

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Совершенствование конструкции резервуаров с плавающими крышками,
предназначенных для хранения нефтепродуктов

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07
«Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового
производства»

Руководитель к.т.н., доцент _____ Е.А. Соловьев

Выпускник ГБ13-07 081313587 _____ И.А. Троянов

Красноярск 2017

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Троянову Ивану Александровичу

Группа ГБ 13-07

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль 21.03.01.07 «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства».

Тема выпускной квалификационной работы «Совершенствование конструкции резервуаров с плавающими крышками, предназначенных для хранения нефтепродуктов».

Утверждена приказом по университету № _____ от

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей предназначен для хранения бензинов. Критериями совершенствования конструкции резервуара является улучшение герметичности плавающей крыши, коррозионная стойкость поверхностей крыши. Объём резервуара: 5000 м³.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников и научных статей по предмету исследования. Изучение особенностей различных конструкций резервуаров с плавающими крышками, способов герметизации, способов повышения коррозионной стойкости крыши корпуса резервуара в среде углеводородов и атмосферной коррозии, их сравнительный анализ. Сравнительный анализ существующих конструкций плавающих крыш. Заключение к литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Разработка технического задания на модернизацию конструкции резервуара с плавающей

крышей. Расчёт основных параметров резервуара (технологический расчёт, механический расчёт). Разработка конструкции резервуара и модернизация конструкции плавающей крыши с целью увеличения герметичности и эксплуатационных характеристик при пожаротушения. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (клапаны, запорная арматура, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка руководства по монтажу и эксплуатации резервуара. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Чертёж общего вида резервуара (1 лист формата А1), чертеж детали (1 лист формата А3), презентация (12 – 16 страниц).

Руководитель ВКР _____ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению _____ И.А. Троянов

«__» _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Совершенствование конструкций резервуаров с плавающими крышками, предназначенных для хранения нефтепродуктов» содержит 93 страницы текстового документа, 20 рисунка, 8 таблиц, 12 использованных источников, 2 листа графического материала.

ПЛАВАЮЩИЕ КРЫШИ, СИСТЕМА ПОЖАРОТУШЕНИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ, УПЛОТНЯЮЩИЙ ЗАТВОР, ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Цель работы: Спроектировать стальной вертикальный резервуар с плавающей крышей для хранения нефтепродукта. Установить недостатки возникающие при работе с резервуарами.

Усовершенствовать конструкцию резервуара.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- выявлены недостатков, при работе резервуаров;
- усовершенствован уплотняющий затвор плавающей крыши ;
- спроектирована система пожаротушения и водоспуска состоящая из вертикально направленных стоек.

В ходе выполнения дипломной работы был проведен анализ информации о конструкциях современных резервуаров с плавающей крышей.

Сформулирована и решена задача совершенствования конструкции узлов резервуара.

Применение усовершенствованного уплотняющего затвора, системы пожаротушения и водоспуска повысило надежность и срок эксплуатации резервуара.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Литературный обзор	9
1.1 Основные характеристики резервуаров с ПК	9
1.2 Направляющая.....	11
1.3 Уплотняющий затвор.....	13
1.4 Заключение к литературному обзору.....	17
2 Конструкторско-технологический раздел	18
2.1 Расчёт геометрических параметров резервуара.....	18
2.2 Определение геометрических размеров резервуара.....	20
2.3 Расчет и конструирование стенки резервуара	23
2.4 Расчет толщины стенки резервуара	24
2.5 Расчет веса стенки резервуара	28
2.6 Расчет стенки резервуара на прочность.....	29
2.7 Расчет стенки резервуара на устойчивость	31
2.8 Расчет и конструирование днища резервуара	34
2.9 Расчет резервуара на опрокидывание и расчет контурного давления в фундаменте	36
2.10 Расчет плавающей крыши.....	44
2.11 Расчет ветровой и снеговой нагрузки	46
2.12 Оборудование РВСПК – 5000.....	47
2.13 Эксплуатационное оборудование.....	49
2.14 Устройство для тушения горючих жидкостей	59
2.15 Двудечный понтон контактного типа	61
2.16 Затвор мягкого типа.....	63
2.17 Устройство молниезащиты	64
2.18 Итоги раздела	65
3 Эксплуатация и ремонт.....	66
3.1 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт.....	66

3.2 Защита от коррозии.....	69
3.3 Испытание и приемка резервуара.....	69
Заключение	72
Список используемой литературы	73
Приложение А	75
Приложение Б.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Резервуары являются важнейшим структурным элементом всей нефтяной отрасли. Тяжело представить существование нефтяной отрасли без использования резервуаров, они являются фундаментом нефтяной промышленности.

Резервуары предназначены для приема, хранения, выдачи, смешении, учета продукта и отстоя технической воды.

По конструктивным особенностям резервуары подразделяются на:

- резервуары со стационарной крышей;
- с плавающей крышей;
- с понтоном.

Главное преимущество резервуаров с плавающей крышей заключается в сокращении до 98% потерь от испарения хранимых нефтепродуктов, а также более низкая стоимость чем резервуары с понтоном.

Основными проблемами при эксплуатации является перекося плавающей крыши, ее зависание на внутренних стенках резервуара либо ее потопление.

Также имеются проблемы в водоотводящей системе с поверхности крышки, а именно в шарнирном соединении. Коррозия стенок и днища.

Целью данной работы является совершенствование конструкции резервуаров с плавающей крышей. разработка конструкции пожаротушения системы, основное преимущество которой будет заключаться в высокой надежности и долговечности.

Для достижения поставленных задач проектируется резервуар обеспечивающий бесперебойную работу на протяжении заявленного срока эксплуатации. Применена усовершенствованная система пожаротушения состоящая вертикальных направляющих установленных в резервуаре. Применены меры по коррозионной обработке.

1 Литературный обзор

1.1 Основные характеристики резервуаров с ПК

Необходимость всемерно снизить потери нефтепродуктов от испарения при хранении привела к созданию конструкции резервуара переменного объема, то есть с крышей, плавающей на поверхности хранимого нефтепродукта. Плавающая крыша при увеличении объема жидкости в резервуаре поднимается, а при уменьшении — опускается. В резервуарах с плавающей крышей почти полностью устраняется газовое пространство и предотвращаются потери от испарения при больших и малых «дыханиях».

Резервуары применяются двух типов:

- а) открытые сверху с плавающим понтоном;
- б) с плавающим понтоном и покрытием в виде щитов или безмоментной кровли.

Резервуары с плавающими крышами, сооружаемые по типовым проектам емкостью 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10 000, 15 000 и 20 000 м³, могут применяться в южных благоприятных климатических условиях. В северных районах с большим количеством атмосферных осадков, а именно снегового покрова, эксплуатация плавающих крыш без защиты практически невозможна.

В связи с этим применяются резервуары, имеющие, кроме плавающей крыши, еще и постоянную герметичную крышу. Стационарная крыша выполняется щитовой по аналогии с типовыми резервуарами. Резервуары имеют емкость от 200 до 20 000 м³.

Кроме стальных понтонов применяются также понтоны из пластмасс, с пластмассовым понтоном и стационарной стальной кровлей.

Плавающие крыши для резервуаров бывают двух видов - однодечная и двухдечная.

Главным преимуществом плавающей крыши по сравнению со стационарной крышей является сокращение не менее чем на 90% потерь хранимого продукта при испарениях. Кроме того, в резервуаре с плавающей крышей значительно меньше корродируют верхние пояса стенки и сама плавающая крыша.

1 Однодечные плавающие крыши

Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши в районах с нормативной снеговой нагрузкой до 1,5 кПа. Однодечные плавающие крыши состоят из листовой мембраны, рулонизируемой или полистовой, и кольцевых коробов, расположенных по периметру.

Для обеспечения отвода ливневых вод с поверхности крыши мембрана крыши имеет уклон к центру, где устанавливается водоспуск гибкого или шарнирного типа с заборным устройством и обратным клапаном.

Обратный клапан позволяет отводить ливневые воды за пределы резервуара и, с другой стороны, предотвращает попадание продукта на поверхность крыши резервуара. Выполнение уклона крыши резервуара достигается пригрузом ее центральной части.

Однодечные плавающие крыши рекомендуется применять для резервуаров диаметром не более 50 м и в районах строительства, где скорость ветра не превышает 100 км/час. При больших диаметрах и большей скорости ветра возникают значительные динамические нагрузки на мембрану крыши, которые могут привести к ее повреждению.

2 Двудечные плавающие крыши

Двудечные плавающие крыши резервуара выполняются по двум вариантам конструктивного исполнения: традиционная крыша с наружными радиальными отсеками и кольцевыми отсеками центральной части,

формирование которых производится на монтаже; унифицированная крыша с радиальными коробами заводского изготовления, применение которых сокращает объем монтажной сборки и сварки более чем на 40% по сравнению с традиционным вариантом.

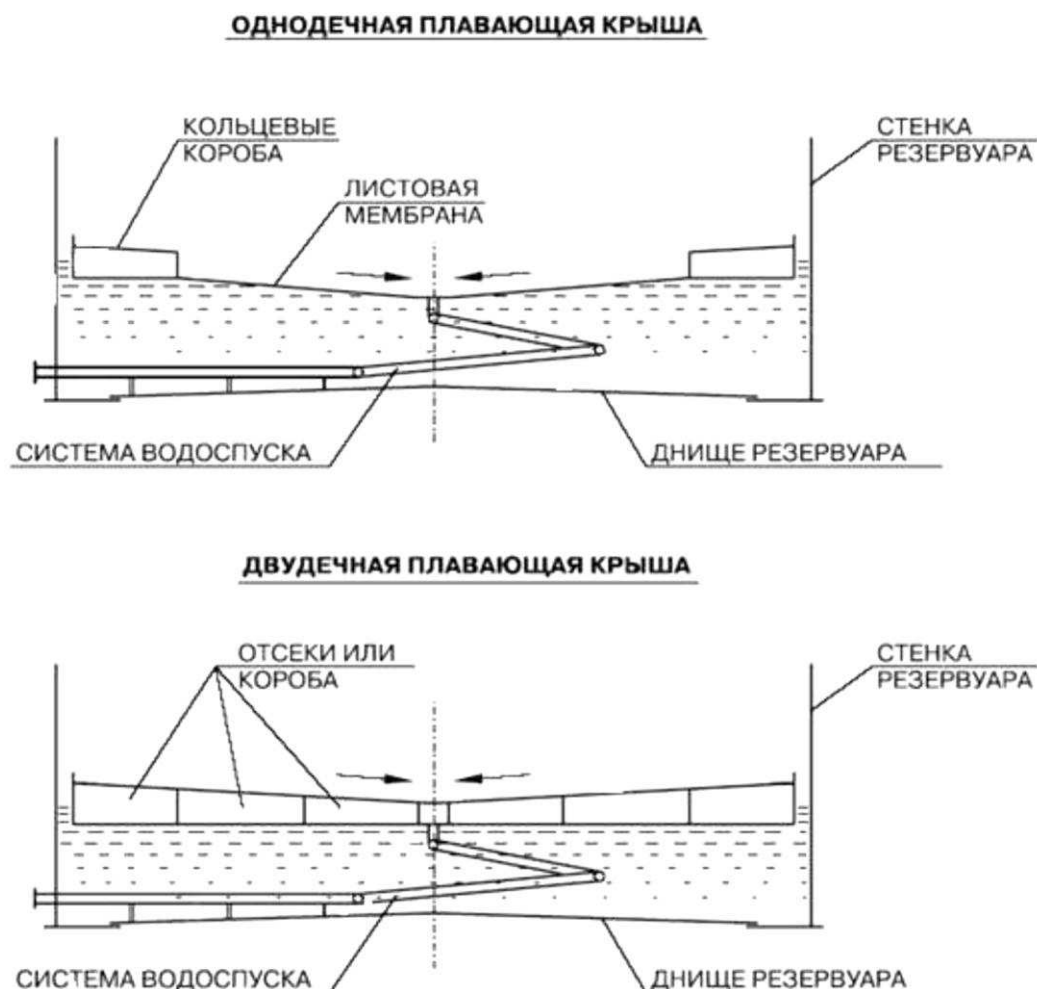


Рисунок 1 - Типы конструкций плавающих крыш

1.2 Направляющая

Для предотвращения вращения плавающей крыши под воздействием потоков нефти при заполнении и опорожнении резервуара и для координации движения плавающей крыши устанавливается одна или несколько направляющих, которая представляет собой вертикально

установленную трубу Ду 500 мм., опирающуюся на днище резервуара тремя опорными уголками.

На верхнем фланце направляющей установлен радарный уровнемер и многоточечный датчик температуры, а так же имеется лючок для ручного замера уровня нефти и сличения с показаниями радарного уровнемера.

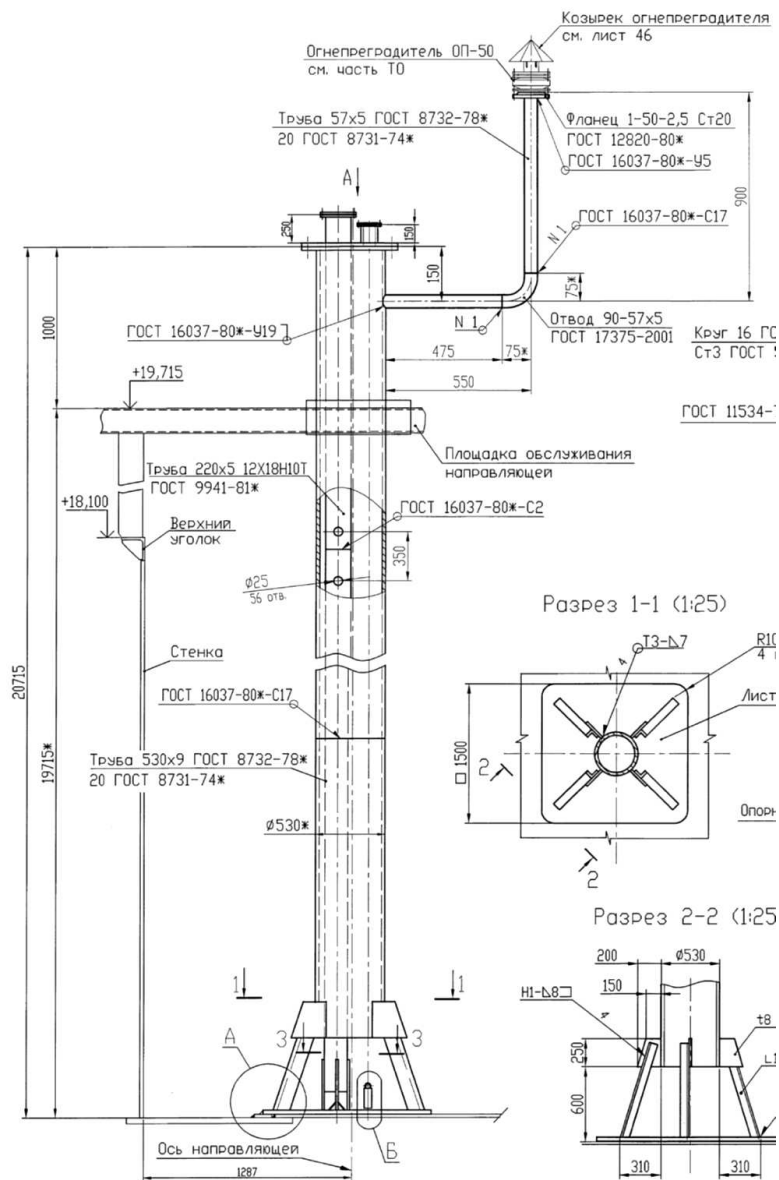
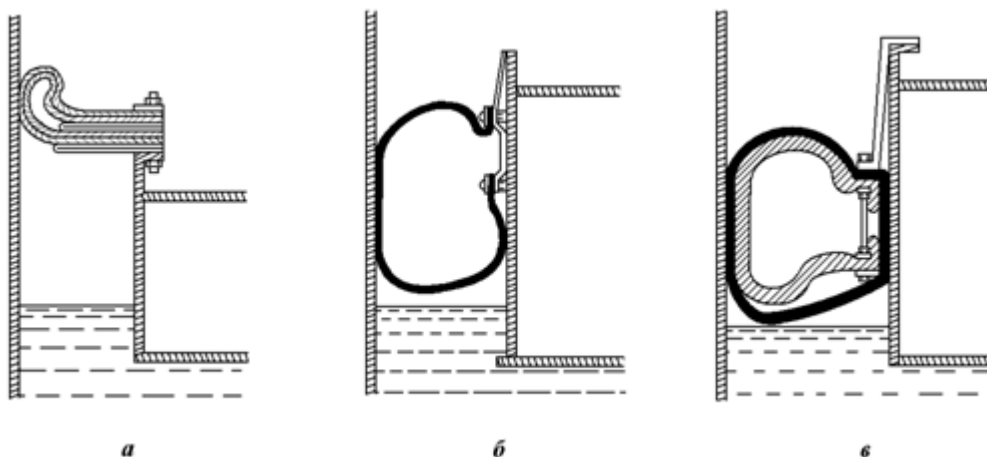


Рисунок 2-Направляющая плавающей крыши

1.3 Уплотняющий затвор

Для предотвращения заклинивания, вследствие неровностей стенок резервуара, или неравномерной осадки, между стенкой резервуара и плавающей крышей имеется зазор. Для герметизации кольцевого зазора между стенкой резервуара и плавающей крышей используется специальный уплотняющий затвор. Уплотняющие затворы являются важным узлом в конструкции плавающей крыши. Они уплотняют кольцевое пространство между стенкой резервуара и краем плавающей крыши. При подъеме и опускании крыши это пространство (от 50 до 500 мм) может изменяться из-за неточностей изготовления корпуса резервуара, временных изменений его под действием ветра, осадки основания или под влиянием других причин.

Уплотняющий затвор устанавливается по окружности понтона между понтоном и стенкой резервуара для уменьшения до минимума площади испарения. Уплотняющие затворы по материалу подразделяются на мягкие и жесткие. Мягкие затворы выполняются из; прорезиненной ткани, пенополиуретана и других материалов. Следует отметить что при использовании мягких затворов с различным наполнением требуется тщательное наблюдение за постоянством давления среды находящейся в мягком мешке. Без этого не может быть обеспечена надежная герметичность затвора.



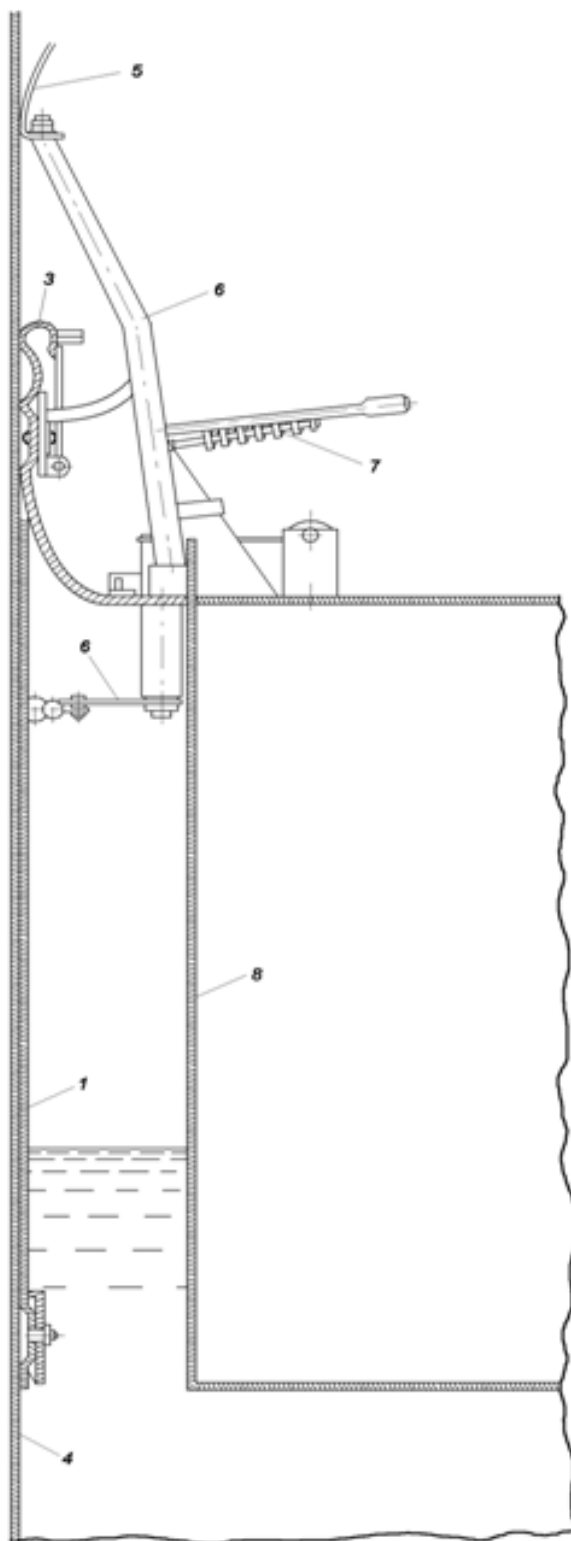
а – петлевой; б – в виде упругой резинотканевой оболочки; в – с
неполиуретановым наполнителем

Рисунок 3 – Мягкие уплотнительные затворы

Жесткие затворы состоят из металлических элементов рычажного типа. Жесткий (механический) затвор состоит из металлических элементов рычажного типа мягкие (эластичные) затворы выполняются из прорезиненной ткани пенополиуретана и т.п. В зависимости от конструктивного решения и материала мягкие затворы можно подразделить на губчатые жидкостные и воздушные. В губчатом затворе уплотнение происходит за счет упругих свойств губчатого материала (пенополиуретана) в жидкостном – за счет массы жидкости находящейся в мягком мешке в воздушном – за счет упругих свойств воздуха находящегося под определенным давлением в замкнутом пространстве.

Рычажный затвор для плавающих крыш состоит из специальных шарнирно-стержневых систем опирающихся на наружную вертикальную стенку плавающей крыши и прикрепленного к ним вертикального разрезного листа толщиной 25 мм и высотой 880 мм. Этот лист во время вертикального перемещения плавающей крыши скользит по внутренней поверхности стенки резервуара. Зазор между нижней частью листа и вертикальной стенкой плавающей крыши перекрыт мембраной из специальной ткани. Во избежание попадания в затвор снега и дождя зазор

между подвижным листом и наружным краем плавающей крыши перекрыт тонким стальным щитком который перемещается вместе с затвором. Для возможности обслуживания плавающей крыши используется катающаяся лестница которая одним концом через шарнир опирается на верхнюю площадку резервуара соединенную с наружной лестницей резервуара а вторым снабженным катком по направляющим перемещается в горизонтальной плоскости (при вертикальном перемещении плавающей крыши).



1 – лист уплотняющего затвора; 2 – фартук уплотнения из ткани; 3 – подвеска листа уплотнения; 4 – стенки резервуара; 5 – качающаяся опора; 6 – рычаг; 7 – пружина;
8 – плавающая крыша

Рисунок – 4 Устройство уплотняющего затвора резервуара с плавающей крышей

1.4 Заключение к литературному обзору

В литературном обзоре были рассмотрены технические параметры резервуаров вертикальных стальных с плавающими крышами, виды понтонов и плавающих крыш, направляющие устройства, виды уплотняющих затворов а так же плавающих крыш. Так же частично рассказали основные проблемы встречающиеся при эксплуатации резервуара.

2 Конструкторско-технологический раздел

2.1 Расчёт геометрических параметров резервуара

При проектировании резервуара необходимо выбрать материал полистовой конструкции, из которого будет изготовлен резервуар.

Все части конструкций по нормам к материалам распределяют на две части основные части конструкции (А и Б) и вспомогательные части конструкции (В):

– А – стенка, свариваемые стенки листа днища или кольцевые крайки, люки и патрубки в стенке и фланцы, привариваемые к стенке усиливающие насадки, опорное (верхнее) кольцо жесткости;

– Б – центральный элемент днища, анкерные крепления, каркас плавающей крыши, настил крыши, плавающие крыши, промежуточные кольца жесткости, люки и патрубки на крыше, фланцы входящие в их состав;

– В – лестницы, лестничные площадки и ограждения;

Решение выбора марки стали для основных частей конструкций группы А выполняется с принятием в расчет минимальный гарантированный предела текучести, ударную вязкость и толщину проката.

Определения выбора марок стали для частей резервуаров зависит:

- 1 От района монтажа;
- 2 Температуры самых холодных суток в году;
- 3 Объем резервуара;
- 4 Интенсивности использования;
- 5 Уровень агрессивности среды;
- 6 Пожароопасность хранимых нефтепродуктов.

Углеродное содержание стали не должно быть выше 0,43%. Расчет углеродного содержания выполним по формуле (2.1).

$$C_{\text{экв}} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2} \leq 0,43\% \quad (2.1)$$

где С, Мп, Si, Cr, Ni, Си, V, Р – массовые доли углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора.

Температуру при расчетах металла берется наиболее низкое из двух представленных значений:

- наименьшая температура хранящегося продукта;
- температура самых холодных суток в году для выбранной местности (наименьшая среднесуточная температура), увеличенная на 5°С.

При вычислении расчетной температуры металла не учитывается температурный эффект специального подогрева и теплоизоляции резервуаров.

Температура самых холодных суток в году для выбранной местности вычисляется с выполнением 0,98 по таблице температур наружного воздуха СНиП 23-01-2009.

Минимальная допустимая температура для выбранной местности $t_{\min} = -46^{\circ}$.

По СТО-СА-03-002 определяем вид стали для стенки резервуара 09Г2С – 12 с толщиной проката св20 мм.

Механические свойства стали резервуара для хранения нефтепродукта указаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Механические свойства стали 09Г2С – 1

Свойства стали	Числовое значение
Толщина листа, мм	8,5
Предел текучести, $H / мм^2$	345
Временное сопротивление, $H / мм^2$	490

Продолжение таблицы 2.1 – Механические свойства стали 09Г2С – 1

Относительное удлинение, %	21
Изгиб параллельности сторон	$d = 2 \cdot a$
Ударная вязкость, Дж/см ²	≥ 35
Плотность нефти при 20°, кг/м ³	823
Срок службы резервуара, лет	25

Нормы к химическому составу сталей для основных частей конструкций резервуаров указаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Химический состав стали 09Г2С-12

Марка стали	С	Мn	Si	Cr	Ni	Cu	V	P
09Г2С-12	0,06	1,3	0,8	0,3	0,3	0,3	0	0,035

Определим углеродный состав для стали 09Г2С – 12 по формуле (2.1).

$$C_{\text{экр}} = 0,06 + \frac{1,3}{6} + \frac{0,8}{24} + \frac{0,3}{5} + \frac{0,3}{40} + \frac{0,3}{13} + \frac{0}{14} + \frac{0,035}{2} \Rightarrow 0,42 \leq 0,43\%$$

2.2 Определение геометрических размеров резервуара

Габаритными размерами вертикального цилиндрического резервуара являются высота Н и диаметр D. Для резервуаров с плавающей крышей оптимальная высота стенки примерно может быть рассчитана по формуле (2.1) при постоянной толщине стенки t_w .

$$H_{\text{ст}} = \sqrt{\frac{\gamma_c \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\gamma_n \cdot \rho_n \cdot 10}} \quad (2.2)$$

где Δ – сумма приведенных толщин днища и покрытия, численно равный 0,012 м.

$\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы;

$\gamma_n = 1,05$ – коэффициент надежности по назначению;

ρ_n при -46° равна 876 кг/м^3 ;

R_{wy} – расчетное сопротивление сварного стыкового шва определим по формуле (2.2).

$$R_{wy} = 0,85 \cdot R_y = 0,85 \cdot 219,047 = 186,19 \text{ МПа} \quad (2.3)$$

R_y – расчетное сопротивление стали при сжатии, растяжении по пределу текучести определим по формуле (2.3).

$$R_y = \frac{R_y^{\text{норм}} \cdot \gamma_c \cdot \gamma_t}{\gamma_m \cdot \gamma_n} = \frac{345 \cdot 0,7 \cdot 1}{1,05 \cdot 1,05} = 219,047 \text{ МПа} \quad (2.4)$$

где $R_y^{\text{норм}}$ – нормативный предел текучести в соответствии с ГОСТ 19281-89, $R_y^{\text{норм}} = 345 \text{ Н/мм}^2$

$\gamma_m = 1,05$ – коэффициент надежности по материалу

$\gamma_t = 1$

Подставив все значения в формулу (2.1) найдем высоту стенки.

$$H_{cm} = \sqrt{\frac{0,7 \cdot 186,19 \cdot 10^6 \cdot 0,012}{1,05 \cdot 876 \cdot 10}} = 13 \text{ м}$$

По ГОСТ Р 52910-2008 берем высоту стенки резервуара 12 м. Потому что проектируем резервуар используем метод рулонирования, то выбираем размер листа 1490x5990 мм

Расчитаем количество листов и количество поясов по формуле (2.5).

$$N = \frac{H_{cm}}{h} = \frac{12}{1,49} = 8,1 \approx 8 \quad (2.5)$$

Расчитаем радиус резервуара по формуле (2.6).

$$r = \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_{cm}}} = \sqrt{\frac{5000}{3,14 \cdot 12}} = 11,5 \text{ м} \quad (2.6)$$

По ГОСТ Р 52910-2008 берем радиус резервуара 11,4 м.

По формуле (3.6) расчитаем длину рулона.

$$L_p = 2 \cdot \pi \cdot r + 0,2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 + 0,2 = 71,79 \text{ м} \quad (2.7)$$

По формуле (2.8) определим количество листов в рулоне.

$$N = \frac{L_p}{l} = \frac{69}{5,99} = 11,5 \approx 12 \quad (2.8)$$

Расчитаем объем резервуара по формуле (2.9).

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot H_{cm} = 3,14 \cdot 11,4^2 \cdot 12 = 4928 \text{ м}^3 \quad (2.9)$$

По формуле (2.10) определим, на сколько расчетный объем отличается от заданного. Допустимая погрешность не более 5%.

$$\frac{V_{расч} \cdot 100\%}{V_{зад}} = \frac{4928 \cdot 100\%}{5000} = 98,56\% \quad (2.10)$$

2.3 Расчет и конструирование стенки резервуара

Стенки резервуаров до 30000 м³ монтируют методом рулонирования. Ширина рулона стенки 12 и 18 м из стандартных листов 1500×6000 мм (после строжки 1490×5980 мм). Минимальная толщина листов – 4 мм, максимальная с учетом возможного разворачивания рулона без остаточной деформации – 17 мм. Масса одного рулона не должна превышать 60 т, диаметр рулона – не более 3250 мм.

В резервуарах вместимостью до 5000 м³ принята унифицированная высота стенки 12 м. все соединения между листами выполняют встык.

Вертикальные соединения листов в прилегающих поясах стенки должны быть сдвинуты друг относительно друга на расстояние не менее 8t, где t – наибольшая толщина листов прилегающих поясов. Расстояние между швами патрубков и швами стенки должны быть не меньше чем: до вертикальных швов – 250 мм, до горизонтальных – 100 мм.

Стенку резервуара рассчитываем на прочность как цилиндрическую оболочку, действующую на растяжение в кольцевом направлении от действия гидростатического давления жидкости и избыточного давления газа в паровоздушном пространстве. Нормальные напряжения вдоль образующей стенки не принимаются потому, что они включают в себя нагрузки от собственного веса покрытия и части стенки, избыточного давления, снега и ветра.

2.4 Расчет толщины стенки резервуара

Наименьшая толщина каждого пояса стенки резервуара выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность толщины стенки t и минусового допуска на прокат Δ была не меньше максимума из трех величин формула (2.11).

$$t - \Delta \geq \max\{t_c + c; t_\partial + c; t_k + c\} \quad (2.11)$$

где $t_k=6$ мм – минимальная конструктивно необходимая толщина стенки;

$c=2,5$ – припуск на коррозию;

t_∂ – минимальная толщина стенки при гидроиспытаниях;

t_c – номинальная расчетная толщина стенки при условиях эксплуатации;

$\Delta=0,45$ мм – минусовой допуск на прокат.

Номинальную расчетную толщину стенки при условиях эксплуатации определим по формуле (2.12).

$$t_c = \frac{g \cdot \rho_n \cdot (H_{взл} - z) \cdot r + 1,2 \cdot P_{изб}}{R_y \cdot \gamma_c} \quad (2.12)$$

где $z=0,3$ м – расстояние от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса;

$H_{взл}$ рассчитаем по формуле (2.13).

$$H_{взл} = 0,95 \cdot H_{см} = 0,95 \cdot 12 = 11,4 \text{ м} \quad (2.13)$$

Подставляя данные в формулу (2.12), рассчитаем толщина стенки при условиях эксплуатации для всех поясов.

$$t_{c1} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 0,3) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 7,1 \text{ мм}$$

$$t_{c2} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 1,79) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 6,2 \text{ мм}$$

$$t_{c3} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 3,28) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 5,2 \text{ мм}$$

$$t_{c4} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 4,77) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 4,3 \text{ мм}$$

$$t_{c5} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 6,26) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 3,3 \text{ мм}$$

$$t_{c6} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 7,75) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 2,4 \text{ мм}$$

$$t_{c7} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 9,24) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 1,4 \text{ мм}$$

$$t_{c8} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (11,4 - 10,73) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 0,4 \text{ мм}$$

Вычислим минимальную толщину всех поясов резервуара при гидроиспытаниях по формуле (2.12), но вместо плотности нефти будем использовать плотность воды.

$$t_{\partial 1} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 0,3) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 8,1 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 2} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 1,79) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 7 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 3} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 3,28) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 5,9 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 4} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 4,77) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 4,9 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 5} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 6,26) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 3,8 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 6} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 7,75) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 2,7 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 7} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 9,24) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 1,6 \text{ мм}$$

$$t_{\partial 8} = \frac{9,8 \cdot 1000 \cdot (11,4 - 10,73) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{219,047 \cdot 0,7 \cdot 10^6} = 0,5 \text{ мм}$$

Осуществляем проверку и окончательный подсчет толщины стенки для каждого пояса резервуара.

$$t - 0,45 \geq \max\{7,1 + 2,5; 8,1 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_1 - 0,45 = 11 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{6,2 + 2,5; 7 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_2 - 0,45 = 9,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{5,2 + 2,5; 5,9 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_3 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{4,3 + 2,5; 4,9 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_4 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{3,3 + 2,5; 3,8 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_5 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{2,4 + 2,5; 2,7 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_6 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{1,4 + 2,5; 1,6 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_7 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

$$t - 0,45 \geq \max\{0,4 + 2,5; 0,5 + 2,5; 6 + 2,5\}$$

$$t_8 - 0,45 = 8,5 \text{ мм}$$

Полученный результат представим в виде таблицы 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты измерений

Номер пояса	t_{ci} , мм	t_{di} , мм	t_i , мм
1	7,1	8,1	11
2	6,2	7	9,5
3	5,2	5,9	8,5
4	4,3	4,9	8,5
5	3,3	3,8	8,5
6	2,4	2,7	8,5
7	1,4	1,6	8,5
8	0,4	0,5	8,5

2.5 Расчет веса стенки резервуара

Вес металлоконструкции стенки выше расчетной точки определяется по формуле (2.14).

$$G_{Mcm} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h_l \cdot \rho_{cm} \cdot \sum t_i \quad (2.14)$$

где ρ_{cm} – плотность материала металлоконструкции $\rho_{cm} = 7790 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

h_l – высота листа;

где t_i – толщина пояса;

z_i – то же, что и в формуле (2.12);

r – радиус резервуара.

По формуле (2.14) произведем расчет веса стенки.

$$G_{Mcm} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,5 \cdot 1,49 \cdot 7790 \cdot (0,011 + 0,01 + 0,009 \cdot 6) = 62,323 \text{ т}$$

2.6 Расчет стенки резервуара на прочность

Проверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара выполняется по формуле (2.15).

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n} \quad (2.15)$$

где σ_1 – меридиональное напряжение (напряжение вдоль образующей);

σ_2 – кольцевое напряжение.

σ_1 – меридиональное напряжение с учетом коэффициентов надежности по нагрузке и коэффициентов для основного сочетания нагрузок вычисляется для нижней точки пояса по формуле (2.16).

$$\sigma_{1,i} = \frac{(1,05 \cdot G_M + 0,95 \cdot (1,05 \cdot G_O + 1,2 \cdot G_Y))}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_i} + \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot S + 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{изб}^H) \cdot r}{2 \cdot t_i} \quad (2.16)$$

где G_M – вес металлоконструкции выше расчетной точки, определяется по формуле (2.17);

G_O – вес стационарного оборудования выше расчетной точки, определяется по формуле (2.18);

G_Y – вес утеплителя выше расчетной точки, принимаем равным 0;

S – расчетное значение снеговой нагрузки, равно $2,04 \cdot 10^3$ Па;

$P_{изб}^H$ – избыточное давление нефти, равно $2 \cdot 10^3$ ПА;

r – радиус резервуара, равен 11,5 м;

t_i – расчетная толщина поясов стенки, определяется в соответствии с таблицей 2.3.

Таблица 2.4 Вес резервуара и оборудования

Конструкция	Масса конструкции, т
Стенка	62,323
Днище	33,947
Крыша	18,975
Лестница	13,355
Площадки на крыше	3,324
Люки и патрубки	2,297
Комплекующие конструкции	1,795

$$G_M = G_{M,стенки} + G_{M,крыши} = 54100 + 18975 = 81298 \text{ кг} \quad (2.17)$$

$$G_O = G_{O,лест} + G_{O,площад} + G_{O,люки} + G_{O,комлект} = 13355 + 3324 + 2297 + 1795 = 20771 \text{ кг} \quad (2.18)$$

Кольцевое напряжение $\sigma_{2,1}$ определим по формуле (2.19).

$$\sigma_{2,1} = \frac{9,8 \cdot 876 \cdot (12 - 0,3) \cdot 11,5 + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^{-3}} = 998,42 \cdot 10^5 \text{ Па} \quad (2.19)$$

Расчет на прочность можно провести только для первого пояса, так как напряжения в нем самые высокие. Подставляя найденные величины в формулу (2.16), определим меридиональное напряжение.

$$\sigma_{1.1} = \frac{1,05 \cdot 81298 + 0,95 \cdot 1,05 \cdot 20771}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,5 \cdot 11 \cdot 10^{-3}} +$$

$$+ \frac{(0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,04 \cdot 10^3 + 0,95 \cdot 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3) \cdot 11,5}{2 \cdot 11 \cdot 10^{-3}} = 133534 + 2535436 = 26,69 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

Подставив найденные меридиональное напряжение и кольцевое напряжение в формулу (2.15), получаем.

$$\sqrt{706,55 \cdot 10^{10} - 26539 \cdot 10^{10} + 996843 \cdot 10^{10}} \leq 146 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$98,5 \text{ МПа} \leq 146 \text{ МПа}$$

Расчет на прочность для первого пояса выполняется. Следовательно, со второго по восьмой пояса расчет на прочность также будет выполняться.

2.7 Расчет стенки резервуара на устойчивость

Листовые конструкции проектируемого резервуара представляет собой тонкостенную цилиндрическую оболочку вращения, способной терять устойчивость под воздействием сжимающих напряжений.

Проверка несущей способности стенки резервуара включает проверку устойчивости при статическом нагружении. Устойчивость стенки при статическом нагружении проверяется при действии нагрузок от веса конструкции, от веса снегового покрова, от ветровой нагрузки и относительного разрежения в газовом пространстве.

Расчет стенки на устойчивость выполняется в соответствии со СНиП II-23-81 и включает проверку толщин поясов стенки, необходимость установки промежуточных ветровых колец, а также назначение мест установки и сечений колец, если они требуются.

Необходимо произвести проверку соотношения (2.20).

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{a1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{a2}} \leq 1 \quad (2.20)$$

где σ_{a1} – первое (меридиональное) критическое напряжение, определяется по формуле (2.21);

σ_{a2} – второе (кольцевое) критическое напряжение, определяется по формуле (2.22);

σ_1 – меридиональное напряжение. Для восьмого пояса равно $34,4 \cdot 10^5 \text{ Па}$, определяется по формуле (2.16);

σ_2 – кольцевое напряжение. Для i -того пояса резервуара определяется по формуле (2.24)

$$\sigma_{a1} = C_i \cdot E \cdot \frac{t_{\min}}{r} = 0,07 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot \frac{8,5 \cdot 10^{-3}}{11,5} = 10,3 \text{ МПа} \quad (2.21)$$

где $E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$ – модуль упругости первого рода (модуль Юнга);

t_{\min} – расчетная толщина самого тонкого пояса стенки резервуара (верхнего);

$r = 11,5 \text{ м}$ – радиус резервуара;

C_i – коэффициент, напрямую зависящий от радиуса и толщины стенки РВС.

Определяем коэффициент C_i по формуле (2.23).

$$C_8 = 0,085 - \frac{r}{t_{\min} \cdot 10^5} = 0,085 - \frac{11,5}{8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 10^5} = 0,07 \quad (2.23)$$

$$\sigma_{a2} = 0,55 \cdot E \cdot \left(\frac{r}{H}\right) \cdot \left(\frac{t_{\min}}{r}\right)^{1,5} = 0,55 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot \left(\frac{11,5}{12}\right) \cdot \left(\frac{8,5 \cdot 10^{-3}}{11,5}\right)^{1,5} = 2,21 \text{ МПа} \quad (2.22)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{2,i} &= (0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}}^H + 0,95 \cdot 0,5 \cdot k_i \cdot w_m) \cdot \frac{r}{t_i} = \\ &= (0,95 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 10^3 + 0,95 \cdot 0,5 \cdot 0,65 \cdot 0,19 \cdot 10^3) \cdot \frac{11,5}{8,5 \cdot 10^{-3}} = \\ &= 0,5 \text{ МПа} \end{aligned} \quad (2.24)$$

где $P_{\text{вак}}^H = 0,25 \text{ кПа}$ – нормативное вакуумметрическое давление;

$k_i = 0,65$ – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте стенки резервуара для каждого пояса;

$r = 11,4 \text{ м}$ – радиус резервуара (2.8);

t_i – расчетная толщина восьмого пояса резервуара;

$w_m = 0,19 \cdot 10^3$ – нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки.

После того, как были посчитаны все необходимые параметры, можно произвести проверку на устойчивость замкнутой круговой цилиндрической оболочки вращения, подверженной одновременному действию сжимающих нагрузок вдоль оси и в радиальном направлении оболочки по формуле (2.20).

$$\frac{3,44}{10,3} + \frac{0,5}{2,21} \leq 1 \Rightarrow 0,56 < 1$$

Условие выполняется. А это значит, что толщины поясов резервуара подобраны правильно, так как выполняется расчет на прочность и на устойчивость стенки резервуара.

2.8 Расчет и конструирование днища резервуара

Днища резервуаров должны быть выполнено в виде конической формы для устранения подтоварной воды и удобства очистки резервуаров с уклоном от центра днища или к центру. Размер уклона 1:100.

Днища резервуаров объемом более 2000 м³ должны включать в свой состав центральную часть и утолщенное кольцо окрайки.

Для листов окраек берется та же марка стали, что и для нижнего пояса резервуара или выполняющая те же свойства сталь отвечающая ей классом прочности при условии соблюдения их свариваемости. С наружной стороны кольцо из листов окраек должно иметь форму круга. Внутренняя граница окраек может быть изготовлена в виде формы правильного многоугольника с числом сторон, равным числу листов окрайки. Радиальная ширина окрайки должна иметь расстояние между внутренней стенкой и швом приварки центральной части днища не меньше 300 мм для резервуаров объемом до 5000 м³ и 600 мм для резервуаров объемом более 5000 м³, но не меньше величины, вычисляемую соотношением (2.25).

$$L_o = 26,22 \cdot \sqrt{r \cdot t_1} = 26,22 \cdot \sqrt{11500 \cdot 10,6} = 8747,5 \text{ мм} \quad (2.25)$$

Для расчета толщины кольцевых окраек, нужно пользоваться данными таблицы 2.5.

Таблица 2.5 – Толщины кольцевых окраек днища

Толщина верхнего пояса стенки резервуара, мм	Минимальная толщина кольцевой окрайки, мм
До 7 вкл.	6
8-11 вкл.	7
12-16 вкл.	9

Продолжение таблицы 2.5 – Толщины кольцевых окراек днища

17-20 вкл.	12
20-26 вкл.	14
Свыше 26	16

Потому что толщина стенки верхнего пояса равна 8,5 мм, то самая маленькая толщина кольцевой окрайки обязана быть равна 7 мм.

При конструировании днища резервуары требуется учесть следующие требования, предоставленные в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Допустимые значения параметров днища резервуара

Наименование параметров	Допустимые значения, мм
Выступ днища (окраек днища) за внешнюю поверхность стенки: резервуаров объемом до 1000 м ³ ; резервуаров объемом свыше 1000м ³	25-50 50-100
Величина нахлеста центральной части днища на кольцо окрайек	60-100
Величина нахлеста листов (полотнищ) центральной части днища между собой	30-50
Номинальная толщина листов центральной части днища (при наличии кольца окрайек или без него), не менее	4
Минимальная толщина остающейся подкладной пластины	4

Размеры окрайечного кольца днища определяются из условия прочности узла присоединения стенки с днищем с учетом деформированности поверхности окрайки днища.

Номинальная толщина кольцевых окراек обязана быть не меньше величины, вычисляемый по формуле (2.26).

$$t_b = 0,77 \cdot t_1 = 0,77 \cdot 10,6 = 8,162 \text{ мм} \quad (2.26)$$

где $t_1 = 10,6 \text{ мм}$ – номинальная толщина первого пояса резервуара.

Номинальная толщина обязана быть больше 16 мм, поэтому принимаем $t_b = 16 \text{ мм}$.

Центральная часть днища собирается в виде отдельных листов или полотнищ. Ее форма по периметру берется исходя из условия выполнения величины нахлеста центральной части днища на кольцо окраек в соответствии с таблицей 2.6. Номинальная толщина листов центральной части днища обязана быть не меньше 4 мм, не включая припуск на коррозию.

2.9 Расчет резервуара на опрокидывание и расчет контурного давления в фундаменте

Проектирование основания и фундаментов под резервуар производится специализированной организацией принимая в расчет действующую нормативно-техническую документацию. Расчет исходных данных для проектирования основания и фундамента стоит выполнять задание, входящий в свой состав расчетные реактивные нагрузки, переходящие от конструкции резервуара на его фундамент. В выпускной квалификационной работе требуется рассчитать контурное давление на фундамент в соответствии с заданием и выполнить расчет резервуара на опрокидывание.

Проект основания и фундамента обязан быть рассчитан с учетом выполнения следующих требований условий:

— максимальная абсолютная осадка основания не должна быть больше 200 мм;

— относительная осадка основания под днищем, равная отношению разности осадок двух смежных точек к длине между ними, не должна быть больше 0,005;

— разность осадок под центральным блоком днища и под стенкой не должна быть выше $0,003r$ (r – радиус резервуара) и обязана быть не больше 100 мм;

— крен резервуаров не должен быть более 0,002 (для резервуаров с понтоном или плавающей крышей) и 0,004 – для резервуаров без понтона или плавающей крыши.

Собранная конструкция резервуара требуется проверить на вероятность опрокидывания резервуара – отрыва стенки резервуара и присоединенных к ней частей днища от основания резервуара при воздействии ветровой и сейсмической нагрузки.

Опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового действия, M_w рассчитываются по формуле (2.27).

$$M_w = \gamma_n \cdot (M_{ws} + M_{wr}) \cdot \frac{w_m}{w_0} = 1,05 \cdot (185,81 + 361,75) \cdot \frac{0,19}{1,2} = 91 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (2.27)$$

где $\gamma_n = 1,05$ – коэффициент надежности по назначению;

M_{ws} – опрокидывающий момент от воздействия ветра на стенку резервуара, рассчитываются по формуле (2.28);

M_{wr} – опрокидывающий момент от воздействия ветра на крышу резервуара, рассчитываются по формуле (2.29);

$w_m = 0,19$ кПа – нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки;

$$w_0 = 1,2 \text{ кПа.}$$

$$M_{ws} = F \cdot b = 28,63 \cdot 6,49 = 185,81 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (2.28)$$

где F – сдвигающая сила от воздействия ветра на стенку, рассчитываются по формуле (2.30);

b – координата приложения равнодействующей силы, рассчитываются по формуле (2.31).

$$\begin{aligned} F &= 0,4 \cdot D_p \cdot w_m \cdot \gamma_f \cdot \left(1 - 0,71 \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^3 + 4,64 \cdot \left(\frac{H}{10} \right)^2 + 4,82 \cdot \left(\frac{H}{10} \right) \right) = \\ &= 0,4 \cdot 23 \cdot 0,19 \cdot 1,4 \cdot \left(1 - 0,71 \cdot \left(\frac{12}{10} \right)^3 + 4,64 \cdot \left(\frac{12}{10} \right)^2 + 4,82 \cdot \left(\frac{12}{10} \right) \right) = \\ &= 28,63 \text{ кН} \end{aligned} \quad (2.30)$$

где $D_p = 23$ м – диаметр резервуара;

$w_m = 0,19$ кПа – нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки;

$\gamma_f = 1,4$ м – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$H = 12$ м – высота стенки резервуара.

$$b = 2,5 + 0,57 \cdot (H - 5) = 2,5 + 0,57 \cdot (12 - 5) = 6,49 \text{ м} \quad (2.31)$$

$$M_{wr} = 0,72 \cdot S_r \cdot x_r = 0,72 \cdot 39,1 \cdot 12,85 = 361,75 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (2.29)$$

где S_r – площадь вертикальной проекции крыши, рассчитаем по формуле (2.32);

x_r – расстояние от днища до центра тяжести крыши резервуара, определяется по формуле (2.33).

$$S_r = \frac{1}{2} \cdot h \cdot 2 \cdot r = \frac{1}{2} \cdot 3,4 \cdot 2 \cdot 11,5 = 39,1 \text{ м}^2 \quad (2.32)$$

где h – высота образующей крыши, рассчитываются по формуле (8.8);
 $r=11,4$ м – радиус резервуара.

$$h = \operatorname{tg}(\alpha) \cdot r = \operatorname{tg}(18^\circ) \cdot 11,4 = 3,4 \text{ м} \quad (2.34)$$

где $\alpha = 18^\circ$ – угол между основанием крыши и ее образующей.

$$x_r = x_r' + H = 0,85 + 12 = 12,85 \text{ м} \quad (2.33)$$

где $H=12$ м – высота стенки резервуара;

x_r' – расстояние от основания крыши до центра тяжести крыши, определяется по формуле (2.35).

$$x_r' = \frac{1}{4} \cdot h = 0,25 \cdot 3,4 = 0,85 \text{ м} \quad (2.35)$$

Максимальную расчетную нагрузку на фундаментное кольцо найдем по формуле (2.36).

$$q_{\max} = \frac{Q_{\max}}{2 \cdot \pi \cdot r} + \frac{M_w}{\pi \cdot r^2} + \rho_n \cdot g \cdot H \cdot L_f \quad (2.36)$$

где $H=12$ м – высота стенки резервуара;

$r=11,4$ м – радиус резервуара;

L_f – ширина фундаментного кольца за вычетом выступающего за стенку участка. $L_f = 2 \cdot r = 2 \cdot 11,5 = 23$ м;

$\rho_n = 823$ кг/м³ – плотность нефти;

$M_w = 91$ кН·м – опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового воздействия;

Q_{\max} – расчетная максимальная асимметричная нагрузка на фундамент резервуара, рассчитывается по формуле (2.37).

$$Q_{\max} = 1,05 \cdot (G_s + G_r) + 0,95 \cdot (1,05 \cdot (G_{so} + G_{ro})) + (0,9 \cdot f_{sk} \cdot S_g + 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}}^H) \cdot \pi \cdot r^2 \quad (2.37)$$

где G_s – вес стенки;

G_r – вес крыши;

G_{so} – вес оборудования на стенке резервуара;

G_{ro} – вес оборудования на крыше резервуара;

$f_{sk}=1$ – коэффициент, учитывающий форму крыши;

$r=11,5$ м – радиус резервуара;

$P_{\text{вак}}^H=0,25$ кПа – нормативное вакуумметрическое давление;

$S_g=2,4$ кПа - расчетное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли.

Вычислим вес стенки и крыши резервуара по формуле (2.38)

$$G_{s+r} = g \cdot (G_s + G_r) = 9,8 \cdot (62323 + 18975) = 796,7 \text{ кН} \quad (2.38)$$

Вес оборудования резервуара определим по формуле (2.39).

$$G_{so+ro} = g \cdot (G_{so} + G_{ro}) = 9,8 \cdot (13355 + 3324 + 2297 + 1795) = 204 \text{ кН} \quad (2.39)$$

Подставляя полученные значения в формулу (2.37), определим расчетную максимальную ассиметричную нагрузку на фундамент резервуара. По этой же формуле (2.36) определим максимальную расчетную нагрузку на фундаментное кольцо.

$$Q_{\max} = 1,05 \cdot 796,7 + 0,95 \cdot (1,05 \cdot 204) + (0,9 \cdot 1 \cdot 2,4 + 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0,25) \cdot 3,14 \cdot 11,5^2 = 2055,35 \text{ кН}$$

$$q_{\max} = \frac{2055,35}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,5} + \frac{91}{3,14 \cdot 11,5^2} + 823 \cdot 9,8 \cdot 12 \cdot 23 = 2226,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Расчетная минимальная ассиметричная нагрузка на фундамент резервуара, рассчитывается по формуле (2.40).

$$Q_{\min} = G_{s+r} + 0,95 \cdot G_{so+ro} - 0,95 \cdot 1,2 \cdot P_{\text{вак}}^H \cdot \pi \cdot r^2 = 796,7 + 0,95 \cdot 204 - 0,95 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 3,14 \cdot 11,5^2 = 872,15 \text{ кН} \quad (2.40)$$

По формуле (2.41) вычислим минимальную расчетную нагрузку на фундаментное кольцо.

$$q_{\min} = \frac{Q_{\min}}{2 \cdot \pi \cdot r} + \frac{M_w}{\pi \cdot r^2} + \rho_n \cdot g \cdot H \cdot L_f = \frac{872,15}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,5} + \frac{91}{3,14 \cdot 11,5^2} + 823 \cdot 9,8 \cdot 12 \cdot 23 = 2213,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (2.41)$$

Нагрузки на центральный участок днища рассчитываются исходя из величины внутреннего избыточного давления, максимального проектного уровня налива и плотности нефти или нефтепродукта. Эту нагрузку рассчитываю для условий эксплуатации по формуле (2.42), для гидравлических испытаний по формуле (2.43).

$$\begin{aligned}
 P_f &= (\rho_{нн} \cdot H_{взл} + 0,001 \cdot \rho_{ст} \cdot t_{bs}) \cdot g + 1,2 \cdot P_{вак}^н = \\
 &= (823 \cdot 11,4 + 0,001 \cdot 7,8 \cdot 0,005) \cdot 9,8 + 1,2 \cdot 0,25 = 92 \frac{кН}{м^2}
 \end{aligned}
 \tag{2.42}$$

где ρ_n – плотность нефти;

t_{bs} – номинальная толщина центральной части днища;

$\rho_{ст}$ – плотность стали;

$H_{взл}$ – максимальный уровень налива при эксплуатации;

$P_{вак}^н$ – нормативное вакуумметрическое давление.

$$\begin{aligned}
 P_{fg} &= (\rho_{нн} \cdot H_{взл} + 0,001 \cdot \rho_{ст} \cdot t_{bs}) \cdot g + 1,2 \cdot P_{вак}^н = \\
 &= (1000 \cdot 11,5 + 0,001 \cdot 7,8 \cdot 0,005) \cdot 9,8 + 1,2 \cdot 0,25 = 112,7 \frac{кН}{м^2}
 \end{aligned}
 \tag{2.43}$$

где $\rho_{нн}$ – плотность нефтепродукта;

t_{bs} – номинальная толщина центральной части днища;

$\rho_{ст}$ – плотность стали;

$H_{взл}$ – максимальный уровень налива при гидроиспытаниях;

$P_{вак}^н$ – нормативное вакуумметрическое давление.

Резервуар можно считать устойчивым к опрокидыванию, если момент от вертикальных удерживающих сил, действующих на пустой резервуар, больше момента сил, вызванных ветровым воздействием.

Если резервуар оказался неустойчивым к опрокидыванию, стенка резервуара присоединяется к фундаменту анкерными приборами, шаг установки и размеры получают расчетом.

Установка анкеров нужна, если выполняется неравенство (2.44), в котором правая часть обозначена как момент от удерживающих сил.

$$M_w \geq (Q_{\min} - F_{wvr}) \cdot r \quad (2.44)$$

где M_w – опрокидывающий момент, действующий от ветрового воздействия;

Q_{\min} – расчетная минимальная асимметричная нагрузка на фундамент резервуара;

F_{wvr} – подъемная сила от действия ветра на крышу, определяется по формуле (2.45);

r – радиус резервуара.

$$F_{wvr} = 0,72 \cdot \pi \cdot r \cdot \frac{w_m}{w_0} = 0,72 \cdot 3,14 \cdot 11,5 \cdot \frac{0,19}{1,2} = 4,12 \text{ Н} \quad (2.45)$$

где $w_m = 0,19$ кПа – нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки;

$w_0 = 1,2$ кПа;

r – радиус резервуара.

Подставляя найденные значения в формулу (2.44), получаем.

$$91 \geq (872150 - 4,12) \cdot 11,5$$

$$91 < 10029678 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

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

2.10 Расчет плавающей крыши

Расчетным размером является высота расположения ватерлинии от днища коробов. Ватерлиния – линия на наружной части коробов плавающей крыши, показывающая предельную глубину погружения их в нефтепродукт.

$$h_{\min} = \frac{G_{кр} + G_{об} + G_{прз} + G_{кон} + G_{сн} + q_{дав} \cdot A_{кит} \cdot f}{\pi \cdot r_n^2 \cdot \rho_{\min}}, \quad (2.46)$$

где $G_{кр}$ - вес крыши;

$G_{об}$ - собственный вес оборудования;

$G_{прз}$ - вес пригруза;

$G_{кон}$ - нагрузка от конденсата;

$G_{сн}$ - снеговая нагрузка;

$q_{дав}$ - давление прижима затвора на стенку резервуара (5 кПа);

$A_{кит}$ - площадь поверхности контакта затвора со стенкой;

f - коэффициент трения (0,15);

r_n^2 - радиус крыши;

Вес крыши:

$$G_{кр} = g_{эл} \cdot V \cdot g \cdot 0,001 = 5,1 \cdot 5000 \cdot 9,8 \cdot 0,001 = 249,9 \text{ кН} \quad (2.47)$$

где $g_{эл}$ масса элемента на единицу объема резервуар $g_{эл} = 5,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

Вес пригруза:

$$G_{прз} = 0,07 \cdot V = 0,07 \cdot 5000 = 350 \text{ кН} \quad (2.48)$$

Нагрузка от конденсата:

$$G_{кон} = 1,2 \cdot 0,3 \cdot \pi \cdot r_n^2 = 1,2 \cdot 0,3 \cdot 3,14 \cdot 11,2^2 = 144,34 \text{ кН}, \quad (2.49)$$

где r_n - радиус крыши (на 200 мм меньше радиуса резервуара);

Снеговая нагрузка:

$$G_{сн} = S_g \cdot \mu \cdot \pi \cdot r_n^2 = 1 \cdot 0,85 \cdot 3,14 \cdot 11,5^2 = 352,98 \text{ кН}, \quad (2.50)$$

Площадь поверхности контакта затвора со стенкой:

$$A_{конт} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot b_{np} = 1 \cdot 3,14 \cdot 11,5^2 \cdot 0,3 = 25,04 \text{ м}^2 \quad (2.51)$$

где $b_{np} = 0,3$ м.

Положение ватерлинии по формуле (2,46):

$$h_{\min} = \frac{249,9 + 120 + 350 + 193,69 + 5 \cdot 25,04 \cdot 0,15}{3,14 \cdot 13,09^2 \cdot 7} = 0,25 \text{ м}; \quad (2.52)$$

Высота коробов:

$$h_k = 2 \cdot h_g = 2 \cdot 0,25 = 0,5 \text{ м} \quad (2.53)$$

Где h_g - положение ватерлинии.

В резервуарах с плавающей крышей верхний пояс стенки усиливается кольцом жесткости, сечение которого выбираю исходя из условия воздействия в нем максимального изгибающего момента, рассчитаного по формуле:

$$M = 0,0186 \cdot \gamma_f \cdot W_T \cdot r^2 \cdot H_{CT} = 0,0186 \cdot 1,4 \cdot 194 \cdot 11,5^2 \cdot 12 = 41$$

2.11 Расчет ветровой и снеговой нагрузки

В соответствии с нормами СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия» верное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию поверхности следует рассчитывать по формуле (2.54).

$$S = S_g \cdot \mu \quad (2.54)$$

где S_g – значение веса снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли при расчетах, берем по таблице 5.1;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие ($\mu = 0,85$), возьмем в соответствии с пп.5.3-5.6 и схеме 2 приложения 3 СНиП 2.01.07-85.

Расчетное значение веса рассчитывается в зависимости от выбора снегового района Российской Федерации для установки резервуара. Мы будем производить монтаж резервуар в г.Ачинск, и он является четвертым районом. Поэтому рассчитываем снеговую нагрузку по формуле (2.54).

$$S = 2,4 \cdot 10^3 \cdot 0,85 = 2,04 \text{ кПа}$$

Таблица 2.7 – Расчетные удельные значения снеговой нагрузки

Снеговые районы РФ	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_g , кПа	0,8	1,2	1,8	2,4	3,2	4,0	4,8	5,6

Нормативное значение средней составляющей ветровой нагрузки w_m на высоте z над поверхностью земли следует вычислять по формуле (2.55):

$$w_m = w_0 \cdot k \cdot c \quad (2.55)$$

где w_0 – нормативное значение ветрового давления в зависимости от выбора ветрового района (для IV района $w_0 = 0,48$ *кПа*);

$k = 0,65$ – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте. Рассчитывается в зависимости от типа местности;

$c = 0,6$ – аэродинамический коэффициент.

Принимаемые типы местности:

A – открытые берега морей, озера и водных хранилищ, пустыни, степи, тундра.

B – городская местности, лесные массивы и другие места, равномерно расположенные препятствия высотой больше 10 м, который мы и выбираем;

C – городские районы с застройкой зданиями высотой больше 25м.

Тогда по формуле (2.55):

$$w_m = 0,48 \cdot 0,65 \cdot 0,6 = 0,19 \text{ кПа}$$

2.12 Оборудование РВСПК – 5000

На резервуары вертикальные стальные в зависимости от применения рекомендуется устанавливать следующее оборудование, отвечающее современным требованиям стандартов и предназначенное для обеспечения надежной эксплуатации резервуаров и снижение потерь нефтепродуктов от испарения (рисунок 12):

- огневой предохранитель;

- вентиляционный патрубок;
- приемо-раздаточный патрубок;
- компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков;
- система подслоного пенотушения;
- пеногенератор;
- пробоотборник;
- водоспуск с плавающей крыши;
- приборы контроля, сигнализации, защиты.
- система орошения резервуара;
- кран сифонный;
- система размыва осадка;
- уровнемер;
- люки.

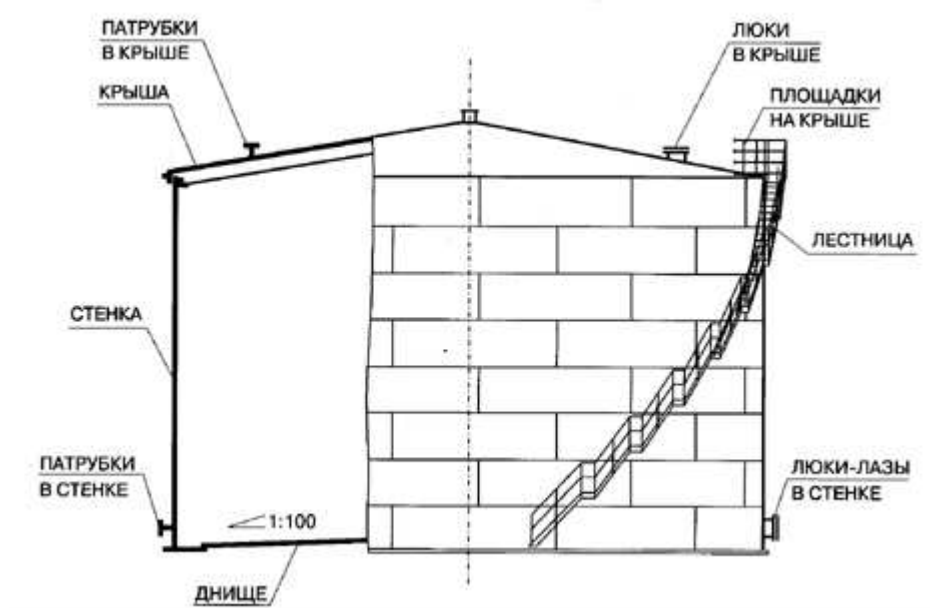


Рисунок 12 - Примерное расположение оборудования резервуара

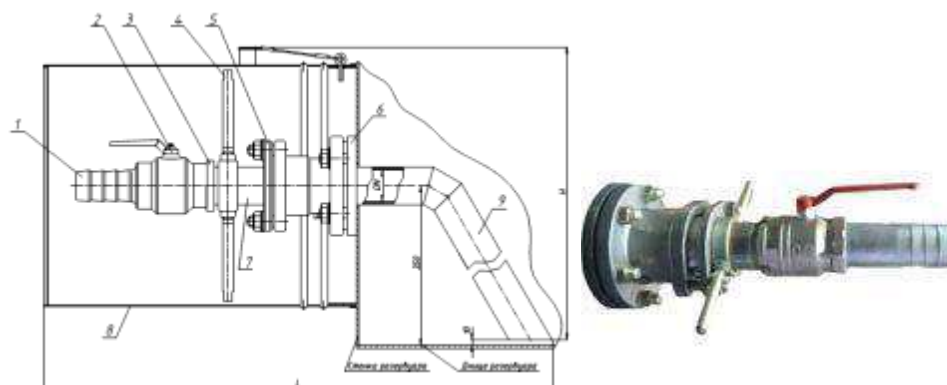
Марка, тип оборудования, качество деталей, размеры должны соответствовать требованиям проектов в зависимости от хранимого нефтепродукта, скорости заполнения и опорожнения резервуара.

Для отслеживания уровня давления в резервуаре на крышке замерного люка монтируют штуцер с запорным устройством для подключения мановакуумметра, сигнализатор автоматический предельный значений давления и вакуума или других приборов.

2.13 Эксплуатационное оборудование

На РВСПК в зависимости от назначения рекомендуется устанавливать следующее оборудование, отвечающее требованиям стандартов и предназначенное обеспечить надежную эксплуатацию резервуаров:

1) Кран сифонный - предназначенный для устранения придонной воды и механических примесей, осевших на дно резервуара в результате отстоя хранения нефтепродукта.



1 – переходник; 2 – кран шаровый; 3,6 фланец; 4 – ручка; 5 – грунт-букса; 7 – труба горизонтальная; 8 – кожух; 9 – отвод

Рисунок 5 – Кран сифонный шаровый КС-80

Горизонтальная труба в сборе с втулкой сальника, корпусом сальника, фланцем и ручкой представлена затвором, который устанавливается на стенке резервуара по средством приваренный к ней фланцы. С внешней стороны затвора устанавливается кран шаровый проходной, а с внутренней

стороны – отвод (рисунок 5). С помощью ручки горизонтальная труба поворачивается вместе с отводом и в соотношении с метками на втулке сальника занимает три размещения:

- рабочее – отвод направлен вниз: выполняется выброс отстоявшейся под нефтепродуктами воды;
- промывки – отвод направлена вверх: выполняется выброс воды, находящейся в отводе;
- нерабочее – отвод выполнен горизонтально. В нерабочем положении затвор вместе с проходным краном накрывается кожухом и крепится защелкой.

2) Устройства размыва донных отложений Тайфун 20 – нужны для размыва отложений на дне резервуара с легковоспламеняющимися жидкостями (бензин, дизтопливо, нефть, нефтепродукты и т.п.), а также для не дающая появление этих отложений. Для смешивании жидкостей с вязкостью до 68 сСт. Устройство устанавливается на штатной крышке технологического люка резервуара путем выполнением на нем соединительных частей, входящих состав устройства и предоставляемых вместе с ним.



Рисунок 6 – Устройства размыва донных отложений Тайфун – 20

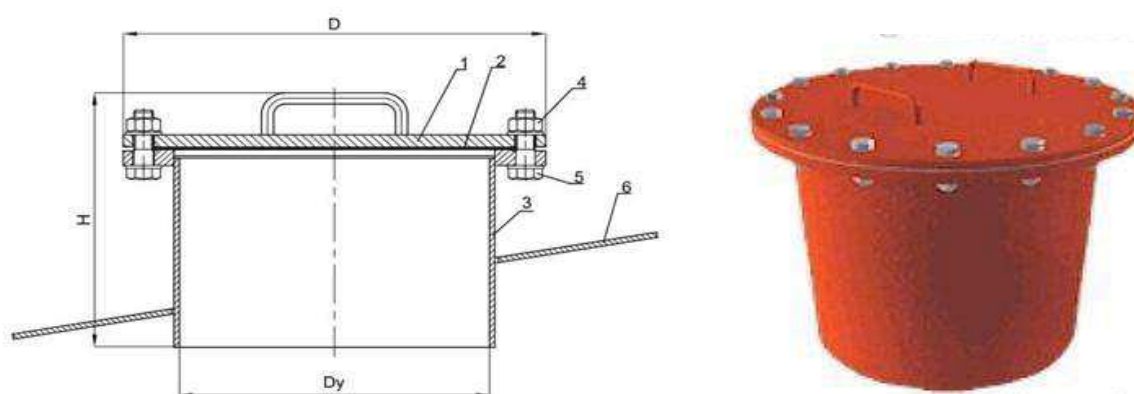
Функции, выполняемые «Тайфуном»:

- размыв и смешивание и отложений на дне резервуара

- смешивающейся направленной струей нефти, образуемая винтом;
- автоматическое смена движения струи нефти в горизонтальной плоскости за счет вращения оси винта;
- создание движения по кругу всей массы нефти в резервуаре при работе конструкции в крайних угловых положениях вала винта;
- регулирование режимов работы устройства с местного и дистанционного пульта управления.

Повышенную надежность и долговечную работу устройства обеспечена за счет использования в конструкции волновых редукторов с промежуточными телами качения из коррозионно-стойких сталей.

3) Световой люк ЛС-600 - Световой люк нужен для проветривания резервуара перед ремонтными работами и при дефектоскопии, а также при очистке, поднятия крышки-хлопушки при помощи аварийного троса при обрыве основного, проверки состояния и расположения плавающего нефтепродукта заборного устройства. На резервуарах вместимостью более 2000 м³ выполняют два таких люка. Люк световой ЛС выполняют на крыше резервуара над хлопушкой, монтируемой на приемно-раздаточном патрубке



1 - крышка; 2 - прокладка; 3 - корпус; 4 - гайка; 5 - болт;
6 - усиливающая накладка

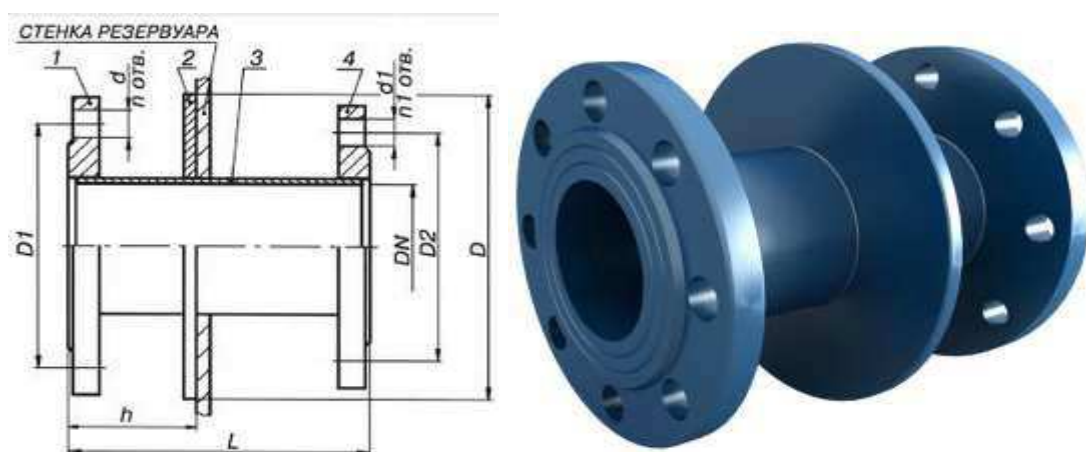
Рисунок 7 – Световой люк ЛС-700

4) Люк-лаз ЛЛ-800 - нужен для визуальных осмотров резервуара в его нижней поясе, а также для получения доступа обслуживающего персонала внутрь резервуара при очистке и ремонтных работ. При помощи люка-лаза в вертикальный резервуар поставляется требуемое оборудование, и устраняются отложения на дне резервуара при ручной очистке. Люк-лаз монтируется на вертикальной стенке стального резервуара и присоединяется к корпусу по средством усиливающую накладку.



Рисунок 8 –Люк-лаз ЛЛ-800

5) Патрубки приемно-раздаточные ППР - предназначен для соединения к ним трубопровода закачки нефтепродукта резервуара, а также хлопушки или плавающего топливозаборника.



1 – фланец наружный; 2 – усиливающая накладка; 3 – труба; 4 – фланец внутренний

Рисунок 9- Приемно-раздаточный патрубок ППР

К каждому концу патрубков присоединяют фланцы. Фланец с внешней стороны резервуара — для соединения внутрибазовой коммуникации, а с внутренней — для соединения хлопушки (светлые нефтепродукты) или шарнира подъемной трубы (темные нефтепродукты).

Для увеличения жесткости с внешней стороны резервуара вокруг патрубка присоединяют усиливающее кольцо. Во избежание протечек нефтепродуктов в случае нарушения герметичности задвижки на каждом приемо-раздаточном патрубке внутри резервуара монтируют хлопушку.

б) Патрубки зачистные - Резервуар должен поставляться с конструкциями для очистки, выполняющие следующие операции:

- удаление осадка, севшие в период эксплуатации на дне резервуара;
- удаление остатков нефтепродукта;
- устранения подтоварной воды.

Патрубок зачистки, конструктивно выполнен в виде патрубков в стенке резервуара, к которому изнутри присоединен отвод 90° с кольцом.

Патрубки зачистки выполняются условным проходом 100, 150, 200 и 250 мм.

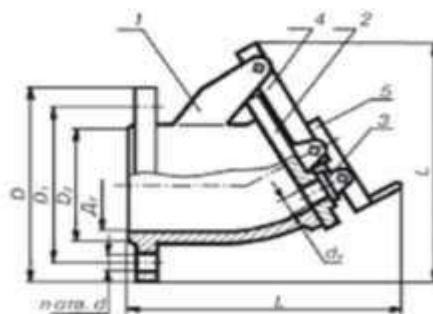


Рисунок 10 – Патрубок зачистной

7) Хлопушка ХП-250 - монтируются внутри резервуара на приемо-раздаточном патрубке и служит для налива и слива нефтепродукта, для

дополнительной защиты от вероятности протечки нефтепродукта из резервуара, в случае аварии трубопровода.

Хлопушка выполненная из корпуса с срезом выполненным под наклоном и плотно прикасающейся к нему крышкой, скрепленный с корпусом рычажным механизмом. При залитом вертикальном резервуаре до верху струя нефтепродукта воздействием давления поднимает крышку хлопушки. В случае остановки перекачки крышка хлопушки под воздействием собственного веса встает на свое место, перекрывая трубу. При подачи нефтепродукта из вертикального резервуара крышка хлопушки открывается принудительно по средствам поворачивающегося барабана с накручивающимся на него тросом. Крышки хлопушки производят из х материалов не создающих искр, корпус хлопушки с примерным проходом 250 мм выполнен из стали, а также с перепуском, что позволяет снизить усилия открытия-закрытия хлопушки.



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – пробка; 4 – большой рычаг; 5 – малый рычаг

Рисунок 11 – Хлопушка-250

8) Механизм управления хлопушкой МУВ-250 - Механизм управления хлопушкой верхний МУВ представлено технологическим устройством, применяемым для проведения слива/налива нефтепродуктов, хранящихся в вертикальном цилиндрическом резервуаре. Механизм управления устанавливается на боковой стенке резервуара над хлопушкой.

Устройство выполнено для открытия крышек хлопушек, открытия или закрытия основного и перепускного клапанов хлопушки и закреплении их в открытом положении. Механизмы управления монтируются на крыше резервуара над хлопушкой.



Рисунок 12 – Механизма управления хлопушкой МУ-250

9) Пробоотборник секционный ПСРП-12– необходим для отбора проб нефтепродуктов по всей высоте вертикальных резервуаров нормального и повышенного давления с понтоном и плавающей крышей. Монтируют их внутри резервуара и присоединяют в вертикальном резервуаре к его крыше, а в горизонтальных– к крышке наливной горловины. Забор пробы жидкости выполняется в сливную колонну, а слив происходит через сливной трубопровод в пробоотборную посуду, по средствам чего выполняется высокая точность анализа исследуемого продукта.



Рисунок 13 – Пробоотборника секционного ПСРП-12

10) Патрубки вентиляционные ПВР - П – помогают соблюдать пожаробезопасность вертикальных цилиндрических, резервуаров с понтонами и плавающими крышами, не дающая появлению пожарной опасной, газовой смеси в надпонтонном пространстве и выполняя его вентиляцию естественным образом. В плавающих крышах должны быть установлены не менее чем два вентиляционных клапана, открываемыми при положении крыши на опорных стойках, и предохраняющими крышу и затвор от перегрузок и повреждения при залито или опорожненном резервуаре. Величина и число клапанов вычисляются производительностью приемораздаточных операций и габаритами резервуара.

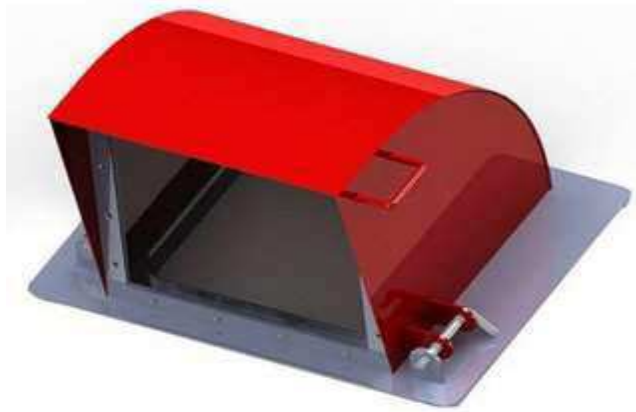


Рисунок 14 – Вентиляционный патрубок ПВР-П

11) Огневой предохранитель - Огневой предохранитель ОП нужен для защиты вертикального резервуара от прохода огня в газовое пространство через дыхательные клапаны (патрубки вентиляционные или клапаны предохранительные), предохраняя этим самым нефть или нефтепродукт от возникновения вспышки или искры. Огневого предохранителя ОП работает на основе задержки пламени кассетой.

Кассета изготовлена из пакета чередующихся гофрированных и плоских кассет, создающие каналы малого диаметра. Пламя, проникая в каналы малого сечения, разделяются на отдельные мелкие потоки.



Рисунок 15 – Огневой предохранитель

12) Дыхательный клапан - Клапан дыхательный КДС выполняет задачу регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре во время закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при перемене температуры. При «вдохе» резервуара в полости образуется

вакуум, равный по величине вакууму газовом пространстве резервуара. При выполнении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, передавая газовое пространство резервуара с атмосферой, дает проход воздуха в резервуар. При уменьшении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.



Рисунок 16 – Дыхательный клапан

13) Фильтр Фильтры угловые ФУ–50 и ФУ–50А выполняет роль предварительной очистки нефтепродуктов от механических примесей.

Фильтры в зависимости от материала производят в двух видах:

- с корпусом изготовленным из стали — ФУ–50;
- с корпусом изготовленным из алюминия — ФУ–50А.

Фильтры монтируют на линиях приемных трубопроводов резервуаров и ТРК.



Рисунок 17 – Фильтр ФУ-50А

Лестницы используют для осмотра оборудования, приборов, их ремонта, отбора проб, замера уровня. Лестницы могут быть вертикальные, наклонные, спиральные (по стенке резервуара) и шахтные. Они должны иметь наклон марша к горизонту $<60^\circ$, ширину 0,7 м, шаг ступеней $<0,25$ м, высоту перил >1 м. Лестницу устанавливают на земле на специальную бетонированную площадку, а сверху крепят к площадке, расположенной на крыше резервуара.

Площадку по обеим сторонам лестницы обносят перилами высотой 1 м и длиной не менее 1,5 м. В процессе эксплуатации осматривают места сопряжения лестниц с резервуаром, проверяют состояние ступеней и перил. При появлении обледенения его удаляют металлическими щетками, не дающими искры.

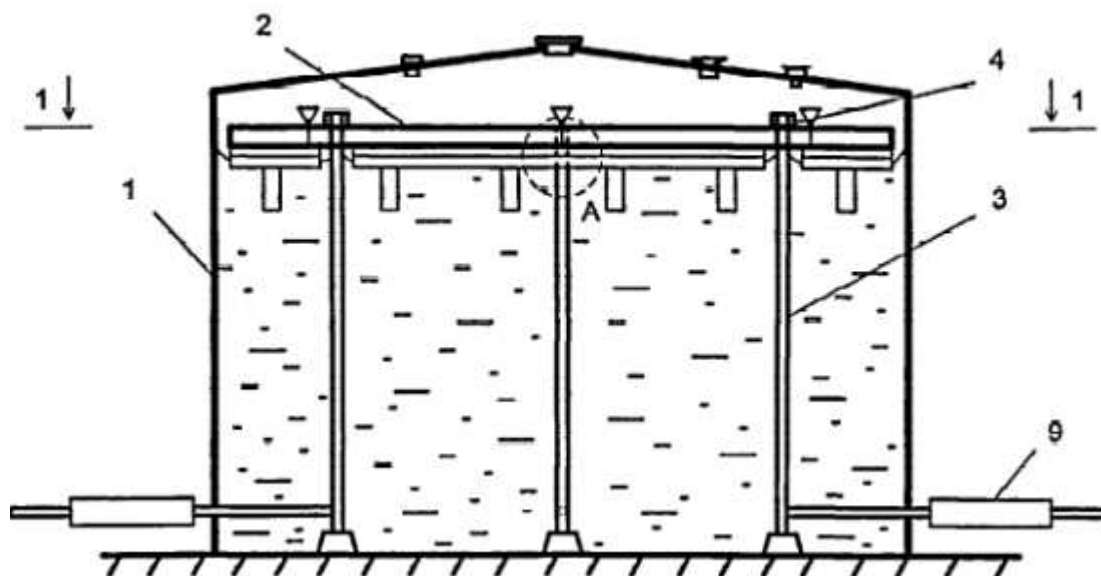
2.14 Устройство для тушения горючих жидкостей

В вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном, установлены внутри резервуара вертикальные трубопроводы служащие для поступления огнетушащего вещества при пожаре нефтепродукта, имеющие на конце специальные заглушки и имеют боковые отверстия со специальными насадками для распыления огнетушащего вещества, пускозапорное устройство, присоединено к вертикальным трубопроводам для поступления огнетушащего вещества, нововведением данного изобретения является то, что в резервуаре плавающая крыша или понтон закреплены с помощью двух или более жестко установлены в нем вертикальных направляющих стоек с возможностью свободного возвратно-

поступательного перемещения в вертикальной плоскости резервуара, причем каждая направляющая стойка представляет собой трубу, нижняя часть которой герметично установлена на дне резервуара, а верхняя часть герметично установлена специальная заглушка, при этом вертикальные трубопроводы для поступления огнетушащего вещества герметично установлены внутри уже изготовленных направляющих стоек, в которых сделаны отверстия напротив выходов специальных насадок для распыления огнетушащего вещества, помимо этого, отверстия по бокам установлены под плавающей крышей или понтоном по всей длине трубопроводов для поступления огнетушащего вещества, при этом первые боковые отверстия при полностью налитом резервуаре установлена вблизи от нижней части плавающей крыши или понтона.

Выполнение боковых отверстий вертикальных трубопроводов для поступления огнетушащего вещества под плавающей крышей или понтоном по всей длине трубопроводов, при этом первые боковые отверстия при налитом резервуаре доверху размещена в близости от нижней части плавающей крыши или понтона, дает возможность производить подслоное пожаротушение, что увеличивает эффективность пожаротушения.

Благодаря тому, что в резервуаре плавающая крыша или понтон закреплены с помощью двух или более жестко установленных в нем вертикальных направляющих стоек обеспечивающие свободное возвратно-поступательное передвижения в вертикальной плоскости резервуара, а боковые отверстия вертикальных трубопроводов для поступления огнетушащего вещества установлены по высоте трубопроводов.



1 - резервуаре; 2 – понтон; 9 - пускозапорное устройство

Рисунок 18 – Устройство для тушения горючих жидкостей.

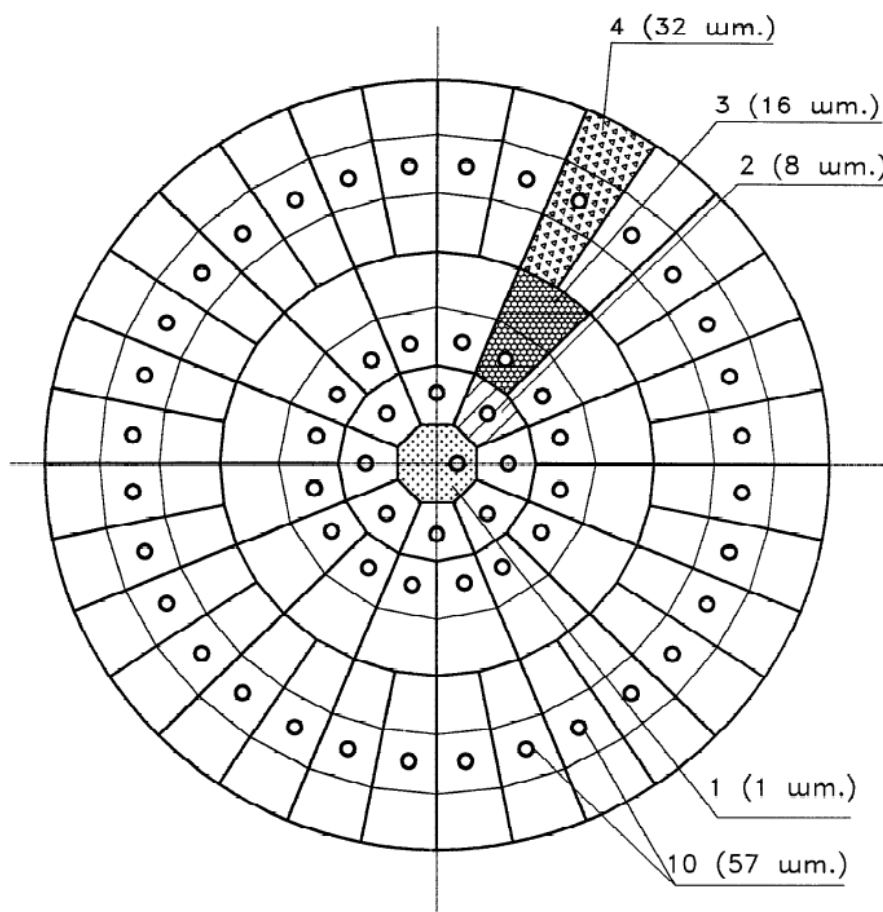
2.15 Двудечный понтон контактного типа

Двудечный понтон контактного типа резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов, выполнен из центральной части и радиальных блоков, входящие в состав части обрамления в виде швеллеров и внутренних частей каркаса, на которые упираются верхние и нижние края тонкого листового настила понтона, отличающийся тем, что части обрамления имеют продольные каналы на внешней стороне стенок швеллеров, в которых установлены гибкий уплотнитель, совмещение центральной части и радиальных блоков сделано на болтах через стягивающие пластины, приваренные к швеллерам в углах блоков и по линии установки внутренних частей каркаса, в каждом блоке понтона установлен смотровой лючок. В каждом смотровом лючке установлена пробка для слива нефтепродукта.

Двудечный понтон контактного типа резервуара для хранения нефти и

нефтепродуктов состоит из центрального и радиальных блоков включающих элементы обрамления в виде швеллеров и внутренние элементы каркаса, на которые опираются верхняя и нижняя деки тонколистового настила понтона. В углах блоков приварены стяжные пластины. В местах установки внутренних элементов каркаса к швеллерам элементов обрамления приварены стяжные пластины.

Использование предлагаемого двудечного понтона поможет снизить цену понтона за счет отказа от использования заполнителя пенополиуретана, который имеет высокую стоимость. Так же можно совершать монтажную сборку понтона без использования сварки. Короба крепятся между собой на болтах.



1 – центральная часть; 2,3,4 – радиальные блоки; 5 – обрамление; 6 – каркас; 7 – верхняя часть понтона; 8 – нижняя часть понтона, 10 – смотровой лючок

Рисунок 19 – Двудечный понтон контактного типа.

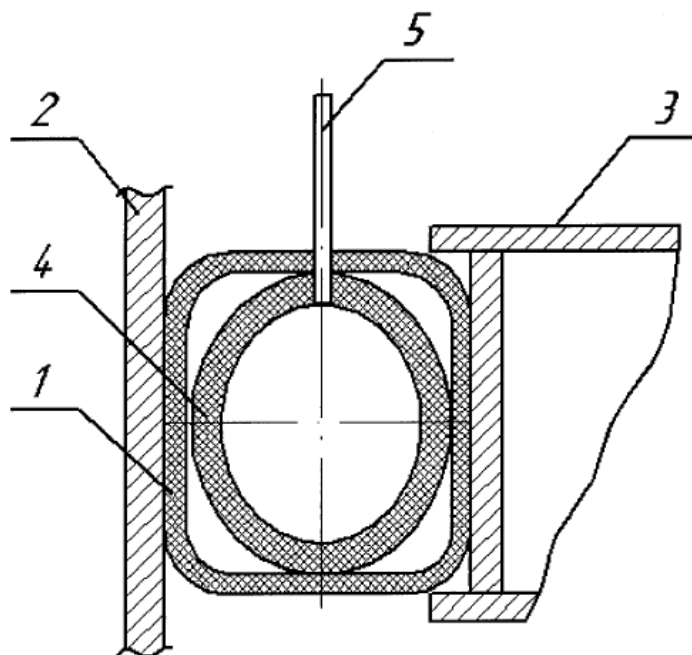
2.16 Затвор мягкого типа

Уплотняющий затвор мягкого типа для понтонов резервуаров. В его состав входит блок уплотнения, выполненный из внешней эластичной оболочки, внешняя эластичную оболочку включает в свой состав внутреннюю эластичная оболочка, которую можно заполнить газообразной флегматизирующей средой под контролируемым давлением. Помимо этого, уплотняющий затвор имеет в своей конструкции гибкие трубки, выходящие за пределы резервуара, для возможности регулирования переменного давления во внутренней эластичной оболочке с газовой средой.

Внешняя эластичная оболочка соприкасается со стенкой резервуара, тем самым создавая закрытое пространство между понтоном и резервуаром и очищает отложения на стенке резервуара. Внутренняя эластичная оболочка образует переменное давление находящиеся под давлением на стенку резервуара через внешнюю эластичную оболочку и содержит флегматизирующие газы. Через гибкую трубку поступает газовая среда во внутреннюю эластичной оболочки и создается переменное давления. Данный затвор дает возможность образовывать переменное давление на стенку резервуара. Это позволяет использовать его как средство герметизации пространства между стенкой резервуара и понтоном, устройства для удаления отложений со стенки резервуара, устройства для выпуска газа, поступившего под понтон из технологических трубопроводов.

Благодаря флегматизирующей газовой среды во внутренней эластичной оболочке позволяет применять затвор для тушения пожаров над

понтонем в случае возгорания. В случае пожара произойдет разрыв гибкой трубки и выход флегматизирующих газов в пространство над понтонем.



1 – оболочка; 2 - стенка резервуара; 3 – понтон; 4 - внутренняя эластичная оболочка;
5 - гибкая трубка

Рисунок 20 – Затвор мягкого типа

2.17 Устройство молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии должна производиться отдельно стоящими или установленными на самом резервуаре молниеприемниками. В зону защиты молниеприемников должно входить пространство над каждой единицей дыхательной аппаратуры, ограниченное полушарием радиусом 5м.

Молниеприемники, устанавливаемые на резервуаре, изготавливают из круглых стержней или труб с площадью поперечного сечения не менее 100 мм².

Для защиты от коррозии молниеприемники оцинковывают или красят. Для обеспечения электростатической безопасности нефтепродукты должны

заливаться в резервуар без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания.

Для обеспечения электростатической безопасности нефтепродукты должны заливаться в резервуар без разбрызгивания, распыления или бурного перемешивания (за исключением случаев, когда технологией предусмотрено перемешивание и обеспечены специальные меры электростатической безопасности).

2.18 Итоги раздела

В данном разделе спроектирован резервуар для хранения бензина, основные его характеристики приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Основные характеристики

Величина	Значение
Высота резервуара - Н	13
Количество поясов - N	8
Радиус резервуара – r	11,5
Фактический объем резервуара - V	4928
Снеговая нагрузка - S	2,04
Ветровая нагрузка - w_m	0,19
Высота плавающей крыши – h	0,5

3 Эксплуатация и ремонт

3.1 Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт

Руководство должно в соответствии современными нормами и правилами разработать и утвердить инструкцию по техническому обслуживанию за резервуарами, устанавливающую основные технические требования по надзору за эксплуатацией, содержание и методы ревизии вертикальных стальных резервуаров применимо к местным условиям, с учетом требований современных стандартов.

Техническим обслуживанием и эксплуатацией резервуаров должны быть возложены на квалифицированных работников, обеспечивающий своевременное проведения обслуживания, ведение журналов осмотра оборудования, устранения обнаруженных поломок.

Результаты выполненных работ должны быть записаны в журналы осмотра основного оборудования. За осадкой основания резервуара должно проводится периодическое наблюдение. В первые четыре года эксплуатации резервуаров требуется ежегодно проводить нивелирование в а отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми отметках, но не реже чем каждые 6м. В последующие года эксплуатации после стабилизации осадки следует периодически проводить контрольные замеры нивелиров. Для замера осадки основания резервуара на участке должен быть расположен глубинный репер, закапываемый ниже при осмотре стальных резервуаров особое внимание стоит уделять сварным швам нижних поясов корпуса расположенные вертикально, швам приварки нижнего пояса к днищу, швам окрайков днища и прилегающим части основного металла. Результаты осмотра швов должны быть записаны в журналы осмотра основного оборудования. При возникновении трещин в швах или основном металле действующий резервуар должен быть немедленно опорожнен и очищен. При возникновении трещин в швах или, в основном металле стенки заполненный резервуар должен быть опорожнен

полностью или частично в зависимости от вида его ремонта. Выявленные проблемные места сварных соединений должны быть устранены согласно ремонтным журналам. Технический надзор и ремонт стальных плавающих крыш должны производиться согласно Инструкции по обслуживанию стальных плавающих крыш РД 39-30-185—79(прил. 1, п. 41). Надзор и ремонт плавающих крыш проводятся согласно технической и эксплуатационной документации, предъявляемой организациям-разработчиков конструкций плавающих крыш. В ходе эксплуатации плавающих крыш должен проводиться осмотр в соответствии с графиком, установленный руководством предприятия. В верхнем положении осмотр плавающей крыши проводится через световой люк, в опущенном положении через люк-лаз в нижнем поясе резервуара.

При осмотре должны быть проверены отсутствие нефтепродукта в отсеках и центральной части, частей кабеля системы заземления, а также сохранение целостности элементов затворов направляющих стоек и кольцевого зазора между плавающей крышей и стенкой резервуара. Осмотр плавающих крыш необходимо проводить в установленные сроки, проверки основного резервуара оборудования. При остатке на плавающих крышах нефтепродукта нужно выяснить причину неисправности. В случае разгерметизации плавающих крыш или коробов резервуар необходимо освободить от нефтепродукта по Указанию дегазации резервуара. Результаты осмотров и ремонтные работы должны быть записаны в журналы осмотров основного оборудования. Подверженные коррозионному разрушению поверхности деталей плавающих крыш необходимо защитить антикоррозионным покрытием с соблюдением требований типового проекта и настоящих Правил.

Пирофорные осадки, оседающие на плавающих крышах резервуаров с сернистыми нефтями, требуется убрать согласно специальному графику, составленный главным руководителем предприятия. Удаление пирофорных осадков требуется проводить при выполнении требований безопасности,

изложенных в настоящих правилах. Проверить герметичность сварных соединений плавающих крыш требуется выполнять по Инструкции определению герметичности сварных соединений плавающих крыш. Очередность, сроки проведения надзора, а также количество работ по обследованию технического состояния резервуара регулируются Руководством по обследованию резервуаров. Осмотр и дефектоскопию резервуаров совершают специальными бригадами, обученные к проведению комплекса работ и снабженные необходимыми приборами и инструментами.

На основании результатов надзора выполняется годовой график капитального ремонта и учитывая соблюдения бесперебойной работы резервуарного парка по приему, хранению и отстою нефтепродуктов. Назначенные к капитальному ремонту резервуары требуется вовремя включить в список капитального ремонта предприятия на следующий год. При этом требуется, чтобы подготовка к ремонту была выполнена заблаговременно; ремонтные работы предоставлены все необходимые материалы, инструментом и рабочими.

Для составления определения характера, объема и затраты ремонтных работ на резервуары, внесены в план капитального ремонта, требуется составить предварительную дефектную ведомость и требуемая проектно-сметная документация.

Текущий ремонт требуется предусмотреть в графике не реже одного раза в пол года, средний — один раз в два года. Перед ремонтом резервуар требуется осмотреть с специальной комиссией, назначенной приказом руководством предприятия.

3.2 Защита от коррозии

Коррозия металлических частей резервуаров сильно снижает срок эксплуатационный надежности резервуаров и аппаратуры, падает срок службы, возникает разрушение некоторых участков в конструкции и может привести к авариям в резервуарном парке и потерям хранимого нефтепродукта.

Основным методам предотвращения и защиты частей поверхностей резервуаров с нефтью и нефтепродуктов от коррозии можно отнести метод покраска лакокрасочными и металлизационными покрытиями, используя электрохимическую катодную защиту, а также применение ингибиторов коррозии.

При выборе метода защиты резервуара от коррозии определяется скоростью коррозии, условиями использования, структурой нефтепродукта и технико-экономическими показателям.

Выбор лакокрасочного покрытия нужно, чтобы оно не отражалось на качество нефтепродукта, имело стойкостью к воздействию воды и атмосферного воздуха в период эксплуатации резервуара. Лакокрасочное покрытие должно иметь адгезией грунтовок к металлическим частям резервуара и взаимодействие грунтовок и эмалей. Такое покрытие будет соответствовать нормам электростатической искробезопасности. Совершение работ по защите металлоконструкций от коррозионного износа надлежит соответствовать требованиям, представленные Указаниях по защите резервуаров от коррозии настоящих правил.

3.3 Испытание и приемка резервуара

Резервуары обязательно должны пройти гидравлическое испытание. Резервуарам с плавающей крыше, надлежит регулярно проверять на герметичность понтон и короба. Испытание резервуара начинают после завершения всех работ связанные с монтажом и контролем, перед

соединением патрубков к резервуару и после окончания работ по обвалованию резервуара.

Перед испытанием необходимо представить всю техническая документация, предусмотренную разделами по производству, монтажу и контролю качества резервуаров. Испытание необходимо проводить соблюдая с технологической картой испытаний, которая является составной частью ППР. Гидравлические испытания стоит начинать наливом воды сперва на уровень залива продукта или же до уровня контрольного отверстия, в котором предусмотрено для ограничения высоты наполнения резервуара. Набор воды стоит осуществлять по шагово по поясам с промежутками по времени, нужные для выдерживания и прохода контрольных надзоров.

Во время испытаний необходимо установить обозначения, предупредительные знаками показывающие опасную зоны, с радиусом от центра резервуара, равным не меньше двух диаметров резервуара. На этом участке не разрешено нахождению людей, не связанных с испытаниями. Все контрольно-измерительные приборы, вентили, задвижки временных трубопроводов для выполнения временных испытаний обязаны находиться за пределом зоны обвалования или другого аналогичного защитного сооружения на расстоянии не меньше двух диаметров резервуара.

Бригада проводящие испытания обязаны быть вне границы опасного участка. Разрешение к осмотру резервуара разрешается не раньше чем через 10 минут после установления испытательных нагрузок.

Испытание стоит проводить соблюдая температуру воздуха не ниже 5°C. На испытаниях резервуаров с температурой ниже 5°C обязана быть создана программа испытаний, устанавливающая работы по предотвращению замерзания в трубах воды, задвижках, а также обмерзание стенок резервуаров.

Во время всего цикла гидравлического испытания люки, патрубки в крыше резервуара необходимо держать открытым.

По мере налива резервуара водой требуется проверять состоянием самой конструкции и сварных швов.

В случае возникновения течи из-под края днища или возникновения мокрых пятен на отстойках, нужно остановить испытание, слить воду, установить и исправить причину течи. Если в ходе испытания в стенке резервуара будут найдены свищи, трещины или течи, испытание необходимо прекратить и вода слита до уровня в случаях:

- если дефект в 1 поясе – полностью;
- если дефект во 2-6 поясах – на один пояс ниже находится дефекта;
- если дефекта в 7 поясе и выше – до 5 пояса.

Резервуар, наполненный водой до верха проектной отметки, держится сутки под нагрузкой. Резервуар принято считать выдержавшим гидравлическое испытание, если в течение суток на стенках или по краям днища не образуются протечки и если уровень воды в резервуаре остается неизменным. По завершению гидравлических испытаний при заполненном до крайней отметки водой резервуаре, проводят измерения отклонений возникающие от вертикали, измерение отклонений внешнего контура днища для установления осадки основания.

Резервуары, которые прошли испытания, выполняется акт завершения монтажа (установки) конструкции.

После окончания монтажа не разрешается приваривать к резервуару какие-либо детали и конструкций. С резервуаром выполняют запланированные проектом работы по антикоррозионной защите, сбору теплоизоляции и установке аппаратуры с составлением нормативных документов. После завершения данных работ работ, резервуару присваивается паспорт, резервуар можно начинать эксплуатировать.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы был спроектирован резервуар с плавающей крышей, для хранения нефтепродукта(бензин, керасин). Имеющий такие недостатки, как слабое уплотнение уплотняющего затвора, течь в плавающей крыши и ее перекося.

В литературном и патентном обзоре представлены виды конструкций резервуаров, методы установки, методы совершенствования конструкции резервуара для борьбы с проблемами перечисленных выше.

В конструкторско-технологическом разделе произведены расчеты основных параметров резервуара, произведены расчеты на прочность, посчитана и ветровая нагрузка, произведены расчеты улучшенного варианта плавающей крыши и представлена улучшенная система пожаротушения. Выполнен выбор эксплуатационного оборудования, а так же вспомогательной аппаратуры.

В разделе эксплуатации и ремонта представлены инструкции по техническому надзору за резервуаром, текущему и капитальному ремонту. Установлен план проведения испытания и приемка резервуара.

Совершенствование системы пожаротушения, конструкции плавающей крыши и уплотняющего затвора увеличивает надежность и срок службы резервуара.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Резервуары для приёма, хранения и отпуска нефтепродуктов: учеб. Пособие / Ю. Н. Безбородов, В. Г. Шрам, Е.Г. Кравцова, С.И. Иванова, А.Л. Фельдман. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015 г. – 110с.
- 2 Патент РФ 2470686. Кокорин В.В. Устройство для тушения горючих жидкостей. Заявка от 29.09.2011г. Опубликовано 27.12.2012г.
- 3 Патент РФ 2476362. Артемов С.М. Двудечный понтон контактного типа. Заявка от 15.11.2011г. Опубликовано 27.02.2013г.
- 4 Патент РФ 2490196. Андреев А.А. Универсальный периметральный затвор. Заявка от 10.11.2011г. Опубликовано 20.05.2013г.
- 5 Патент РФ 2514483. Шаммазов А.М. Уплотняющий затвор мягкого типа. Заявка от 28.01.2013г. Опубликовано 27.04.2014г.
- 6 Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М. «Оборудование резервуаров»
- 7 ГОСТ 31385-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Технические условия. – Введ. 01.01.2008. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 19 с.
- 8 СНиП 2.01.07-85 Нагрузки и воздействия; Введ. 17.07.1994. – Москва: Стандартинформ, 1994. – 30 с.
- 9 СНиП II-23-81 Строительные конструкции; Введ. 21.06.2011. – Москва32: Стандартинформ, 2011. – 21 с.
10. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления. Г.А. Нехаев.- издательство АСВ. 2005г.- 216 с.
- 11 Промприбор [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о приборах для резервуарах. – Режим доступа: <http://tdprompribor.ru/benz.htm>
- 12 Торговый дом резервуарного оборудования [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о оборудовании для резервуарах. – Режим

доступа: [http://www.азнефтебаза/oborudovanie-avtotsistem/otvodparov/
ustroistvo-dyhateljnoe.html](http://www.азнефтебаза/oborudovanie-avtotsistem/otvodparov/ustroistvo-dyhateljnoe.html)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РЕЗЕРВУАРЫ С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ

Отчёт о патентных исследованиях

Выполненный в рамках Бакалаврской работы по теме «Совершенствование конструкции резервуаров с плавающими крышками, предназначенных для хранения нефтепродуктов»

Руководитель

к.т.н., доцент

Е.А. Соловьёв

Выпускник

И.А. Троянов

Красноярск, 2017

Общие данные об объекте исследования

Объектом исследования является резервуар с плавающей крышей для хранения нефтепродукта. Область применения устройства – хранение нефти и нефтепродуктов является наиболее важным сооружением на нефтебазах и на магистральных станциях нефтепроводов.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: резервуар, плавающая крыша, уплотнительный затвор.

Глубина патентного поиска – 6 лет. Начало поиска: июнь 2011 г., окончание поиска: май 2017 г.

Введение

Резервуар с плавающей крышей – устройства, предназначенные для хранения и снижения испарения нефтепродукта, которые, как правило, представляют собой резервуар с плавающей крышей, плавающей на поверхности хранимого нефтепродукта.

В данном отчёте представлен обзор патентов (по данным на май 2017 г.), описывающих устройства для улучшения хранения нефтепродуктов.

При проведении патентного обзора ставились следующие задачи:

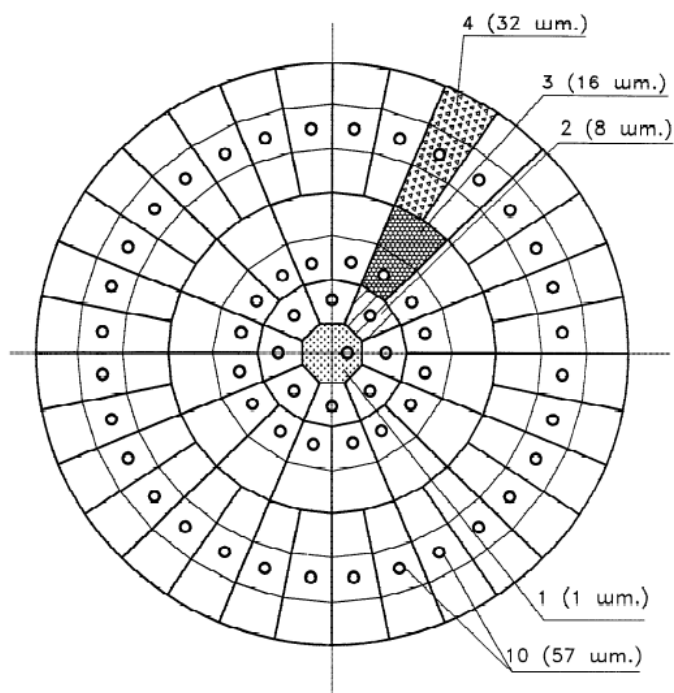
- оценка технического уровня и тенденции развития объекта исследования;
- определение патентной чистоты разработанного в рамках выполнения БР резервуара с плавающей крышей для хранения нефтепродукта.

Технический уровень и тенденции развития объекта исследования

На примере патентно-информационного обзора проанализируем существующие виды элементов конструкций резервуаров с плавающими крышами. Выявим преимущества конструкций, и сформируем их основные недостатки.

1) Двудечный понтон контактного типа резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов, состоит из центрального и радиальных блоков, входящие в состав части обрамления в виде швеллеров и внутренних элементов каркаса, на которые упираются верхние и нижние края тонкого листового настила понтона, отличающийся тем, что части обрамления имеют продольные каналы на внешней стороне стенок швеллеров, в которых установлены гибкий уплотнитель, соединение центральной части и радиальных блоков выполнено с помощью болтов через стягивающие пластины, приваренные к швеллерам в углах блоков и по линии установки внутренних частей каркаса, в каждом блоке понтона установлен смотровой лючок. В каждом смотровой лючке имеет пробку для слива.

Использование предлагаемого двудечного понтона поможет уменьшить цену понтона за счет отказа от использования заполнителя пенополиуретана, который имеет высокую стоимость. Так же можно совершать монтажную сборку понтона без использования сварки. Короба крепятся между собой на болтах.



1 – центральная часть; 2,3,4 – радиальные блоки; 5 – обрамление; 6 – каркас; 7 – верхняя часть понтона; 8 – нижняя часть понтона, 10 – смотровой лючок

Рисунок А.1- Плавающая крыша резервуара

Понтон двудечный контактного типа предназначенный для хранения нефти и нефтепродуктов выполнен из центральной части 1 и радиальных блоков 2, 3, 4, (Рисунок-1) имеющий части обрамления 5 в виде швеллеров и внутренние части каркаса 6, на которые упирается верхние 7 и нижние 8 части тонколистового настила понтона. По середине в каждом блоке 1, 2, 3, 4 на верхней части настила 7 есть смотровой лючок 10 диаметр которого около 200 мм (Рисунок-2).

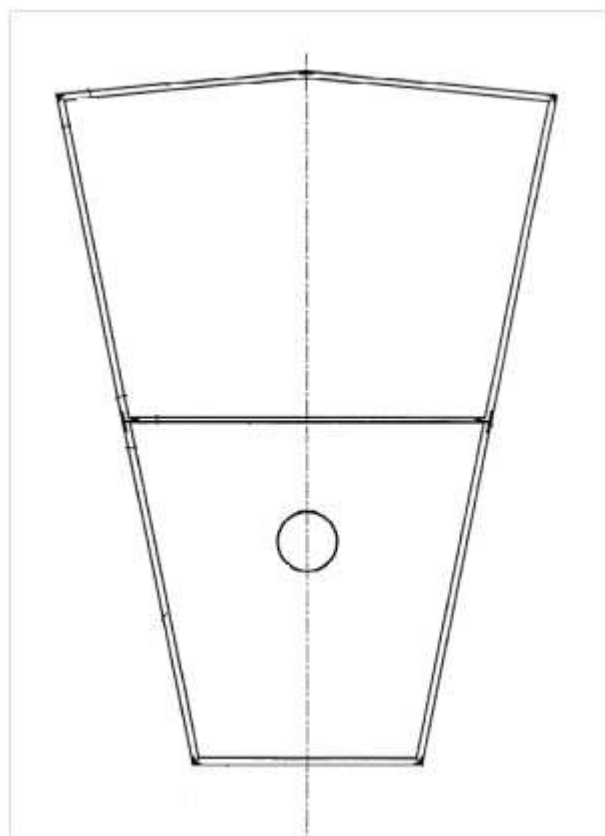


Рисунок А.2-общий вид радиального блока

Технический результат данного изобретения является повышение ремонтных характеристик понтона с возможностью замены любого блока понтона или проведения работ по восстановлению герметичности.

Технический результат производится тем, что понтон двудечный контактного предназначенный для хранения нефти и нефтепродуктов выполнен из центральной части и радиальных блоков, включающий в себя части обрамления в виде швеллеров и внутренних частей каркаса, на которые упирается верхние и нижние части тонколистового настила понтона, и имеет отличие от ближайшего прототипа тем, что на частях обрамления выполненными продольные каналы на внешней стороне стенок швеллеров, в которых установлены гибкий уплотнитель, соединение центральной части и радиальных блоков осуществляется на болтах по средствам стяжных пластин, приваренные к углам швеллерных блоков и по

линии установки внутренних частей каркаса, на каждом блоке понтона установлен смотровой лючок, а под каждым смотровым лючком выполнена сливная пробка.

В случае выявления визуального нарушения герметичности понтона через смотровые лючки 10 (обнаружение нефтепродукта внутри короба) выполняются работы по выводу понтона из эксплуатации, понтон устанавливается на опорные стойки и производят слив нефтепродукта из поломанных блоков по средством сливных пробок 11 на нижней части тонколистового настила. После завершения очистки внутреннего объема блоков совершается его замена или заполняют легким наполнителем, например пенополиуретаном или.

Пенополиуретаном восстанавливает его герметичность блоков и устраняет коррозионные или повреждения иного типа.

Использование данного изобретения обеспечит возможностью постоянно следить за состоянием понтона, его герметичностью, плавучестью и предотвратить аварии, вызванные потоплением и перекосом плавающей крыши.

2) Изобретение принадлежит к устройствам понтонов и плавающих крыш резервуаров для транспортировки и хранения нефтепродукта. Изобретение помогает достичь сокращения потерь от испарений нефтепродуктов. В состав универсального периметрального затвора понтонов и плавающих крыш резервуаров, входит уплотнительный элемент, закрывающий кольцевой газовый промежуток между стенкой резервуара и понтоном и располагается на поверхности нефтепродукта; содержит периметральный полый тор из эластичного материала стойкого к воздействию масла и бензина, расположенный под элементом уплотнения, диаметром, величина которого равна ширине пространства между стенкой резервуара и понтоном, установленным на половину диаметра в нефтепродукт. Внутри тора последовательно установлены кольцевые

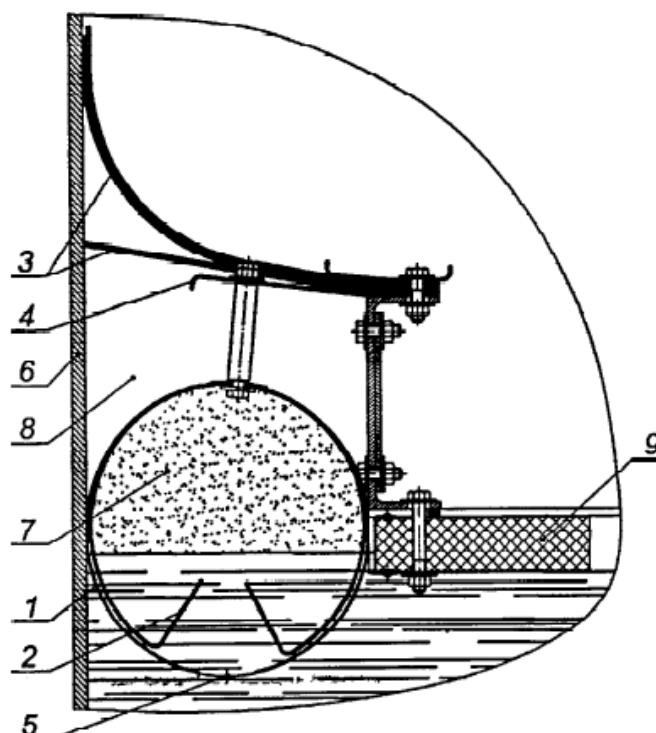
пружины, соединенные с подвесками, а в нижней части тора выполнены отверстия для входа нефтепродуктов во внутреннее пространство тора, где образовывается избыточное давление насыщенных паров, вплотную прилегающие по всему периметру тор к стенке резервуара и к стенке понтона или плавающей крыши. Технический результат достигается путем устранения открытого пространства испарения и сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарений.

В состав универсального\периметрального затвор понтона и плавающей крыши резервуара входит уплотнительный элемент (3) с подвеской (4) и периметральный полый тор (1) из эластичного материала стойкого к воздействию масла и бензина, внутри которого последовательно установлены кольцевые пружины (2), соединенные с подвесками (4), а в нижней части тора установлены отверстия (5).

В случае отсутствия периметрального полого тора открытое кольцевое пространство между нефтепродуктом и стенкой резервуара (6) и понтоном (9) испаряется, в пространство (8) под уплотнительным элементом возникает избыточное давление, равное давлению насыщенных паров, при давлении пары нефтепродукта выходят в местах не плотного прилегания уплотнительного элемента в надпонтонное пространство резервуара и затем в атмосферу. Периметральный полый тор, на половину диаметра погружен в нефтепродукты, закрывает и устраняет пространство испарения между стенкой резервуара и понтоном. Находящиеся пары нефтепродуктов, внутри эластичного тора (7), появившиеся в результате испарения нефтепродуктов, которые зашли через отверстия (5) в нижней части тора, образуют избыточное давление и равномерно по всему периметру плотно упирают стенку тора к стенке резервуара и к стенке понтона.

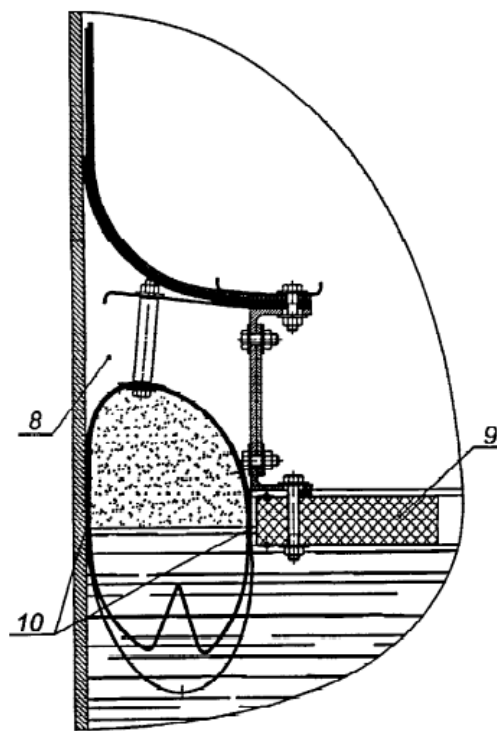
Целью данного изобретения является сокращения потерь от испарений нефти и нефтепродуктов из кольцевого пространства между понтоном или плавающей крышей и стенкой резервуара.

Цель достигается путем что периметральный затвор понтона и плавающей крыши резервуара, входящий в его состав уплотнительный элемент с подвеской, прекрывающий газовое пространство и установлен над уровнем поверхности нефтепродуктов, содержит периметральный полый тор из эластичного материала стойкого к воздействию масла и бензина, погруженным на половину диаметра в нефтепродукт, ширина кольца между стенкой резервуара равна и диаметру понтона тора, внутри тора последовательно закреплены кольцевые пружины, соединенные с подвесками, а в нижней части тора по всему периметру выполнены отверстия, скрепляющие внутреннюю полость тора с нефтепродуктами.



1 - периметральный полый тор; 2 - кольцевые пружины; 3 - уплотнительный элемент; 4 – подвески; 5 – отверстия; 6 - стенка резервуара; 7 – эластичный тор;
8 - газовое пространство; 9 - понтон

Рисунок А.3 - изображен в разрезе универсальный периметральный затвор понтона и плавающей крыши резервуара при максимальном зазоре между стенкой резервуара и понтоном



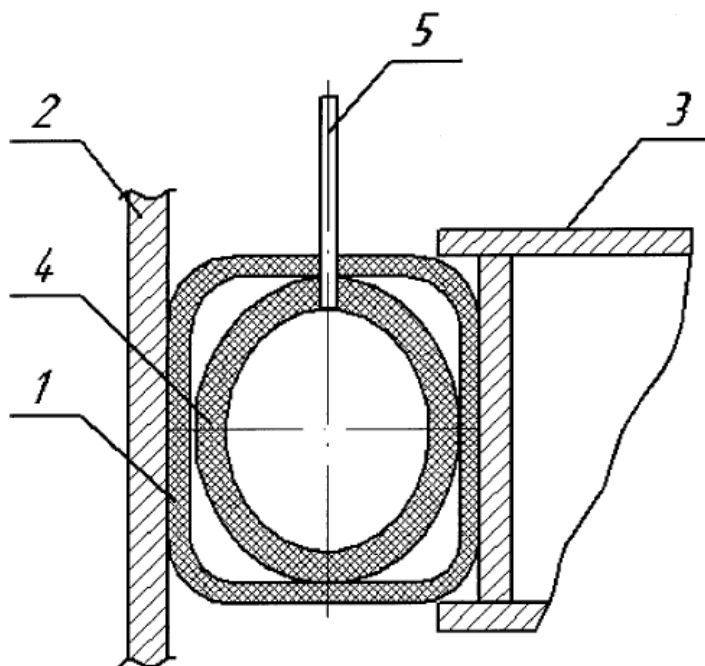
8 - газовое пространство; 9 – понтон; 10 – расстояние между стенкой резервуара и понтоном

Рисунок А.4 - универсальный затвор при минимальном зазоре между стенкой резервуара и понтоном

Применение данного периметрального затвора понтонов и плавающих крыш резервуаров помогает снизить потери от испарений легких фракций нефтепродуктов из кольцевого пространства между стенкой резервуара и понтоном за счет устранения участков испарения.

3) Изобретение относится к устройствам для сокращения потерь от испарения при хранении нефтепродуктов и может быть использовано для перекрытия зазора между стенкой резервуара и понтоном. Уплотняющий затвор мягкого типа для понтонов резервуаров включающий в свой состав блок уплотнения, выполненный из наружной эластичной поверхности и включающий в себя внутреннюю эластичную оболочку, наполненная контролируемой газообразной Флегматизирующей средой под давлением. Помимо этого, в уплотняющем затворе установлены гибкие трубки,

выходящие за пределы резервуара, для заполнения внутреннего пространства эластичной оболочки газовой средой и образование переменного давления. Применение данного затвора позволит применять его не только для герметизации кольцевого пространства между понтоном и стенкой резервуара, но и для очистки поверхностей стенок резервуара, выход воздуха, прошедшего под понтон, флегматизации пространства над понтоном во время аварии. Принцип действия представленного уплотнения выполнен на его способности образовывать при монтаже начальное контактное давление на внутреннюю поверхность стенки резервуара с применением амортизационных свойств материала наполнителя. Такие уплотнения содержат в себе такие свойства как надежную герметизацию кольцевого пространства имея при этом простое изготовление, монтажа и эксплуатацию.



1 – оболочка; 2 - стенка резервуара; 3 – понтон; 4 - внутренняя эластичная оболочка; 5 - гибкая трубка

Рисунок А.5 - конструкция уплотняющего затвора мягкого типа для понтонов резервуаров.

На рисунке 9 представлена конструкция уплотняющего затвора мягкого типа для понтонов резервуаров, где 1 наружная эластичная оболочка, 2 стенка резервуара, 3-понтон, 4 -внутренняя эластичная оболочка, 5 гибкая трубка.

Принцип действия уплотняющего затвора мягкого типа состоит в следующем. Внешняя эластичная оболочка 1 соприкасаются со стенкой резервуара 2, тем самым закрывает промежуток между понтоном 3 и резервуаром и счищает отложения на стенках резервуара. Внутренняя эластичная оболочка 4 образует контролируемое переменное давление на стенку резервуара 2 через внешнюю эластичную оболочку 1 и содержит флегматизирующие газы. Через гибкую трубку 5 газы заполняют внутренне пространство эластичной оболочки 4 и создают переменное давление внутри оболочки.

Целью представленного изобретения является использования затвора в целях герметизации кольцевого пространства между понтоном и стенкой резервуара. Так же затвор можно использовать для очистки поверхности стенки резервуара, выпуска воздуха, поступившего под понтон, флегматизации пространства над понтоном в случае возникновения аварии. Данная цель достигается тем, что уплотняющий затвор мягкого типа для понтонов резервуаров, в состав которого входит блок уплотнения, выполненный из внешней эластичной оболочки, согласно изобретению в внешнюю эластичную оболочку содержит внутренняя эластичная оболочка, заполненная газообразной флегматизирующей средой под контролируемым давлением. Помимо этого, уплотняющий затвор имеет гибкие трубки, выходящие за пределы резервуара, для заполнения внутреннего пространства внутренней эластичной оболочки газовой средой и создания переменного давления.

В отличие от существующих затворов предлагаемый затвор дает возможность образовывать переменное давление на стенку резервуара. Это дает способ использовать его в качестве герметизатора пространства между

стенкой резервуара и понтоном, устройства для очистки стенки резервуара, устройства для выпуска газа, поступившего под понтон из технологических трубопроводов. Наличие флегматизирующей газовой среды во внутренней пространств дает возможность применять затвор для тушения возгорания

в случае пожаре над понтоном, так как при пожаре возникнет разрыв гибкой трубки и выход флегматизирующих газов в пространство над понтоном.

4) Предлагаемое устройство для тушения горючих жидкостей в вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном выполняет задачу решение которой позволит добиться повышении эффективности пожаротушения по средством достижения пожаротушения под плавающей крышей, а также позволяет сократить вероятность разрушения и выход из строя противопожарного оборудования в случае пожаре.

Целью данного изобретения является тем, что в изобретение для пожаротушения горючих жидкостей в вертикальном стальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном, имеет вертикальный резервуар с плавающей крышей или понтоном, установленный внутри резервуара вертикальные трубопроводы для поступления вещества пожаротушения, на конце которых установлены заглушки имеют по бокам разводками со специальными насадками для разбрызгивания огнетушащего вещества, пускозапорное устройство, присоединенное к вертикальным трубопроводам для поступления огнетушащего вещества. Совершенствование заключается в то, что в резервуаре плавающая крыша или понтон закреплены с помощью двух и более жестко закрепленных вертикальных направляющих стоек установленные внутри резервуара с обеспечение свободного возвратно-поступательного передвижение в вертикальной плоскости , при этом все направляющие стойки выполнены в виде трубы, нижняя часть которая герметично установлена на дне резервуара, а верхняя часть герметично закрыта специальной заглушкой. Вертикальные трубопроводы для

поступления огнетушащего вещества герметично установлены внутри соответствующих направляющих стоек, в которых сделаны отверстия напротив выходов специальных насадок для распыления огнетушащего вещества, помимо этого, отверстия по бокам установлены под плавающей крышей или понтоном по всей длине трубопроводов для поступления огнетушащего вещества, при этом при полностью заполненном резервуаре первые боковые отверстия расположены близко от нижней поверхности плавающей крыши или понтона.

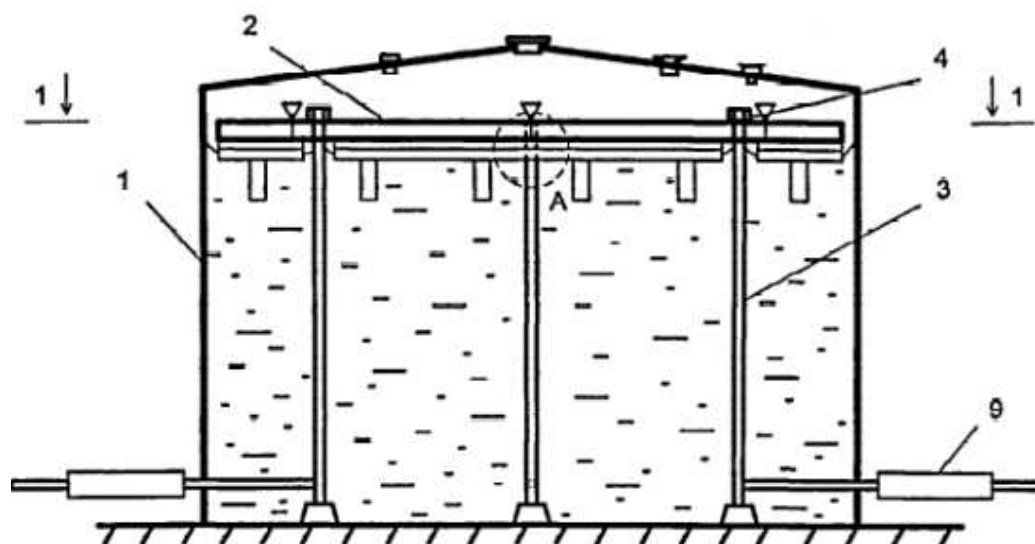
Результат совершенствования заключается в следующем. Устройство для тушения нефтепродукта в вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном, включающее в состав вертикальный резервуар с плавающей крышей или понтоном, установленные внутри резервуара вертикальные трубопроводы для поступления огнетушащего вещества, на конце которых установлены заглушками и имеющие боковые отверстия с насадками для распыления огнетушащего вещества, пускозапорное устройство, подсоединено к вертикальным трубопроводам для поступления огнетушащего вещества, являются обязательным элементом конструкции представленного изобретения, обеспечивают его безотказную работу, а следовательно, имеется возможность достижения представленного технического прогресса: увеличением эксплуатационных характеристик при пожаротушении с помощью возможности производить подслоное пожаротушения, при этом вероятности поломки противопожарного оборудования в случае пожара сводится к минимуму. Поскольку в резервуаре плавающая крыша или понтон выполнены с помощью двух или более жестко установленных в нем вертикальных направляющих стоек, нижняя часть которых герметично и жестко установлены на дне резервуара, это устраняет возможность как вращательное так и горизонтальное передвижения плавающей крыши и придает более усиленную устойчивость изделия. Кроме этого плавающая крыша или понтон установлены в вертикальном резервуаре имеет при этом возможность

свободного возвратно-поступательного передвижения вдоль направляющих вертикальным стойкам в вертикальной плоскости резервуара, что позволяет использовать их по функциональному назначению при любом уровне налива нефти или нефтепродукта, хранящейся в резервуаре, и совершает нормальную работоспособность устройства.

Устройство для тушения нефти и нефтепродукта в вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном включает в свой состав вертикальный резервуар 1 с плавающей крышей или понтоном 2 (в примере выполнения - понтон). Плавающая крыша или понтон 2 установлены в резервуаре 1 с помощью двух или более жестко установленные внутри резервуара 1 вертикальных направляющих стоек 3 имея при это возможность свободного возвратно-поступательного передвижения вдоль вертикальных направляющих 3. Направляющие стойки 3 выполнены в виде трубы, нижняя часть которой герметично установлена на дне резервуара 1, а верхняя часть герметично закрыта специальной заглушкой 4. Внутри соуществующих направляющих стоек 3 герметично установлены вертикальные трубопроводы 5 для поступления огнетушащего вещества, на конце которых стоят заглушками (не показано) и имеют боковые отверстия 6 со специальными насадками 7 для распыления огнетушащего вещества. В вертикальных направляющих стойках 3 сделаны отверстия 8 напротив выходов насадок 7 для распыления огнетушащего вещества. Боковые отверстия 6 установлены под плавающей крышей или понтоном 2 по всей длине трубопроводов 5 для поступления огнетушащего вещества. Первые отверстия 6 при залитом резервуаре доверху 1 расположены в близости от нижней части плавающей крыши или понтона 2. Пускозапорное устройство 9 присоединено к вертикальным трубопроводам 5 для поступления огнетушащего вещества.

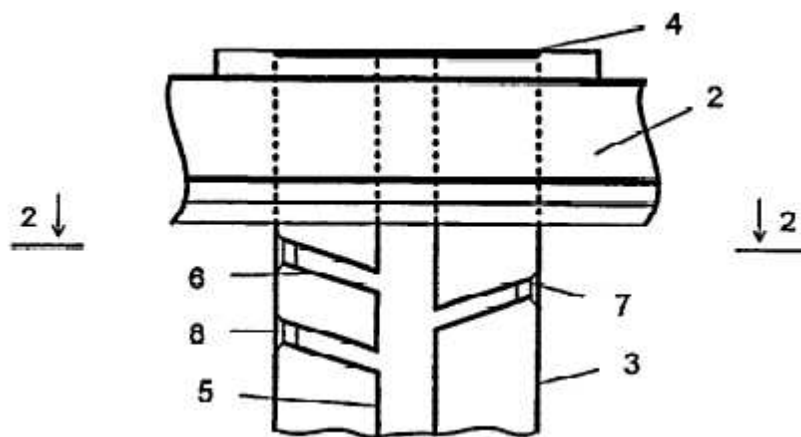
Верхняя часть направляющих стоек 3 и свободное пространство в отверстиях 8 возле боковых стенок насадок для распыления огнетушащего вещества герметизированы.

Устройство совершает работу следующим образом. В случае возгорания нефти или нефтепродукта в резервуаре 1 запускается пускозапорное устройство 9 и в вертикальные трубопроводы 5 под давлением поступает огнетушащее вещество, в примере представлено - пенообразующее огнетушащее вещество. Открываются насадки 7 и огнетушащее вещество проходит во внутрь нефти или нефтепродукта резервуара 1 и всплывает в виде пены внутри нефти или нефтепродукта к ее поверхности, образуя пленку. При этом работоспособность устройства пожаротушения при залитом резервуаре доверху выполняется даже в случае деформации плавающей крыши или понтона, их крена или затопления, так как размещение первых боковых отверстий не изменяется. Одновременно из других боковых отверстий 6 пена из огнетушащего вещества проходит в образовавшиеся “карманы”. Помимо этого, огнетушащее вещество имеет способность поступать в нижние слои нефтепродукта, барботируя ее и тем самым предотвращая переход нагревания в нижние слои горючей жидкости.



1 – резервуар; 2 – понтон; 9 - пускозапорное устройство

Рисунок 10 - изображено устройство для тушения горючих жидкостей в вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном (общий вид);
90



3 - направляющие стойки; 4 – заглушки; 5 - вертикальный трубопровод; 6 - боковые отверстия; 7 – насадки; 8 – отверстия

Рисунок 11- вертикальное сечение вертикальной направляющей стойки под понтоном;

Данное изобретение для тушения горючих жидкостей в вертикальном резервуаре с плавающей крышей или понтоном выполняет задачу увеличения эффективности пожаротушения с помощью возможности производить подслоное пожаротушение, а также с помощью уменьшения вероятности разрушения противопожарного оборудования в случае пожара.

Заключение

В литературном обзоре были рассмотрены технические параметры резервуаров вертикальных стальных с плавающими крышами, виды понтонов и плавающих крыш, направляющие устройства, виды уплотняющих затворов а так же плавающих крыш. Так же частично рассказали основные проблемы встречающиеся при эксплуатации резервуара. В патентно-информационном обзоре выполнен обзор современных решений проблем, а также совершенствование конструктивных элементов резервуара, их плюсы и недостатки.

Задачами на данную работу - спроектировать резервуар с плавающей крышей объемом 5000 , сроком службы 10 лет, для хранения бензина (по ГОСТ Р 51866-2002).

Разработать систему пожаротушения состоящую из вертикальных направляющих с проделанными в ней боковыми отверстиями по всей длине, что позволит повысить эффективность пожаротушения и перекося крышу. Тем самым мы увеличим надежность резервуара, сократим расходы и потребность в ремонте, увеличим межремонтный цикл.

Применить меры защиты от коррозии.

Наиболее целесообразно изготавливать стенку полистовым методом.

Изготовление днища методом рулонирования, днище будет иметь коническую форму с уклоном от центра.


ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования
нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский

« 06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Совершенствование конструкции резервуаров с плавающими крышками,
предназначенных для хранения нефтепродуктов

направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль 21.03.01.07
«Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового
производства»

Руководитель к.т.н., доцент

 Е.А. Соловьев

Выпускник ГБ13-07 081317270

 И.А. Троянов

Красноярск 2017