$\sigma_{2,11}$	МПа	9,3

Далее проверим вторую часть формулы (5.7.1):

Для первого пояса:

$$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} = \frac{250 \cdot 0,7}{1,05} = 166,7 \text{ МПа}$$

Для последующих поясов:

$$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} = \frac{250 \cdot 0,8}{1,05} = 190 \text{ МПа}$$

Теперь необходимо проверить соблюдение условия для каждого из поясов. В случае его несоблюдения, необходимо увеличить толщину стенки.

$$1 \text{ пояс: } \sqrt{1,25^2 - 1,25 \cdot 128 + 128^2} \leq 166,6,$$

$$127,4 \leq 166,6 - \text{условие выполняется.}$$

$$2 \text{ пояс: } \sqrt{1,22^2 - 1,22 \cdot 129 + 129^2} \leq 190,$$

$$128,4 \leq 190 - \text{условие выполняется.}$$

$$3 \text{ пояс: } \sqrt{1,24^2 - 1,24 \cdot 129 + 129^2} \leq 190,$$

$$128,4 \leq 190 - \text{условие выполняется.}$$

Для остальных поясов условие также выполняется.

## 5.8 Расчет конструктивных элементов на устойчивость

При расчете данного параметра необходимо провести проверку соотношений:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma a_1} + \frac{\sigma_2}{\sigma a_2} \leq 1, \tag{5.8.1}$$

где  $\sigma a_1$  – меридиональное критическое напряжение, МПа;

$\sigma a_2$  – кольцевое критическое напряжение, МПа.

Определим величину  $\sigma a_1$ :

$$\sigma a_1 = C_i \cdot E \cdot \frac{t_{\min}}{r}, \quad (5.8.2)$$

где  $C_i$  – коэффициент, зависящий от радиуса толщины стенки резервуара;

$E$  – модуль Юнга, принят  $2 \cdot 10^5$  МПа;

$t_{\min}$  – минимальная толщина стенки резервуара, м;

$r$  – радиус резервуара;

Коэффициент  $C_i$  выбирается из соотношения радиуса к стенке резервуара. В рамках данного расчета его величина 0,07.

По формуле (5.8.2):

$$\sigma a_1 = 0,07 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,006}{9,49} = 8,85 \text{ МПа}$$

Определим величину  $\sigma a_2$ :

$$\sigma a_2 = 0,55 \cdot E \cdot \left( \frac{r}{H_r} \right) \cdot \left( \frac{t_{\min}}{r} \right)^{1,5}, \quad (5.8.3)$$

где  $H_r$  – редуцированная высота, м

$E$  – модуль Юнга, принят  $2 \cdot 10^5$  МПа;

$t_{\min}$  – минимальная толщина стенки резервуара, м;

$r$  – радиус резервуара.

Определим величину  $H_r$ :



$$H_r = \sum H_{\text{л}} \cdot \left( \frac{t_{\text{min}}}{t_i} \right)^{2,5}, \quad (5.8.4)$$

где  $H_{\text{л}}$  – высота листа;

$t_{\text{min}}$  – минимальная толщина стенки резервуара, м;

$t_i$  – толщина пояса, мм.

$$H_r = 12,65 \text{ м}$$

По формуле (5.8.3):

$$\sigma_{a_2} = 0,55 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot \left( \frac{9,49}{12,65} \right) \cdot \left( \frac{0,006}{9,49} \right)^{1,5} = 1,3 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем значение кольцевого напряжения при расчете на устойчивость по формуле:

$$\sigma_2 = (0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}} + 0,9 \cdot 0,5 \cdot W_m) \cdot \frac{r}{t_{11}}, \quad (5.8.5)$$

где  $P_{\text{вак}}$  – давление в вакууме равное 0,5 кПа;

$W_m$  – нормативное значение ветровой нагрузки;

$r$  – радиус резервуара;

$t_i$  – толщина пояса, мм.

$$\sigma_2 = (0,95 \cdot 1,2 \cdot 500 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 420) \cdot \frac{9,49}{0,01} = 0,72 \text{ МПа.}$$

Проверяем условие:

$$\frac{1,25}{8,85} + \frac{0,72}{1,3} \leq 1,$$

$0,7 \leq 1$  – условие выполняется.

## 5.9 Конструкция и расчет днища

Днища резервуаров должны иметь коническую форму для удаления подтоварной воды и удобства зачистки резервуаров с уклоном от центра или к центру. Величина уклона 1:100.

Днища резервуаров объемом свыше 2000 м<sup>3</sup> должны иметь центральную часть и утолщенное кольцо окрайки.

Номинальная толщина кольцевых краек должна быть не менее величины, определяемой по формуле:

$$t_{\text{окр}} = 0,77 \cdot t_1, \quad (5.9.1)$$

где  $t_1$  – толщина первого пояса.

Канонические уравнения метода сил выглядят следующим образом:

$$(\delta_{11}^{\text{ст}} + \delta_{11}^{\text{дн}}) \cdot M_0 + (\Delta_{1p}^{\text{ст}} + \Delta_{1p}^{\text{дн}}) = 0, \quad (5.9.2)$$

где  $\delta_{11}^{\text{ст}}, \delta_{11}^{\text{дн}}$  – коэффициенты канонического уравнения;

$\Delta_{1p}^{\text{ст}}, \Delta_{1p}^{\text{дн}}$  – свободные члены канонического уравнения;

$M_0$  – изгибающий момент.

Начнем производить расчет:

$$\delta_{11}^{\text{ст}} = \frac{2\beta_{\text{ст}}^3}{K_{\text{ст}}}, \quad (5.9.3)$$

где  $\beta_{\text{ст}}$  – коэффициент деформации стенки,  $\text{см}^{-1}$ ;

$K_{\text{ст}}$  – коэффициент постели стенки,  $\text{Н/м}^3$ .

$$\beta_{\text{ст}} = \sqrt[4]{\frac{3 \cdot (1 - \nu^2)}{r^2 \cdot t_1^2}}, \quad (5.9.4)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона,

$r$  – радиус резервуара;

$$K_{\text{ст}} = \frac{E \cdot t_1}{r^2}, \quad (5.9.5)$$

где  $E$  – модуль Юнга, принят  $2 \cdot 10^5$  МПа.

Далее определим  $\delta_{11}^{\text{дн}}$ .

$$\delta_{11}^{\text{дн}} = \frac{4\beta_{\text{дн}}^3}{K_{\text{дн}}}, \quad (5.9.6)$$

где  $\beta_{\text{дн}}$  – коэффициент деформации днища,  $\text{см}^{-1}$ ;

$K_{\text{дн}}$  – коэффициент постели днища,  $\text{Н/м}^3$ .

$$\beta_{\text{дн}} = \sqrt[4]{\frac{3 \cdot K_{\text{дн}} \cdot (1 - \nu^2)}{E \cdot t_{\text{опр}}^2}}, \quad (5.9.7)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона,

$K_{\text{дн}}$  – коэффициент постели днища,  $\text{Н/м}^3$ ;

$E$  – модуль Юнга, принят  $2 \cdot 10^5$  МПа;

$t_{\text{окр}}$  – толщина окрайки.

Рассчитаем величины свободных членов канонического уравнения.

$$\Delta_1^{\text{ст}} = \frac{P_{\text{и}} \cdot \beta_{\text{ст}} - P'}{K_{\text{ст}}}, \quad (5.9.8)$$

где  $P'$  – давление на днище с учетом налива нефтепродукта, МПа;

$$P' = \frac{P_{\text{и}} - P_{\text{изб}}}{H_{\text{вз}}}, \quad (5.9.9)$$

$P_{\text{и}}$  – давление на днище, Па.

$$P_{\text{и}} = 1,1 \cdot \rho_{\text{max}} \cdot g \cdot H_{\text{вз}} + 1,2 P_{\text{изб}}, \quad (5.9.10)$$

где  $H_{\text{вз}}$  – высота взлива

$P_{\text{изб}}$  – избыточное давление

Определим значение  $\Delta_1^{\text{дн}}$

$$\Delta_{1\text{р}}^{\text{дн}} = -2 \frac{\beta_{\text{дн}}}{K_{\text{дн}}} \cdot (q \cdot \beta_{\text{дн}} - P_{\text{и}}), \quad (5.9.11)$$

где  $q$  – нагрузка на единицу дуги стенки от собственного веса стенки, покрытия и снега на нем.

$$q = q_{\text{см}} + q_{\text{кр}} + q_{\text{сн}}, \quad (5.9.12)$$

где  $q_{\text{см}}$  – нагрузка на единицу дуги стенки от ее собственного веса, кг/м<sup>3</sup>;

$q_{\text{кр}}$  – нагрузка на единицу дуги стенки от веса покрытия, кг/м<sup>3</sup>;

$q_{\text{сн}}$  – нагрузка на единицу дуги стенки веса снега, кг/м<sup>3</sup>.

$$q_{\text{см}} = \frac{g_{\text{см}} \cdot V \cdot g}{2\pi \cdot r} \quad (5.9.13)$$

где  $g_{\text{см}}$  – масса элементов стенки на единицу объема, кг/м<sup>3</sup>, принимаем равным 13,08 кг/м<sup>3</sup>;

$$q_{\text{кр}} = \frac{g_{\text{кр}} \cdot V \cdot g}{2\pi \cdot r} \quad (5.9.14)$$

где  $m_{\text{кр}}$  – масса элементов покрытия на единицу объема, кг/м<sup>3</sup>, принимаем 5,24 кг/м<sup>3</sup>;

$$q_{\text{сн}} = \frac{S_g \cdot \mu \cdot r}{2} \quad (5.9.15)$$

Таблица 5.6 – Результаты расчётов днища

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Толщина кольцевых окраек	$t_{\text{окр}}$	мм	8
Толщина центральной части днища	$t_{\text{цчд}}$	мм	6
Коэффициент деформации стенки	$\beta_{\text{ст}}$	м <sup>-1</sup>	4,17
Коэффициент постели стенки	$K_{\text{ст}}$	Н/м <sup>3</sup>	22,2
Коэффициент конического уравнения стенки	$\delta_{11}^{\text{ст}}$	Н <sup>-1</sup>	6,5
Коэффициент конического уравнения днища	$\delta_{11}^{\text{дн}}$	Н <sup>-1</sup>	0,25

Окончание таблицы 5.6

Параметры	Обозначение	Единицы измерения	Величина
Коэффициент постели днища	$\beta_{\text{дн}}$	$\text{м}^{-1}$	1,84
Давление на днище	$P_{\text{и}}$	$\text{кН/м}^3$	151
Давление на днище с учётом налива нефтепродукта	$P'$	$\text{кН/м}^3$	9,55
Величина свободных членов канонического уравнения стенки	$\Delta_{\text{Iр}}^{\text{ст}}$	-	-0,0289
Величина свободных членов канонического уравнения днища	$\Delta_{\text{Iр}}^{\text{дн}}$	-	0,0056
Нагрузка на единицу дуги стенки от её собственного веса	$q_{\text{см}}$	$\text{кН/м}$	9,98
Нагрузка на единицу дуги стенки от веса покрытия	$q_{\text{кр}}$	$\text{кН/м}$	3,99
Нагрузка на единицу дуги стенки от веса снега	$q_{\text{сн}}$	$\text{кН/м}$	9,68
Нагрузка на единицу дуги стенки	$q$	$\text{кН/м}$	23,65
Изгибающий момент	$M_0$	$\text{кН}$	2,35

Далее проверим на прочность окрайку днища:

$$\sigma_{\text{окр}} = \frac{4 \cdot M_0}{t_{\text{окр}}^2} \leq \gamma_{\text{кр}} \cdot R_y, \quad (5.9.16)$$

где  $\gamma_{\text{кр}}$  – коэффициент условия работы стенки резервуара в зоне краевого эффекта, принимаем 1,2.

Произведем подстановку:

$$\sigma_{\text{окр}} = \frac{4 \cdot 3,45}{0,01^2} \leq 1,2 \cdot 250 \cdot 10^6,$$

$$138 \cdot 10^6 \leq 300 \cdot 10^6 \text{ Па} - \text{условие выполняется}$$

### **5.10 Расчет резервуара на опрокидывание и определение контурного давления на фундамент**

Заключительным этапом расчетов данного расчета является расчет на опрокидывание. Опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового воздействия, определяются по следующей формуле:

$$M_w = \gamma_n \cdot (M_{ws} + M_{wr}), \quad (5.10.1)$$

где  $M_{ws}$  – опрокидывающий момент от действия ветра на стенку резервуара;  
 $M_{wr}$  – опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара;

$$M_{ws} = F \cdot b, \quad (5.10.2)$$

где  $F$  – сдвигающая сила от действия ветра на стенку, Н;  
 $b$  – координата приложения равнодействующей силы.

$$F = 0,575 \cdot D \cdot W_m \cdot \left(1 - 0,705 \cdot \left(\frac{H_{ct}}{10}\right)^3 + 4,642 \cdot \left(\frac{H_{ct}}{10}\right)^2 + 4,815 \cdot \left(\frac{H_{ct}}{10}\right)\right), \quad (5.10.3)$$

где  $D$  – диаметр резервуара, м;

Координата приложения равнодействующей силы  $b$  зависит от высоты резервуара и определяется по следующей формуле:

$$b = 2,5 + 0,57(H_{ct} - 5), \quad (5.10.4)$$

Далее определяем опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара:

$$M_{вр} = 0,72 \cdot S_r \cdot X_r \cdot W_m, \quad (5.10.5)$$

где  $S_r$  – площадь вертикальной проекции крыши, м<sup>2</sup>;

$X_r$  – расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара, м.

$$S_r = h \cdot r, \quad (5.10.6)$$

где  $h$  – высота образующей крыши, м;

$$h = tg\alpha \cdot r, \quad (5.10.7)$$

где  $\alpha$  – угол между основанием крыши и ее образующей;



$$X_{\Gamma} = X'_{\Gamma} + H_{\text{ст}}, \quad (5.10.8)$$

где  $X'_{\Gamma}$  – расстояние от основания крыши до ее центра тяжести, м;

Таблица 5.7 – результаты расчётов на опрокидывание и определение контурного давления на фундамент

Параметры	Обозначения	Единицы измерения	Величина
Сдвигающая сила от действия ветра на стенку	$F$	кН	75,72
Координата приложения равнодействующей силы	$b$	м	9
Опрокидывающий момент от действия ветра на крышу резервуара	$M_{\text{вр}}$	кН/м	681,48
Высота образующей крыши	$h$	м	3,1
Площадь вертикальной проекции крыши	$S_{\Gamma}$	м <sup>2</sup>	29,42
Расстояние от основания крыши до её центра тяжести	$X'_{\Gamma}$	м	0,72
Расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара	$X_{\Gamma}$	м	17,17
Опрокидывающий момент	$M_{\text{w}}$	кН·м	724
Минимальная асимметричная нагрузка на фундамент	$Q_{\text{min}}$	кН	593,6
Подёмная сила от действия ветра на крышу	$F_{\text{под}}$	кН	77,4

Проверим, нужны ли анкера:

$$M_{\text{w}} \geq (Q_{\text{min}} - F_{\text{под}}) \cdot r \quad (5.10.9)$$

где  $Q_{\min}$  – расчетная минимальная асимметричная нагрузка на фундамент.

$$Q_{\min} = (G_m + 0,95 \cdot G_0 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}} \cdot \pi r^2) \cdot \gamma_n \cdot \quad (5.10.10)$$

Определим подъемную силу от действия ветра на крышу:

$$F_{\text{под}} = 0,72 \pi r^2 \times W_m \cdot \quad (5.10.11)$$

По формуле (10.9):

$$724000 \geq (593,6 \cdot 10^3 - 77,4 \cdot 10^3) \cdot 9,49.$$

Условие не выполняется, поэтому установка анкеров не требуется. Резервуар устойчив к опрокидыванию.

## **6 Патентно-информационный обзор**

### **6.1 Способ ремонта основания стальных резервуаров и виброрейка для его осуществления**

Данный способ основан на патенте RU2626504. Данное изобретение относится к области ремонта и защиты нефтеприслосового оборудования и может найти применение в нефтедобывающей и нефтехимической промышленности.

Задача, решаемая изобретением, заключается в обеспечении качественного ремонта основания и гидроизоляционного слоя стальных резервуаров объемом до  $5000 \text{ м}^3$ , с их подъёмом на высоту не менее 400 мм без применения грузоподъемного оборудования.

Способ ремонта основания РВС с восстановлением гидроизолирующего слоя, при использовании вертикальных ребер жесткости и горизонтальных связей, выполненных из швеллера или двутавровых балок, представлена на плакате 1 графической части.

Данное изобретение направлено на обеспечение сохранности геометрической формы, а также положения внутренней технологической начинки и плотной и ровной поверхности основания в пространстве под днищем резервуара за счёт применения компактной виброрейки [27].

## **6.2 Устройство для ремонта вертикальной стенки стального рулонированного резервуара**

Данный способ основан на патенте RU2553804. Данное изобретение относится к области ремонта и защиты нефтепромыслового оборудования и может найти применение в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности.

Данное изобретение относится к проведению ремонта резервуаров, а более конкретно к устройствам для ремонта вертикальной стенки резервуара стального рулонированного, включающим в себя металлическую опору, и может быть использовано при ремонте резервуаров вертикальных стальных как рулонированных, так и резервуаров, собранных полистовым методом.

Схематичные изображения устройства для ремонта рулонированного РВС представлены на плакате 2 графической части.

Данное изобретение предлагает устройство для ремонта рулонированного РВС, обеспечивающее повышение качества ремонта стенки резервуара за счёт предотвращения возникновения хлопунков в зоне ремонта. Этапы его применения, представленные на плакате 2 графической части, являются примерными, что позволяет добавлять новые варианты или модифицировать описанные. Например, использование этапов выборочно или проведение ремонта на противоположных участках для увеличения скорости [27].

### **6.3 Восстановление антикоррозионного покрытия**

Данный способ основан на патенте РФ №1829445. Данное изобретение относится к области ремонта и защиты нефтепромыслового оборудования и может найти применение в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности.

Задача, решаемая изобретением, заключается в восстановлении антикоррозионного покрытия стальных резервуаров, а более конкретно - предотвращение коррозии металлического материала путем обработки поверхности, подвергающейся опасности коррозии, ингибиторами или добавлением ингибиторов к корродирующим средам.

Способ включает закачку в резервуар вспененного ингибитора коррозии, нанесение на внутреннюю поверхность резервуара ингибиторной пленки, закачку под крышу пенополиуретана с целью герметизации резервуара, смотреть плакат 3 графической части [27].

## **7 Безопасность и экологичность**

Предприятия нефтегазовой отрасли являются опасными производственными промышленными объектами. Уровень рисков взрыво- и пожароопасности связан с высокой аварийностью, вызванной разгерметизацией внутри- и межпромысловых трубопроводов, износом оборудования, нарушением правил техники безопасности.

Специфика отрасли – работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, подверженными взрывам или воспламенению при несоблюдении соответствующих мер безопасности. Несоблюдение мер по безопасной эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли может привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, которые сопровождаются серьезными экономическими потерями, человеческими жертвами, а также наносят

непоправимый вред окружающей среде.

### **7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Технологические ремонты резервуаров должны выполняться в строгом соответствии с требованиями нормативно-технической документации [28].

Работы по ремонту, обслуживанию, техническому диагностированию РВС проводятся на территории резервуарного парка и связаны с различными опасными и вредными производственными факторами:

- движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- токсичность нефтепродуктов и его паров;
- взрывоопасность и пожароопасность;
- загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- выполнение работ на высоте;
- недостаточная освещенность на рабочем месте.

Таблица 7.1 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Использование тяжелой строительной техники	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.

## Окончание таблицы 7.1

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	Опасные
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; Вибрация	Обрушение стенок откосов; Потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; Опасный уровень напряжения в электрической цепи	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; Потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты.
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; Опрокидывание ГПМ; Разрушение металлоконструкций крана.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [29].

### **7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Работы по ремонту резервуара осуществляются как внутри резервуара так и на открытом воздухе.

Особенности труда заключаются в следующем:

- резервуар находится городской черте;
- резервуар предназначен для приема, хранения и отпуска нефти;
- участок производства работ находится в зоне различных коммуникаций (естественные и искусственные препятствия, подземные коммуникации).

При проведении работ возможно выпадение атмосферных осадков. Так как работы будут выполняться в весенне-летний период, температурный режим среднесуточной температуры соответствует 12...18 °С. Все работы осуществляются только в дневное время согласно табельному расписанию рабочего времени, а именно с восьми часов утра и до восьми часов вечера.

Климатический регион расположения объекта – II (III) – Восточная Сибирь. Предлагаемый резервуар находится в городе Боготол Красноярского края.

Климат Красноярского края резко континентальный, для центральных и южных районов края характерен континентальный климат с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

Средняя температура января от -30 до -36 °С. Лето умеренно теплое, средняя температура июля +20 °С. Продолжительность безморозного периода до 120 суток. В среднем в год выпадет 316 мм. осадков, основная часть - летом. Снежный покров устанавливается в начале ноября и сходит к концу марта. Средняя годовая скорость ветра – 3,20 м/с, средняя за январь – 3,45 м/с и средняя в июле – 2,83 м/с [25].

Температура воздуха существенно влияет на состояние организма человека. При температуре наружного воздуха +30 °С и более работоспособность человека значительно падает. Установлено, что у человека существует зависимость комфортных температур окружающей среды от категории тяжести выполняемых работ (легкая, средняя, тяжелая), от периода года и некоторых других параметров микроклимата. Так, для человека, выполняющего легкую работу, комфортная температура летом составляет

23...25 °С, зимой – 22...24 °С; для человека, занимающегося тяжелым физическим трудом – соответственно, 18...20 °С, и 16...18 °С [30].

Отклонения температуры окружающей среды от комфортных значений на  $\pm 2...5$  °С считаются допустимыми, поскольку не оказывают влияния на здоровье человека, а лишь уменьшают производительность его деятельности. Дальнейшие отклонения температуры окружающей среды от допустимых значений сопровождаются тяжелыми воздействиями на организм человека и ухудшением его здоровья (нарушение дыхания, сердечной деятельности).

В летнее время температура воздуха в умеренных широтах с резко-континентальным климатом может достигать 35...40 °С. В связи с этим, применяют следующие действия:

- рядом с рабочей зоной располагаются проветриваемые помещения для персонала с питьевой водой и комнатой отдыха и приема пищи с температурой воздуха до 25 °С;

- на месте проведения работ устанавливаются местные навесы, защищающие от прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

На период проведения ремонта, работающий персонал для проживания располагают в административно-бытовом комплексе, в отапливаемом жилом здании с горячей и холодной водой.

### **7.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Резервуарный парк относится к территории нефтебазы, которая должна быть спланирована в соответствии с нормативными требованиями, иметь автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования.

Для пешеходного движения должны быть устроены асфальтированные и мощеные тротуары шириной не менее 0,75 м.



В целях безопасности пешеходов при переходе рельсовых путей в местах их пересечения с дорогами необходимо устраивать сплошные настилы вровень с головками рельсов, а также защитные барьеры, сигнализацию для предупреждения об опасности.

Наземные трубопроводы в местах пересечения автомобильных дорог и переходов должны быть подвешены на опорах высотой не менее 4,25 м над автомобильными дорогами и переездами и не менее 2,2 м – над переходами [2].

Некоторые факторы санитарно-гигиенических условий труда оказывают неблагоприятное влияние на работника, что снижает работоспособность, ухудшает состояние здоровья и иногда приводит к профессиональным заболеваниям. Особое внимание целесообразно уделять влиянию адаптируемых факторов внешней среды (метеорологическим условиям, шуму, вибрации, освещенности), отрицательное воздействие которых можно в значительной степени уменьшить за счет применения активных средств совершенствования трудового процесса.

Промышленное оборудование, приводимое в действие электрической энергией, включает в себя устройства для обеспечения электробезопасности (например, ограждения, заземление, зануление, изоляция токоведущих частей и т.д.).

Во время работ каждый сотрудник снабжается специальной рабочей одеждой выполненной из искробезопасного материала, получает комплект индивидуальной защиты, состоящий из каски, очков, противогаза, защитного крема для рук, наушников; получает переносную радиостанцию для связи с начальством и между собой.

Основным негативным фактором при выполнении работ является вибрация и шум работающих агрегатов, а также огневые работы. В качестве обеспечения благоприятных условий труда и защиты от воздействия работниками применяются индивидуальные средства защиты от шума, а оборудование снабжено системой виброгашения.

Первичный контроль газовоздушной среды, для оценки качества подготовки объекта к работам должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ.

Воздушная среда должна контролироваться:

- непосредственно перед началом работ;
- после каждого перерыва в работе;
- в течение всего времени выполнения работ с периодичность указанной в наряде-допуске, но не реже чем через каждый час.

Контроль газовоздушной среды может осуществляется с помощью газоанализаторов АМТ-03, АНКАТ-310, АНКАТ-7645.

#### **7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

В период подготовки и проведения в резервуаре ремонтных и огневых работ должны быть прекращены технологические операции по перекачке нефтепродукта в соседних резервуарах, расположенных в одном обваловании на расстоянии менее 40 м.

Для проведения ремонтных и огневых работ внутри резервуара работники допускаются в него только в дневное время суток.

Перед началом ремонтных и огневых работ в резервуаре необходимо отбором проб определить содержание кислорода и паров нефтепродукта в газовом пространстве резервуара.

Допуск работников в резервуар для сбора и удаления остатков нефтепродукта разрешается при выполнении следующих требований:

- содержание паров нефтепродукта не должно превышать значений ПДК;
- содержание кислорода должно быть не менее 20 % (по объему);
- температура воздуха в резервуаре должна быть не выше 35 °С.

Во время работы по удалению остатков нефтепродукта, отложений, загрязнений следует интенсивно вентилировать резервуар и контролировать содержание вредных паров и газов в нем не реже одного раза в час.

Контрольные анализы воздуха проводятся также при перерывах в работе свыше одного часа, при обнаружении признаков поступления паров нефтепродукта в резервуар или изменении метеорологической обстановки.

При увеличении содержания паров нефтепродукта в зоне производства работ по зачистке резервуара выше ПДК работы следует прекратить, а работники должны покинуть опасную зону.

Зачистку резервуара разрешается возобновить только после установления причин увеличения содержания паров нефтепродукта в рабочей зоне и реализации мер по их снижению до уровня, не превышающего ПДК. Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м<sup>3</sup>. Нефть относится к 3 классу опасности [31].

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление.

Для контроля концентрации паров топлива используется датчик-газоанализатор стационарный ДГС ЭРИС-210ИК

Во время производства работ у резервуара должны дежурить не менее двух работников для оказания, в случае необходимости, помощи работнику, находящемуся в резервуаре.

При работе внутри резервуара одновременно двух человек воздухозаборные шланги и страхующие канаты (сигнально-спасательные веревки) должны находиться в диаметрально противоположных люках. При этом необходимо исключить взаимное перекрещивание и перегибание шлангов как снаружи, так и внутри резервуара.

## 7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Резервуар вертикальный стальной объемом 5000 м<sup>3</sup> для приема, хранения и транспортировки нефти относится к 3 классу опасности [32].

Источниками возникновения пожара являются:

- возгорание нефти и нефтяных паров от поверхностей, нагретых до высокой температуры;
- молнии;
- скопившееся статическое электричество;
- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- открытые огневые работы (сварка, резка, шлифовка, припайка);
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор (курение, разведение огня, нарушение техники безопасности и т.п.)

Нефть является легковоспламеняющейся жидкостью (ЛВЖ) 3 класса опасности. Пары нефти относятся к группе взрывоопасной смеси Т2 и к категории взрывоопасности смеси IIА. Температура вспышки нефти составляет 170 °С. Концентрационные пределы распространения пламени: 2 % (нижний) и 10 % (верхний). Предельно допустимая взрывоопасная концентрация составляет 2,1 г/м<sup>3</sup> [31].

Запрещается выполнять производственные операции на оборудовании, установках и станках с неисправностями, что может привести к загораниям и пожарам, а также при отключении КИП, по которым определяются заданные режимы температуры, давления, концентрации горючих газов, паров и другие технологические параметры.

В зоне проведения работ имеются установленные стационарные газоанализаторы, передающие показания на монитор в операторную. В случае превышения допустимой загазованности возникает звуковой и световой сигналы, информирующие о том, что необходимо надеть противогазы и

покинуть зону проведения работ. Помимо стационарных газоанализаторов, предусмотренных месторождением, работники должны производить изменение концентраций в воздушной среде с помощью переносного газоанализатора.

На месте проведения монтажных работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые или углекислотные – 10 штук;
- кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2х2 м – 2 штуки;
- ведра, лопаты, топоры, ломы.

Каждая единица техники, сварочные агрегаты, насосы, задействованные в производстве ремонтных работ, должны быть обеспечены заземлением, не менее чем двумя порошковыми или углекислотными огнетушителями.

Не допускается замазученность производственной территории и оборудования, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусором и отходами производства.

При проведении монтажных работ следует осуществить проезд шириной не менее 3,5 метра для движения пожарных машин, а также устраивать мостки через траншеи и обвалование.

Спецодежду рабочих необходимо своевременно стирать и ремонтировать. Администрацией предприятия для каждого цеха (производственной операции) должен быть установлен четкий порядок замены промасленной спецодежды чистой (периодичность стирки, обезжиривания, ремонта и т.п.).

## **7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Возможными аварийными ситуациями при монтаже системы обнаружения утечек являются:

- разлив нефти при опорожнении резервуара, который приведет к загрязнению почвы, а при попадании нефти в грунтовые воды – загрязнению водоемов близ лежащих рек;

- возгорание нефти, нефтепродуктов или их паров, который приведет к загрязнению воздуха продуктами горения;
- разрушение свайного основания резервуара, приводящий к возможности обрушения РВС;
- нарушение целостности стенки и днища резервуара.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в резервуар молнии;
- лесные пожары.

Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте.

Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от территории резервуарного парка.

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

На случай возникновения чрезвычайной ситуации все рабочие обеспечены индивидуальными средствами защиты (противогазы, каска, спецодежда и др.).

Источниками образования вторичных факторов поражения на территории установки подготовки нефти являются:

- емкости дренажные;
- материальный склад;
- трубопроводы с нефтью;
- склады горючесмазочных и легковоспламеняющихся материалов

– блок дозирования реагента.

Для связи с населенными пунктами установка оборудована автономной системой аварийной связи и оповещения, обеспечивающей оперативное информирование о возможной опасности, имеется мобильная связь, интернет.

Каждый сотрудник установки обеспечен радиотелефонной связью с диспетчерским пунктом и руководством участка и цеха опасного объекта.

Тепло-, водо- и электроснабжение осуществляется собственными силами резервуарного парка.

## **7.7 Экологичность проекта**

Попадание нефти и нефтепродуктов в окружающую среду (воздух, воду и почву) вызывает изменение физических, химических и биологических свойств и характеристик природной среды обитания.

Нефть и нефтепродукты рассеиваются в окружающей среде повсеместно, так как они широко используются в хозяйственной деятельности человека. Основные источники загрязнения воздуха, воды и почвы – разливы нефти и нефтепродуктов, сточные воды и газообразные выбросы нефтеперегонных заводов и сжигание попутного нефтяного газа, нефтесодержащие отходы и т.д.

Причины загрязнения атмосферного воздуха:

- аварии и пожары на нефтехранилищах и нефтеперегонных заводах;
- выбросы предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности;
- выбросы от двигателей внутреннего сгорания автомобилей;
- сжигание отходов и др.

Причины загрязнения природных вод, почвы, грунта, донных отложений и осадков:

- разливы нефти и нефтепродуктов в результате аварий трубопроводов и резервуаров;
- сточные воды, технические воды, выбросы нефтеперегонных и

нефтехимических заводов;

– промышленные отходы, бытовой мусор, опасные отходы на химических свалках и др.

Газовая обвязка резервуаров – это система газопроводов, соединяющая газовые пространства резервуаров с газосборником. Газосборник является буферной емкостью, в которую при «малых дыханиях» в дневное время поступают из резервуаров лишние пары нефтепродуктов, а в ночное время возвращаются в резервуары. Применение газовой обвязки резервуаров в комплексе с газосборником позволяет полностью исключить потери от испарения при малых дыханиях. Необходимый объем газосборника будет зависеть от количества резервуаров, их площади испарения и перепада температуры в течение суток. При недостаточном объеме газосборника при достижении критического давления возможен сброс газа в атмосферу или, наоборот, поступление атмосферного воздуха в газовую обвязку через предохранительные дыхательные клапана, совмещенные с огневыми предохранителями, установленные на газовой линии резервуаров и непосредственно на газосборнике. Дыхательная аппаратура также устанавливается на каждом резервуаре, на случай отключения какого-либо резервуара от газовой системы и перевода работы на автономный режим.

Кроме того, каждый резервуар подключается к газовой обвязке через огневой предохранитель для предупреждения распространения в резервуар пожара, возникшего в газовой линии, или, наоборот, в резервуаре.

Газовая обвязка позволяет также частично сократить потери при «больших дыханиях» за счет перетекания паров из одного резервуара в другой и выравнивания давления в их газовых пространствах.

Во всех технологических процессах переработки нефти образуются сточные воды различного состава. Для очистки сточных вод применяют следующие методы очистки:

– механическая очистка (от взвешенных – в виде суспензий и эмульсий – веществ);



– физико-химическая очистка (от коллоидно-дисперсных и истинно растворенных примесей);

– химическая очистка (от истинно растворенных примесей);

– биологическая очистка (от органических веществ).

Для предотвращения и своевременной ликвидации попадания нефти в грунт используют различные системы обнаружения утечек.

## 8 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта определим затраты на проведение ремонта резервуара РВС-5000 на основе патента RU2626504 и строительства нового РВС, а также выполним сравнительный анализ [33].

Работы по ремонту резервуара включают:

- демонтаж железобетонных конструкций;
- демонтаж металлических конструкций;
- демонтаж технологического оборудования;
- монтаж металлических конструкций усиления резервуара;
- устройство основания резервуара.

### 8.1 Состав рабочих по специальностям

Для производства вышеперечисленных монтажных работ необходимы бригады рабочих, определяемые по производственным процессам. Состав бригад, необходимых при ремонте резервуара, представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Состав рабочих по специальностям на проведение ремонта резервуара РВС-5000

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Количество человек в одной бригаде
Машинист автокрана	1
Водитель автомобиля	1
Стропальщик	2
Электросварщик ручной сварки	1
Электросварщик автоматической и полуавтоматической сварки	1
Газосварщик	1
Машинист бетононасоса	1
Слесарь строительный	1

## Окончание таблицы 8.1

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Количество человек в одной бригаде
Плотник	1
Арматурщик	1
Бетонщик	2
Изолировщик на гидроизоляции	2
Машинист автогидроподъемника	1
Машинист компрессорной установки	1
Монтажник конструкций	2
ИТР	3
Итого	22

Таким образом, на проведение работ по ремонту резервуара РВС-5000 необходимо 22 человека.

## 8.2 Потребность в основных строительных машинах и механизмах

Потребность в основных строительных машинах и механизмах с распределением по технологическим процессам определена на основании фактических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и механизмов и приведена в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах на ремонт резервуара РВС-5000

Наименование	Кол-во машин в одной бригаде, шт.	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источники цен
Кран на автомобильном ходу КС-3577	1	1400	44800	<a href="http://tech4stroy.ru">http://tech4stroy.ru</a>

Продолжение таблицы 8.2

Наименование	Кол-во машин в одной бригаде, шт.	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источни к цен
Автомобиль самосвал КамАЗ-5511	1	1100	35200	<a href="http://te&lt;h4&gt;stroy.ru">http://te h4stroy.r u</a>
Автомобиль бортовой КамАЗ-43118	1	1250	40000	<a href="http://te&lt;h4&gt;stroy.ru">http://te h4stroy.r u</a>
Станок для гибки арматурной стали С- 146А	1	-	-	-
Станок для резки арматурной стали С- 370	1	-	-	-
Агрегат сварочный АДД-4004	1	-	-	-
Виброрейка патент RU2626504	1	-	-	-
Автобетоносмеситель 58062 на базе КамАЗ - 43253	1	1800	86400	<a href="http://te&lt;h4&gt;stroy.ru">http://te h4stroy.r u</a>
Газосварочный агрегат с набором горелок ГВР-1.25	1	-	-	-
Домкрат Bygging- Uddemann АВ 2510- 35-D	12	-	-	-
Машинка углошлифовальная	1	-	-	-
Автогидроподъемник АГП-22	1	2100	33600	<a href="http://te&lt;h4&gt;stroy.ru">http://te h4stroy.r u</a>

## Окончание таблицы 8.2

Наименование	Кол-во машин в одной бригаде, шт.	Цена аренды за час, руб	Стоимость аренды на весь срок работ, руб.	Источни к цен
Газосварочный агрегат с набором горелок ГВР-1.25	1	-	-	-
Машинка углошлифовальная	1	-	-	-
Окрасочный агрегат Финиш-211	1	-	-	-
Лебедка	1	-	-	-
Лаборатория контроля изоляции ЛИП-2	1	-	-	-

Итого для ремонта резервуара необходимо 28 единиц техники и оборудования. Стоимость аренды техники на весь срок работ составит 240000 руб.

### 8.3 Потребность в основных строительных материалах

Объем и количество материала необходимого для ремонта резервуара, а также затраты на материалы представлены в таблице в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Объем и количество материалов необходимого для ремонта резервуара

Наименование материала	Количество, т	Стоимость, руб	Источник цен
Песок для строительных работ ГОСТ 8736-2014 [34]	9,6м <sup>3</sup>	5976	<a href="https://zabor.bz/">https://zabor.bz/</a>

## Окончание таблицы 8.3

Наименование материала	Количество, т	Стоимость, руб	Источник цен
Щебень для строительных работ ГОСТ 8267-93 [35]	7,2м <sup>2</sup>	4997	<a href="https://zabor.bz/">https://zabor.bz/</a>
Прокат арматурный ø10мм ГОСТ 34028-2016 [36]	0,3т	17145	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>
Швеллеры стальные горячекатаные №16У ГОСТ 8240-97 [37]	4,9т	230300	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>
Двутавры стальные горячекатаные №18 ГОСТ Р 57837-2017 [38]	0,4т	39560	<a href="https://krasnoyarsk.tiu.ru/">https://krasnoyarsk.tiu.ru/</a>
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные ø108х6мм ГОСТ 8732-78 [39]	0,05т	2500	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>
Трубы стальные бесшовные горячедеформированные ø89х6мм ГОСТ 8732-78 [40]	0,04т	1960	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>
Прокат листовой горячекатаный ГОСТ 19903-2015 [41]	0,7т	50715	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>
Бетон тяжелый В20 ГОСТ 26633-2015 [42]	2000м <sup>3</sup>	3446000	<a href="https://zabor.bz/">https://zabor.bz/</a>
Мастика полиуретановая ГОСТ 25621-83 [43]	0,1т	31500	<a href="https://krasnoyarsk.pulscen.ru/">https://krasnoyarsk.pulscen.ru/</a>

Итого затраты на строительные материалы составят 3830653 руб.

#### 8.4 Стоимость монтажных и демонтажных работ

Виды и стоимость работ, производимых по демонтажу конструкций резервуара РВС-5000, представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Виды и стоимость демонтажных работ

Наименование работ	Стоимость работ, руб
Демонтаж бетонных и железобетонных конструкций	76 400
Демонтаж металлических конструкций	28 000
Демонтаж патрубков и люков на стенке и крыше резервуара	33 000
Итого	137 400

Виды и стоимость монтажных работ, проводимых при ремонте резервуара РВС-5000, представлены в таблице 7.5.

Таблица 8.5 – Виды и стоимость монтажных работ при ремонте резервуара РВС-5000

Наименование работ	Стоимость работ, руб
Монтаж металлических конструкций усиления	378 000
Устройство основания резервуара	2 584 000
Устройство гидроизолирующих приспособлений	490 000
Устройство бетонной отмостки	84 200
Монтаж патрубков и люков на стенке и крыше резервуара	105 800
Итого	3 642 000

## 8.5 Затраты на оплату труда

Затраты на оплату труда определяются исходя из размера тарифной ставки за час работы, разряда рабочего, районного коэффициента, северной надбавки. Информация об оплате представлена на сайтах [jobsora.com](http://jobsora.com), [domkadrov.ru](http://domkadrov.ru), [indeed.com](http://indeed.com). Расчет затрат на оплату труда приведен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Расчет затрат на оплату труда

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Количество человек в одной бригаде	Тарифная ставка р/ч	Норма времени по проведению мероприятий, ч	Сев. надбавка 30%	Районный коэф. 30%	Заработная плата
Машинист автокрана	1	506	32	151,8	151,8	25 907,2
Водитель автомобиля	2	506	32	151,8	151,8	25 907,2
Стропальщик	2	417	32	125,1	125,1	42 700,8
Электросварщик ручной сварки	1	893	48	267,9	267,9	68 582,4
Электросварщик автоматической и полуавтоматической сварки	1	892,9	16	267,87	267,87	22 858,24
Газосварщик	1	893	48	267,9	267,9	68 582,4
Машинист бетононасоса	1	417	48	125,1	125,1	32 025,6
Слесарь строительный	1	417	48	125,1	125,1	32 025,6



Продолжение таблицы 8.6

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Количество человек в одной бригаде	Тарифная ставка р/ч	Норма времени по проведению мероприятий, ч	Сев. надбавка 30%	Районный коэф. 30%	Заработная плата
Плотник	1	517,9	16	155,37	155,37	13 258,24
Арматурщик	1	446,43	32	133,93	133,93	22 857,25
Бетонщик	2	476,2	48	142,86	142,86	73 144,32
Изолировщик на гидроизоляции	2	476,2	48	142,86	142,86	73 144,32
Машинист автогидроподъемника	1	506	16	151,8	151,8	12 953,6
Машинист компрессорной установки	1	417	48	125,1	125,1	32 025,6
Монтажник конструкций	2	595	48	178,5	1785,5	91 392,0
ИТР	3	714,3	56	214,3	214,3	192 007,2
Итого	51					2 336 969,97

Таблица 8.7 – Налоги с ФОТ рабочих

Показатель	Процент от ФОТ	Сумма затрат, руб.
Страховой взнос в ПФР	22%	514 133,39
Страховой взнос в ФСС	2,9%	67 772,12
Страховой взнос в ФФОМС	5,1%	119 185,46
Страховой взнос на страхование от несчастных случаев	0,9%	21 032,72
Итого		722 123,69

## 8.6 Сравнительный анализ

Полные затраты на ремонт резервуара РВС-5000 представлены в таблице 8.8

Таблица 8.8 – Полные затраты на ремонт резервуара РВС-5000

Показатели	Стоимость работ, руб
Затраты на строительные материалы	3 830 653,0
Стоимость демонтажных работ	137 400,0
Стоимость монтажных работ	3 642 000,0
Затраты на аренду строительной техники	240 000,0
Фонд оплаты труда	2 336 969,97
Налоги	722 123,69
Итого	10 909 146,66

В ценах 2021г минимальная стоимость сооружения нового стального цилиндрического резервуара объемом 5000м<sup>3</sup> с учетом транспортных расходов и расходов на шеф-монтаж составит 49 648 800 с учетом НДС [<http://www.metalloprokat-kras.ru>].

Характеристика вновь сооружаемого РВС-5000 представлена в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Характеристики нового РВС-5000

Резервуары вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов					
Тип РВС	Диаметр, мм	Высота стенки, мм	Масса, т	Кол-во рулонов, шт	Цена, руб., с НДС
5000	20920	15000	120,0	2	49 648 800,0

$$100 - \frac{10909146,666 \cdot 100}{49648800} = 78\%$$

Стоимость ремонта на 78% меньше стоимости сооружения нового резервуара.

На основе полученных данных делаем вывод - с учетом дальнейшей эксплуатации не менее 10 лет, экономически более выгодно и целесообразно произвести восстановительно-ремонтные работы резервуара.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе данной работы были рассмотрены причины снижения эксплуатационной надёжности резервуара. Разобран процесс планово-предупредительного ремонта. Произведён анализ современных методов ремонта.

Были сделаны расчеты на прочность и устойчивость стенки, расчет сейсмостойкости резервуара, расчет нагрузок на основание резервуара. Решены конструктивно и подтверждены расчетами задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности и безопасности условий труда, рассчитаны затраты на реконструкцию резервуара и возможные затраты на строительство нового

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ППУ – пенополиуретан;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- ПДК – предельно допустимые концентрации;
- ГЗП – газ закрытых пор;
- ГПМ – грузоподъёмная машина;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- ТД – техническое диагностирование;
- ТС – техническое состояние;
- ТР – текущий ремонт;
- КР – капитальный ремонт;
- ТЗ – техническое заключение;
- ПР – подготовительные работы.

## СПИСКИ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Аварии резервуаров и способы их предупреждения : науч. издание / В. Б. Галеев [ и др.]. – Уфа, 2004. – 164 с.

2 Тарасенко, А. А. Разработка основ методов ремонта вертикальных стальных резервуаров : дис. ... д-ра тех. Наук : 05. 15. 13. / Тарасенко Александр Алексеевич. –Тюмень, 1999. – 41 с.

3 СА-03-008 – 08 Резервуары вертикальные стальные сварные для нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование и анализ безопасности. Методические указания. – Введ 19. 05. 06. – Москва : Ростехэкспертиза, 2009. – 288 с.

4 РД 08 08-95 – 95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – Введ. 01. 09. 95. – Москва : Госгортехнадзор России, 1995. – 286 с.

5 Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов. – Введ. 28. 01. 04. – Москва : Госгортехнадзор, 2004. – 87 с.

6 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – Введ 26. 12. 86. – Москва : Государственный комитет СССР по обеспечению нефтепродуктами, 1988. – 327 с.

7 ГОСТ 12.1.005 – 88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01. 01. 89. – Москва : Министерство здравоохранения СССР, 1989. – 52 с.

8 Резервуары и технологическое оборудование [Электронный ресурс] // Газовик Нефть. – Режим доступа: [https://gazovik-neft.ru/directory/info/rd\\_rezer/06.html](https://gazovik-neft.ru/directory/info/rd_rezer/06.html)

9 РД 34.23.601 – 96 Рекомендации по ремонту и безопасной эксплуатации металлических и железобетонных резервуаров для хранения мазута. – Введ. 15. 07. 98. – Москва Рао «ЕЭС России», 1998. – 16 с.

10 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – 26. 12. 86. – Москва : Недра, 1988 – 178 с.

11 ГОСТ 380 – 2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. – Введ. 1. 07. 08. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 13 с.

12 ГОСТ 7502 – 98 Рулетки измерительные металлические. Технические условия. – Введ. 01. 07.00. – Москва : Стандартиформ, 2006. – 8 с.

13 ГОСТ 5264 – 80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. – Введ. 01. 07. 81. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 35 с.

14 Карты ремонта стальных вертикальных цилиндрических резервуаров [Электронный ресурс] // НефтеХимМонтаж Проектирование и строительство. – Режим доступа: [https://gazovik-proekt.ru/cat/articles2/pravila\\_teh\\_exp\\_reservuarov/4\\_2\\_karty\\_remonta\\_dnisch/](https://gazovik-proekt.ru/cat/articles2/pravila_teh_exp_reservuarov/4_2_karty_remonta_dnisch/)

15 ГОСТ 8713 – 79 Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. – Введ. 01. 01. 84. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 40 с.

16 ГОСТ 14760 – 69 Клеи. Метод определения прочности при отрыве. – Введ. 01. 01. 70. – Москва : Издательство стандартов, 1988. – 6 с.

17 Оборудование, механизмы и материал для проведения капитального ремонта [Электронный ресурс] // НефтеХимМонтаж. – Режим доступа: [https://gazovik-proekt.ru/cat/articles2/pravila\\_teh\\_exp\\_reservuarov/3\\_3\\_dlya\\_kapremonta/](https://gazovik-proekt.ru/cat/articles2/pravila_teh_exp_reservuarov/3_3_dlya_kapremonta/)

18 ГОСТ 12.3.009 – 76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Введ. 01. 07. 77. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

19 ГОСТ 12.3.020 – 80 Система стандартов безопасности труда. Процессы перемещения грузов на предприятиях, общие требования безопасности. – Введ. 01. 07. 81. – Москва ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.

20 ГОСТ 380 – 2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. – Введ. 1. 07. 08. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 13 с.

21 СТО 0048 – 2005 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для хранения жидких продуктов. Правила проектирования. – Введ. 20. 05. 05. – Москва : ОАО «ПИ Нефтеспецстройпроект», 2005. – 88с .

22 ГОСТ 23118 – 2019 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия. – Введ. 01. 01. 21. – Москва : Стандартинформ, 2020. – 36 с.

23 РД 03-380 – 00 Инструкция по обеспечению шаровых резервуаров и газгольдеров для хранения сжиженных газов под давлением. – Введ. 01. 01. 02. – Москва : ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзо России», 2001. – 76 с.

24 ГОСТ 7512 – 82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод. – Введ. 01. 04. 08. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 82 с.

25 СНиП 23-01 – 99 Строительная климатология. – Введ. 01. 01. 00. – Москва : Косстрой России, 2003. – 71 с.

26 ГОСТ 52.910 – 2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия. – Введ. 01. 07. 10. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 53 с.

27 Патентный поиск, поиск патентов и изобретений РФ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/>.

28. Правила технической эксплуатации резервуаров. – Введ 26. 12. 86. – Москва : ОАО «АК Транснефть», 2004. – 114 с.

29. Классификация видов экономической деятельности по классам профессионального риска : приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 30. 12. 2016. № 851н. – Москва : Минюст России, 2017. – 110с.

30. ГОСТ Р 22.0.02 – 2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – Введ. 01. 05. 19. – Москва Стандартинформ, 2019. – 8 с.



31 ГОСТ 12.0.003 – 74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ 01. 01. 76. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 6 с.

32. СанПиН 2.2.3.1384 – 03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ. – Введ. 01. 01. 21. – Москва : Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 38 с.

33 Шадрина, И. В. Эффективность, экономика сервисных услуг и основы предпринимательства. – Красноярск: ИПК СФУ, 2009г. – 24с.

34 ГОСТ 8736 – 2014 Песок для строительных работ. – Введ. 01. 04. 2015. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 11 с.

35 ГОСТ 8267 – 96 Щебень и гравий из плотных горных пород для строительных работ. – Введ. 01. 01. 95. – Москва : Стандартиформ, 2018. – 14 с.

36 ГОСТ 34028 – 2016 Прокат арматурный для железобетонных конструкций. – Введ. 01. 01. 19. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 42 с.

37 ГОСТ 8240 – 97 Швеллеры стальные горячекатаные. – Введ. 01. 01. 02. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 21 с.

38 ГОСТ Р 57837 – 2017 Двутавры стальные горячекатаные с параллельными гранями полок. – Введ. 01. 05. 18. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 32 с.

39 ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. – Введ. 01. 01. 79. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 11 с.

40 ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. – Введ. 01. 01. 79. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2004. – 11 с.

41 ГОСТ 19903 – 2015 Прокат листовой горячекатаный. – Введ. 07. 04. 16. – Москва : Стандартиформ, 2016. – 15 с.

42 ГОСТ 26633 – 2015 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия. – Введ. 01. 09. 16. – Москва : Стандартиформ, 2019. – 15 с.

43 ГОСТ 25621 – 83 Материалы и изделия полимерные строительные герметизирующие и уплотняющие. Классификация и общие технические требования. – Введ. 01. 07. 83. – Москва : Издательство стандартов, 1984. – 10 с.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А. Н. Сокольников

« 15 » июня 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология ремонта резервуаров типа РВС

Руководитель 

15.06.21

Старший преподаватель Р. Н. Шакиров

Выпускник 

27.06.21

В. В. Курбетьев

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Техническое перевооружение установки подготовки нефти на месторождении»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И. В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е. В. Мусияченко

Нормоконтролер



О. Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка ремонтпригодности стального вертикального резервуара по результатам технического диагностирования» содержит 106 страниц текстового документа, 43 использованных источников, 6 листов графического материала, из них – 1 в виде чертежей и 5 – в виде плакатов.

Объект исследования – Резервуар вертикальный стальной – 5000.

Цель работы – рассмотреть всю цепочку по ремонтно-восстановительным работам.

В основной части были представлены причины снижения эксплуатационной надёжности резервуара, разобран процесс планово-предупредительного ремонта резервуара и рассмотрены современные методы ремонта резервуара.

В расчётной части была выполнена проверка на прочность и устойчивость стенки и расчёт основания фундамента резервуара.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» рассмотрены вопросы охраны труда и техники безопасности, анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов, обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности и экологичность проекта.

В экономической части проекта представлен сравнительный анализ стоимости ремонта РВС-5000 и стоимости сооружения нового резервуара.

Графическая часть проекта содержит чертёж технологической схемы ПНПС с узлом налива, карты, плакат с картами ремонта днищ стальных вертикальных цилиндрических резервуаров, патентно-информационный обзор методов ремонта и экономическую часть.