

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

« » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция резервуарного парка

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник

А.А. Нечепуренко

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Реконструкция резервуарного парка»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция резервуарного парка» содержит 80 страниц текстового документа, 40 использованных источников, 5 листов графического материала.

УСТАНОВКА ПЕРЕМЕШИВАЮЩЕГО СТРУЙНОЭЖЕКТОРНОГО УСТРОЙСТВА, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК, ТОВАРНАЯ НЕФТЬ, ДОННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ.

Объект ВКР: резервуар вертикальный стальной (РВС)

Целью выпускной квалификационной работы является установка высокотехнологичного струйноэжекторного перемешивающего устройства.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

- 1 Изучить сведения о проектируемом объекте.
- 2 Рассмотреть способы очистки резервуаров.
- 3 Монтаж струйноэжекторного перемешивающего устройства.
- 4 Произвести расчеты параметров резервуара.

В разделе «Безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.

В экономической части работы рассчитаны единовременные затраты на реализацию проекта и годовые эксплуатационные затраты.

Обоснованием для реконструкции резервуарного парка является установка перемешивающего струйноэжекторного устройства на резервуар РВС.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть	8
1 Общая характеристика резервуарного парка	8
1.1 Разновидности резервуаров	9
1.2 Конструктивные особенности вертикальных резервуаров.	13
2 Обоснование внедрения устройства в оборудования резервуара	18
3 Анализ способов очистки и внедряемого оборудования	20
3.1 Зачистка резервуаров ручным способом.	20
3.2 Очистка резервуаров гидромеханическим методом.	21
3.3 Очистка резервуаров с помощью микроорганизмов.....	23
3.4 Разжижение и перемешивание осадков с помощью теплоносителя.	24
3.5 Способы предотвращения образования и накопления отложений в резервуарах.	25
3.6 Взвешивание твердых частиц с помощью перемешивающих струйноэжекторных устройств.	29
3.7 Обоснование выбора конструкции.....	30
4 Расчетная часть.....	31
4.1 Определение геометрических параметров резервуара	31
4.2 Расчет уровней разлива	33
4.3 Расчет объемов	36
4.4 Расчет системы размыва парафинового осадка в резервуарах	40
5 Монтаж, ремонт, техническая эксплуатация.....	49
5.1 Монтаж вертикальных цилиндрических резервуаров	49
5.2 Монтаж крыши и понтона.....	50
5.3 Монтаж перемешивающего струйноэжекторного устройства.....	52
6 Безопасность и экологичность	54
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	54

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	56
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	57
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	58
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	59
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ...	61
6.7 Экологичность проекта	62
7 Экономическая часть	64
7.1 Расчет капиталовложений	64
7.2 Подготовительные работы	65
7.3 Зачистка резервуаров	65
7.4 Приобретение покупных изделий	66
7.5 Затраты монтаж	66
7.6 Расчет затрат на электроэнергию	68
7.7 Расчет амортизации	69
7.8 Затраты на заработную плату	70
7.9 Затраты на вспомогательные материалы для монтажа	72
Заключение	74
Список использованных источников	75

ВВЕДЕНИЕ

Реконструкция резервуарного парка представляет собой замену устаревшего оборудования новым, более усовершенствованным и высокотехнологичным. К работам по техническому перевооружению относится расширение вертикальных и горизонтальных стальных резервуаров РВС, ГРС, РГСП. Объемы производства растут, соответственно растет и объем хранимых жидкостей. Для этого необходимо расширение резервуарного парка НПС и нефтебаз.

Сегодня на многих предприятиях есть возможность провести реконструкцию резервуарного парка без вывода из эксплуатации и остановки производства, что очень сильно экономит средства предприятия. Естественно, что работы по реконструкции парка резервуаров проходят согласно ППР – проекту производства работ. Реконструкция должна быть полностью экономически обоснована и выгодна для предприятия. Возможна не только закупка новых емкостей, но и расширение имеющихся за счет увеличения их объема.

Стальные цилиндрические резервуары являются распространенным и зарекомендовавшим себя видом хранилищ для нефти и нефтепродуктов.

Основными критериями при выборе типа и конструктивного исполнения резервуаров для нефти и нефтепродуктов являются характеристики хранимой нефти и нефтепродуктов (давление насыщенных паров, содержание серы и сероводорода, плотность), технологическое назначение резервуара (технологические емкости, резервуары-сборники, системы сброса волны давления).

При проектировании резервуара выбирается материал листовых конструкций, из которых в последующем производится сборка поясов обечайки резервуара, обечайка резервуара проверяется на устойчивость и прочность, на опрокидывание. Производится расчет настила крыши, монтаж и сварка щитов конической крыши с центральной стойкой. Затем

производится подбор оборудования по конструктивным соображениям, так чтобы все сливо-наливные операции при технологических процессах производились с наименьшим количеством времени, необходимо подобрать дыхательную аппаратуру таким образом, чтобы поддерживать нормальное давление рабочей среды в технологической емкости.

В процессе эксплуатации, со временем на днище резервуаров образуется осадок, который уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Очистка резервуаров от отложений является тяжелым, вредным, дорогостоящим и опасным процессом. Даже самый прогрессивный метод зачистки – химико-механизированный, предусматривает применение ручного труда и нахождение людей в загазованной зоне внутри резервуара. Далее рассмотрим существующие способы очистки дна резервуара от донных отложений.

Предлагается реконструкция резервуара с установкой в него высокотехнологичного перемешивающего струйноэжекторного устройства.

Объект ВКР: резервуар вертикальный стальной (РВС)

Целью выпускной квалификационной работы является установка высокотехнологичного струйноэжекторного перемешивающего устройства.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

- 1 Изучить сведения о проектируемом объекте.
- 2 Рассмотреть способы очистки резервуаров.
- 3 Монтаж струйноэжекторного перемешивающего устройства.
- 4 Произвести расчеты параметров резервуара.

Обоснованием для реконструкции резервуарного парка является установка перемешивающего струйноэжекторного устройства (УПС), предназначенного для перемешивания жидких и высоковязких сред в больших объёмах, обеспечения постоянной гомогенности и однородности смеси в резервуаре.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Общая характеристика резервуарного парка

Резервуарный парк – это группа резервуаров разных типов или однотипных резервуаров. Резервуарный парк применяется для оперативного учета нефти по приему, хранению, откачке. Проектируют резервуарные парки в соответствии с Российскими и Международными Стандартами Качества ASME.

По назначению резервуарные парки можно разделить на следующие виды:

- товарно-сырьевые базы для хранения нефтепродуктов и нефти;
- резервуарные парки перекачивающих станций нефти;
- резервуарные парки хранения нефтепродуктов различных объектов.

Эксплуатация резервуаров и резервуарных парков – это совокупность процессов по хранению, приему и сдачи нефти, приемке в эксплуатацию и испытанию, его ремонту, техническому обслуживанию и диагностированию. Основные виды работ в процессе эксплуатации резервуарных парков и резервуаров являются:

- градуировка и определение вместимости резервуаров;
- текущий ремонт и техническое обслуживание резервуарных парков и их резервуаров по отдельности;
- оперативное технологическое обслуживание резервуарных парков и резервуаров;
- поддержание катаре резервуарного парка;
- техническое диагностирование резервуаров;
- реконструкция резервуаров.

От назначения станции зависит вместимость резервуарных парков. Так, резервуарные парки головных станций необходимо проектировать таким образом, чтобы обеспечить бесперебойную работу нефтепродуктопровода,

оптимальный запас (объема партии) отдельных нефтепродуктов, обеспечить прием нефтепродуктов по разным сортам (при последовательной перекачке).

Для защиты грунта от попадания в него нефти и нефтепродуктов, при случайных утечках и разливе, под резервуаром и каре в толще песчаные подушки должен быть сделан противofильтрационный экран из высокопрочного полиэтилена LDPE или HDPE, толщиной 1...2 мм, которое удерживает пролитую нефть. Также полимерную плёнку можно закладывать и по всей площади резервуарного парка.

1.1 Разновидности резервуаров

Хранение нефти и нефтепродуктов происходит в специальных парках в основном на нефтепромысле или у магистральных нефтепроводов. Значение суммарного объема в резервуарах напрямую зависит от объема перекачивания нефти, интенсивности добычи ископаемого, географическое положение и назначение объектов промышленности. Объем рассчитывается по отдельности на каждый определенный вид нефтепродукта и по его обороту за год. Далее емкость резервуаров утверждают по различными государственными нормативами.

При этом бункеры в зависимости от различных факторов могут быть нескольких видов: наземными, когда весь резервуар находится на поверхности земли; полуподземными, когда основная часть цистерны находится в земле, а наружу выходит только горловина; полностью подземными, предназначенными для более долгого хранения и экономии свободного места; подводными, требующими повышенного внимания.

На рисунке 1 схематично представлены перечисленные классификации.

На данный момент наибольшее распространение получили наземные вертикальные конструкции из стали иногда пластиковые, либо бетонно-металлические резервуары.

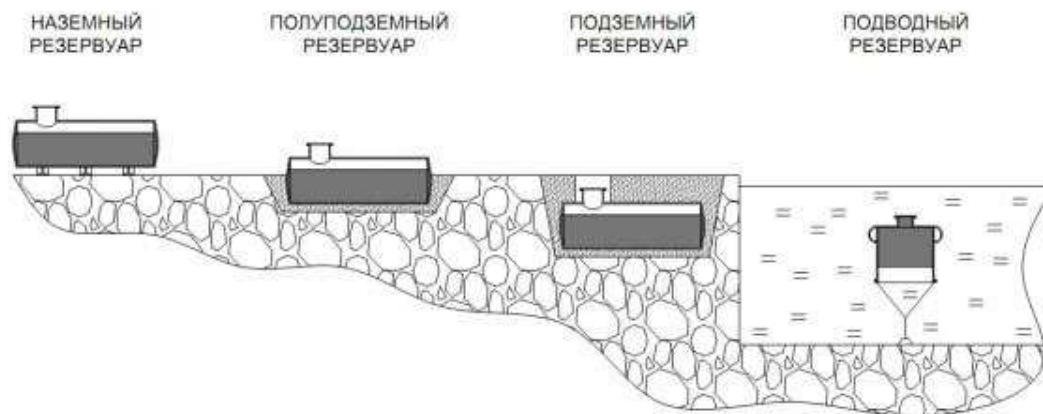


Рисунок 1 – Классификация резервуаров по расположению

Эти резервуары различают по своей конструкции и форме на цилиндрические горизонтальные и цилиндрические вертикальные.

Горизонтальные стальные резервуары – (РГС) имеют цилиндрическую форму, дно может быть коническим, плоским или эллиптическим (рисунок 2).



Рисунок 2 – Резервуар горизонтальный стальной

Плоское дно может дополнительно снабжаться ребрами жесткости. Могут быть одно- или многокамерные. Одно- или двустенные. Резервуары для наземного хранения комплектуются опорами. Могут быть с подогревом или без.

Резервуары вертикальные стальные (РВС) цилиндрические со стационарной крышей являются наиболее распространенными. Они представляют собой (рисунок 3) цилиндрический корпус, сваренный в основном из стальных листов различных размеров к примеру 1,5×6 м и толщиной 4...25 мм, кровля щитовая конической либо сферической формы. При изготовлении корпуса длинная сторона листов располагается горизонтально.



Рисунок 3 – Вертикальный цилиндрический резервуар с щитовой кровлей

Поясом резервуара называется, один горизонтальный ряд сваренных между собой листов. Вид соединения поясов между собой может быть ступенчатым, телескопическим или встык. Щитовая кровля опирается на фермы и (у резервуаров большой емкости) на центральную стойку.

Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

Также на днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади

распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре.

Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000 м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, уторного сварного шва и первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта.

Нефтеосадок в резервуарах по существу представляет собой песчаноглинистую основу, пропитанную нефтепродуктом и подтоварной водой. В осадке содержание механических примесей может достигать 50...90 %, а углеводородов – 10...40 %. Фракционный состав нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6...25 %), парафинов (1...4 %), масел (70...80 %) и связанной воды (0,3...8 %).

Наличие в нефтеосадках солей хлора, серы и воды приводит к реализации локальной коррозии днища резервуара и нижнего пояса стенки его корпуса.

Все это, естественно, предопределяет огромную экологическую опасность и требует соответствующего регламентирования.

Со временем на днищах резервуаров накапливается осадок, который сокращает полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров.

Очистка резервуаров от отложений является тяжелым, вредным, дорогостоящим и опасным процессом. Даже самый прогрессивный метод

зачистки – химико-механизированный, предусматривает применение ручного труда и нахождение людей в загазованной зоне внутри резервуара. Далее рассмотрим существующие способы очистки дна резервуара от донных отложений.

1.2 Конструктивные особенности вертикальных резервуаров.

По конструктивным особенностям вертикальные цилиндрические резервуары делятся на следующие типы:

- резервуар со стационарной крышей без понтона РВС;
- резервуар со стационарной крышей с понтоном РВСП;
- резервуар с плавающей крышей РВСПК.

Тип вертикального резервуара выбрать, зависит от классификации хранимого продукта по температуре вспышки и давлению насыщенных паров при температуре хранения.

Для легковоспламеняющихся жидкостей при давлении насыщенных паров свыше 26,6 кПа (200 мм рт.ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт.ст.) (нефть, бензины, нефтяные растворители) применяются РВСПК и РВСП, либо РВС комплектуются дополнительным оборудованием: дыхательными и предохранительными клапанами, газовой обвязкой и установкой улавливания легких фракций углеводородов (УЛФ).

Для легковоспламеняющихся жидкостей при давлении насыщенных паров менее 26,6 кПа (200 мм рт.ст.), а также для горючих жидкостей с температурой вспышки выше 61 °С (мазут, дизельное топливо, бытовой керосин, авиационный керосин, реактивное топливо, битум, гудрон, масла, пластовая вода) применяются РВС без газовой обвязки.

Для аварийного сброса нефти или нефтепродукта применяются РВС, оснащенные дыхательными и предохранительными клапанами.

Основные конструктивные элементы резервуара (рисунок 4):

- стенка,

- днище,
- крыша,
- площадки и ограждения на крыше,
- лестница (кольцевая или шахтная),
- технологические люки и патрубки.

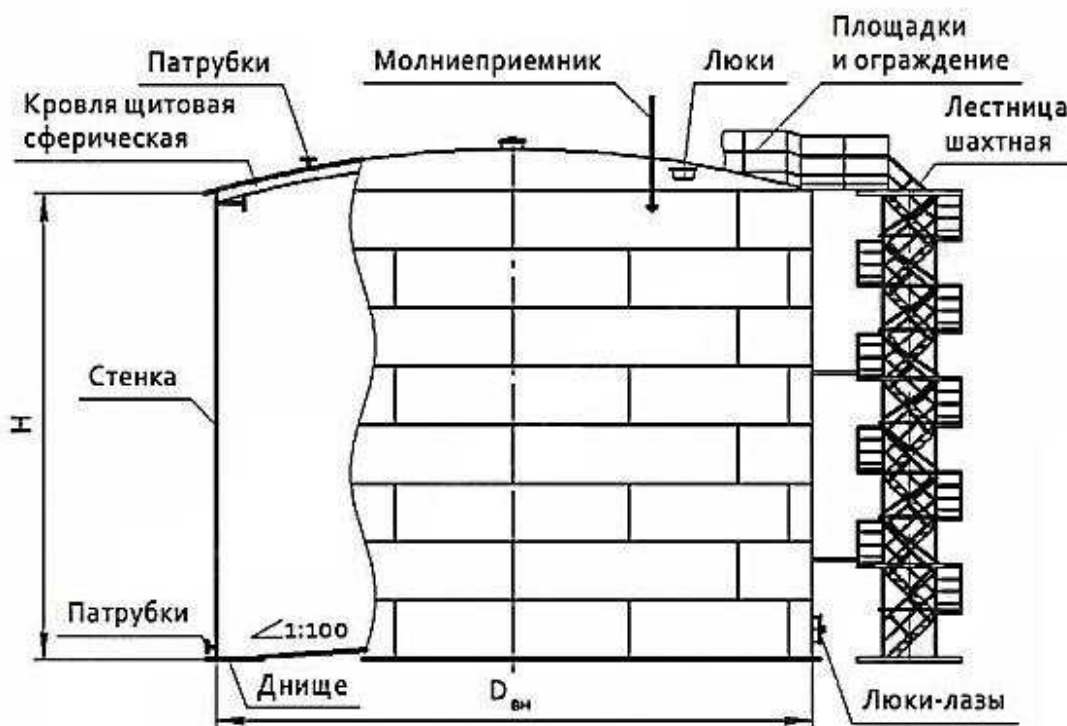


Рисунок 4 – Основные конструктивные элементы резервуара

Для конструкций стенок, привариваемых к стенке листов окрайки днища, обечаяк люков и патрубков в стенке и фланцев к ним, привариваемых к стенке усиливающих накладок, опорных колец стационарных крыш, колец жесткости, подкладных пластины на стенке для крепления конструктивных элементов рекомендуется использовать спокойные (полностью раскисленные стали).

Каркас крыши, самонесущие бескаркасные крыши, центральные части днищ, анкерные крепления, настил крыш, плавающие крыши и понтоны, обечайки люков и патрубков на крыше, а также крышки люков могут

изготавливаться из полуспокойных талей. Для вспомогательных конструкций возможно применение стали С235.

При необходимости подогрева продукта может устанавливаться секционный подогреватель или теплообменная рубашка для проточной циркуляции теплоносителя. Для сохранения температурного режима устанавливается термоизолирующая рубашка (теплоизоляция) толщиной до 120 мм.

РВС (резервуар вертикальный стальной) – резервуар вертикальный, предназначен для приема, хранения и выдачи нефти или нефтепродуктов и прочих жидкостей в разных климатических условиях.

Такие конструкции делаются без понтона и оснащены стационарной крышей. Они предназначены для хранения жидкостей с относительно низкой летучестью, температура воспламенения которых более 61 градуса. Чаще всего в этих емкостях держат дизельное топливо или мазут, а также масла, в том числе и пищевые, или даже обычную воду. Теоретически в емкостях такого типа могут храниться и легко воспламеняемые продукты. Но в таком случае нужно, чтобы оборудование вертикального резервуара соответствовало этим условиям. В частности, нужна газовая обвязка или специальная установка, предназначенная для улавливания легких фракций.

РВСП (вертикальные резервуары со стационарной крышей и понтоном). Такие емкости имеют цилиндрическую форму. Отличаются сферой применения, поскольку позволяют хранить легковоспламеняющиеся жидкости, в том числе нефть, керосин, обычный бензин или реактивное топливо. Их понтон представляет собой особое плавающее покрытие, характеризующееся жесткостью и газонепроницаемостью. Понтон закрывает не менее 90% площади емкости. Устройство вертикальных резервуаров этого типа таково, что между понтоном и стенкой остается зазор, но его герметизируют с помощью специального уплотняющего затвора. Понтон используется для того, чтобы снизить скорость насыщения воздушного пространства парами нефтепродуктов.

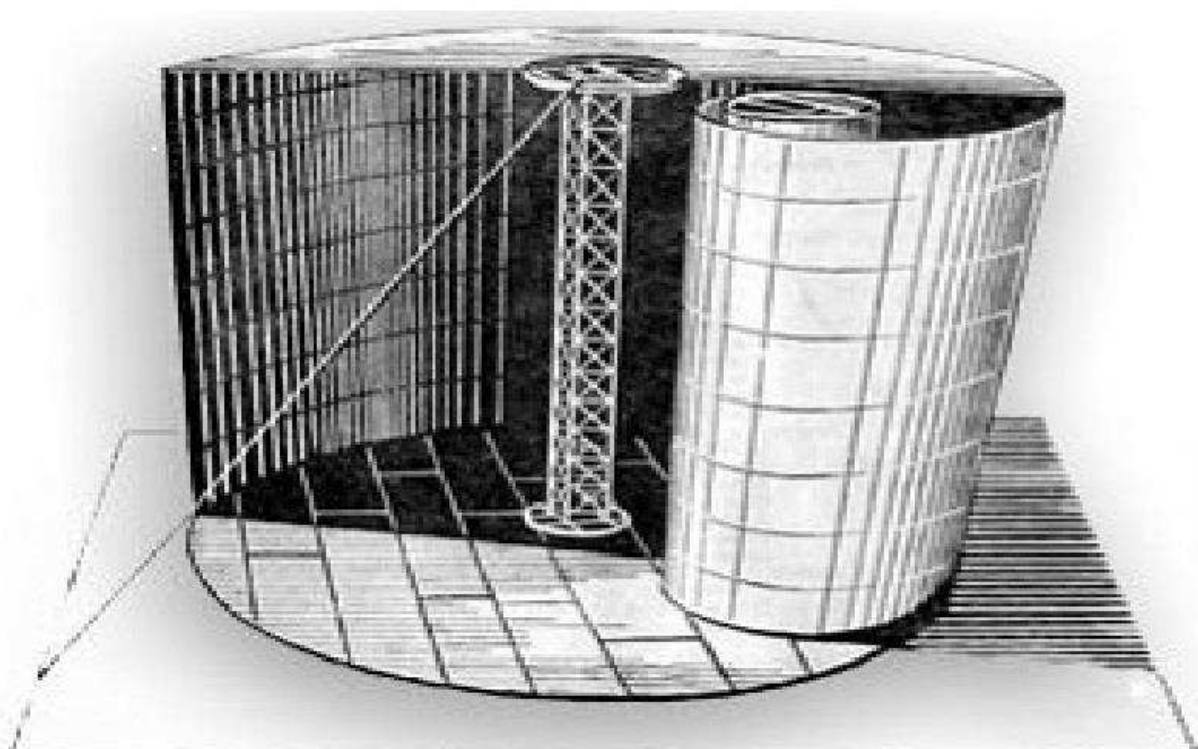


Рисунок 5 – Резервуар вертикальный стальной

РВСПк, то есть вертикальный резервуар с плавающей крышей. Она располагается фактически на поверхности хранимой жидкости. Плавуность обеспечивается с помощью коробов или герметичных отсеков. Когда резервуар пуст, крыша держится на особых опорах, которые монтируют на днище. Чтобы исключить вращение крыши, используют направляющие трубы. Недостатком этого типа конструкции является потенциальное загрязнение хранимой жидкости атмосферными осадками, а также возможно примерзание затвора к стенкам емкости. Преимуществом же является снижение естественной потери продукта, происходящей от испарения.

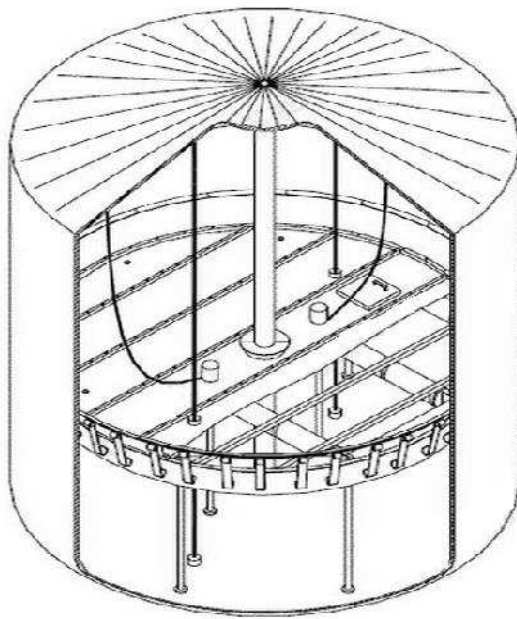


Рисунок 6 – Вертикальные резервуары со стационарной крышей и понтоном

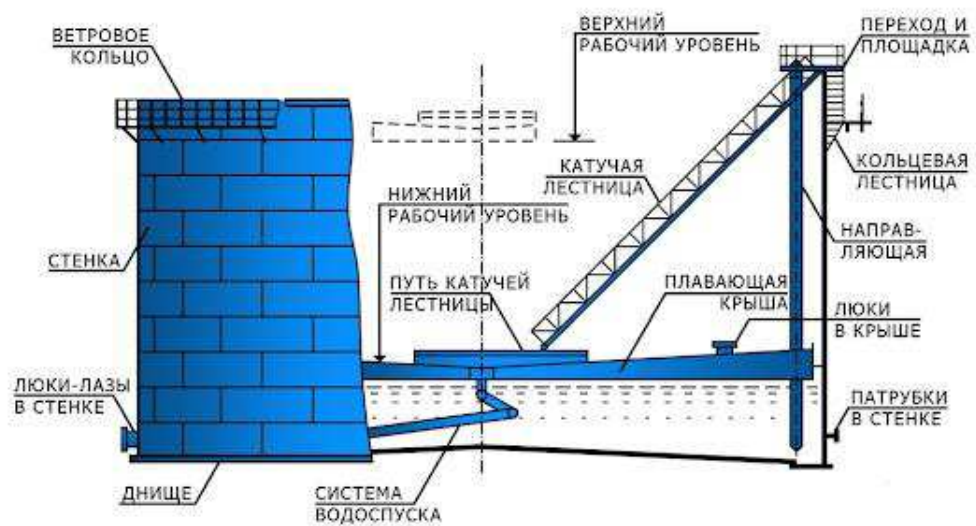


Рисунок 7 – Вертикальный резервуар с плавающей крышей

2 Обоснование внедрения устройства в оборудования резервуара

Днище резервуара сварное, располагается на песчаной подушке, обработанной с целью предотвращения коррозии битумом, и имеет уклон от центра к периферии. Этим обеспечивается более полное удаление подтоварной воды.

Также на днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре.

Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000 м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, уторного сварного шва и первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта.

Нефтеосадок в резервуарах представляет собой основу из песка, глины, пропитанную нефтепродуктом и подтоварной водой. В осадке содержание механических примесей может достигать 50...90 %, а углеводородов – 10...40 %. Фракционный состав нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6...25 %), парафинов (1...4 %), масел (70...80 %) и связанной воды (0,3...8 %).

Наличие в нефтеосадках солей хлора, серы и воды приводит к реализации локальной коррозии днища резервуара и нижнего пояса стенки его корпуса.

С течением времени на днищах резервуаров накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров.

Очистка резервуаров от отложений является тяжелым, вредным, дорогостоящим и опасным процессом. Даже самый прогрессивный метод зачистки – химико-механизированный, предусматривает применение ручного труда и нахождение людей в загазованной зоне внутри резервуара. Далее рассмотрим существующие способы очистки дна резервуара от донных отложений.

3 Анализ способов очистки и внедряемого оборудования

3.1 Зачистка резервуаров ручным способом.

Такая очистка резервуаров не предусматривает возврата углеводородов заказчику, т.к. вручную их невозможно отделить от воды и мехпримесей – в этом случае шлам просто перевозится на полигон, что приводит к постоянному росту объема нефтешламов.

Подготовка резервуара к проведению очистки включает операции по откачке нефти, отключению резервуара от технологических линий, удалению остаточной нефти и предварительной дегазации резервуара, по монтажу промежуточной емкости, насосов, трубопроводов и моечного оборудования.

Нефть из резервуара, подлежащего очистке, откачивают в соседние резервуары или магистральный нефтепровод до минимально возможного уровня, ниже которого стационарное технологическое оборудование откачать не в состоянии. Затем отключают резервуар от всех трубопроводов и удаляют остатки нефти через сифонный кран.

Перед началом работ по зачистке внутренней поверхности резервуара производят дегазацию. Рабочие с помощью брандспойта воздействуют направленной струей воды или раствора (температура 70...80 °С, давление 1...1,2 МПа) на очищаемую поверхность. Струя при соударении со стенкой или днищем частично растворяет и смывает нефтеотложения, которые откачивают из резервуара. Если в резервуаре после промывки остаются отложения, песок, ржавчина и другие механические примеси, производят доочистку паром.

Очистка осуществляется рабочими, находящимися непосредственно внутри резервуара с помощью деревянных или медных скребков, лопат, щеток.

Плюсы технологии: минимальные стартовые затраты. Минусы технологии: большие сроки зачистки резервуаров приводят к большим

финансовым потерям из-за простоя; «перевалка» шлама из резервуара в амбар; работа с риском для жизни людей.

3.2 Очистка резервуаров гидромеханическим методом.

При данном способе очистки емкость после удаления твердых остатков пропаривают, промывают горячей (30...50 °С) водой из пожарного ствола при давлении (0,2...0,3 МПа). Промывочную воду с оставшимся нефтешламом откачивают насосом. В воду могут быть добавлены поверхностно-активные вещества (ПАВ), другие растворимые в воде вещества. Размыв водой – наиболее дешевый и относительно быстрый способ подготовки отложений к изъятию из резервуара. Для такого размыва могут быть применены автономные размывающие головки, которые можно установить в резервуаре. закрепление таких устройств в резервуаре в условиях затемненности, многократного превышения уровня взрывоопасных концентраций паров углеводородов (работа в изолирующих противогазах), на фоне высокого уровня осадка (невозможность свободного перемещения в полости), отсутствия специальных крепежных устройств внутри резервуара (невозможность надежно закрепить устройство, работающее под давлением) практически невозможно. Уровни осадков зачастую делают невозможным вскрытие люков и технологических отверстий. Поэтому на практике автоматизированный (без присутствия людей в полости резервуара) размыв водой не применяется. Наибольшее применение нашел способ размыва отложений с помощью ручных мониторов (типа брандспойт). Работники входят в резервуар и струей воды размывают отложения, откачивая суспензию на разделение, переработку и утилизацию (а во многих случаях – просто на захоронение).

Механизированный способ очистки значительно сокращает время очистки, уменьшает простой резервуара, уменьшает объем тяжелых

операций, вредных для здоровья человека, и снижает стоимость процесса очистки резервуара.

К недостаткам механизированного способа очистки резервуаров следует отнести большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций из нефтеостатков.

Также, для очистки применяют раствор технического препарата МП-72, разработанный Институтом океанологии им. П.П. Шершова Академии наук СССР. Препарат МП-72 хорошо растворяется в морской и пресной воде. Раствор готовят в емкости с водой, куда закачивают препарат. Для растворения его в воде и нагрева раствора до требуемой температуры осуществляют циркуляцию раствора по схеме: емкость для приготовления раствора – центробежный насос-теплообменник – емкость для приготовления раствора. Далее готовый раствор центробежным насосом через теплообменник подается в очищаемый резервуар. Массовая доля МП-72 в растворе составляет от 0,1 до 0,2 %, температура раствора 80 °С. Раствор разрушает структуру отложения за счет воздействия температуры, ударной силы, а также эмульгирования размытых углеводов и превращает их в легкоподвижную массу.

При нахождении плавающей крыши на плаву в специально предусмотренные на крыше люки устанавливаются моечные машины, которые подключаются к подающему раствор коллектору. Нефть из резервуара откачивается, пока плавающая крыша не опустится на стойки, далее коллектор гибким шлангом подсоединяется к трубопроводу, подающему раствор от установки.

В разработку этого метода очистки положены требования максимальной механизации процесса очистки, защиты окружающей среды от загрязнений, а также сокращение потерь нефти.

3.3 Очистка резервуаров с помощью микроорганизмов.

Биотехнологический метод очистки от асфальто – смолистых парафиновых отложений (АСПО) и предотвращения их образования основан на экологической особенности специфических углеводородокисляющих микроорганизмов адсорбироваться на гидрофобной поверхности углеводородов, в том числе и на АСПО, которые являются для этих микроорганизмов питательным субстратом. Прямой контакт клеток и твердого субстрата не только благоприятствует его использованию, но и является необходимым условием для многих углеводородокисляющих микроорганизмов. Адсорбция микроорганизмов изменяет свойства поверхности АСПО и адсорбированных клеток.

Взаимодействие клеточной поверхности с твердой фазой обусловлено наличием сложных комплексов белков, липидов, полисахаридов, гликопротеидов на поверхности клеточной стенки микробных клеток. Кроме того, в процессе своей жизнедеятельности клетки образуют спирты, жирные кислоты, биополимеры и другие соединения, которые выделяются в окружающую среду.

Предполагается, что твердая поверхность препятствует рассеиванию экзоферментов и продуктов гидролиза органического вещества, которые концентрируются на поверхности вблизи адсорбированных клеток. В результате на гидрофобной поверхности АСПО образуется слой, состоящий из клеток и метаболитов. Таким образом, по механизму воздействия на АСПО микробную суспензию можно отнести к естественному ингибитору парафиноотложения адгезионного и одновременно моющего действия.

Экологическое действие биопрепарата Микрозим Петро Трит основано на принципах биодеструкции и усвоения живыми углеводородокисляющими микроорганизмами углеводов в качестве источника энергии жизнедеятельности с разложением всех входящих в состав углеводородного загрязнителя сложных углеводородных соединений до воды и углекислого

газа. В течение 12...24 часов при наличии благоприятных условий углеводородокисляющие микроорганизмы (УОМ) активизируются, и начинается необратимый процесс разложения углеводородов, завершающийся разложением 98 % массы всех входящих в состав углеводородных соединений до экологически безвредных нетоксичных продуктов бактериального метаболизма: углекислый газ, воду, биомассу.

Для жизнедеятельности УОМ используют тяжелые и легкие фракции углеводородов как источник углерода, биогенные элементы азота, фосфора. После разложения до 98% нефтепродукта не обеспеченная масса УОМ отмирает.

Очистка резервуаров с остатками нефтепродуктов осуществляется путем биологической деструкции старых, густых, утративших текучесть гудронообразных нефтепродуктов при создании благоприятных для деятельности углеводородокисляющих микроорганизмов условий по общей схеме:

а) загустевший нефтепродукт обрабатывается водным раствором биопрепарата;

б) через 4 суток нефтепродукт полностью разжижается до жидкой консистенции, пригодной к перекачиванию насосом, а разрушение структуры нефтепродукта облегчает очистку стенок емкости;

в) полная утилизация разжиженного нефтепродукта.

3.4 Разжижение и перемешивание осадков с помощью теплоносителя.

В основе этого метода лежит идея осуществлять предварительную сепарацию отложений внутри нефтяного резервуара, избегая затрат на дорогостоящие сепараторы (полнообъемная сепарация осадка). В резервуар через верхние люки под уровень отложений вводятся мониторы – открытые теплообменники пар-жидкость оригинальной конструкции и крепятся на

фланцах этих люков. На мониторы подается насыщенный водяной пар, с помощью которого происходит разогрев (разжижение) и перемешивание отложений. Одновременно паровой конденсат, скапливаясь, формирует буферный слой.

После разогрева и перемешивания отложений, их отстаивают, в результате чего происходит выпадение механических примесей на дно резервуара. С помощью сифонного поворотного крана верхний слой (разогретый парафин) откачивается в технологический трубопровод со скоростью, регламентированной количеством прокачиваемой товарной нефти и расчетами изменения ее качества при добавлении разжиженных парафинов. При необходимости данная фракция может направляться на переработку или обессоливание и обезвоживание с использованием специализированного оборудования ООО «ПКП РЕМОС» После удаления верхнего слоя, из резервуара откачивается вода, фильтруется и после проведения соответствующих анализов – сбрасывается в техническую канализацию. Резервуар дегазируется, в него входят люди и осуществляют сбор выпавшего шлама, состоящего из механических примесей, асфальтов, смол и т.д. Шлам пакуются и обезвреживаются в специальной высокотемпературной печи.

3.5 Способы предотвращения образования и накопления отложений в резервуарах.

При исследовании влияния гидромеханических параметров струи на эффективность процесса очистки было установлено, что сила ударной струи, взаимодействующей с донными отложениями, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора струи моющей жидкости.

При достаточно большом давлении в гидромониторе (2,0...2,5 МПа) возникает «режущий» эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Механизированная очистка может осуществляться потоком пара, который подается под давлением в полость полой штанги и далее тангенциально вводится в цилиндрическую камеру, где закручивается и через насадки отводится в зону взаимодействия с нефтепродуктом.

Отечественные очистительные машины обладают следующими недостатками: привод оборудования на них осуществляется от электромоторов, что делает использование установок на нетиповых нефтебазах колхозов и совхозов не всегда возможным; насосы, применяемые для нагнетания моющего раствора и слива отстоя из резервуара, часто выходят из строя при попадании в них твердых загрязнений; нагрев моющего раствора в установках осуществляется при помощи специального устройства, работающего на дизтопливе, что неэкономично; установки не обеспечивают необходимого качества очистки, хотя раствор моющих средств используется неоднократно. Зарубежные очистительные машины, удаляющие загрязнения из резервуаров водно-песчаной струей с использованием специальных инжекторов, также обладают существенным недостатком-песчаная струя при воздействии на металл резервуара разрушает его.

Устройство для размыва донных отложений Тайфун (рисунок 8) предназначено для размыва донных отложений в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями (бензин, дизтопливо, нефть, нефтепродукты и т.п.), а также для предотвращения образования этих отложений. Для перемешивания высоковязких жидкостей (мазут, нефтяные суспензии и т.п.) с вязкостью до 390 мм²/с выпускается специальная модификация устройства.

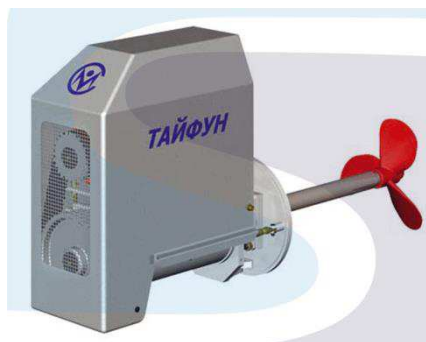


Рисунок 8 – Установка «Тайфун»

Размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре, и предотвращение образования донных осадков, постоянно перемещающейся струей жидкости, формируемой гребным винтом.

Автоматическое перемещение струи жидкости в горизонтальной плоскости за счет поворота оси пропеллера.

Создание кругового вращения всей массы жидкости в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера.

Гребной винт устройства создает узконаправленную затопленную струю нефти, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота. Струя перемешивает тяжелые парафинистые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Устройство комплектуется: гибким кабелем, взрывозащищенной клеммной коробкой, шкафом с пультом управления, комплектом присоединительных элементов к штатной крышке резервуара с крепежом, защитными трубами кабелей, соединяющих устройство со шкафом управления. Возможно перемешивание жидкостей вязкостью до 42 сСт.

Устройство монтируется на штатной крышке технологического люка резервуара, путем монтажа на него присоединительных элементов, входящих в комплект устройства и поставляемых вместе с ним.

На многих резервуарах эксплуатируются стационарные системы размыва донных отложений, состоящие из системы разветвленных трубопроводов с размывающими головками на концах (двенадцать и более головок в зависимости от вместимости резервуаров).

Размыв проводится, как правило, при заполнении резервуара, при этом нефть поступает через кольцевое сопло, распределяясь по днищу резервуара в виде веерной струи, которая поднимает осевший на дне осадок и распределяет его в нефти. При малой оборачиваемости резервуара в системе применяется специальный насос для периодической циркуляции нефти через размывающие головки. Система размыва осадка с размывающими головками рассчитана на давление не более 0,8 МПа, что является ограничивающим фактором эффективности системы. В настоящее время при ремонте или реконструкции резервуаров стальных вертикальных (РВС) предусматривается демонтаж вышеописанной системы размыва донных отложений и замена ее на устройства типа «Диоген» (рисунок 9).



Рисунок 9 – Установка «Диоген».

Принцип работы устройства «Диоген» заключается в образовании процесса перемешивания направленной струей хранимой нефти с

изменением угла поворота пропеллера, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти.

Работа схожих устройств не влияет на прочность конструкции плавающего покрытия, в том числе не скапливается статическое электричество. Наиболее оптимальным является стационарное оснащение каждого резервуара устройствами размыва донных отложений.

3.6 Взвешивание твердых частиц с помощью перемешивающих струйноэжекторных устройств.

Эжекторное перемешивание – это безвоздушное перемешивание непосредственно самим продуктом (рисунок 10).



Рисунок 10 – Перемешивающее струйноэжекторное устройство

Данная технология является очень эффективной, так как всего один объем подаваемой жидкости насосом обеспечивает циркуляцию четырех объемов окружающего продукта. Суммарный поток из каждой камеры смешения с силой устремляется к стенкам резервуара, равномерно перемешивая жидкость до однородной консистенции.

Достижение однородности продуктов переработки и специальных присадок для получения товарного нефтепродукта.

Экономический эффект заключается в минимизации вероятности выпуска продукции ненадлежащего качества и последующем в отсутствии необходимости возвращать продукт в повторную переработку, затрачивая при этом ресурсы предприятия.

3.7 Обоснование выбора конструкции

Устройство, перемешивающее струйноэжекторное УПС имеет ощутимые преимущества в сравнении с остальными методами взвешивания осадка в резервуарах.

Из-за своей простоты в конструкции не нуждается в дополнительном обслуживании после установки, так как отсутствуют подвижные детали. Капитальному ремонту подлежит только спустя 10 лет.

Не требует подвода электроэнергии, отсутствуют нагрузки на стенки резервуара и не вызывает вибрации вследствие чего безопасен в эксплуатации.

Выполняют функцию перемешивания в режиме наполнения и циркуляции, что существенно сокращает время на перемешивание. В некоторых случаях исключает необходимость циркуляции.

4 Расчетная часть

4.1 Определение геометрических параметров резервуара

В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605 – 03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 2000×8000 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1990×7990 мм.

Высота резервуара определяется с рекомендациями ПБ 03-605 – 03 от 12 до 20 м.

Принимаем $H_n = 12$ м. Количество поясов будет равно шести ($N_n = 6$).

Высота резервуара:

$$H = 1990 \cdot 6 = 11940 \text{ мм.}$$

Предварительный радиус резервуара R определяется из формулы объема цилиндра:

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}}, \quad (1)$$

где V – объем резервуара, $V = 20000 \text{ м}^3$;

H – высота резервуара.

$$R = \sqrt{\frac{20000 \cdot 10^3}{3,14 \cdot 11940}} = 23096 \text{ мм.}$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе $N_{л}$:

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R; \quad (2)$$

$$L_n = 2 \cdot 3,14 \cdot 23096 = 145042,88 \text{ мм.}$$

$$N_{\text{л}} = \frac{L_n}{L}, \quad (3)$$

где L – длина листа пояса.

$$N_{\text{л}} = \frac{145042,88}{7990} = 18,15.$$

Принимаем число листов в поясе $N_{\text{л}} = 18$.

Тогда периметр резервуара:

$$L_n = 18 \cdot 7990 = 143820 \text{ мм.}$$

Окончательный радиус:

$$R = \frac{L_n}{2 \cdot \pi}; \quad (4)$$

$$R = \frac{143820}{2 \cdot 3,14} = 22901 \text{ мм.}$$

Уточненный объем резервуара:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H; \quad (5)$$

$$V = 3,14 \cdot (22901 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 11,940 = 19662,7 \text{ м}^3.$$

Принимаем объем $V = 20000 \text{ м}^3$.

4.2 Расчет уровней взлива

Нижний аварийный уровень взлива:

$$H_{\text{нижн.авар.}}^* = H_{\text{СТ}} \cdot H_{\text{погр.}} + 100, \quad (6)$$

где $H_{\text{погр.}}$ – высота погружения понтона, $H_{\text{погр.}} = 14 \text{ мм}$;

$H_{\text{СТ.}}$ – высота стенки;

100 мм – расстояние, определяющее запас емкости на температурное расширение нефти.

Верхняя отметка фланца приемо-раздаточного устройства:

$$H_{\text{ф}} = h + \frac{F}{2}, \quad (7)$$

где h – расстояние от днища до оси приемо-раздаточного патрубка,
 $h = 685 \text{ мм}$;

F – наружный диаметр фланца приемо-раздаточного устройства,
 $F = 700 \text{ мм}$.

$$H_{\text{ф}} = 685 + \frac{700}{2} = 1035 \text{ мм};$$

$$H_{\text{СТ.}} = H_{\text{ф}} + 100; \quad (8)$$

$$H_{\text{СТ.}} = 1035 + 100 = 1135 \text{ мм};$$

$$H_{\text{нижн.авар.}}^* = 1135 + 14 + 100 = 1249 \text{ мм.}$$

Расчет нижнего нормативного уровня разлива:

$$H_{\text{Н}}^* = \frac{V_{\text{Н}}^*}{S}, \quad (9)$$

где $V_{\text{Н}}^*$ – объем по нижнему нормативному уровню;

S – площадь зеркала нефти резервуара, $S = 1632 \text{ м}^2$.

$$H_{\text{Н}}^* = \frac{3849,4}{1632} = 2,358 \text{ м.}$$

Расчет нижнего допустимого уровня разлива:

$$H_{\text{нижн.доп.}}^* = \frac{V_{\text{нижн.доп.}}^*}{S}, \quad (10)$$

где $V_{\text{нижн.доп.}}^*$ – объем по нижнему допустимому уровню;

$$H_{\text{нижн.доп.}}^* = \frac{2706,4}{1632} = 1,658 \text{ м.}$$

Расчет верхнего аварийного уровня разлива:

$$H_{\text{верх.авар.}}^* = H_{\text{констр.}} - 100 - H_{\text{П}}, \quad (11)$$

где $H_{\text{констр.}}$ – расстояние от днища до нижней образующей камеры низкократной пены;

$H_{\text{п}}$ – высота понтона с учетом его погружения, $H_{\text{п}} = 685$ мм.

$$H_{\text{констр.}} = (H - A) - B, \quad (12)$$

где A – расстояние от верха стенки до оси камеры низкократной пены, $A = 470$ мм;

B – расстояние от оси камеры низкократной пены до нижней образующей камеры низкократной пены, $B = 110$ мм;

H – высота стенки резервуара, $H = 11940$ мм.

$$H_{\text{констр.}} = (11940 - 470) - 110 = 11360 \text{ мм};$$

$$A = h_{\text{швелл.}} + \frac{h_{\text{патр.кам.низк.пены}}}{2} + (10 \cdot t_{\text{ст}}), \quad (13)$$

где $h_{\text{швелл.}}$ – высота швеллера, $h_{\text{швелл.}} = 220$ мм;

$h_{\text{патр.кам.низк.пены}}$ – высота патрубка низкократной пены, $h_{\text{патр.кам.низк.пены}} = 273$ мм;

$t_{\text{ст.}}$ – толщина стенки $t_{\text{ст.}} = 11$ мм.

$$A = 220 + \frac{273}{2} + (10 \cdot 11) = 466,5 \text{ мм.}$$

Принимаем $A = 470$ мм.

$$H_{\text{верх.авар.}}^* = 11360 - 100 - 685 = 10575 \text{ мм.}$$

Расчет верхнего нормативного уровня взлива:

$$H_{\text{В.}}^* = \frac{V_{\text{В.}}^*}{S}, \quad (14)$$

где $V_{\text{В.}}^*$ – объем по верхнему нормативному уровню.

$$H_{\text{В.}}^* = \frac{15161,4}{1632} = 9,29 \text{ м}$$

Расчет верхнего допустимого уровня взлива:

$$H_{\text{верх.доп.}}^* = \frac{V_{\text{верх.доп.}}^*}{S}, \quad (15)$$

где $V_{\text{верх.доп.}}^*$ – объем по верхнему допустимому уровню;

$$H_{\text{верх.доп.}}^* = \frac{16590,4}{1632} = 10,165 \text{ м.}$$

4.3 Расчет объемов

Расчет объема по нижнему по нижнему аварийному уровню:

$$V_{\text{нижн.авар.}}^* = H_{\text{нижн.авар.}}^* \cdot S; \quad (16)$$

$$V_{\text{нижн.авар.}}^* = 1,249 \cdot 1632 = 2038,4.$$

Расчет объема по нижнему по нижнему нормативному уровню:

$$V_H^* = V_{ТЗН}^* + V_{\text{нижн.авар.}}^* , \quad (17)$$

где $V_{ТЗН}^*$ – объем технологического запаса емкости на время оперативных действий, достаточного для приема нефти из трубопровода в резервуар.

$$V_{ТЗН}^* = Q_0^* \cdot (T_0 + T_{\text{зАдв}}) , \quad (18)$$

где Q_0^* – максимальная производительность опорожнения резервуара,
 $Q_0^* = 5713 \text{ м}^3/\text{ч}$;

T_0 – время, необходимое для выполнения технологических операций по остановке откачки нефти в резервуар; $T_0 = 0,2 \text{ ч}$;

$T_{\text{зАдв}}$ – время закрытия задвижек на приемо-раздаточных патрубков резервуара при срабатывании защиты, $T_{\text{зАдв}} = 7 \text{ мин} = 0,117 \text{ ч}$.

$$V_{ТЗН}^* = 5713 \cdot (0,2 + 0,117) = 1811 \text{ м}^3;$$

$$V_H^* = 1811 + 2038,4 = 3849,4 \text{ м}^3.$$

Расчет объема по нижнему допустимому уровню:

$$V_{\text{нижн.доп.}}^* = V_{\text{нижн.авар.}}^* + V_{\text{зАдв.}}^* ; \quad (19)$$

$$V_{\text{зАдв.}}^* = Q_0^* \cdot T_{\text{зАдв.}} ; \quad (20)$$

$$V_{\text{зав.}}^* = 5713 \cdot 0,117 = 668 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{нижн.доп.}}^* = 2038,4 + 668 = 2706,4 \text{ м}^3.$$

Расчет объема по верхнему аварийному уровню:

$$V_{\text{верх.авар.}}^* = H_{\text{верх.авар.}}^* \cdot S; \quad (21)$$

$$V_{\text{верх.авар.}}^* = 10,575 \cdot 1632 = 17258,4 \text{ м}^3.$$

Расчет объема по верхнему нормативному уровню:

$$V_{\text{В}}^* = V_{\text{верх.авар.}}^* - V_{\text{ТЗВ}}^*, \quad (22)$$

где $V_{\text{ТЗВ}}^*$ – объем технологического запаса емкости на время оперативных действий, достаточного для откачки нефти из резервуара.

$$V_{\text{ТЗВ}}^* = Q_3^* \cdot (T_3 + T_{\text{зав.}}), \quad (23)$$

где Q_3^* – максимальная производительность опорожнения резервуара,

$$Q_3^* = 5713 \text{ м}^3/\text{ч};$$

T_3 – время, необходимое для выполнения технологических операций по остановке откачки нефти в резервуар, $T_3 = 0,25$ ч;

$T_{\text{зав.}}$ – время закрытия задвижек на приемо-раздаточных патрубках резервуара при срабатывании защиты $T_{\text{зав.}} = 7 \text{ мин} = 0,117 \text{ ч}$.

$$V_{\text{ТЗВ}}^* = 5713 \cdot (0,25 + 0,117) = 2097 \text{ м}^3;$$

$$V_B^* = 17258,4 - 2097 = 15161,4 \text{ м}^3.$$

Расчет объема по верхнему допустимому уровню:

$$V_{\text{верх.доп.}}^* = V_{\text{верх.авар.}}^* - V_{\text{задв.}}^* ; \quad (24)$$

$$V_{\text{задв.}}^* = Q_0^* \cdot T_{\text{задв.}} ; \quad (25)$$

$$V_{\text{задв.}}^* = 5713 \cdot 0,117 = 668 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{верх.доп.}}^* = 17258,4 - 668 = 16590,4 \text{ м}^3.$$

Расчет емкости (полезной) для товарных операций:

$$V_T^* = V_B^* - V_H^* ; \quad (26)$$

$$V_T^* = 15161,4 - 3849,4 = 11312 \text{ м}^3.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Уровни разлива продукта

Технологический параметр	Обозначение	Значение, мм	Объем, м ³
Нижний аварийный уровень разлива нефти	$H_{\text{нижн.авар.}}$	1249	2038,4
Нижний допустимый уровень разлива нефти	$H_{\text{нижн.доп.}}$	1658	2706,4
Нижний нормативный уровень разлива нефти	$H_{\text{н}}$	2358	3849,4

Окончание таблицы 1.

Технологический параметр	Обозначение	Значение, мм	Объем, м ³
Верхний нормативный уровень разлива нефти	$H_{\text{в}}$	9290	15161,4
Верхний допустимый уровень разлива нефти	$H_{\text{верх.доп.}}$	10165	16590,4
Верхний аварийный уровень разлива нефти	$H_{\text{верх.авар}}$	10575	17258,4

4.4 Расчет системы размыва парафинового осадка в резервуарах

Найдем массу осадка, накопленного в резервуаре к моменту времени τ (2 года), по формуле:

$$M_0 = C_{\text{ор}} \cdot F_{\text{р}} \cdot H_{\text{р}} \cdot \eta_{\text{р}} \cdot n_{\text{об}} \cdot \tau, \quad (27)$$

где $C_{\text{ор}}$ – массовая концентрация взвеси, выпадающей в осадок,

$$C_{\text{ор}} = (0,1...2) \cdot 10^{-3};$$

$F_{\text{р}}, H_{\text{р}}$ – соответственно площади сечения и высота резервуара;

ρ_0 – плотность отложений, $\rho_0 = 930 \text{ кг/м}^3$;

$\eta_{\text{р}}$ – коэффициент заполнения, $\eta_{\text{р}} = 0,83$;

$n_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара, $n_{\text{об}} = 501/\text{год}$.

$$M_0 = 10^{-3} \cdot 1632 \cdot 11,94 \cdot 0,83 \cdot 900 \cdot 50 \cdot 2 = 1455610,17 \text{ кг.}$$

Объем отложений V_0 по формуле:

$$V_o = \frac{M_o}{\rho_o}; \quad (28)$$

$$V_o = \frac{1455610,17}{930} = 1565,2 \text{ м}^3.$$

Высота осадка h_o в резервуаре по формуле:

$$h_o = \frac{V_o}{F_p}; \quad (29)$$

$$h_o = \frac{1565,2}{1632} = 0,96 \text{ м.}$$

Один из распространенных способов удаления парафиновых отложений путем их взвешивания осуществляется с помощью сопел, количество которых n_c равно 5.

Найдем необходимый радиус действия одного сопла:

$$R_c = \frac{D_p}{4 \cdot \cos\left(\frac{\pi}{n_c}\right)}; \quad (30)$$

$$R_c = \frac{45,6}{4 \cdot \cos\left(\frac{3,14}{5}\right)} = 11,4 \text{ м.}$$

Первое приближение требуемой скорости истечения нефти из сопла ω_0 , при которой будут взвешены парафиновые частицы на расстоянии R_c от него:

$$\omega_0^1 = 0,252 \cdot \frac{\omega_{\min} \cdot R_c}{\delta_\tau \sqrt{B_0 \cdot r_0}}, \quad (31)$$

где ω_{\min} – минимально необходимая скорость взвешивания парафиновых частиц, $\omega_{\min} = 0,2$ м/с;

B_0 – размер щели сопла, $B_0 = 0,02$ м;

r_0 – радиус сопла, $r_0 = 0,055$ м;

δ_τ – поправка, учитывающая трение струи о днище резервуара, $\delta_\tau = 1$.

$$\omega_0^1 = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 11,4}{1 \sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 17,32 \text{ м/с.}$$

Первое приближение числа Рейнольдса при истечении нефти из сопла:

$$\text{Re}_0^1 = \frac{\omega_0 \sqrt{B_0 \cdot r_0}}{\nu}, \quad (32)$$

где B_0 – размер щели сопла;

ν – кинематическая вязкость нефти, используемой для взвешивания осадка, $\nu = 20 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

$$\text{Re}_0^1 = \frac{17,32 \sqrt{0,02 \cdot 0,055}}{20 \cdot 10^{-6}} = 28721,9.$$

Рассчитаем поправку, учитывающее трение о днище:

$$\delta_{\tau}^1 = \sqrt{1 - 0,875 \cdot Re_0^{-0,25} \cdot \ln \frac{R_c}{r_0}}; \quad (33)$$

$$\delta_{\tau}^1 = \sqrt{1 - 0,875 \cdot 28721,9^{-0,25} \cdot \ln \frac{11,4}{0,055}} = 0,8.$$

Второе приближение скорости истечения нефти из сопла при $\delta_{\tau} = 0,8$:

$$\omega_0^2 = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 11,4}{0,8 \sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 21,65 \text{ м/с.}$$

Так как отклонение ω_0^2 от ω_0^1 составляет:

$$\frac{21,65 - 17,32}{21,65} \cdot 100 \% = 20 \%.$$

Что выходит за пределы допустимой погрешности (5 %), то величину скорости истечения нужно уточнить.

Найдем второе приближение величин Re_0 и δ_{τ} :

$$Re_0^1 = \frac{21,65 \sqrt{0,02 \cdot 0,055}}{20 \cdot 10^{-6}} = 35902,5;$$

$$\delta_{\tau}^1 = \sqrt{1 - 0,875 \cdot 35902,5^{-0,25} \cdot \ln \frac{11,4}{0,055}} = 0,812.$$

Третье приближение скорости истечение нефти из сопла будет равно:

$$\omega_0^3 = 0,252 \cdot \frac{0,2 \cdot 11,4}{0,812 \sqrt{0,02 \cdot 0,055}} = 21,33 \text{ м/с.}$$

Отклонение ω_0^3 от ω_0^2 составляет:

$$\frac{21,65 - 21,33}{21,33} \cdot 100 \% = 1,5 \%.$$

Это удовлетворяет пределам допустимой погрешности. В последующих расчетах будем использовать величин $\omega_0 = 21,33$ м/с.

Необходимый расход нефти, подаваемой насосом к соплам:

$$Q_H = 2\pi \cdot \omega_0 \cdot B_0 \cdot r_0 \cdot n_c; \quad (34)$$

$$Q_H = 2 \cdot 3,14 \cdot 21,33 \cdot 0,02 \cdot 0,055 \cdot 5 = 1,02 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Число Рейнольдса для сопла:

$$Re_c = \frac{\omega_0 \cdot B_0}{\nu}; \quad (35)$$

$$Re_c = \frac{21,33 \cdot 0,02}{20 \cdot 10^{-6}} = 21330.$$

Коэффициент расхода сопла:

$$\mu_c = 0,68 \cdot Re_c^{0,02} \cdot \left(\frac{d_{II}}{B_0}\right)^{0,07} \cdot \left(\frac{r_3}{d_{II}}\right)^{0,05}, \quad (36)$$

где d_{II} – диаметр корпуса сопла, $d_{II} = 0,11$ м;

r_3 – радиус скругления, $r_3 = (0,01...0,15) \cdot d_n$.

$$\mu_c = 0,68 \cdot 21330^{0,02} \cdot \left(\frac{0,11}{0,02}\right)^{0,07} \cdot \left(\frac{0,1}{0,11}\right)^{0,05} = 0,93.$$

Потери напора при истечении нефти через веерное сопло:

$$H_c = \frac{\omega_0^2}{2 \cdot g \cdot \mu_c}, \quad (37)$$

где g – ускорение свободного падения.

$$H_c = \frac{21,33^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,93} = 24,93 \text{ м.}$$

Для расчета потерь напора на трение определим диаметры трубопроводов обвязки. Для подводящих трубопроводов:

$$d_0^1 = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_H}{\pi \cdot V \cdot n_{\text{труб}}}}; \quad (38)$$

$$d_0^1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,02}{3,14 \cdot 2 \cdot 1}} = 0,806 \text{ м;}$$

$$d_0^2 = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,02}{3,14 \cdot 2 \cdot 5}} = 0,360 \text{ м.}$$

Принимаем стандартные диаметры $d_{\text{тр.в.}} = 0,351 \text{ м}$ и $d_{\text{тр.н.}} = 0,806 \text{ м}$.

Фактические скорости нефти в трубопроводах:

$$V_{\text{тр.в.}} = \frac{4 \cdot Q_{\text{H}}}{\pi \cdot n_{\text{труб}} \cdot d^2}; \quad (39)$$

$$V_{\text{тр.в.}} = \frac{4 \cdot 1,02}{3,14 \cdot 5 \cdot 0,351^2} = 2,1 \text{ м/с.}$$

Числа Рейнольдса в трубопроводах по формулам:

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu_p}; \quad (40)$$

$$Re_{\text{тр.в.}} = \frac{2,16 \cdot 0,351}{20 \cdot 10^{-6}} = 37908;$$

$$Re_{\text{тр.н.}} = \frac{2 \cdot 0,806}{20 \cdot 10^{-6}} = 80600.$$

Относительные шероховатости и переходные числа Рейнольдса:

$$\varepsilon = \frac{K_s}{d}, \quad (41)$$

где K_s – эквивалентная шероховатость $K_s = 0,2$ мм

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon}; \quad (42)$$

$$Re_2 = \frac{500}{\varepsilon}; \quad (43)$$

$$\varepsilon^1 = \frac{0,2}{351} = 5,69 \cdot 10^{-4};$$

$$Re_1^1 = \frac{10}{5,69} \cdot 10^{-4} = 17574;$$

$$Re_2^1 = \frac{500}{5,69} \cdot 10^{-4} = 878734;$$

$$\varepsilon^2 = \frac{0,2}{806} = 2,5 \cdot 10^{-4};$$

$$Re_1^2 = \frac{10}{2,5} \cdot 10^{-4} = 40300;$$

$$Re_2^2 = \frac{500}{2,5} \cdot 10^{-4} = 2015000.$$

Так в обоих случаях то $Re_1 \leq Re \leq Re_2$, коэффициенты гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}; \quad (44)$$

$$\lambda_{тр.в.} = 0,11 \cdot \left(5,69 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{37908} \right)^{0,25} = 0,024;$$

$$\lambda_{тр.н.} = 0,11 \cdot \left(2,5 \cdot 10^{-4} + \frac{68}{80600} \right)^{0,25} = 0,02.$$

Потери напора на трение в рассматриваемых трубопроводах по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L v^2}{d 2g}, \quad (45)$$

где L – длина трубопровода, $L_1 = 500$ м, $L = 13,2$ м.

$$h_1 = 0,024 \cdot \frac{500}{0,806} \cdot \frac{2,16^2}{2 \cdot 9,8} = 3,54 \text{ м}$$

$$h_2 = 0,02 \cdot \frac{13,2}{0,351} \cdot \frac{2^2}{2 \cdot 9,8} = 0,184 \text{ м.}$$

5 Монтаж, ремонт, техническая эксплуатация

5.1 Монтаж вертикальных цилиндрических резервуаров

Монтаж резервуара начинается с монтажа днища. Днище монтируется после приемки основания, фундамента и составления акта приемки основания под монтаж резервуара.

Сначала листы днища раскладываются, затем выполняется сварка монтажных соединений днища. Монтаж окраек днища выполняется при помощи крана. Перед монтажом выполняется разметка фундамента для укладки окраек.

Окрайки свариваются встык между собой на подкладках полуавтоматической сваркой в среде CO_2 или ручной дуговой сваркой.

Листы центральной части днища, окрайки, готовые для монтажа и упакованные в кассеты, подвозятся к объекту на транспорте грузоподъемностью до 20 т и разгружаются краном (рисунок 11).

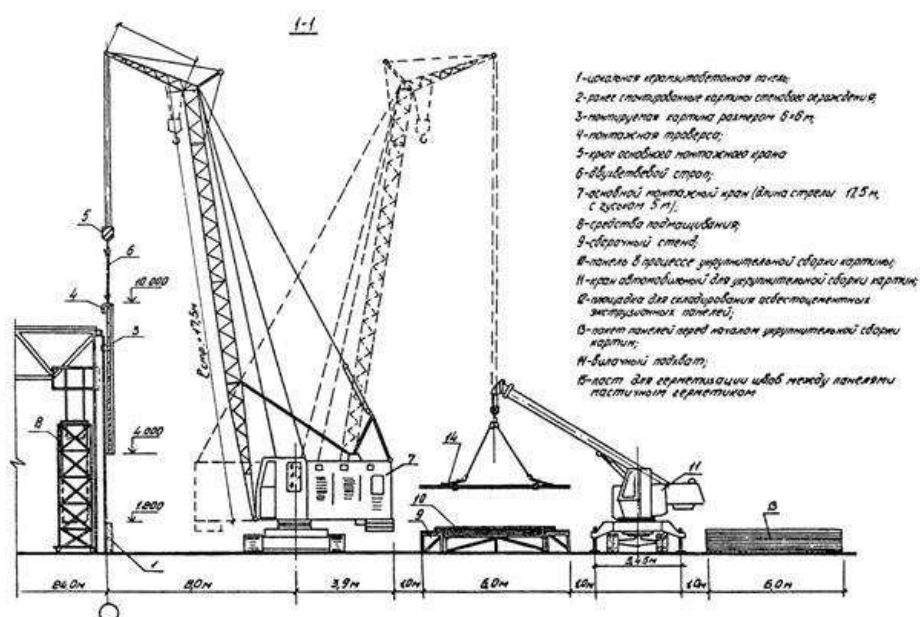


Рисунок 11 – Схема разгрузки и монтажа

Листы центральной части днища раскладываются в соответствии с рекомендациями ППР, затем пооперационно проверяется качество монтажных швов днища.

После сборки, сварки и проверки качества сварных швов и окраек днища монтируется стенка резервуара. Подготовка листов стенки заключается в обработке кромок листов, осуществляемой механическим способом (фрезерованием) или плазменной резкой и вальцовкой листов, которая производится на трех- и четырехвалковых машинах. Листы стенки, подготовленные для монтажа и упакованные в кассеты, подвозятся к объекту на транспорте грузоподъемностью до 30 т и разгружаются краном.

Сборка и сварка стенки начинается с нижних поясов. Сборка вышележащих поясов производится только после окончательной выверки и сварки нижележащего пояса. Сварка горизонтальных стыков стенки делается автоматической сваркой под флюсом, вертикальных – полуавтоматической сваркой в среде CO_2 .

При сборке и сварке стенки применяются инвентарные кольцевые подмости, выполненные из элементов опорного кольца с дополнительным временным ограждением, а также катучие подмости и навесные лестницы.

Технология и последовательность сборки и сварки стенки, применяемые приспособления разрабатываются в проекте производства работ.

5.2 Монтаж крыши и понтона

Центральную часть понтона монтируют после разметки днища резервуара и прихватки плит под опорные стойки в следующей последовательности: 1) накатывают рулоны и разворачивают их на днище резервуара; 2) развернутые элементы центральной части понтона сваривают между собой. Центральный монтажный стык сваривают на треть длины

начиная от центра в обе стороны и на всю длину, когда открытый (ребристо-кольцевой) понтон сваривают из отдельных элементов, собираемых на монтаже; 3) по окончании сборки и сварки полотнищ центральной части проверяют правильность расположения центральной части относительно криволинейной кромки окраек и прихватывают днище плавающей крыши (понтона) к днищу резервуара. После завершения монтажа центральной части плавающей крыши (понтона) на нее переносят центр днища резервуара, закрепляют в центре разметочное приспособление и производят разметку кольцевых рисок установки подкладного листа под монтажную стойку (на 10 мм больше радиуса подкладного листа) и контроля вертикальности монтажной стойки (размер определяется в зависимости от диаметра центрального щита). Кроме того, наносят риски, определяющие положение опорных стоек плавающей крыши (понтона) и места приварки скоб для крепления расчалок монтажной стойки.

Каждый щит покрытия имеет форму сектора круга и состоит из двух радиальных балок с распорками между ними и приваренного к ним листового настила. Для монтажа щитов в центре резервуара устанавливают временную опору, наверху которой закрепляют круглой формы седло, называемое короной, и предназначенное для опирания вершины каждого щита. Перед установкой замыкающего щита необходимо вывести из резервуара шахтную лестницу, служившую каркасом последнего рулона стенки. Для этого первоначально срезают уголки-ограничители с поддона и вытаскивают его. Нижнюю замыкающую (свободную) кромку рулона временно прихватывают к днищу и срезают сварные швы, которыми вертикальная кромка рулона была закреплена к стойкам каркаса шахтной лестницы. Освободившуюся лестницу извлекают краном через проем в покрытии. Монтажный стык стенки обычно сваривают внахлестку. Для этого ее нижнюю кромку освобождают от прихватки к днищу и подтягивают к начальной кромке стенки, плотно прижимают их друг к другу по всей высоте с помощью стяжных приспособлений, после чего устанавливают

замыкающий щит кровли. Далее раскружаливают покрытие, вынимают через корону временную опору, укладывают и приваривают центральный щит кровли. В ходе разворачивания рулонной стенки и щитов покрытия проверяют отклонение стенки от вертикали, которое не должно превышать 90 мм по всей ее высоте.

5.3 Монтаж перемешивающего струйноэжекторного устройства

УПС – это струйноэжекторное устройство, которое состоит из узла распределения потока, прямолинейных участков для выравнивания потока, сопел, эжекторных насадок и камеры смешения.

каждое устройство УПС рассчитывается индивидуально для каждого резервуара с учётом его особенностей. Учитываются:

- геометрия резервуара и внутри резервуарные конструкции;
- физические свойства среды (плотность, вязкость, температура);
- эксплуатационные характеристики насосного оборудования (производительность, напор).

Моделирование течений позволяет оценить эффективность перемешивания, тепло- и массообмен, выводить или создавать идеальную контракцию устройства для решения конкретной задачи

Применение УПС в продуктовых резервуарах позволяет:

- сократить время приготовления нефтепродуктов в товарном производстве в самом резервуаре до 1 ч, увеличив тем самым оборачиваемость резервуара.

– исключить применение 2-х резервуаров в технологии доведения (восстановления) качества нефтепродукта, соответствующего нормативным требованиям. Фактически происходит удвоение мощности без строительства новых резервуаров.

- получить стабильный, однородный по качеству нефтепродукт в момент наполнения РВС.

– предотвратить расслоение нефтепродукта на фракции во всём объёме резервуара и обеспечить контрактные показатели при отгрузке.

На объект установки устройство доставляется в разобранном виде с комплектом монтажных частей и опор для крепления устройства. Все части устройства имеют габариты, позволяющие занести их внутрь резервуара через люк-лаз. На объект установки выезжает специалист от производителя для проведения шефмонтажа. Монтаж устройства занимает 1...2 дня, необходимо проведение сварочных работ

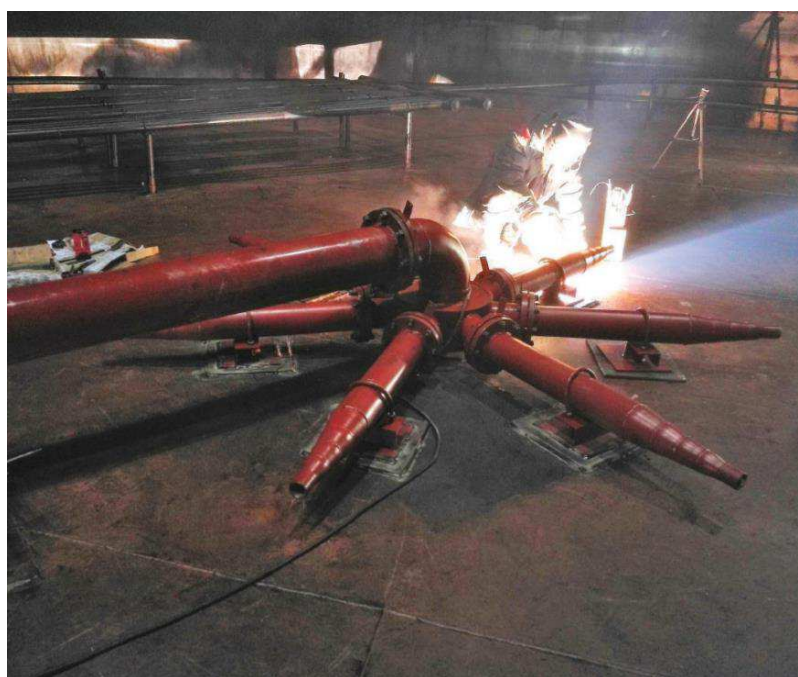


Рисунок 12 – Монтаж струйноэжекторного устройства

6 Безопасность и экологичность

В современных условиях развития общества решение проблем, связанных с обеспечением безопасной жизнедеятельности человека во всех сферах его деятельности от опасных и вредных факторов, является актуальным. Это обусловлено тем, что в последние годы в нашей стране и за рубежом происходит множество чрезвычайных ситуаций различного характера.

Возникающие стихийные бедствия, аварии, катастрофы, загрязнение окружающей среды промышленными отходами и другими вредными веществами, а также применение в локальных войнах различных видов оружия создают ситуации, опасные для здоровья и жизни населения. Эти воздействия становятся катастрофическими, они приводят к большим разрушениям, вызывают гибель, ранения и страдания людей. Чтобы умело и грамотно противостоять последствиям проявления любых опасностей в чрезвычайных ситуациях, необходимо постоянно совершенствовать уровень подготовки специалистов различных профилей, а также технические средства, способные решать комплекс взаимосвязанных задач в обеспечении безопасной жизнедеятельности человека.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

При строительстве резервуаров проводят множество технологических операций: земляные, бетонные, транспортные работы, сварка металлоконструкций, строительство систем для транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов.

Первым этапом производится утрамбовка земляного слоя для фундамента под резервуар, далее бетонируют фундамент, затем рабочие выполняют сварку листового металла РВС с последующей его установкой.

Все эти операции производятся на открытой производственной площадке внутри обвалования резервуара. Данные операции несут в себе потенциальную опасность для жизни и здоровья обслуживающего персонала.

В таблице 2 приведены опасные и вредные производственные факторы, возникающие при строительстве резервуара для хранения горючесмазочных материалов.

Таблица 2 – Классификация опасных и вредных факторов при производстве работ

Природа действий	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	Движущиеся машины и механизмы; действие электрического тока в случае повреждения изоляции проводов высоковольтного оборудования, повышенная напряженность электрического поля при использовании сварочных аппаратов; опасность падения при работах на высоте. Опасность пожара и взрыва на пожароопасном предприятии; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная пульсация светового потока сварочной дуги;
Химические	Токсические – химическое воздействие флюса, применяющегося при сварочных процессах на легкие, воздействие испаряющегося топлива на легкие, в случае его утечки.
Психофизиологические	Физические перегрузки: статические; динамические. Нервно-психические перегрузки; монотонность труда, высокие физические нагрузки.

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.

Возможными аварийными ситуациями при строительстве РВС являются:

- падение людей с высоты при высотных работах;
- утечка нефти из расположенных поблизости резервуаров;
- отрыв или падение переносимого груза при работе подъемных кранов.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рыбинская линейная производственно-диспетчерская станция расположена в Рыбинском районе в восточной части Красноярского края, и находится в Ib (IV) климатическом регионе с максимальной отрицательной температурой в зимний период $-41\text{ }^{\circ}\text{C}$, скорость ветра 1,3 м/с. Средняя температура зимой составляет $-15,4\text{ }^{\circ}\text{C}$, оттепели случаются редко. Осадки выпадают в виде снега. Световой день достаточно длинный, в летнее время восход солнца в 4:00, закат в 21:00 ч.

Средняя температура летом составляет $+18,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лето характеризуется тёплой погодой и наибольшим количеством осадков.

Работы выполняются до завершения строительства резервуара в дневное время, на открытой строительной площадке РВС. Работы выполняют сварщики, водители транспортных машин и слесари, посменно.

В холодный период года работники обеспечиваются спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала должны быть обустроены вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В теплый период года работники обеспечиваются репеллентами и легкой одеждой из антистатических материалов.

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

«ЛПДС Рыбинская» располагается вблизи села Рыбное. Площадь земель, отводимых для производства работ, составляет 7099 м². Территория размещения РВС имеет проезды для строительной техники, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования. Для обеспечения безопасного проезда все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в темное время суток освещать.

Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны должна быть не более 300 мг/м³.

Освещенность сварочных площадок должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приборов на работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство строительных и сварочных работ в неосвещенных местах не разрешается.

В качестве индивидуальных средств защиты слесарям, сварщикам и операторам выдаются рукавицы однопалые, каски сварочные, очки противопылевые, защитные каски.

К вспомогательным бытовым помещениям относятся: гардеробная, душевая с преддушевой, умывальная, сушилка, туалет, помещение для обогрева, комната для приема пищи.

Рабочие, занимающиеся строительством резервуара, обеспечиваются спецодеждой и спецобувью:

- костюм для защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с масловодоотталкивающей пропиткой;
- головной убор;

- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- очки защитные.

Каждый работник обеспечивается индивидуальным газоанализатором.

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Рядом с производством работ находятся резервуары с нефтью. При малых и больших дыханиях в воздух могут попадать пары нефти, которые пагубно влияют на здоровье человека, вызывая головные боли и головокружения, общую слабость, приступы кашля и потерю сознания.

Пары нефти относятся к 4 классу опасности, их предельная концентрация в воздухе составляет 300 мг/м³. Для контроля ПДК в течение смены с помощью газоанализаторов производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищённое исполнение.

Высокая температура сварочной дуги способствует интенсивному окислению и испарению металла, флюса, защитного газа, легирующих элементов. Окисляясь кислородом воздуха, эти пары образуют мелкодисперсную пыль, а возникающие при сварке и тепловой резке конвективные потоки уносят газы и пыль вверх, приводя к большой запыленности и загазованности производственных площадок, что в свою очередь оказывает негативное воздействие на легкие рабочих, находящихся в загазованной зоне.

На время выполнения сварочных работ все рабочие должны быть оснащены респираторами. Сварочные аэрозоли с содержанием марганца,

который применяется в сварочных электродах, относятся ко 2 классу опасности и их предельная концентрация 12 мг/м^3 .

На месте проведения работ не допускается нахождение людей, не связанных с проведением работ по монтажу резервуара.

При строительстве РВС в процессе сварки применяется высоковольтное оборудование, которое может быть источником пожара. На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы.

Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению. Т.к. сварка стальных листов на нефтеперекачивающей станции относится к огневым работам, обязательно должен быть оформлен наряд допуск.

Погрузочно-разгрузочные работы и складирование грузов кранами на базах, складах, площадках должны выполняться по технологическим картам, разработанным с учетом нормативных требований.

На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Площадка, на которой располагаются резервуары, относится к категории мест повышенной взрывопожароопасности, так как при утечке пары нефти могут образовывать взрывоопасную и пожароопасную среду. Предельно допустимая концентрация паров топлива в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м^3 .

Нефть – это природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и других химических соединений.

Характеристики хранящегося на нефтебазе топлива представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики нефти

Наименование	Температура самовоспламенения, °С	Температурные пределы воспламенения, °С	Концентрационные пределы распространения пламени, %
нефть	260...330	нижний: –27...–39; верхний –8...–27	нижний: 1,0%; верхний: 6% (по объему)

Строительная площадка по взрывопожарной опасности относится к категории А – взрыво-, пожароопасные, т.к. при строительстве резервуара используются сварочные аппараты, рядом находятся действующие резервуары для хранения нефти.

Причинами и источниками возникновения пожара в резервуарном парке Рыбинской ЛПДС могут быть: утечка нефти, нарушение техники безопасности, неисправность нефтяного оборудования, неисправная электропроводка сварочных аппаратов и другого электрического инвентаря.

Для обеспечения пожарной безопасности в резервуарном парке установлены системы водяного охлаждения, автоматические системы пожаротушения (АУПТ) и водяные лафетные пушки. По периметру резервуарного парка установлена звуковая сигнализация, информирующая о возникновении пожара, в рабочих помещениях размещены информационные знаки и планы эвакуации.

На рабочих местах должны быть первичные средства пожаротушения:

- песок и земля;
- огнетушитель ОП-5 и ОП-50 – 2 шт;
- лопата (штыковая и совковая) – 2шт;
- пожарный щит;
- пожарный водоем.

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При производстве строительных работ могут произойти аварийные и чрезвычайные ситуации:

- пожар и взрыв в случае нарушения техники безопасности при работе со сварочным аппаратом;
- разгерметизация оборудования с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу, почву и воду;
- угрозы взрывов в случае утечки нефти из близ лежащих резервуаров;
- природные пожары.

Сооружения ЛПДС относятся к IV группе по ГО.

В обычной смене численность работников составляет 11 человек. Рабочие полностью обеспечены индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Территория Рыбинской ЛПДС оборудована сооружениями для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут повлечь взрыв, как первичный поражающий фактор. Вторичным поражающим фактором при этом может быть пожар или благоприятные условия для него.

Подрядная организация имеет в рабочем инвентаре сварочные аппараты, которые могут поражать людей током (первичный поражающий фактор) и излучать высокоэнергетическое магнитное поле (вторичный поражающий фактор).

Резервуарный парк Рыбинской ЛПДС оснащён водопроводом, канализацией, электросетью и телефонной связью, рядом с местом строительства организованы выгребные ямы.

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

6.7 Экологичность проекта

В период проведения работ на объекте отрицательное воздействие на природную среду оказывают:

- работа и передвижение строительной техники и механизмов;
- заправка строительной техники;
- погрузочно-разгрузочные работы;
- грузоперевозки в пределах строительной площадки;
- земляные работы;
- устройство временных отвалов грунта;
- сварочные работы;
- изоляционные работы;
- проведение гидроиспытаний;
- загрязнение территории отходами производства.

Для защиты окружающей среды предлагаются следующие инженерные решения:

- в качестве приемника сточных бытовых вод и вод для гидроиспытаний организовать водонепроницаемый выгреб, который следует изготовить из герметичной металлической трубы. Подачу к месту установки и монтаж выгреба производить с помощью автокрана, в предварительно разработанный котлован. Пазухи между стенками котлована и выгребом (трубой) засыпать грунтом. По окончании ремонта выгреб демонтировать, котлован засыпать грунтом и произвести рекультивацию;

- для предотвращения загрязнения почвы следует всю площадь, отведенную для строительства резервуара засыпать на глубину 0,5 м слоем глины и утрамбовать до толщины слоя в 20 см;

- для предотвращения загрязнения воздуха соорудить отводную траншею с перекрытием по ширине дорожного полотна металлическим листом толщиной 25 мм, имеющим сквозные отверстия, а также возвести земляное обвалование высотой до 1 м и шириной по основанию до 3 м;

– обеспечить герметизацию маслотопливных систем всей рабочей техники, провести ее ТО, для предотвращения утечек топлива и масел;

– обеспечить очистку территории вокруг строительства резервуара от горючесмазочных материалов. Минимальный радиус зоны, подлежащей очистке от горючих материалов, указан в таблице 4.

Таблица 4 – Минимальный радиус зоны, подлежащей очистке от горючих материалов

Высота точки сварки (резки) над уровнем пола или прилегающей территории, м	0	2	3	4	6	8	10	свыше 10
Радиус зоны, м	7	8	9	10	11	12	13	14

7 Экономическая часть

Устройство, перемешивающее струйноэжекторное УПС имеет следующие преимущества. Из-за своей простоты в конструкции не нуждается в дополнительном обслуживании после установки, так как отсутствуют подвижные детали. Капитальному ремонту подлежит только спустя 10 лет.

Не требует подвода электроэнергии, отсутствуют нагрузки на стенки резервуара и не вызывает вибрации вследствие чего безопасен в эксплуатации.

Выполняют функцию перемешивания в режиме наполнения и циркуляции, что существенно сокращает время на перемешивание. В некоторых случаях исключает необходимость циркуляции.

При модернизации резервуарного парка предусматриваются следующие работы:

- зачистка резервуара;
- монтаж перемешивающего струйноэжекторного устройства.

В экономической части проведём следующие расчеты:

- расчет капитальных вложений;
- расчет эксплуатационных затрат.

7.1 Расчет капиталовложений

Расчет капитальных вложений включает в себя затраты на приобретение оборудования и деталей, затраты на заработную плату рабочих занимающихся монтажом, затраты на электроэнергию, затраты на транспортные расходы, затраты на зачистку резервуара, затраты на вспомогательные материалы.

$$K_B = Z_{\text{п}} + Z_{\text{э}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{з}} + Z_{\text{ес}} + A_p,$$

где Z_n – затраты на приобретение, покупку оборудования и деталей, руб.;

$Z_э$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$Z_{зп}$ – заработная плата рабочих за монтаж, руб.;

$Z_з$ – затраты на зачистку резервуара, руб.;

$Z_{вс}$ – затраты вспомогательные, руб.;

A_p – амортизационные расходы, руб.

7.2 Подготовительные работы

Для модернизации резервуара нужно провести подготовительные работы:

- 1) Провести зачистку одного цилиндрического РВС со стационарной крышей объёмом 20000 м³.
- 2) Приобрести новые изделия для дальнейшего монтажа на резервуар.

7.3 Зачистка резервуаров

Для подготовки резервуаров к монтажным работам нужно провести зачистку одного цилиндрического РВС со стационарной крышей объёмом 20000 м³.

Цель зачистки – подготовка резервуара к производственным работам, следовательно, следует провести следующие технологические операции:

- подготовительные работы;
- удаление технологического остатка;
- предварительная дегазация или флегматизация;
- удаление осадка;
- контроль качества зачистки;

– утилизация продуктов зачистки.

Стоимость зачистных работ предоставлена на сайте компании «Тигрис-Альп», цена указана за 1 м³.

Таким образом, капиталовложения на зачистку резервуаров составляют =6400000 руб.

$$KB_1 = 6400000 \text{ руб.}$$

7.4 Приобретение покупных изделий

При внедрении нового оборудования производится:

– монтаж перемешивающее стрйноэжекторное устройство – 1 шт.

Стоимость перемешивающее стрйноэжекторное устройство предоставлена на сайте компанией «ООО ЕВНАТ».

Затраты на оборудования указаны в таблице 5.

Таблица 5– Затраты на оборудование

Оборудования	Количество, шт.	Стоимость, руб. за ед.	Общая сумма, руб.
Перемешивающее стрйноэжекторное устройство	1	1000000	1000000
Итого:			1000000

7.5 Затраты монтаж

Для монтажа оборудования на резервуар требуется работа 5 слесарей-сборщиков в течение 14 дней в 1 сменном режиме 112 часов, а также затраты на расходные материалы. Сборщики являются сотрудниками подрядной организации, осуществляющей ремонтно-монтажные работы с почасовой

оплатой труда за выполнение работ. Учитываем затраты на заработную плату данных работников.

Зарботная плата слесарей-сборщиков, исходя из часовой оплаты труда, равна, руб:

$$Z_{\text{п}} = 146 \cdot 5 \cdot 112 = 81760 \text{ руб.}$$

Районный коэффициент и северная надбавка составляют соответственно 50 % и 30 % от основной заработной платы, руб:

$$Z_{\text{к}} = 81760 \cdot (0,3 + 0,5) = 65308 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата равна 12 % от основной заработной платы, руб.:

$$Z_{\text{доп}} = 81760 \cdot 0,12 = 9811,2 \text{ руб.}$$

Премия равна 50 % от заработной платы, руб:

$$Z_{\text{премия}} = 81760 \cdot 0,5 = 40880 \text{ руб.}$$

Страховые выплаты составляют 30 % от полной заработной платы и составляют, руб:

$$C = (Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{премия}}) \cdot 0,3 = (81760 + 65308 + 9811,2 + 40880) \cdot 0,3 = 169143,2 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы пятерых слесарей-сборщиков составляет, руб:

$$\Phi_{з.п.} = Z_{п.} + Z_{к.} + Z_{д.} + Z_{м.} + C = 81760 + 65308 + 9811,2 + 40880 + 169143,2 =$$

$$= 366902,4 \text{ руб.}$$

В таблице 6 представлены необходимые капиталовложения по перечню объектов и работ.

Таблица 6 – Единовременные затраты на модернизацию резервуара РВС 20000 м³

Наименование затрат	Стоимость, руб
Зачистка резервуара	6400000
Оборудования	1000000
Монтаж	366902,4

Таким образом, капиталовложения на зачистные работы и оборудование, необходимые для модернизации составляют:

$$K = 6400000 + 1000000 + 366902,4 = 7766902,4 \text{ руб.}$$

7.6 Расчет затрат на электроэнергию

$$Z_{эл} = C_1 \sum_{i=1}^n N_{yi} \cdot t_i,$$

где C_1 – тариф за 1 кВт/ч электроэнергии, учтенной электросчетчиком, руб., принимаем тариф на электроэнергию 5.3 кВт/ч, установленный для предприятий в г. Красноярск;

N_{yi} – установленная мощность i -го электродвигателя, кВт;

t_i – время работы в год i -го электродвигателя, ч.

Расчет затрат на электроэнергию ведется по ниже приведенной таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на электроэнергию

Наименование потребителей электроэнергии	Количество, шт	Установленная мощность N_{yi} , кВт		Число час. раб. t_i , час.	Потребляемая электроэнергия, $N_{yi} \cdot t_i$ кВт/ч
		Единицы	Общая		
Электропривод ГЗА.150 типа "Б"	6	0,37	2,22	8760	19447,2
Уровнемер RTG 3920 REX	2	0,08	0,16	8760	1401,6
Итого					20848,8

Определим затраты на электроэнергию по формуле:

$$Z_{эл} = Ц_1 \sum_{i=1}^n N_{yi} \cdot t_i = 20848,8 \cdot 5,3 = 110498,64 \text{ руб.}$$

7.7 Расчет амортизации

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств, на стоимость произведенной и проданной конечной продукции по мере их износа, как материального, так и морального.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается линейным методом, по формуле:

$$AM_{отч} = C_{ос} \cdot H_a / 100,$$

где $C_{ос}$ – первоначальная стоимость основных средств, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Норма амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$N_a = 100 / C_c,$$

где C_c – срок службы в годах.

Таблица 8 – Амортизационные отчисления оборудования

Наименование	Первоначальная стоимость, без НДС, руб.	Норма амортизации, %	Годовая сумма амортизационных отчислений, руб.
Перемешивающее стрйноэжекторное устройство	1000000	10	100000
Итого			100000

Рассчитаем сумму годовых эксплуатационных расходов по формуле:

$$Z_{\text{экс}} = Z_{\text{эл}} + Z_{\text{ам}},$$

где $Z_{\text{эл}}$ – затраты на электроэнергию, руб.;

$Z_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, руб.

$$Z_{\text{экс}} = Z_{\text{эл}} + Z_{\text{ам}} = 110498,64 + 100000 = 210498,64 \text{ руб.}$$

7.8 Затраты на заработную плату

Для эксплуатации оборудования на резервуаре требуется работа 5 операторов товарных. Операторы являются сотрудниками компании с почасовой оплатой труда. Учитываем затраты на заработную плату данных работников.

Зарботная плата операторов, исходя из почасовой оплаты труда, равна, руб:

$$Z_{\text{п}} = 146 \cdot 5 \cdot 112 = 81760 \text{ руб.}$$

Районный коэффициент и северная надбавка составляют соответственно 50 % и 30 % от основной заработной платы, руб:

$$Z_{\text{к}} = 81760 \cdot (0,3 + 0,5) = 65308 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата равна 12 % от основной заработной платы, руб:

$$Z_{\text{доп}} = 81760 \cdot 0,12 = 9811,2 \text{ руб.}$$

Премия равна 50 % от заработной платы, руб:

$$Z_{\text{премия}} = 81760 \cdot 0,5 = 40880 \text{ руб.}$$

Страховые выплаты составляют 30 % от полной заработной платы и составляют, руб:

$$C = (Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{премия}}) \cdot 0,3 = (81760 + 65308 + 9811,2 + 40880) \cdot 0,3 = 169143,2 \text{ руб.}$$

Фонд заработной платы пятерых слесарей-сборщиков составляет, руб.:

$$\Phi_{\text{з.п.}} = Z_{\text{п}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{д}} + Z_{\text{пр}} + C = 81760 + 65308 + 9811,2 + 40880 + 169143,2 =$$

= 366902,4 руб.

В таблице 9 представлены затраты на персонал, необходимые для работ и страховые выплаты.

Таблица 9 – Затраты на персонал и страховые выплаты

Наименование затрат	Сумма за время работ
Фонд оплаты труда, руб.	366902,4
Страховые взносы, руб.	169143,2
Итого:	536045,6

7.9 Затраты на вспомогательные материалы для монтажа

Затраты на вспомогательные материалы составляют 2,7 % от фонда оплаты труда и определяются по формуле:

$$B_m = 0,027 \cdot \Phi_{з.п.},$$

где B_m – затраты на вспомогательные материалы, руб.

$$B_m = 0,027 \cdot \Phi_{з.п.} = 0,027 \cdot 366902,4 = 9906,38 \text{ руб.}$$

Значения рассчитанных эксплуатационных затрат представлены в таблице 10

Таблица 10 – Эксплуатационные затраты на обслуживание резервуара

Наименование затрат	Стоимость, руб
Электроэнергия	110498,64
Амортизационные отчисления	100000
Фонд оплаты труда, руб.	366902,4
Страховые взносы, руб.	169143,2
Вспомогательные материалы	9906,38
Итого	756450,62

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, были выявлены, недостатки при эксплуатации резервуара, в результате чего был предложен проект по его реконструкции.

На основании проведенного анализа выбрано перемешивающее струйноэжекторное устройство.

Использование данного оборудования выполняет функцию перемешивания в режиме наполнения и циркуляции, что существенно сокращает время на перемешивание. В некоторых случаях исключает необходимость циркуляции.

В выпускной квалификационной работе были выполнены следующие задачи:

- изучены сведения о проектируемом объекте;
- рассмотрены способы очистки резервуаров;
- произведены расчеты параметров резервуара.
- выполнен монтаж струйноэжекторного перемешивающего устройства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Михалев, М. Ф. Расчет и конструирование машин и аппаратов химических производств: Примеры и задачи / М.Ф. Михалев, Н.П. Третьяков, А.И. Мильченко, В.В. Зобин. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1984. – 301 – Текст: непосредственный.

2 Поникаров, И. И. Расчет машин и аппаратов химических производств и нефтегазопереработки / И. И. Поникаров, С. И. Поникаров, С. В. Рачковский. – М.: Альфа-М, 720 с. – Текст: непосредственный.

3 Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – Текст: непосредственный.

4 ГОСТ 26098 – 84. Нефтепродукты. Термины и определения. = Petroleum products. Terms and definitions : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 февраля 1984 г. N 591 дата введения установлена 01.07.85 – Москва: Изд-во стандартов, 2003. – 88 с. – Текст: непосредственный.

5 СНиП 11. 106 – 79. Нормы проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов.: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Министерством нефтяной промышленности, постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства от 30 июля 1979 г. N 130 взамен СНиП II-П.3-70 – Москва: Госстрой, 1979. – Текст: непосредственный.

6 СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия. : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : разработал ЦНИИСК им. Кучеренко Госстроя СССР (канд. техн. наук А.А.Бать - руководитель темы; И.А.Белышев, канд. техн. наук В.А.Отставнов, доктора техн. наук проф. В.Д.Райзер, А.И.Цейтлин), МИСИ им.В.В.Куйбышева Минвуза СССР (канд. техн. наук Л.В.Клепиков). внесен ЦНИИСК им.

Кучеренко Госстроя СССР. Подготовлен к утверждению Главтехнормированием Госстроя СССР (канд. техн. наук Ф.В.Бобров). утвержден постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства от 29 августа 1985 г. N 135 взамен главы СНиП II-6-74 – М.: Госстрой, 1987. – Текст: непосредственный.

7 РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1 – 04 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³ : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие коллективом авторов ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Гипротрубопровод» с Госгортехнадзором России, письмо № 10-03/239 от 04.03.2004г., с ГУГПС МЧС России письмо № 18/5/723 от 23.03.2004 г., с ОАО "ВНИИСТ" письмо № 500-1925 от 19.02.2004 г. – Текст: непосредственный.

8 Нехаев, Г. А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления, 2005- 213с. – Текст: непосредственный.

9 ВСН 311 – 89 «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³» : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие ВНИИмонтажспецстрой Минмонтажспецстроя СССР (докт. техн. наук Б.В. Поповский, Г. А. Ритчик, Е. Л. Зелигер, Л. Я. Бызер, кандидаты техн. наук Л.В. Дубень и В. А. Карасик); Гипронефтеспецмонтаж (канд. техн. наук И. С. Гольденберг, Е. Т. Кузнецов, В.Н. Тюрин); Гипрохиммонтаж (И. П. Петрухин, канд. техн. наук Я. А. Шейнблит), главным научно-техническим управлением Минмонтажспецстроя СССР. – Москва: Госстрой, 1990. – Текст: непосредственный.

10 ГОСТ 27772 – 88 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. = Rolled products for structural steel constructions. General specifications : национальный стандарт Российской Федерации :

издание официальное : утвержден и введен в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.06.88 N 2564 – Текст: непосредственный.

11 ВСН 311 – 89 «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000 м³»

12 СНиП 3.02.01 – 87 Земляные сооружения, основания и фундаменты. – Введ. 01.06.1988. – Москва : ЦНИИОМТП, 2002. – 65 с.

13 СНиП 3.03.01 – 87 Несущие и ограждающие конструкции. – Введ. 01.06.1988. – Москва: ЦНИИОМТП, 2002. – 93 с. 14 ГОСТ 7566-94 Металлопродукция. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. – Введ. 21.12.1994. – Минск : УГНИИМ, 2002. – 16с.

14 ГОСТ 14098 – 91 Соединения сварные арматуры закладных изделий железобетонных конструкций. – Введ. 01.07.1992. – Москва : ГКПСИИ, 2007. – 39 с.

15 РД-23.020.00-КТН-079 – 09 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000...5000 куб.м. – Введ. 22.05.2009. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 23 с.

16 РД-25.160.00-КТН-011 – 10 Сварка при строительстве и капитальном ремонте магистральных нефтепроводов. – Введ. 30.13.2009. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 216 с.

17 РД-19.100.00-КТН-001 – 10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов. – Введ. 15.01.2010. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 152 с.

18 СН 551 – 82 Инструкция по строительству противоточных устройств из полиэтиленовой пленки для искусственных водоемов. – Введ. 01.01.1982. – Москва: ВНИИ ВОДГЕО, 2009. – 39 с.

19 СНиП 12-03 – 2001 Безопасность труда в строительстве. Общие требования. Часть 1. – Введ. 09.09.2001. – Москва : ГСЖКК, 2001. – 40 с.

20 РД 03-614 – 03 Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов. – Введ. 19.06.2003. – Москва: Управлением по котлонадзору и надзору за подъемными сооружениями, 2003. – 33 с.

21 СНиП 2.09.04 – 87 Административные и бытовые здания. – Введ. 01.01.1989. – Москва : ЦНИИЭП, 2011. – 30с.

22 ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1976. – Москва: ЦНИИЭП, 2011. – 30 с.

23 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций ПОТ Р М-021-2002 – Введ. 01.09.2002 – Санкт-Петербург : Министерство труда и социального развития, 2002. – 5 с.

24 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – Введ. 01.09.2002 – Москва : Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013. – 288 с.

25 ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 13.07.1990 – Москва : ВЦСПС, 2006. – 31 с.

26 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 05.01.2009 – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС, 2009. – 35 с.

27 Допустимая концентрация паров бензина в воздухе закрытых помещений [Электронный ресурс] : ресурс содержит информацию о содержании допустимой концентрации паров бензина – Режим доступа: <http://clickpilot.ru/canaliz.php?wr=468>

28 ГОСТ 12.3.009 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности – Введ. 01.07.1977 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 7 с.

29 Классификация производств по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности URL: <http://delta-grup.ru/bibliot/16/130.htm> 31 ГОСТ 12.2.020-76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01.1980 – Москва : ГКССМ, 2008. – 9 с.

30 Структура системы ГО [Электронный ресурс] : ресурс содержит информацию о структуре гражданской обороны – Режим доступа: http://studopedia.ru/14_45085_struktura-sistemi-go.html

31 Системы пожаротушения в резервуарном парке нефтебазы: элементы и требования нормативных документов [Электронный ресурс] : ресурс содержит информацию о системах пожаротушения на нефтебазах – Режим доступа: <http://www.complex-safety.com/stati-o-pozharnojbezopasnosti/sistemy-pozharotusheniya-v-rezervuarnom-parke-neftebazyelementy-i-trebovaniya-normativnykh-dokument/>

32 ГОСТ 12.1.005 – 88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны – Введ. 01.01.1989 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 50 с.

33 ГОСТ 12.3.009 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1977 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 7 с. 36 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. – Введ. 01.01.1983. – Москва : Стандартинформ, 2013. – 5 с.

34 СП 44.13330.2011 Административные и бытовые здания. – Введ. 19.11.2008. – Москва : Минрегион РФ, 2011. – 30 с.

35 Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. – Введ. 16.12.1997. – Москва : Министерство труда РФ, 2011. – 7 с.

36 ГОСТ Р 12.4.296 – 2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. – Введ. 22.11.2013. – Москва : Стандартиформ, 2013. – 12 с. 41 ГОСТ 12.4.002-97 ССБТ. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1998. – Москва : Стандартиформ, 2001. – 15 с.

37 ГОСТ Р 12.4.236 – 2011 ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – Введ. 01.12 .2011. – Москва : Стандартиформ, 2012. – 32 с.

38 ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.1977. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 7 с.

39 ГОСТ 12.1.044 Пожароопасность веществ и материалов. – Введ. 01.01 .1991. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 139 с. 45 СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС, 2009. – 20 с.

40 СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности. – Введ. 01.05.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС, 2009. – 20 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

« 25 » июня 2021 г.


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Реконструкция резервуарного парка

Руководитель  23.06.21 доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник

 21.06.21

А.А. Нечепуренко

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Реконструкция резервуарного парка»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Реконструкция резервуарного парка» содержит 80 страниц текстового документа, 40 использованных источников, 5 листов графического материала.

УСТАНОВКА ПЕРЕМЕШИВАЮЩЕГО СТРУЙНОЭЖЕКТОРНОГО УСТРОЙСТВА, РЕКОНСТРУКЦИЯ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК, ТОВАРНАЯ НЕФТЬ, ДОННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ.

Объект ВКР: резервуар вертикальный стальной (РВС)

Целью выпускной квалификационной работы является установка высокотехнологичного струйноэжекторного перемешивающего устройства.

Для решения данной цели необходимо решить следующие задачи.

- 1 Изучить сведения о проектируемом объекте.
- 2 Рассмотреть способы очистки резервуаров.
- 3 Монтаж струйноэжекторного перемешивающего устройства.
- 4 Произвести расчеты параметров резервуара.

В разделе «Безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.

В экономической части работы рассчитаны единовременные затраты на реализацию проекта и годовые эксплуатационные затраты.

Обоснованием для реконструкции резервуарного парка является установка перемешивающего струйноэжекторного устройства на резервуар РВС.