Содержание

№		Стр.
	Аннотация	1
	Введение	
1.	**Конструктивные особенности резервуаров**	3
	1.1.Классификация резервуаров	3
	1.2.Общие требования к стальным резервуарам	4
	1.3.Конструкции РВСПК	7
	1.4.Конструкция оснований	8
	1.5.Конструкции днища резервуаров	9
	1.6. Конструкция стенки	10
2.	**Оборудование резервуара вертикального стального с плавающей крышей**	11
	2.1. Вентиляционный патрубок	11
	2.2. Огневой предохранитель	12
	2.3. Приемо-раздаточный патрубок	13
	2.4. Пеногенератор	13
	2.5. Дыхательный клапан	14
	2.6. Пробоотборник	16
	2.7. Фильтр	16
	2.8. Кран сифонный	17
	2.9. Устройство для размыва донных отложений	18
	2.10. Люки	19
	2.11. Уровнемеры	20
	2.12. Приборы сигнализации и защиты	23
3.	**Диагностика резервуара**	27
	3.1. Диагностика сварных швов ультразвуком	27
	3.2. Диагностика химического состава, механических свойств металла	29
	3.3. Проведение гидравлических испытаний резервуара (наливом)	29
4.	**Обслуживание резервуаров**	33
	4.1 Документация	33
	4.2. Техническое обслуживание резервуаров товарной нефти	33
	4.3. Текущий ремонт	37

	4.4. Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний РВСПК	38
	4.5. Предотвращение накопления и размыв асфальтосмолистых и парафинистых осадков	42
	4.6. Размывочные головки	43
	4.7. Способы очистки резервуаров от остатков отложений	44
5.	**Потери нефти от испарения и методы их сокращения**	48
	5.1. Источники потерь от испарения	48
	5.2. Методы сокращения потерь	49
6.	**Коррозионное осложнение при эксплуатации резервуаров**	51
	6.1. Коррозионная защита	51
	6.2. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием лакокрасочных покрытий	52
	6.3. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием комбинированных металлизационно-лакокрасочных покрытий	53
	6.4. Протекторная защита резервуаров от коррозии	54
	6.5. Коррозионная защита наружной поверхности резервуаров	55
	6.6. Дефекты	56
7.	**Охрана труда**	57
	7.1. Требования безопасности при выполнении технологических операций в резервуарах	61
	7.2. Требования безопасности при подготовительных ремонтных работах	63
8.	**Пожарная безопасность**	65
	8.1. Противопожарное оборудование	66
	8.2. Огневые предохранители	66
	8.3. Пеносливные камеры	67
	8.4. Системы подслойного пожаротушения в резервуарах с нефтью	68
9.	**План ликвидации аварийных ситуаций**	70
10.	**Расчетно-технологическая часть.**	73
	Расчет на прочность, устойчивость РВС для хранения нефтепродуктов объемом 50 000 м³	
11.	**Расчет стенки резервуара на прочность**	77
12.	Заключение	84
	Список использованной литературы	87

Аннотация

В данном дипломном проекте рассматриваются вопросы, связанные с техническим обслуживанием и эксплуатацией резервуаров для нефти РВСПК - 50 000 м^3 с двудечными плавающими крышами
а именно:

- диагностика сварных швов;
- проведение гидравлических испытаний резервуара;
- техническое обслуживание резервуаров товарной тефти;
- комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний РВСПК;
- очистка резервуаров от остатков отложений;
- защита резервуаров от внутренней коррозии
- безопасности при выполнении технологических операций

Работы проводятся на основании [__] и рекомендаций по результатам проведенного комплексного диагностирования.Работы ведутся на территории действующего резервуарного парка, поэтому в проекте учтена возможность возникновения аварийных ситуаций связанных с этим и план их ликвидации. В безопасности и экологичности проекта рассмотрены основные меры обеспечения безопасности и охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды при проведении технического обслуживания и эксплуатации резервуара.

Введение

Первые склады для хранения нефти появились в России в XVII веке.Хранение нефти происходило в земляных ямах-амбарах глубиной 4…5м, сооруженных в глинистых грунтах, или в подземных каменных резервуарах, зацементированных особым цементом и перекрытых каменными сводчатыми крышами. Данныйспособ хранения применялся до второй половины XIX века. Объем каменных резервуаров достигал 50 000м³. Они сооружалисьпреимущественно в районе Бакинских нефтепромыслов.

Позже для хранения нефти использовали обычные деревянные бочки. Это отразилось в английской системе измерения: объем барреляравен 159 литрам.

При нехватке бочек, в земле выкапывали ямы, которые первоначально использовали, как временные резервуары. Затем **земляные резервуары** (ямы, амбары) стали применять как самостоятельные средства хранения. Внутри всю яму облицевали жирной глиной с целью ухудшения проницаемости стенок и дна. Объем подобных амбаров достигала 160тыс. м³ и более. Но далее стало ясно, что они пригодны только для хранения низко испаряющихся жидкостей: мазутов, гудронов и т.п.

Создание**каменных резервуаров**дало возможностьувеличить устойчивость стенок емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов. Они выполнялись из местного камня, кирпича или искусственных блоков, мало проницаемых для хранения жидкостей. Даже с учетом наличия перекрытий,каменные резервуары были источниками значительных потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. В водонасыщенных грунтах в зимнее время стенки таких резервуаров подвергались разрушению вследствие расширения грунта. Поэтому каменные стены стали усиливать железобетонными поясами.

Железобетонные резервуары были логичным развитием идеи**.** Первые из них были сооружены в 1912 году на Бэби - Эйбатских нефтепромыслах, находящихся в районе города Баку. Они имели объем 100м³. Но уже 30-х годах строились железобетонные резервуары объемом до 1000м³, а в Москве был построен резервуар объемом 7000м³.

Практика показывает, что железобетонные резервуары целесообразно использовать для хранения только темных нефтепродуктов и высоковязких нефтей, т.к. их кровля проницаема для паров углеводородных жидкостей. В нынешнеевремя резервуары подобного типа не строят.

В 1864 году в США был сооружен первый большой **металлический резервуар** объемом 1270м³. В России первый резервуар из металла был построен в 1878 году. По проекту инженера В.Г.Шухова.

В дальнейшем резервуары стали сооружать с помощью сварки. Их максимальный объем достиг 50 000м³.

Актуальность выпускной квалификационной работы состоит в том, что резервуары играют немаловажную роль в нефтяной промышленности: участвуют в процессе непрерывной перекачки нефти, разгружают трубопровод при ремонтных работах, сохраняют ценные свойства нефти и т.д. Соответственно, резервуары принимают на себя значительные нагрузки, и главным при их сооружении будет создание прочной и устойчивой конструкции. Это достигается расчетом оптимальных габаритов резервуара, а также действующих на него нагрузок и проверкой стенки на прочность и устойчивость.

Целью выпускной квалификационной работы является изучение особенностей сооружения и эксплуатации цилиндрических вертикальных стальных резервуаров с плавающей крышей наземного исполнения для хранения товарной нефти.

Задачи, которые необходимо решить при реализации данной цели:

1. Технологии сооружения РВСПК-50 000м^3;
2. Особенности конструктивного исполнения РВСПК-50 000м^3;
3. Технологические расчеты надежности и долговечности резервуаров РВСПК-50 000м^3;
4. Эксплуатация резервуаров типа РВСПК-50 000м^3.

1. Конструктивные особенности резервуаров

1.1. Классификация резервуаров

Резервуар — это стационарный или передвижной сосуд разнообразной формы и размера, как показано на (рис.1). **Резервуар** является наиболее ответственным сооружением. В резервуаре хранятся в больших количествах ценные жидкости.

Рис.1. Резервуар

В зависимости от расположения относительно поверхности земли резервуары бывают подземные (заглубленные) и полуподземные (полузаглубленные), наземные и надземные.

Железобетон является наиболее подходящим материалом для подземных и полуподземных резервуаров, широко применяющихся в различных отраслях нашего народного хозяйства.

Подземные резервуары располагаются полностью в земле и притом так, что после засыпки их сверху необходимым слоем грунта поверхность земли имеет свой прежний вид. О наличии же в земле резервуара свидетельствуют только имеющиеся у поверхности земли люки для проникновения в резервуар и камеру управления, а также возвышающиеся над поверхностью земли вентиляционные трубы.

Подземные резервуары в зависимости от их формы, сопряжения покрытия со стенками и размеров могут иметь различное конструктивное решение.

Горизонтальные надземные и подземные резервуары, рассчитанные на избыточное давление 0,069 МПа при конических днищах и 0,039МПа - при плоских днищах объемом: 3, 5, 10, 25, 50, 75, 100, 200м^3.

Вертикальные стальные цилиндрические резервуары вместимостью от 100 до 50000 м^3

- *со стационарной крышей, рассчитанные на избыточное давление 0,002МПа, вакуум 0,001МПа;*
- *со стационарной крышей, рассчитанные на повышенное давление 0,069МПа, вакуум 0,001МПа;*
- *с понтоном и плавающей крышей (без давления);*
- *резервуары с защитной (двойной) стенкой;*
- *резервуары с двойной стенкой;*
- *резервуары, предназначенные для эксплуатации в северных районах.*

Таблица 1

Основные характеристики групп резервуаров

Резервуары	*Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м*	*Вид хранимых нефти и нефтепродуктов*	*Допустимая общая номинальная вместимость группы, м3*	*Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе*
С плавающей крышей	50000 и более	независимо от вида жидкости	200000	30м
	Менее 50000	то же	120000	0,5D, но не более 30м

С понтоном	50000	То же	200000	30м
	Менее 50000	То же	120000	0,65D, но не более 30м
Со стационарной крышей	50000 и менее	Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°С.	120000	0,75D, но не более 30м
Со стационарной крышей	50000 и менее	То же, с температурой вспышки 45°С и ниже	80000	0,75D, но не более 30м

Возможно изготовление резервуара вертикального стального из:

- *малоуглеродистой стали - резервуар вертикальный из малоуглеродистой стали*
- *низколегированной стали - резервуар вертикальный из низколегированной стали*
- *нержавеющей стали - резервуар вертикальный из нержавеющей стали (нержавейки).*

1.2. Общие требования к стальным резервуарам

Стальные резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, находящиеся в эксплуатации, различны по конструкции.

В зависимости от:

- *расположения резервуаров (наземные, подземные);*
- *формы (вертикальные цилиндрические, горизонтальные цилиндрические, сфероидальные и специальные);*
- *вида, соединений листовых конструкций (сварные и клепаные);*
- *способа монтажа (полистовой и рулонной сборки).*

Подземными называют резервуары, заглубленные в грунт или обсыпанные грунтом, когда наивысший уровень хранимой в нем жидкости находится не менее чем на 0,2м ниже минимальной планировочной отметки прилегающей площадки. А также резервуары, имеющие обсыпку не менее чем на 0,2м выше допустимого уровня нефтепродукта в резервуаре и шириной не менее 3м. Наземными называют резервуары, у которых днище находится на одном уровне или выше минимальной планировочной отметки прилегающей площадки в пределах 3м от стенки резервуара.

Все резервуары оборудуются дыхательной арматурой для выравнивания давления внутри резервуара с окружающей средой при закачке или откачке нефти или нефтепродукта, приемно-отпускными устройствами, а при необходимости, особенно при хранении нефти и темных нефтепродуктов, системами размыва донных отложений. Вентиляционные патрубки на резервуарах для нефтепродуктов с температурой вспышки менее 120°С оборудуются огневыми преградителями.

Приемно-отпускные устройства резервуаров для хранения светлых и темных нефтепродуктов могут отличаться по конструкции. В первом случае приемно-отпускное устройство состоит из приемно-отпускного патрубка, хлопуши, механизма управления хлопушей, который включает лебедку и трос, перепускное устройство и подводящий трубопровод. Во втором случае вместо хлопуши имеется подъемная труба, которая является продолжением приемно-отпускного патрубка и соединена с последним при помощи шарнира.

Хлопуша представляет собой металлическую заслонку, установленную на приемно-отпускном патрубке. Заслонка крепится на шарнире и перекрывает патрубок под действием собственной массы. Открытие заслонки происходит либо под давлением закачиваемой жидкости, либо с помощью механизма управления. Механизм управления состоит из троса и лебедки, которая может иметь ручной привод для трубопроводов малых диаметров (до 350мм) или электрический во взрывобезопасном исполнении для

трубопроводов диаметром свыше 350мм. Давление открывания заслонки хлопуши определяется весом самой заслонки и гидростатическим давлением столба жидкости в резервуаре. Центр оси механизма управления хлопуши располагается обычно на 900мм выше оси приемно-отпускного патрубка, на котором крепится хлопуша.

Резервуары, предназначенные для хранения вязких нефтепродуктов, часто оборудуются системами обогрева и покрываются теплоизоляционным негорючим материалом. В качестве теплоизоляционных материалов могут применяться кирпич, асбоцемент, шлаковата, пеностекло. Подогрев хранимой жидкости в резервуарах с помощью внутренних обогревателей производится насыщенным паром или горячей водой.

На крышах резервуаров кроме дыхательной арматуры размещаются также световые и технологические люки для проведения замеров и технического обслуживания, а на плавающих крышах, кроме того, устройства для удаления атмосферных осадков через гибкий шланг или шарнирную трубу и подвижную лестницу.

Резервуарные парки для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения и состоят из резервуаров, как правило, объединенных в группы, систем трубопроводов и других сооружений. Для сокращения потерь нефтепродуктов при их откачке и закачке группы резервуаров со стационарными крышами могут оборудоваться газоуравнительными системами. Эти системы представляют собой сеть газопроводов, соединяющих через огнепреградители паровоздушные пространства резервуаров между собой. В газоуравнительную систему входят также газгольдер, сборник конденсата, насос для перекачки конденсата и конденсатопровод. Для отключения газового пространства отдельных резервуаров от общей сети имеются перекрывные вентили и задвижки на линиях газопроводов, отходящих от резервуаров.

Резервуары, в которых возможно образование донных отложений (осадков), ведущих к уменьшению их полезного объема, оборудуются системами гидроразмыва. Системы гидроразмыва донных отложений включают в себя насосную установку для подачи воды в систему, зачистной трубопровод диаметром 150…300мм к гидроэжекторной установке, гидроэжекторную установку, состоящую из эжектора, передвижной электропомпы и гидромониторов, трубопровод отвода парафиноводяной смеси.

Большое значение для обеспечения надежной эксплуатации резервуаров, снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения имеет использование исправного резервуарного оборудования, правильного его монтажа и эксплуатации.

Особенностью работы стальных герметичных резервуаров является повышение давления в газовом пространстве от испарения нефтепродуктов при хранении и наполнении, а также увеличении вакуума при охлаждении и опорожнении.

В случае неисправности дыхательных клапанов при повышении давления в газовом пространстве в верхних поясах и в крыше резервуаров часто образуются выпучины, а иногда и разрывы. При возникновении значительного вакуума в верхних поясах корпуса, перекрытиях и настилах крыши создаются значительные напряжения, которые могут привести к разрушению крыши и корпуса резервуара.

Поиски увеличения надежности эксплуатации резервуарного оборудования и в первую очередь дыхательных и предохранительных клапанов предусматривали обеспечение из безотказной работы при отрицательных температурах воздуха, необходимость увеличения пропускной способности в связи со значительным повышением часовой производительности закачки и выкачки 10 000м³/час резервуаров, оснащение резервуаров приборами контроля и автоматики.

Экспериментальные и теоретические разработки научно-исследовательских и конструкторских организаций дали возможность создать и освоить выпуск новых, более надежных в эксплуатации, дыхательных и предохранительных клапанов, приемо-раздаточных устройств и другого резервуарного оборудования.

Решение проблемы совершенствования типов и конструкций стальных резервуаров и отдельных их элементов, выявление оптимальных габаритов, при которых обеспечивается минимальный расход металла и максимальное снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения, уменьшение объема монтажных работ на месте строительства обеспечиваются разработкой индивидуальных проектов на резервуары для нефти и нефтепродуктов.

1.3. Конструкции резервуара вертикального стального с двудечной плавающей крышей

РВСПК - резервуар вертикальный стальной с двудечной плавающей крышей, (рис.2.) Представляет собой цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов размером 1,5·6м, толщиной 4…25мм.

Резервуары для нефтепродуктов РВСПК-50000м³ предназначены, прежде всего, для нефтебаз, нефтехранилищ и нефтеперерабатывающих заводов. **Резервуарные металлоконструкции РВСПК-50000м³** используются для стационарного хранения при добыче, переработке и оптового отпуска нефти и нефтепродуктов. **Резервуары РВС-50000м³** так же предназначены для приема - выдачи нефти, нефтепродуктов, воды и других жидкостей.

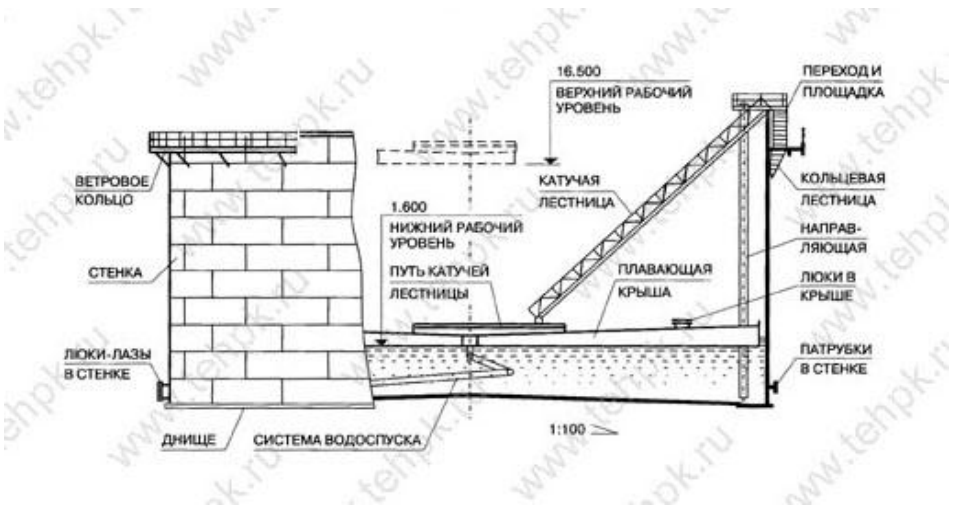


Рис. 2. Резервуар вертикальный стальной с двудечной плавающей крышей

Плавающие крыши применяются в резервуарах без стационарной крыши в районах с нормативным весом снегового покрова на 1м² горизонтальной поверхности земли до 1,5кПа включительно.Плавающие крыши, (рис.3.) применяют для хранения бензинов и нефти с целью сокращения потерь от испарения независимо от категории и группы резервуарных парков.

РВСПК отличаются от РВС тем, что они не имеют стационарной кровли. Роль крыши у них выполняет диск, изготовленный из стальных листов, плавающий на поверхности жидкости.

Для сбора ливневых вод плавающие крыши имеют уклон к центру. Во избежание разрядов статического электричества их заземляют.

С целью предотвращения заклинивания плавающих крыш диаметр их металлического диска на 100…400мм меньше диаметра резервуара. Оставшееся кольцевое пространство герметизируется с помощью уплотняющих затворов различных конструкций.

В крайнем нижнем положении плавающая крыша опирается на стойки, расположенные равномерно по окружности крыши.

Недостатком резервуаров с плавающей крышей является возможность ее заклинивания вследствие неравномерности снежного покрова.

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 коррозируют верхние пояса стенки и сама плавающая крыша.

Плавающая крыша более безопасна в отношении взрыво-пожаробезопасности, за счет отсутствия газового пространства.

Резервуар оборудован плавающей крышей двудечной конструкции заводского изготовления.

Плавучесть крыши обеспечивается наличием изолированных отсеков, пустотелых герметичных коробов, собранных из отдельных элементов.

Плавающая крыша (ПК) смонтирована из 48 коробов заводского изготовления соединенных монтажными марками, образующими монтажные короба. Все короба оборудованы смотровыми люками.

На плавающей крыше смонтированы 74 смотровых люка, позволяющих контролировать герметичность коробов во время эксплуатации.

Для ограничения опускания плавающей крыши и фиксации её в крайнем нижнем положении смонтированы стационарные опорные стойки.

Стойки расположены под плавающей крышей равномерно по концентрическим окружностям. Количество стоек - 100 шт.

Стойки закреплены на плавающей крыше и движутся вместе с ней. Высота стоек от днища резервуара до низа плавающей крыши не одинакова, переменнаявысота обеспечивает горизонтальность плавающей крыши в нижнем крайнем положении.

1.4. Конструкция оснований

Вертикальные цилиндрические резервуары располагаются на достаточно простых песчаных основаниях в виду незначительности передаваемого на них давления. Обычно вначале удаляют растительный слой, засыпают площадку насыпным грунтом и уплотняют его катками. Поверх насыпного грунта укладывают и уплотняют песчаную подушку, выравнивают ее, организуя уклон от центра к периферии для стока и последующего удаления подтоварной воды и отстоя. Уклон выполняют равным 1:50 для резервуаров вместимостью 10…20тыс.м^3, 1:75 -для объёмов 30…40тыс.м^3 и 1:100 для объёмов более 50тыс.м .Диаметр подушки должен быть на 1,5…2м больше диаметра резервуара. Между днищем резервуара и песчаной подушкой располагают гидроизоляционный (гидрофобный) слой толщиной около 100мм. Обычно это смесь песка и жидким битумом, мазутом или нефтью. Для резервуаров вместимостью 10000м^3 и более по периметру основания устраивают железобетонное кольцо.

На скальных грунтах устройство оснований иногда сводиться к выравниванию площадки и подсыпки песчаной подушки. Вокруг резервуара предусматривается устройство ограждения в виде грунтовых валов, железобетонных или металлических стенок. Их назначение - удержание хранимый продукт при вытекании из резервуара в аварийных случаях.

Одним из путей повышения экономической эффективности резервуаров является увеличение высоты стенки. При этом снижается металлоёмкость конструкции и уменьшается площадь застройки. Однако при увеличениивысоты стенки до 20м и более возрастает давление на основание, а затраты на сооружение фундамента, могут стать на столько больше, что эффективность конструкции будет сведена на нет. Кроме того, следует помнить, что по условиям, высота рулонируемой стенки резервуара не может быть больше 18м.

1.5. Конструкции днища резервуаров

Днища резервуаров испытывают незначительные напряжения от давления жидкости, поэтому толщину их принимают по технологическим соображениям удобства и надежности выполнения сварных соединений и сопротивляемость коррозии.

Днище резервуара состоит из четного числа полотен (для возможности создания уклона), каждое из которых обычно не превышает 12м по ширине. Полотна сваривают из листов размерами 1500х6000мм или 2000х8000мм толщиной 5мм при вместимости 10000м^3 и толщина 6мм при больших объёмах. Сборку и сварку полотен на заводах выполняют на механизированных станах, где плоскую заготовку сворачивают в многослойный габаритный рулон, удобный для перевозки к месту монтажа по железной дороге. Из этого условия масса рулона не должна превышать 60т.

Крайние листы (окрайки), составляющие периферийную часть днища, начиная с резервуаров объёмом 2000м^3, делают на 2…3мм толще листов средней части днища, что связано с восприятием окрайками значительных краевых усилий. Расстояние от края днища (окраек) до стыков с более тонкими листами центральной части полотен должно быть не менее 1000мм. В резервуарах вместимостью более 5000м^3 окрайки делают значительной толщины, более 10-12мм (примерно 0,35-0,51), что не позволяет равномерно сворачивать полотнища в рулон. Поэтому толстые окрайки днища поставляют из отдельных листов сегментной формы и приваривают к основным полотнам внахлест. Соединения окраек между собой выполняют стыковыми швами на остающихся подкладках.

В случае полистовой сборки днища все листы соединяют между собой внахлестку односторонними швами.

1.6. Конструкции стенки

Цилиндрические стенки резервуаров состоят из ряда поясов высотой, равной применяемой ширине листов (1500, 1800 или 2000мм).

При назначении высоты стенки и диаметра резервуара учитывают условие кратности высоты резервуара ширине листов, а длина окружности - длине листов. Наиболее часто в резервуарах применяют листы размерами 1500х6000; 1800х8000; 2000х8000мм, следовательно, высоту резервуаров следует принимать кратной 1490, 1790 или 1990мм в зависимости от принятого типоразмера листов, а длину окружности – кратной,соответственно 5990 или 7990мм (с учетом строжки листов).

Разрешается принимать длину окружности, кратной половине длины листов. Высота резервуаров, изготовляемых способом рулонирования, обычно не превышает 18м при больших объёмах. В резервуарах при толщине листов 4мм сопряжение поясов может осуществляться внахлестку как при изготовлении на заводе, так и на монтаже. Начиная с резервуаров вместимостью 800м^3,толщина листов для нижних поясов постепенно увеличивается, что отражает увеличение воспринимаемых нагрузок от столба жидкости. В этом случае все соединения листов выполняют встык.

В случае отсутствия надлежащего оборудования, сложностях транспортировки или при наличии других веских причин, стенки резервуаров монтируют методом полистовой сборки. Стенку резервуара изготавливают и монтируют из свальцованных листов одинаковой длины с разделанными на заводе кромками. Разделка: У-образная, Х-образная и К-образная, в зависимости от положения шва в пространстве и его толщины. При монтаже замыкающий лист каждого пояса обрезают по месту. Расстояние между вертикальными стыками окраек днища должно быть не менее 200мм. Сварные швы стенки плотнопрочные с полным проваром по толщине свариваемого металла с применением повышенных способов контроля качества швов.

2. Оборудование резервуара вертикального стального с двудечной плавающей крышей

Согласно РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепродуктов и нефтебаз» установлен перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых в резервуарах.

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

2.1. Вентиляционный патрубок

Назначение: Патрубки вентиляционные ПВ (далее по тексту— патрубки) устанавливаются на кровле вертикального резервуара (для хранения темных нефтепродуктов или масел). Вентиляционный патрубок, (рис.4) служит для сообщения газового пространства вертикального резервуара с атмосферой.

Минимальная пропускная способность вентиляционных патрубков определяется в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия) по установленным формулам.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки изготовляются в исполнениях «У» (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до –60°С), категория размещения 1, по Г ОСТ 15150-69.

Устройство и принцип работы:

В стационарной крыше или стенке вертикального резервуара с понтоном предусматриваются вентиляционные патрубки (отверстия), равномерно расположенные по периметру на расстоянии не более 10 м друг от друга (но не менее двух метров), и один патрубок в центре.

Рис 4. Вентиляционный патрубок

Общая открытая площадь патрубков (отверстий) должна быть больше или равна 0,06м² на 1м диаметра резервуара. При эксплуатации вертикального резервуара отверстия вентиляционных патрубков должны быть закрыты сеткой из нержавеющей стали с ячейками 10×10 мм и предохранительными кожухами для защиты от атмосферных осадков.

2.2. Огневой предохранитель

Назначение: Огневой предохранитель устанавливается между вертикальным резервуаром и предохранительным или дыхательным клапаном.

Устройство и принцип работы: Принцип действия огневого предохранителя ОП основан на задержке пламени кассетой. Кассета состоит из пакета чередующихся гофрированных и плоских пластин, образующих каналы малого диаметра. Пламя, попадая в каналы малого сечения, дробится на отдельные мелкие потоки.

Рис 5. Огневой предохранитель

Огневой предохранитель ОП (рис 5) предназначен для защиты вертикального резервуара от проникновения огня (пламени или искры) в газовое пространство через дыхательные клапаны (патрубки вентиляционные или клапаны предохранительные), предохраняя этим самым нефть от вспышки или взрыва.

Основой конструкции является огнепреграждающий элемент, размещенный между двумя половинками корпуса, стягиваемых между собой четырьмя шпильками. Огнепреграждающий элемент состоит из плоской и гофрированной лент, намотанных на ось, которая также предохраняет элемент от выпадания.

Гасящее действие огневого предохранителя ОП, установленного на крыше резервуара типа РВС, основано на принципе интенсивного теплообмена, который происходит между стенками узких каналов огнепреграждающего элемента и проходящим через него газовоздушным потоком. При этом достигается снижение температуры газовоздушного потока до безопасных пределов.

Поверхность соприкосновения пламени с огневым предохранителем ОП увеличивается, возрастает теплоотдача стенкам каналов, и пламя гаснет. Конструкция огневого предохранителя ОП сборно-разборная, что позволяет периодически извлекать кассеты для осмотра и контроля за их состоянием.

2.3. Приемо-раздаточный патрубок

Назначение: Патрубок приемо-раздаточный ППР (далее именуемый— патрубок) монтируется в нижнем поясе резервуара. С внешней стороны к нему присоединяется задвижка, а на внутреннем конце патрубка, внутри вертикального резервуара, устанавливается хлопуша.

Через патрубок осуществляется прием в вертикальный резервуар или выдача из него продуктов.

Приемо-раздаточные патрубкиППР в обязательном порядке оснащаются системой управления. Она включает трос с барабаном, управляемым снаружи с помощью штурвала, поскольку иначе нельзя произвести откачку. Хлопуши на приемных патрубках, как правило, открываются потоком закачиваемой нефти.

Устройство и принцип работы: Патрубок ППР состоит из следующих основных частей: фланца для подсоединения запорной арматуры, кольца опорного для усиления места установки патрубка на резервуаре, трубы патрубка , фланца для подсоединения хлопуши внутри резервуара, усиливающих косынок.

Рис 6. Приемо-раздаточный патрубок

К обоим концам патрубков приваривают фланцы. Фланец с наружной стороны резервуара — для присоединения внутрибазовой коммуникации, а с внутренней – для присоединения хлопушки (светлые нефтепродукты) или шарнира подъемной трубы (темные нефтепродукты).

Для придания жесткости с наружной стороны резервуара вокруг патрубка приваривают усиливающее кольцо. Во избежание утечки нефтепродуктов при нарушении герметичности задвижки на каждом приемо-раздаточном патрубке внутри резервуара устанавливают хлопушу.

2.4. Пеногенератор

Назначение: Высоконапорный пеногенератор ВПГ предназначен для получения воздушномеханической пены низкой кратности из раствора пенообразователя в воде и тушения содержимого резервуаров подслойным способом в стационарном режиме.

Высоконапорный пеногенератор ВПГ (рис 7) применяется для тушения пожара на резервуарах с фиксированной крышей, в том числе с понтоном. Выработанная генератором пена подается в слой горючего через ввод в нижнем поясе боковых стенок резервуара на отметке выше возможного уровня подтоварной воды.

Высоконапорный пеногенератор ВПГ соответствует климатическому исполнению У, ХЛ или. Т (см. обозначение) для категории размещения по ГОСТ 151560-69. Пеногенератор ВПГ в соответствии с требованиями заказчика калибруется на рабочем давлении по минимальному расходу.

При поставке дренажные отверстия закрыты винтами. В патрубок забора воздуха 6 установлен на резьбе сетчатый фильтр

На корпусе пеногенератора закреплен шильдик с указанием фирмы-производителя, серийного номера, техническими данными и даты изготовления. На корпусе пеногенератора нарисована стрелка — указатель направления движения пены.

ВПГ монтируется стационарно перед напорным пенопроводом узла ввода пены, предпочтительно за обвалованием резервуара. Фланец (входной) предназначен для соединения с растворопроводом, фланец (выходной)— для соединения с напорным пенопроводом. На правильно смонтированном пеногенераторе указатель направления движения пены направлен в сторону пенопровода.

Рис 7. Пеногенератор

Устройство и принцип работы: Генератор работает по принципу газо-жидкостного эжектора.

Высоконапорный пеногенератор состоит из присоединительных фланцев, сменного сопла, корпуса с патрубком для забора воздуха и диффузора, установленного в корпусе при помощи шпилек и винтов. Все составные части генератора, кроме сопла и диффузора, сварены в одно целое. В корпусе пеногенератора выполнены три дренажные отверстия, для слива конденсата.

2.5. Дыхательный клапан

Назначение: Клапан дыхательный КДС (далее клапан КДС) предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры.

Для уменьшения потерь от испарения продукта под клапаном КДС рекомендуется устанавливать диск-отражатель, входящий в комплект клапана.

Минимальная пропускная способность клапанов КДС определяется в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия) по установленным формулам.

Не допускается изменение производительности приемораздаточных операций после того, как вертикальный резервуар был введен в эксплуатацию без пересчета пропускной способности клапана КДС, а также увеличение производительности слива продукта в аварийных условиях.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан КДС изготовляется в исполнениях «У» (умеренный климат) и

Устройство и принцип работы:

Штампосварной корпус 1-го дыхательного клапана выполнен в виде четырехугольного бункера, на боковых поверхностях которого выкатаны седла для вакуумных затворов.

Рис 8. Дыхательный клапан

УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до –60°С), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленный срок службы клапана дыхательного КДС - 15 лет. По его истечении клапан КДС должен быть заменен на новый или проведены его испытания в объеме периодических по методике предприятия-изготовителя. Клапан дыхательный имеет необходимую документацию и соответствующую сертификацию.

Дыхательный клапан КДС (рис 8) устанавливается на резервуар крепежным фланцем 4 или переходником. На крепежный фланец (переходник) устанавливается кассета огневого предохранителя. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку и четыре воздуховода для вакуумных затворов.

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой, обеспечивая пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.

Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе дыхательного клапана, и кронштейна с фторопластовым

хлястиком, которые крепятся к корпусу и ограничивают смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар.

Горловина клапана КДС–1500 заканчивается седлом, на котором устанавливается тарелка давления 3, а на верхней части корпуса КДС–3000 раскатаны два седла давления 3, предназначенные для выхода паровоздушной смеси из резервуара. Контактирующие поверхности тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой, препятствующей примерзанию сопрягающихся поверхностей.

2.6. Пробоотборник

Назначение: Пробоотборники стационарные для послойного отбора проб (органного типа) ПСПР предназначены для послойного отбора проб с разных уровней по всей высоте наземных резервуаров для хранения нефтепродуктов и других жидкостей (в том числе и пищевых масел) с нормальным и повышенным давлением.

Пробоотборник (рис 9) ПСПР является комплектующим изделием вертикальных цилиндрических резервуаров и устанавливается внутри них.

Для резервуаров с понтонной и плавающей крышей существует модификация ПСПРП.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды пробоотборник изготавливается в исполнении УХЛ, У и Т категории размещения I по ГОСТ 15150-69.

Отбор проб производится с предварительным сливом в резервуар отстоявшегося в трубопроводе продукта с помощью системы прокачки, что исключает потери.

В случае засорения одной из пробоотборных труб, возможно, произвести её прочистку путём прокачки продукта с помощью ручного насоса в обратном направлении.

Устройство и принцип работы:

Проба, отобранная с помощью пробоотборников, по химическому составу соответствует фактическому продукту, находящемуся в каждом из слоев (уровней) резервуара. Проба сливается в пробоотборную посуду через систему труб, гидрораспределитель и сливной патрубок.

Рис 9. Пробоотборник

В случае необходимости имеется возможность получить и усреднённую пробу, для чего пробы со всех слоёв смешиваются в одной емкости (ГОСТ 2517-85)«Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»

2.7. Фильтр

Назначение: Фильтры угловые ФУ–50 и ФУ–50А предназначены для предварительной очистки нефтепродуктов от механических примесей. Фильтры в зависимости от материала выпускаются в двух исполнениях:

- *со стальным корпусом — ФУ–50;*
- *с алюминиевым корпусом — ФУ–50А.*

Фильтры (рис 10) устанавливаются на линиях приемных трубопроводов резервуаров и ТРК.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды фильтры изготавливаются в исполнениях У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150–69.

Фильтры угловые могут быть изготовлены под фланцевое соединение «шип-паз». Во фланцах изделий выполняется «паз».

По желанию, изделие может быть укомплектовано ответными фланцами по ГОСТ 12815. Уплотняющие прокладки не поставляются.

Рис 10. Фильтр

Устройство:
крышка; пружина; уплотнение; корпус; фильтрующий элемент; прокладка.

2.8. Кран сифонный

Назначение: Кран сифонный (далее по тексту — кран КС) входит в состав оборудования вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефтепродуктов и предназначается для забора и спуска отстоявшейся воды.

Кран КС (рис 11) выпускается двух типов размеров:

- *кран КС с условным проходом 50мм;*
- *кран КС с условным проходом 80мм.*

Устройство и принцип работы:

Кран сифонный состоит из следующих основных частей: крана шарового проходного , кожуха с защелкой, трубы горизонтальной , отвода, ручки , корпуса ,втулки и т. д.

Рис 11.Кран сифонный

Горизонтальная труба в сборе с втулкой сальника, корпусом сальника, фланцем и ручкой является затвором, который укрепляется на стенке

резервуара через приваренный к ней фланец. С наружной стороны затвора крепится кран шаровый проходной, а с внутренней стороны — отвод. С помощью ручки горизонтальная труба вращается вместе с отводом и в соответствии с метками на втулке сальника занимает три положения:

- *рабочее— отвод обращен вниз: происходит сброс отстоявшейся под нефтепродуктами воды;*
- *промывки— отвод обращен вверх: осуществляется сброс воды, находящейся в отводе;*
- *нерабочее— отвод расположен горизонтально. В нерабочем состоянии затвор вместе с проходным краном закрывается кожухом 7 и фиксируется защелкой.*

2.9. Устройство для размыва донных отложений «Тайфун»

Назначение: Тайфун - устройство для размыва донных отложений в резервуарах и емкостях, предназначено для установки на нижней части резервуаров с нефтью и нефтепродуктами на крышке овального или круглого люков и эксплуатируется во взрывоопасных зонах класса В-1а.

Функции, выполняемые «Тайфуном»:

- размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре перемещающейся направленной струей нефти, формируемой пропеллером;
- автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости за счет поворота оси пропеллера;
- создание кругового вращения всей массы нефти в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера;
- управление работой устройства с местного и дистанционного пульта управления.

Высокая надежность и долговечность устройства обеспечены за счет применения в конструкции волновых редукторов с промежуточными телами качения из коррозионно-стойких сталей.

Для высоковязких видов нефти вязкостью более 40 сСт выпускаются по спецзаказу устройства без изменения общепромышленной стоимости.

Рекомендуемое количество устройств серии «Тайфун» (рис 12) на резервуары РВС-50000 — «Тайфун-24» 2 шт.

gazovik-neft.ru

Устройство и принцип работы:

Принцип работы изделий Тайфун заключается в образовании направленной затопленной струи нефти или нефтепродукта, создаваемой пропеллером при его возвратно-угловом движении над днищем резервуара.

Рис.12.«Тайфун-24»

Это обеспечивает процесс перемешивания, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

2.10. Люки

2.10.1. Люк-лаз

Назначение:**Люк-лаз** предназначен для внутреннего осмотра, ремонта или зачистки вертикального стального резервуара.

gazovik-neft.ru

Рис 13. Люк-лаз

Люк-лаз (рис 13) изготавливается в 2-х исполнениях: круглый и овальный. Люк-лаз устанавливается на вертикальной стенке стального резервуара и приваривается к корпусу через усиливающую накладку. По требованию заказчика люк-лаз может комплектоваться поворотным устройством.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки-лазы изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

2.10.2. Люк замерный

Назначение:**Люк замерный** ЛЗ предназначен (рис 14) для отбора пробы и замера уровня нефтепродуктов в горизонтальных и вертикальных резервуарах нефтебаз и АЗС.

Рис 14. Люк замерный

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люк замерный ЛЗ изготовляется в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до –60°С), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69.

2.10.3. Люк световой

Назначение: Люк световой предназначен для обеспечения доступа солнечного света внутрь резервуара и его проветривания при дефектоскопии, ремонте и зачистке, а также для подъема крышки хлопушки при обрыве рабочего троса.

Люк световой ЛС устанавливается на крыше резервуара над хлопушой, монтируемой на приемно-раздаточном патрубке.

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люк световой ЛС изготавливается в исполнении У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150–69.

Рис 15. Люк световой

2.11. Уровнемеры

2.11.1. Поплавковый

Назначение: Стационарные поплавковые уровнемеры (рис 16) с пружинным уравновешиванием типа УДУ-10 (далее - уровнемеры) с местным отсчетом показаний предназначены для контроля уровня нефти и нефтепродуктов в различных резервуарах, емкостях и технологических аппаратах.

Пример условного обозначения уровнемера типа УДУ–10 для наземного вертикального резервуара с пределом измерения от 0 до 20 метров с числом оборотов выходного вала уровнемера на 1 метр измерения уровня — 5 для умеренного климата при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

Устройство и принцип действия:

Уровнемер состоит из следующих основных узлов:

- прибор показывающий;
- узел мерного шкива;
- отсчетное устройство;
- компенсатор;
- система гидрозатвора.

Рис 16. Поплавковый уровнемер

Пружина двигателя постоянного момента, навитая специальным способом, одним концом приклеена к ведущему барабану, сидящему на одной оси и жестко скрепленному со шкивом-накопителем, другим свободно охватывает барабан, создавая движущий момент постоянной величины в направлении, указанном стрелкой.

При понижении уровня жидкости вес поплавка преодолевает момент трения в подвижной системе прибора и момент, создаваемый пружинным двигателем. Поплавок начинает перемещаться вниз, мерная лента , вращая

шкив-накопитель , одновременно перемещает пружину двигателя постоянного момента с барабана на барабан , накапливая тем самым энергию. При повышении уровня вес поплавка компенсируется выталкивающей силой жидкости, натяжение перфорированной мерной ленты уменьшается, пружинный двигатель в этом случае преодолевает момент трения в подвижной системе прибора и сматывает ленту мерную на шкив-накопитель.

2.11.2. Радарный

Назначение: Радарный уровнемер БАРС352И (рис 17) предназначен для непрерывного бесконтактного высокоточного (погрешность измерения ±1 мм) измерения уровня различных жидких сред: светлые нефтепродукты, нефть и темные нефтепродукты, любые жидкости (как проводящие, так и непроводящие), едкие химические реагенты (щелочи, кислоты и их растворы), пасты, растворители, краски, в технологических и товарных резервуарах, в том числе и в емкостях, находящихся под избыточным давлением, как автономно, так и в составе систем коммерческого учета.

Основное преимущество перед радарным уровнемером БАРС351И – более стабильная работа в условиях интенсивных испарений, за счет применения двухантенной схемы.

Рис 17. Радарный уровнемер

Устройство и принцип действия:

Радарный уровнемер БАРС352И представляет собой радиоволновый дальномер с непрерывным излучением.

Блок обработки формирует радиосигнал с периодической линейной модуляцией частоты, излучаемый антенной в направлении контролируемой среды. Радиоволна проходит через свободное пространство, отражается от поверхности контролируемой среды, распространяется в обратном

направлении, принимается антенной и вновь поступает в блок обработки, где взаимодействует с сигналом, излучаемым в данный момент времени.
Сигнальный процессор производит спектральную обработку измерительного сигнала и выполняет вычисление текущего уровня, которое преобразуется в цифровой код и аналоговый токовый сигнал и передается по линиям информационной связи на внешние устройства

2.11.3. Ультразвуковой

Назначение: Ультразвуковой уровнемер ЭХО-АС-01 предназначен для бесконтактного автоматического дистанционного измерения уровня жидких сред, в том числе взрывоопасных, агрессивных, вязких, неоднородных, выпадающих в осадок, а также сыпучих материалов с диаметром гранул и кусков от 5 до 300мм, при температуре контролируемой среды от минус 30 до плюс 120°С.

Устройство и принцип действия:

Принцип действия ультразвукового уровнемера ЭХО-АС-01 основан на локации уровня звуковыми импульсами, проходящими через газовую среду и отражающимися от границы раздела "газ – измеряемая среда".

Рис 18. Ультразвуковой уровнемер

2.11.4.Емкостной уровнемер

Назначение: Уровнемеры ДУЕ-1 предназначены для измерения, сигнализации уровня электропроводных (рис 19)неэлектропроводных однородных жидкостей, сохраняющих свои агрегатные состояния в интервале рабочих температур и давлений, в том числе агрессивных и взрывоопасных.

Рис 19. Емкостной уровнемер

Уровнемеры находят применение в системах контроля, регулирования и управления производственными процессами в химической, нефтеперерабатывающей, электротехнической, нефтяной и других отраслях промышленности.

2.11.5. Буйковый уровнемер

Назначение: Буйковыеуровнемеры, (рис 20) предназначены для измерения уровня в диапазоне – до 10м. при температурах – 50..+120ºС (в диапазоне +60..120ºС при наличии теплоотводящего патрубка, при температурах 120..400°С приборы работают как индикаторы уровня) и давлении до 20 МПа, обеспечивая точность 0,25..1,5 %. Плотность контролируемой жидкости: 0,4…2г/см^3.

Буйковые уровнемеры часто применяются для измерения уровня раздела фаз двух жидкостей. Возможно, также, их использование для определения плотности рабочейсреды при неизменном уровне.

Рис 20. Буйковый уровнемер

Принцип действия:

На тонущий буек действует в соответствии с законом Архимеда выталкивающая сила, пропорциональная степени погружения и, соответственно, уровню жидкости. Действие этой силы воспринимает тензопреобразователь (уровнемеры типа Сапфир-ДУ**)**, либо индуктивный преобразователь (**УБ-ЭМ)**, либо заслонка, перекрывающая сопло (пневматические уровнемеры типа ПИУП**)**

2.12. Приборы сигнализации и защиты

Резервуары для нефти и нефтепродуктов могут оснащаться следующими приборами и средствами автоматики:

- *местные и дистанционные измерители уровня жидкости;*
- *сигнализаторы максимального оперативного уровня жидкости;*
- *сигнализаторы максимального (аварийного) уровня жидкости;*
- *дистанционные измерители средней температуры жидкости;*
- *местные и дистанционные измерители температуры жидкости в районеприемо-раздаточных патрубков в резервуаре, оснащенном устройством для подогрева жидкости;*
- *пожарные извещатели автоматического действия и средства включениясистемы пожаротушения*;
- *дистанционные сигнализаторы загазованности над плавающей крышей;*

- *сниженный пробоотборник;*
- *датчик утечек.*

Сигнализаторы применяются для контроля сред. В проектах вертикальных резервуаров для нефти и светлых нефтепродуктов предусматривается установка сигнализаторов уровня ультразвукового типа (СУУЗ), предназначенных для контроля за верхним аварийным и нижним уровнями в резервуарах, а так же для контроля ровня раздела фаз вода-светлые нефтепродукты. Сигнализаторы рассчитаны для контроля сред, имеющих температуру от -50 до +80ºС и находящихся под атмосферным и избыточными давлениями до 588000 Па. Они предназначены для работы при температуре окружающего воздуха от -50 до +50°С и относительной влажности до 95 % при температуре +35°С и более низких температурах без конденсации влаги.

В резервуарах с плавающей крышей следует устанавливать на равных расстояниях не менее трех сигнализаторов уровня, работающих параллельно

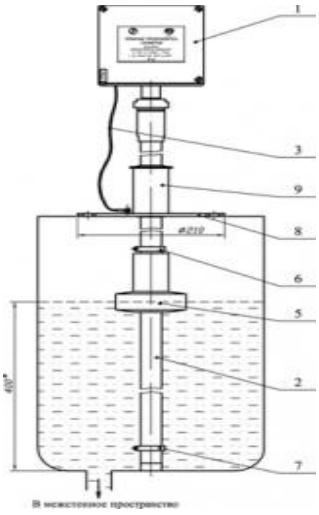


Рис.21. Схема датчика утечек нефти:

1 – контроллер; 2 – БДУТ; 3 - шина заземления; 4 – кабель; 5 - поплавок уровня; ; 6 - верхнее ограничительное кольцо; 7 - нижнее ограничительное кольцо; 8 – фланец; 9 – направляющая;10 - крышка

Применение датчиков систем СТРУНА позволяет реализовать нормативные требования экологической и пожарной безопасности.

Контроль утечек в двустенных резервуарах с заполненным тосолом межстенным пространством осуществляется **ППП для межстенного пространства** с датчиками уровня и температуры. ППП для межстенного пространства устанавливается в расширительный бачок. Для подключения используется своя линия связи.

Выбор конкретного оснащения резервуаров, расположения оборудования и конструктивных элементов определяется проектной документацией. Марка, тип оборудования и аппаратуры, размеры, комплектность должны соответствовать требованиям и указаниям проекта в зависимости от хранимого продукта и скорости наполнения и опорожнения резервуара.

Тип устанавливаемой дыхательной арматуры определяется в зависимости от конструкции крыши резервуара и давления насыщенных паров хранимой нефти. В нашем случае: на резервуарах с плавающей крышей и понтоном должны быть установлены вентиляционные патрубки с огневыми предохранителями.

Выбор исполнения дыхательной арматуры осуществляется согласно ГОСТ 15150 в зависимости от климатической зоны (по ГОСТ 16350).

На приемо-раздаточном патрубке резервуаров должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар.

Предохранительный клапан настраивается на повышенное давление и пониженный вакуум на (5-10%) по сравнению с дыхательным.

Для контроля давления в резервуаре на крышке замерного люка следует установить штуцер с запорным устройством для подключения мановакуумметра, автоматического сигнализатора предельных значений давления и вакуума или других приборов.

Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтью и нефтепродуктами с температурой выше 0ºС, следует оснащать не примерзающими дыхательными клапанами.

Огневые предохранители (огнепреградители) устанавливаются под дыхательными и предохранительными клапанами. При температуре наружного воздуха ниже 0ºС в осенне-зимний период огневые предохранители необходимо демонтировать.

В резервуарах, хранящих нефть и бензин и не оборудованных средствами сокращения потерь от испарения, под дыхательные клапаны следует установить диски- отражатели. Эффективность дисков- отражателей в резервуаре зависит от диаметра диска и расстояния от нижней кромки патрубка до верхней плоскости диска.

Диаметр диска выбирают конструктивно из условия свободного пропуска диска в сложенном виде через монтажный патрубок, диаметр которого соответствует диаметру клапана.

В состав оборудования резервуара входят замерный, световой люки, люк-лаз и другие люки для установки оборудования (количество люков и их типы устанавливаются проектом).

Вязкие нефтепродукты должны храниться в резервуарах, имеющих теплоизоляционное покрытие и оборудованных средствами подогрева, которые обеспечивают сохранение качества нефтепродуктов и пожарную безопасность.

Конструкции подогревателей различаются в зависимости от назначения и принципа действия. В основном рекомендуется использовать подогреватели следующих типов:

- *стационарные и переносные;*
- *общие и местные;*
- *трубчатые, циркуляционного подогрева;*
- *паровые, электрические и другие.*

Подогреватели предназначены для обеспечения бесперебойного круглогодичного приема и отпуска вязких нефтепродуктов или поддержания оптимальной температуры для создания необходимой скорости перекачки,

экономного расходования пара и электроэнергии; быть технически исправным, простым в монтаже и ремонте.

В резервуарах проводят общий, местный, и комбинированный электроподогрев нефтепродуктов.

Выбор способа подогрева зависит от расчетной температуры окружающего воздуха, марки нефтепродукта, объема реализации его в холодное время года, типа и способа установки резервуара.

За расчетную температуру окружающего воздуха принимают среднюю температуру наиболее холодной пятидневки.

Электроподогрев **общим** способом применяют в том случае, когда объем суточной реализации нефтепродукта равен или больнее 30%-й вместимости резервуара. При этом подогревают весь объем нефтепродукта и поддерживают заданную температуру в процессе хранения.

Местный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт подогревают в ограниченном объеме в специальной нагревательной камере, устроенной в резервуаре. Объем камеры принимают равным объему суточной или односменной реализации нефтепродукта.

Комбинированный способ электроподогрева характеризуется тем, что нефтепродукт сначала подогревают в основном резервуаре хранения до температуры, обеспечивающей, самотечный перетек в промежуточный резервуар. Комбинированный способ целесообразно применять при суточной реализации данного нефтепродукта более 3т.

3. Диагностика резервуара

Для резервуаров составляется техническое задание (программа технического диагностирования), включающее в себя:

- *анализ технической документации на резервуар, проверку монтажной, эксплуатационной документации, сведений о ремонтах и реконструкции, ознакомление с результатами технических освидетельствований и испытаний резервуара;*
- *функциональную диагностику с целью контроля соответствия системы автоматизации требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации;*
- *приборное и инструментальное обследование и диагностику резервуара снаружи и внутренний осмотр, оценку его технического состояния;*
- *диагностика состояния основания, отмостки, шахтных лестниц резервуара;*
- *изучение и анализ результатов диагностических обследований;*
- *расчетно-экспериментальную оценку прочности и надежности резервуара;*
- *проведение гидравлических испытаний резервуара (наливом);*
- *определение остаточного ресурса резервуара с принятием решений о дальнейшей эксплуатации, необходимости и объемах ремонтных работ, продлении срока службы.*

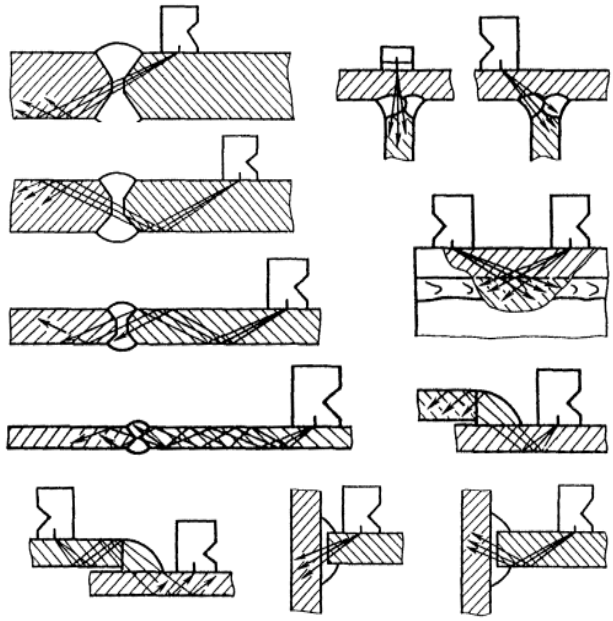
3.1. Диагностика сварных швов ультразвуком

Ультразвуковой контроль сварных соединений (УЗК)- это неразрушающий контроль качества сварных соединений, проводимый в рамках строительной экспертизы металлоконструкций зданий и сооружений.

Ультразвуковой контроль сварных соединений является эффективным способом выявления дефектов сварных швов и металлических изделий, залегающих на глубинах от 1-2 миллиметров до 6-10 метров. В сочетании с вихретоковым контролем качества сварных соединений данный метод позволяет выполнять весь комплекс работ по ультразвуковой диагностике сварных соединений и сокращает затраты на проведение строительной экспертизы металлоконструкций.

Вихретоковый контроль сварных соединений позволяет обнаруживать микротрещины на поверхности металлоконструкций и сварных соединений, выявлять степень износа и усталости металла в местах изгибов. Вихретоковый контроль сварных соединений дает более точные результаты по сравнению с капиллярным контролем сварных швов.

Ультразвуковой контроль сварных соединений проводится по ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые» и позволяет осуществлять ультразвуковую диагностику качества сварных соединений, выявлять и документировать участки повышенного содержания дефектов, классифицируя их по типам и размерам. Для разных типов сварных соединений применяются соответствующие методики ультразвукового контроля. При ультразвуковом контроле сварных соединений применяются эхо-импульсный, теневой или эхо-теневой методы УЗК. Ниже приведены схемы ультразвукового контроля качества стыковых, тавровых и нахлесточных сварных соединений. При ультразвуковом контроле сварного соединения сканирование выполняют продольным и поперечным перемещением излучателя при постоянном или изменяющемся угле ввода луча. Способ ультразвукового контроля сварного соединения устанавливается в технической документации.



Ультразвуковой контроль сварных соединений и вихретоковый контроль сварных швов позволяют провести полную диагностику сварных соединений без использования дорогостоящих методов неразрушающего контроля качества сварных швов, таких как рентгенографический, гаммаграфический, магнитопорошковый или капиллярный.

Рис 22. Сварные соединения

Ультразвуковой контроль сварных швов и вихретоковый контроль качества сварных соединений мы проводим используя ультразвуковой дефектоскоп «ТОМОГРАФИК УД4-Т».

Рис 23. Ультразвуковой дефектоскоп «ТОМОГРАФИК УД4-Т»

Краску, ржавчину и шероховатость перед проведением ультразвуковой дефектоскопии снимаем шлифовальной машиной. В качестве контактной жидкости используем глицерин или специальный G-гель.

3.2. Диагностика химического состава, механических свойств металла

Химический состав может определяться стандартными методами аналитического или спектрального анализа, обеспечивающими точность, необходимую для установки марки стали. Для определения химического состава либо отбирается стружка из основного металла или сварного шва с

последующей оценкой аналитическими методами, либо вырезается образец для последующего спектрального анализа. Для отбраковки легированных сталей может применяться стилоскопирование переносными приборами.

Для определения степени раскисления стали следует руководствоваться фактическим содержанием кремния и требованиями нормативно-технических документов.

Измерение твердости можно производить на специально вырезанных и подготовленных образцах со шлифованной поверхностью с определением твердости по Бринеллю, Роквеллу или Виккерсу.

3.3. Проведение гидравлических испытаний резервуара (наливом)

Все резервуары со стационарной и плавающей крышей должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию. Резервуары со стационарной крышей без понтона, эксплуатируемые с установленными на крыше дыхательными клапанами, должны быть испытаны на внутреннее избыточное давление и вакуум.

Испытание резервуаров проводят после окончания всех работ по монтажу и контролю, перед присоединением к резервуару трубопроводов (за исключением временных трубопроводов для подачи и слива воды для испытаний) и после завершения работ по обвалованию.

До начала испытания должна быть представлена вся техническая документация, предусмотренная разделами по изготовлению, монтажу и контролю качества резервуаров в соответствии с приложением Д10 к настоящим Правилам.

Испытание должно проводиться в соответствии с технологической картой испытаний, которая должна быть составной частью ППР. Гидравлическое испытание следует проводить наливом воды на проектный уровень залива продукта или до уровня контрольного отверстия, которое предусмотрено для ограничения высоты наполнения резервуара.

Налив воды следует осуществлять ступенями по поясам с промежутками времени, необходимыми для выдержки и проведения контрольных осмотров.

На время испытания должны быть установлены и обозначены предупредительными знаками границы опасной зоны с радиусом от центра резервуара, равным не менее двух диаметров резервуара, в которой не допускается нахождение людей, не связанных с испытаниями.

Все контрольно-измерительные приборы, задвижки и вентили временных трубопроводов для проведения испытания должны находиться за пределами обвалования или иного аналогичного защитного сооружения на расстоянии не менее двух диаметров резервуара.

Лица, производящие испытание, должны находиться вне границ опасной зоны. Допуск к осмотру резервуара разрешается не ранее чем через 10 мин после достижения установленных испытательных нагрузок.

Требования техники безопасности для назначения границ опасной зоны при проведении гидравлического испытания резервуаров с защитными стенками разрабатываются с учетом конструктивных особенностей сооружения в технологической карте испытаний.

Испытание следует производить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°С. При испытаниях резервуаров при температуре ниже 5°С, должна быть разработана программа испытаний, предусматривающая мероприятия по предотвращению замерзания воды в трубах, задвижках, а также обмерзания стенки резервуара.

В течение всего периода гидравлического испытания все люки и патрубки в стационарной крыше резервуара должны быть открыты.

Гидравлическое испытание резервуаров с плавающей крышей необходимо производить без уплотняющих затворов. Скорость подъема (опускания) плавающей крыши при испытаниях не должна превышать эксплуатационную.

По мере подъема и опускания плавающей крыши в процессе гидравлического испытания производят:

- *осмотр внутренней поверхности стенки резервуара для выявления и последующей зачистки брызг наплавленного металла, заусенцев и других острых выступов, препятствующих работе уплотняющего затвора;*
- *измерение зазоров между бортиком или коробом плавающей крыши и стенкой резервуара, которые должны удовлетворять требованиям конструкций уплотняющего затвора, измерение зазоров между направляющими трубами и патрубками в плавающей крыше;*
- *наблюдение за работой катучей лестницы, водоспуска и других конструкций.*

В процессе испытания следует убедиться в том, что плавающая крыша свободно ходит на всю высоту и что он герметичен. Появление влажного пятна на поверхности, плавающей крыше должно рассматриваться как признак негерметичности.

Уплотняющий затвор следует устанавливать после окончания всех испытаний резервуара, при положении плавающей крыши на опорных стойках. Допускается монтировать затвор во время гидравлического испытания на стадии слива воды.

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций и сварных швов.

При обнаружении течи из-под края днища или появления мокрых пятен на поверхности отмостки необходимо прекратить испытание, слить воду установить и устранить причину течи.

Если в процессе испытания будут обнаружены свищи, течи или трещины в стенке резервуара (независимо от величины дефекта), испытание должно быть прекращено и вода слита до уровня в случаях:

- *при обнаружении дефекта в I поясе - полностью;*
- *при обнаружении дефекта во II - VI поясах - на один пояс ниже расположения дефекта;*
- *при обнаружении дефекта в VII поясе и выше - до V пояса.*

Резервуар, залитый водой до верхней проектной отметки, выдерживается под этой нагрузкой в течение следующего времени (если в проекте нет других указаний):

- *резервуар объемом свыше 20000м^3 - не менее 72 ч.*

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если в течение указанного времени на поверхности стенки или по краям днища не появляются течи и если уровень воды не снижается. После окончания гидравлических испытаний, при залитом до проектной отметки водой резервуаре, производят замеры отклонений образующих от вертикали, замеры отклонений наружного контура днища для определения осадки основания (фундамента).

Испытание на внутреннее избыточное давление и вакуум проводят во время гидравлического испытания. Контроль давления и вакуума осуществляют U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование. Избыточное давление принимается на 25%, а вакуум - на 50% больше проектной величины, если в проекте нет других указаний. Продолжительность нагрузки 30 мин.

В процессе испытания резервуара на избыточное давление производят 100% визуальный контроль сварных швов стационарной крыши резервуара. После завершения монтажа не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей и конструкций. На резервуаре производятся предусмотренные проектом работы по противокоррозионной защите, устройству теплоизоляции и установке оборудования с оформлением соответствующих документов. После окончания этих работ на резервуар составляется паспорт, резервуар вводится в эксплуатацию.

Данные технического диагностирования резервуара служат основанием для разработки рекомендаций по его безопасной эксплуатации.

Отбраковка отдельных элементов резервуара стенки, днища, настила и несущих элементов кровли, понтона (плавающей крыши) или всего резервуара производится на основании детального рассмотрения результатов

технического диагностирования с учетом всех факторов, снижающих его надежность при эксплуатации.

Все выявленные при техническом диагностировании данные, характеризующие состояние основного металла, сварных соединений, деформацию, коррозию, геометрическую форму, уклон корпуса и другое, должны быть сопоставлены с требованием проектов, действующих СНиП, ГОСТ и другой нормативно-технической документации.

В случае выявления недопустимых отклонений от требований проектов и действующей нормативно-технической документации резервуар подлежит выводу из эксплуатации. Все дефектные элементы резервуара, которые могут быть исправлены, должны быть отремонтированы с последующими испытаниями и проверкой. При большом предполагаемом объеме работ, требующих из-за износа металлоконструкций смены листов стенки, днища, кровли и др., целесообразность восстановительного ремонта определяется экономическим расчетом.

Диагностика остальных составляющих резервуара проводится с техническим осмотром или техническим ремонтом.

4. Обслуживание резервуаров

4.1 Документация

Для каждого резервуара, находящегося в эксплуатации, должны быть следующие документы:

а) технический паспорт резервуара;

б) технический паспорт на плавающую крышу;

в) градуировочная таблица резервуара;

г) технологическая карта резервуара и схема технологических трубопроводов;

д) журнал текущего обслуживания;

е) журнал эксплуатации молниезащиты, защиты от проявления статического электричества;

ж) схема молниезащиты и защиты резервуара от проявлений статического электричества.

Если за давностью строительства техническая документация на резервуар отсутствует, то паспорт должен быть составлен предприятием, эксплуатирующим резервуар, подписан главным инженером.

Паспорт должен быть составлен на основании детальной технической инвентаризации всех частей и конструкций резервуара.

Техническое обслуживание каждого резервуара должно выполняться с составлением необходимой ремонтной документации, приведенной в части II настоящих Правил.

4.2. Техническое обслуживание резервуаров товарной нефти

Руководство должно в соответствии с настоящими Правилами [14] разработать и утвердить инструкцию по техническому надзору за

резервуарами, устанавливающую основные технические требования по наблюдению за эксплуатацией, периодичность, содержание и методы ревизии стальных резервуаров применительно к местным условиям, с учетом требований соответствующих стандартов.

Технический надзор за эксплуатацией резервуаров должен быть возложен на квалифицированного работника, ответственного за своевременное проведение обслуживания, ведение журнала осмотра оборудования и арматуры резервуаров, устранения обнаруженных дефектов. Правил технической эксплуатации нефтебаз.

При вступлении на дежурство старший по смене должен осмотреть резервуары. О замеченных недостатках (появление течи в швах корпуса или из-под днища резервуара, переливе и т. д.) необходимо немедленно сообщить руководству с одновременным принятием соответствующих мер и обязательной записью в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров. Основное оборудование и арматура резервуара должны подвергаться профилактическому осмотру в соответствии с Указаниями по текущему обслуживанию резервуаров. Профилактический осмотр резервуаров должен проводиться согласно календарному графику, утвержденному главным инженером предприятия и разработанному в соответствии со сроками.[14] Правил технической эксплуатации нефтебаз.

Результаты обслуживания должны быть записаны в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров. За осадкой основания каждого резервуара должно быть установлено систематическое наблюдение. В первые четыре года эксплуатации резервуаров (до стабилизации осадки) необходимо ежегодно проводить нивелирование в абсолютных отметках окрайки днища или верха нижнего пояса не менее чем в восьми точках, но не реже чем через 6м. В последующие годы после стабилизации осадки следует систематически (не реже одного раза в пять лет) проводить контрольное нивелирование. Для измерения осадки основания резервуара на территории предприятия должен быть установлен глубинный репер, закладываемый ниже

глубины промерзания. При осмотре сварных резервуаров особое внимание следует уделять сварным вертикальным швам нижних поясов корпуса, швам приварки нижнего пояса к днищу (швам уголка), швам окрайков днища и прилегающим участкам основного металла. Результаты осмотров швов должны быть зарегистрированы в журнале осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров.

При появлении трещин в швах или основном металле у торного уголка днища действующий резервуар должен быть немедленно освобожден, опорожнен и зачищен. При появлении трещин в швах иди, в основном металле стенки действующий резервуар должен быть освобожден полностью или частично в зависимости от способа его ремонта. Выявленные дефектные участки сварных соединений должны быть исправлены согласно ремонтным картам

Техническое обслуживание и ремонт стальных плавающих крыш с открытыми отсеками должны производиться согласно Инструкции по эксплуатации стальных плавающих крыш с открытыми отсеками РД 39-30-185—79(прил. 1, п. 41).

Обслуживание и ремонт плавающих крыш выполняются согласно технической и эксплуатационной документации, представляемой организациями-разработчиками конструкций плавающих крыш. В процессе эксплуатации плавающих крыш должна осматриваться в соответствии с графиком, утвержденным руководителем или главным инженером предприятия. В верхнем положении плавающую крышу осматривают через световой люк, в нижнем положении — через люк-лаз в третьем поясе резервуара.

При осмотрах должны быть проверены отсутствие нефти или нефтепродукта в отсеках и центральной части, обрывов кабелей системы заземления, а также сохранение целостности элемента затворов направляющих стоек и кольцевого зазора между плавающей крышей и

стенкой резервуара. Осмотр плавающих крыш необходимо выполнять в нормативные сроки, проверки основного резервуара оборудования.

При обнаружении на плавающих крышах нефтепродукта необходимо выяснить причину неисправности. В случае нарушения герметичности плавающих крыш или коробов резервуар должен быть освобожден от нефтепродукта согласно Указаниям по дегазации резервуара . Результаты осмотров и устранения неисправностей должны быть записаны в журнал осмотра основного оборудования и арматуры резервуаров. Подвергающиеся коррозионному разрушению поверхности элементов плавающих крыш должны быть защищены антикоррозионным покрытием в соответствии с требованиями типового проекта и настоящих Правил.

Пирофорные осадки, образующиеся на плавающих крышах резервуаров с сернистыми нефтями, необходимо удалять согласно специальному графику, утвержденному главным инженером или руководителем предприятия. Удаление пирофорных осадков должно проводиться при строгом соблюдении требований безопасности, изложенных в настоящих Правилах[14].

Проверка на герметичность сварных соединений плавающих крыш должна выполняться согласно Инструкции по определению герметичности сварных соединений плавающих крыш. Очередность, сроки проведения обследований, а также объем работ по проверке технического состояния резервуара регламентируются Руководством по обследованию резервуаров (часть II, прил. 1, п. 40). Обследование и дефектоскопию резервуаров выполняют специальные бригады, подготовленные к проведению определенного комплекса работ и оснащенные необходимыми приборами и инструментами.

При наличии оборудования и специалистов территориальные управления и Госком нефтепродукты союзных республик могут осуществлять обследование и дефектоскопию резервуаров собственными силами. На основании результатов обследования составляется годовой

график капитального ремонта с учетом обеспечения бесперебойной работы резервуарного парка по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов. Намеченные к капитальному ремонту резервуары должны быть своевременно включены в титульный список капитального ремонта предприятия на предстоящий год. При этом необходимо, чтобы подготовка к ремонту была проведена заблаговременно; ремонтные работы обеспечены всеми необходимыми материалами, оборудованием и рабочей силой.

Для предварительного определения характера, объема и стоимости ремонтных работ на резервуары, включенные в план капитального ремонта, должны быть составлены предварительная дефектная ведомость и необходимая проектно-сметная документация.

Текущий ремонт должен быть предусмотрен в графике не реже одного раза в шесть месяцев, средний — не реже одного раза в два года. Перед ремонтом резервуар должен быть осмотрен комиссией, специально назначенной приказом руководителя предприятия.

Таблица 2

Карта технического резервуара с двудечной плавающей крышей

Наименование объекта	Сроки проведения работ	Перечень работ
1	2	3
1.Резервуар в целом	Ежедневно	
2. Кольцо жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
3. Дополнительные кольца жесткости	2 раза в год	Проверить визуально внешнее состояние
4. Плавающая крыша Центральная часть	Ежедневно в светлое время	Проверить наличие отпотин или нефти
5. Короба плавающей крыши	1 раз в квартал	Открыть крышки люков всех коробов и отсеков

		между коробами и проверить наличие отпотин или нефти в коробах
6. Люк световой	1 раз в месяц	Проверить визуально наличие прокладок и затяжку болтов фланцевых соединений
7. Лестница шахтная Площадка-переход	Перед пользованием, но не реже 1 раза в месяц	Проверить исправность, не допускать загрязнения, загромождения посторонними предметами, присутствия наледи в осенне-зимний период
8. Лестница катучая	Каждую смену или перед каждым заполнением-опорожнением	Обратить внимание на состояние верхнего узла вращения
9. Ферма опорная	1 раз в неделю	Зимой обращать внимание на образование наледи, своевременно удалять ее
10. Водоспуск	Ежедневно	Открыть задвижку водоспуска на несколько витков и убедиться отсутствии выхода нефти из открытого крана.
11. Ливнеприемник	Ежедневно	Проверить техническое состояние сетки ливнеприемника. По мере засорения сетки очищать ее от пыли, грязи, зимой – от обледенений
12. Огневой предохранитель	1 раз в месяц	Проверить целостность кассеты

		огневого предохранителя, плотность прилегания кассеты к прокладке в корпусе, плотность и непроницаемость корпуса огневого предохранителя и фланцевых соединений. При температуре наружного воздуха ниже 0°С огневые предохранители необходимо снять
13. Затвор направляющей стойки	2 раза в год	Проверить степень износа трущихся поверхностей
14. Затвор уплотняющий	2 раза в год	Проверить техническое состояние мембраны, пружин и рычагов затвора, степень износа трущихся частей затворов. Обратить внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления пыли и грязи на щитке затвора

4.3. Текущий ремонт

Осмотровый ремонт резервуаров без освобождения их от нефтепродукта производят не реже одного раза в шесть месяцев. При этом проверяют техническое состояние стенки, крыши резервуара и оборудования, расположенного снаружи.

Текущий ремонт резервуаров производят не реже одного раза в два года. В зависимости от характера и объема предполагаемых работ резервуары ремонтируют с опорожнением их от нефтепродукта, зачисткой и дегазацией

или без опорожнения, зачистки и дегазации, но с заполнением газового пространства негорючими (дымовыми) газами.

До начала ремонта, независимо от способа ведения работ, нивелируют окрайки днища не менее чем в восьми точках (в тех, в которых нивелировка производилась перед вводом резервуара в эксплуатацию), чтобы выявить характер осадки основания.

Когда резервуар ремонтируют с освобождением его от нефтепродукта, выполняют следующие работы: освобождают резервуар, зачищают и дегазируют его; очищают внутреннюю и внешнюю поверхности от продуктов коррозии; проверяют техническое состояние стенки, днища и крыши; заваривают коррозионные раковины и отверстия; проверяют сварные швы, осматривают и ремонтируют резервуарное оборудование. Заканчивают ремонт резервуара испытанием его на прочность и плотность.

При ремонте резервуара с наполнением его негорючими газами выполняют те же работы, что и в предыдущем случае, за исключением зачистки, дегазации, проверки и ремонта полотнища днища, а также оборудования, установленного внутри резервуара. В качестве негорючих используются дымовые газы.

4.4. Комплекс технических мероприятий по подготовке и проведению испытаний РВСПК

При подготовке резервуара к испытанию проверяются его геометрическая форма и размеры, а также положение в плане и по высоте всех конструктивных элементов резервуара в объеме, предусмотренном в СНиП 3.03.01. Выполняется нивелирование днища РВСПК с построением плана днища в горизонталях с целью определения соответствия уклона днища проектному и выявления деформируемых участков (хлопунов и вмятин). Отклонения не должны превышать величин, приведенных в СНиП 3.03.01.

Перед испытанием резервуара с плавающей крышей при положении крыши на опорных стойках или кронштейнах проводят дополнительно следующие замеры:

а) фактического периметра плавающей крыши;

б) отклонений от вертикали направляющих стоек плавающей крыши;

в) отклонений от вертикали наружной стенки коробов плавающей крыши;

г) отклонений от горизонтали верхней кромки наружной стенки коробов плавающей крыши.

Указанные отклонения не должны превышать допустимых величин, приведенных в СНиП 3.03.01.

Контроль герметичности монтажных швов днища, плавающей крыши и ее коробов, проводится вакуум-камерой путем смачивания контролируемого участка шва мыльным раствором, а при отрицательной температуре воздуха - раствором лакричного корня с хлористым натрием или кальцием.

Разрежение в камере должно быть не менее 0,08МПа. Появление пузырей указывает на наличие неплотностей.

Герметичность сварного соединения днища с корпусом резервуара проверяют вакуум-камерой.

Контролю просвечиванием подвергают все вертикальные стыковые соединения первого пояса и 50% стыковых соединений второго и третьего поясов резервуаров на участках длиной 200…250мм Преимущественно в местах пересечения этих соединений с горизонтальными, а также все стыковые соединения в местах примыкания стенки к окрайкам днища.

Гидравлическое испытание проводится для окончательной проверки прочности конструкций основания, прочности и плотности корпуса и днища резервуара и их возможных деформаций, работоспособности системы резервуар - технологическая обвязка с компенсирующими устройствами, а также с целью консолидации (уплотнения) грунтов естественного и искусственного оснований в период производства испытательных работ.

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

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

Испытание резервуара проводится наливом воды (гидравлическое испытание).

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

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

- *до 20вкл. - 24 ч;*
- *св. 20 - 72 ч.*

Испытание резервуара на прочность и устойчивость проводят при полном его заливе водой, избыточном давлении в газовом пространстве на 15%, в вакууме на 60% больше проектной величины, если в проекте на резервуар и в проекте производства работ по его монтажу нет других указаний, а продолжительность нагрузки - 30 минут.

Давление в газовом пространстве при всех видах испытаний создается либо непрерывным заполнением резервуара водой при закрытых люках и штуцерах, либо нагнетанием сжатого воздуха.

Контроль давления в резервуаре осуществляется U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование.
По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности, определенные программой испытаний.

При обнаружении течи из-под края днища, появлении мокрых пятен на поверхности отмостки испытания необходимо прекратить, слить воду из резервуара, установить причину течи и устранить дефект. При обнаружении трещин в швах поясов стенки испытание должно быть прекращено. Уровень воды необходимо понизить на один пояс и устранить дефект. Эти участки после устранения дефектов подлежат контролю физическими методами.

Гидравлические испытания резервуара с плавающей крышей проводят после монтажа уплотняющих затворов по периметру плавающей крыши и вокруг направляющих. При испытании тщательно проверяют движение и положение плавающей крыши и катучей лестницы, состояние и герметичность системы водоспуска, герметичность коробов и отсеков между коробами, плотность прилегания и плавность скольжения уплотняющих затворов, а также измеряют глубину погружения плавающей крыши через замерный люк и в четырех диаметрально противоположных точках через кольцевой зазор. Для этого отжимают затвор и измеряют расстояние от поверхности воды до верхней кромки наружного борта понтонного кольца.

Погружение плавающей крыши должно быть равно проектному с отклонением не более чем на 10%.

Испытания системы водоспуска плавающей крыши проводятся дважды. При нижнем положении плавающей крыши (перед заполнением резервуара водой) испытание проводится путем заполнения дренажной системы водой и создания давления в ней 0,25МПа. При этом сальниковые шарниры и клапан ливнеприемника или замещающее его запорное устройство должны быть герметичны. Второй раз система водоспуска испытывается в процессе испытания корпуса резервуара наливом воды. Для этого задвижка на выходе

системы водоспуска должна быть постоянно открыта. Отсутствие воды в задвижке будет свидетельствовать о герметичности системы водоспуска.

При опорожнении резервуара после гидравлического испытания производят зачистку неровностей швов внутренней поверхности стенки резервуара, замеряют зазоры между верхней кромкой наружной стенки коробов плавающей крыши и стенкой резервуара, между направляющими трубами и патрубками в крыше. После проведения гидравлических испытаний не допускается приварка к резервуару каких-либо деталей или конструкций, проведение других сварочных работ на резервуаре.

После гидравлического испытания и опорожнения резервуара необходимо проверить состояние внутреннего антикоррозионного покрытия визуальным осмотром и выборочным контролем соединения днища и первого пояса при помощи искровых дефектоскопов. Контролю приборами подлежат 5% соединения днища и первого пояса стенки резервуара.

Поврежденные участки защитного покрытия подлежат ремонту. Результаты проверки качества внутреннего антикоррозионного покрытия оформляются актом.

Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям проекта.

Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание если:

- *в процессе испытания на поверхности стенки или по краям днища не появится течь и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;*
- *осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превысит допустимых пределов, указанных в СНиП 3.03.01;*

- *плавающая крыша (понтон) плавно поднимется и опустится без рывков и заеданий, погружение плавающей крыши (понтона) не превысит проектного более чем на 10%.*

Примечание. Увеличение погружения плавающей крыши в воду при испытании свидетельствует о том, что вес крыши больше проектного или сила трения между затвором и стенкой резервуара или между направляющей и патрубком чрезмерно велика, что может быть вызвано неправильной формой стенки резервуара или самой плавающей крыши, неправильным монтажом направляющих и затвора.

Результаты гидравлического испытания оформляются актом.

Мелкие дефекты, (свищи, отпотины), обнаруженные при испытании, подлежат устранению после опорожнения резервуара. Приемка резервуара оформляется актом.

Для обеспечения эксплуатационной надежности резервуаров рекомендуется выполнять соответствующий геодезический контроль за осадкой оснований и фундаментов и деформацией отдельных конструктивных элементов резервуаров в процессе гидравлического испытания до и после него.

Геодезический контроль за деформацией оснований и фундаментов в процессе гидравлического испытания выполняет генподрядная организация с участием представителя-заказчика или эксплуатирующей организации.

Геодезическому контролю подлежат:

- *окрайка днища;*
- *фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точкам окраек днища;*
- *днище резервуара после его опорожнения;*
- *фундаменты опорных конструкций запорной арматуры приемораздаточных технологических трубопроводов;*
- *фундамент шахтной лестницы;*

- *трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков).*

Периодичность контрольных съемок деформаций окрайки днища, фундаментного кольца и фундаментов опорных конструкций запорной арматуры - не реже 1 раза в сутки.

Резервуары, построенные на свайном основании, необходимо пронивелировать по окрайкам днища дважды - до и после испытания.

Точки нивелирования окраек днища и фундаментного кольца рекомендуется совмещать с вертикальными швами первого пояса стенки резервуара. Швы первого пояса стенки должны быть промаркированы несмываемой краской в направлении нарастания нумерации по часовой стрелке с исчислением от 1-ой главной оси резервуара. Количество точек нивелирования определяется в зависимости от емкости резервуара:

РВС-50000 - 35 или 36 (в зависимости от длины листов стенки).

Измерения вертикальных перемещений (осадок) оснований резервуаров проводятся по III классу. Для проведения наблюдений используются оптические нивелиры типа НГ, НВ, НС и гидростатические шланговые нивелиры типа НШТ. Для контроля за осадкой резервуаров в период гидравлического испытания рекомендуется использовать также систему гидродинамического нивелирования СГДН-10Д, которая предназначена для дистанционных измерений превышения отметок между контрольными точками при регулярных наблюдениях.

4.5. Предотвращение накопления и размыв асфальтосмолистых и парафинистых осадков

В сырой нефти имеются легкие фракции, способные активно испаряться. Поэтому резервуары для сырой нефти снабжают комплектом оборудования, которое предусмотрено ля резервуаров светлых нефтепродуктов.

Во время эксплуатации на днище резервуаров с нефтью могут скапливаться значительные количества осадков, состоящих в основном из парафина. Процесс выпадения осадка хотя и происходит достаточно

медленно, но может привести к образованию значительного слоя парафина, затрудняющего дальнейшую эксплуатацию и вызывающего необходимость вывода из эксплуатации и производства работ по его зачистке. Большое количество осадка может мешать опусканию плавающей крыши; осадок может забить сливное устройство, уменьшить полезно использованный объем резервуара.

Для борьбы с отложение парафина в настоящее время широко используют устройства предотвращения и размыва осадка (размывочные головки, устройства «Диоген», «Тайфун» и т.д.)

Предотвращение накопления и размыв парафинистого осадка на дне резервуара осуществляется с помощью системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах. Эта система состоит из насосного агрегата, группы веерных кольцевых сопел, обвязывающих их трубопровод, задвижки, фильтра, манометра.

Для эффективности работы систем должен быть установлен отдельный насосный агрегат, служащий для поочередного обслуживания всех резервуаров с системами, расположенными в резервуарном парке перекачивающей станции. В некоторых случаях могут использоваться технологические, подпорные или основные насосы самой станции.

Для подачи нефти в сопло обечайка его за счет перепада давления внутри и вне сопла приподнимается, образуя кольцевую щель, через которую нефть распространяется по днищу резервуара в виде кольцевой струи. Скорость истечения нефти через сопло поддерживается постоянной за счет изменения высоты щели в зависимости от расхода нефти. При прекращении подачи нефти в систему «обечайка»-«сопло» под собственным весом сопло опускается и, выполняя роль хлопушки, изолирует внутреннюю полость резервуара от трубопровода.

В процессе длительного накопления парафинистого осадка наблюдается изменение его структуры и переход рыхлого осадка в уплотненный, время размыва которого в 5…6 раз превышает время взвешивания рыхлого осадка

равной высоты. Потому следует всячески стремиться к тому, чтобы не допустить образования уплотненного осадка на дне резервуара.

Возможны два способа размыва и удаления парафинистого осадка:

Раздельный и совмещенный.

Раздельный способ заключается в последовательном осуществлении операций заполнения резервуара через систему и опорожнения его через приемо-раздаточный патрубок. В этом случае при заполнении резервуара через систему донный осадок взвешивается, а при опорожнении удаляется из резервуара.

Совмещенный способ заключается в одновременном проведении операций заполнения резервуара через систему и опорожнения его через приемо-раздаточный патрубок. В этом случае взвешивание и удаление осадка происходит одновременно.

Выбор того или иного способа размыва (предотвращения накопления) и удаления парафинистого осадка зависит от особенностей проведения технологических операций приема, хранения и откачки нефти из резервуаров. Раздельный способ рекомендуется применять в тех случаях, когда перерыв между операциями приема и откачки не превышает 4-6 часов. Наибольший эффект достигается, когда размыв производится перед каждой откачкой или непосредственно в процессе откачки.

Таблица 3.

Оптимальный расход нефти через систему размыва.

Емкость резервуара, м³	**Расход нефти на всю систему, м³/ч**	
	Для рыхлого осадка	Для уплотненного осадка
50 000	**3000…5000**	**4000…5000**

4.6. Размывочные головки

Для предотвращения выпадения осадков в резервуарах устанавливают специальные устройства - размывочные головки. Нефть и нефтепродукты выходят из головки в виде веерной струи радиусом 10…11м, смывают с днища резервуара осадок, содержащий парафин, минеральные соли, механические примеси и другие отложения. Продукт можно подавать к размывочным головкам по специальному замкнутому циклу. Давление продукта для размыва осадка должно быть не менее 0,2 МПа. Величина щели веерного сопла определяется расчетом в зависимости от количества нефти, подаваемой в резервуар.

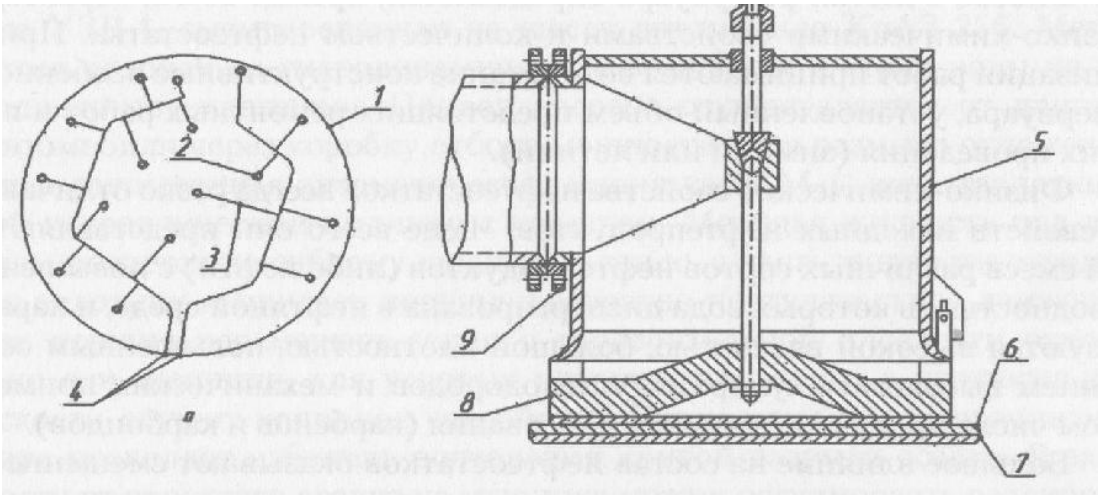


Рис 24 Схема размещения и конструкция размывочной головки

1- Стенка корпуса резервуара;

2- Размывочная головка;

3- Опора скользящая;

4- Приемо-раздаточный патрубок;

5- Корпус головки;

6- Днище резервуара;

7- Накладка;

8- Выходное отверстие;

9- Фланец

Для перемешивания нефти в резервуаре можно применять различные перемешивающие устройства (мешалки, грибные винты), которые устанавливаются в люке-лазе резервуара. Оптимальный угол наклона гребного винта к днищу резервуара составляет 20…60°. Перемешивание нефти улучшается, если в период работы изменять направление и угол наклона перемешивающих устройств.

4.7. Способы очистки резервуаров от остатков отложений

Резервуары для нефти очищаются при необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т.е. очистку необходимо проводить, для:

- *обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;*
- *освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;*
- *полного обследования и производства ремонта.*

Для очистки резервуара составляется проект производства работ, который должен содержать следующие разделы:

- *подготовка резервуара к проведению работ;*
- *проведение очистки;*
- *безопасность проведения работ;*
- *пожарная безопасность;*
- *схема размещения оборудования, используемого при очистке.*

Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается с пожарной охраной объекта.

Работы по очистке резервуаров могут выполнять ремонтные подразделения эксплуатирующей организации либо специализированные предприятия, имеющие соответствующую лицензию.

На весь период работ по очистке резервуара назначается ответственный для руководства и обеспечения безопасности труда (если очистку выполняет эксплуатирующая организация), а также для решения организационных вопросов и контроля за соблюдением промышленной безопасности

натерритории объекта (при привлечении к очистке специализированной организации).

До выполнения работ внутри резервуара все связанные с ним трубопроводы должны быть отключены закрытием задвижек и установкой заглушек с хвостовиком. В соответствии с приложением Т выполняется расчет толщины заглушки. Расположение и время установки заглушек должны быть записаны в вахтовом журнале. Оформляется акт для проведения работ по очистке (Приложение У) и наряд-допуск на проведение газоопасных (ремонтных) работ. Систематические газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся схожими условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводиться без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией перед их началом в журнале.

Технологический процесс очистки резервуара может включать следующие операции:

- *откачку нефти и размыв донных отложений системами в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;*
- *откачку до минимально возможного уровня;*
- *подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продукта и откачку его в соответствии с ППР;*
- *дегазацию резервуара до значений ПДВК при соблюдении предельного уровня загазованности каре резервуара не более 20% НКПР;*
- *очистку резервуара в соответствии с ППР;*
- *дегазацию резервуара до значений ПДК;*
- *контроль качества очистки;*
- *утилизацию осадка.*

Для очистки резервуаров применяются технологии, прошедшие утверждение в органах Госгортехнадзора в установленном порядке.

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

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

Резервуары следует пропаривать при открытых люках. При пропарке резервуара внутри него должна поддерживаться температура не ниже 78°С.

При пропаривании резервуара с металлическим понтоном верхнюю (над понтоном) и нижнюю (под понтоном) части резервуара следует пропаривать самостоятельно. Резервуары с понтоном из синтетического материала не пропаривают. При использовании пара для размягчения осадка и флегматизации газового пространства следует закрыть люки и следить за работой дыхательной арматуры.

Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2г/куб. м должна производиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДВК (2,1 г/куб. м).

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1м/с.

Применяемое при очистке оборудование должно отвечать следующим требованиям:

- *обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность;*
- *обеспечивать выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса;*
- *быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами*.

Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу (металл, бетон, лакокрасочное покрытие) и иметь

гигиенический сертификат. Химические реагенты различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о его применимости на объектах транспорта нефти.

В процессе очистки резервуаров проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве.

Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию на предприятиях, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

Качество очистки резервуара контролируется:

- *измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300мг/куб. м);*

визуально;

- *измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДПН не более 0,2кг/кв. м для работы без доступа людей в резервуар и не более 0,1кг/кв. м с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ.*

После выполнения очистных работ составляется акт на выполненную очистку по форме Приложения Ф.

При необходимости выполнения ремонта с ведением огневых работ составляется акт (Приложение Ц). Для проведения огневых работ оформляется наряд-допуск.

После окончания ремонтных и других работ все заглушки должны быть удалены. Снятие заглушек, отмеченных в журнале, обязан проверить ответственный представитель предприятия.

5. Потери от испарения и методы их сокращения

5.1. Источники потерь от испарения

Наибольшее удельное значение в числе хранимых жидкостей имеют нефть и продукты ее переработки. Во время их хранения происходит испарения и потери наиболее летучих, самых ценных компонентов. Кроме прямых убытков это явление оказывает вредное воздействие на окружающую среду. Потери нефтепродуктов происходит главным образом вследствие больших и малых «дыханий» резервуара.

Малые дыханиявозникают вследствие колебаний температуры нефтепродуктов и газовой смеси над их поверхностью (в газовой «подушке»), а также колебаний атмосферного давления. Когда давление в газовой подушке становиться ниже атмосферного, в резервуаре образуется вакуум, что может привести к потери устойчивости корпуса. Для избежания этого предусматривают дыхательный клапан, через который атмосферный воздух попадает в резервуар. При повышении температуры увеличивается внутреннее давление вмести с ним - опасность разрушения резервуара. Для защиты резервуара от разрыва предусматривают предохранительный клапан, через который воздушная смесь наполненная парами хранимого продукта, выбрасывается в атмосферу. Чем ниже давление, при котором срабатывает клапан, тем больше потери хранимого продукта, но дешевле стоимость резервуара вследствие простоты его конструкции и малой толщины корпуса. Годовые потери от малых дыханий составляет в среднем 0,5…1 % хранимого нефтепродукта.

Большие дыханияпроисходят при опорожнении и наполнении резервуара. При опорожнении в резервуар засасывается атмосферный воздух, при наполнении воздух вмести с парами продукта, выбрасывается в

атмосферу. В среднем потери при заполнении резервуара бензином составляют в зимнее время 0,35 кг/м^3 емкости, в летнее время 0,55кг/м^3 за один цикл. Определяющее влияние на потери при больших дыханиях имеет число циклов наполнения – опорожнения в год (оборачиваемость резервуара). Это число зависит от назначения нефтехранилищ (перевалочные или распределительные) и колеблется в переделах от 12 до 96 циклов в год.

Соотношение величины потерь от «больших дыханий» и «малых дыханий» зависит от вида хранимого нефтепродукта и конкретных условий эксплуатации резервуара. Так, при хранении темных нефтепродуктов или тяжелых нефтей эти потери незначительны. И, наоборот, при хранении легкоиспаряющихся нефтепродуктов и нефтей с потенциалом бензина 5 % и более они могут быть более 2кг в месяц с 1м^2 поверхности испарения.

Для снижения этих потерь применяют резервуары с понтонами и плавающими крышами, сооружают системы для улавливания паров нефти и нефтепродуктов и применяют резервуары специальных конструкций. Выбор тех или иных конструктивных мер для уменьшения потерь зависит от назначения резервуара и условий хранения.

Так, при длительном хранении и малой оборачиваемости преобладают потери от «малых дыханий». В этом случаи становятся эффективными резервуары специальных конструкций, теплоизоляция резервуаров, применение заглубленных стальных резервуаров. При большой оборачиваемости (10…12раз в год) большая часть потерь происходит от «больших дыханий». При этом уменьшение величины потерь может быть достигнуто применением резервуаров с плавающими крышами и понтонами.

Системы для улавливания паров нефти и нефтепродуктов (газоуравнительная система-ГУС) эффективны как в том, так и в другом случае, однако из-за большой стоимости они предпочтительны при большой оборачиваемости резервуаров.

ГУС на группу однотипных резервуаров наиболее эффективна при оборачиваемости каждого из них не менее 12 циклов налива-опорожнения в

год, когда прием и отпуск нефтепродуктов из них в значительной степени происходит одновременно.

Изложенными причинами, а также стремлением к большей экономичности, технологичности сооружения и надежности эксплуатации и объясняется многообразие резервуарных конструкции, которые и будут рассмотрены ниже.

5.2. Методы сокращения потерь

Все известные методы сокращения потерь нефтепродуктов можно разделить на пять групп.

Первая группа- сокращение объёма газового пространства резервуара. Это условие конструктивно осуществлено в резервуарах с плавающими крышами или понтонами, которые позволяют сократить потери до 90%. Расчёты показывают, что резервуары с плавающей крышей и понтоном наиболее эффективны при коэффициенте оборачиваемости больше 12. Дальнейшее повышение экономической эффективности плавающих крыш и понтонов может быть достигнуто за счет применения прочных полимерных материалов.

Вторая группа- хранение под избыточным давлением. Если конструкция резервуара рассчитана на работу под избыточным давлением, то в таком резервуаре могут быть полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий». На оптимальную величину избыточного давления сильно влияет оборачиваемость резервуара, физические свойства нефтепродукта и метеорологические условия:

- *с увеличением значения избыточного давления срок окупаемости возрастает, достигая максимального значения в северной климатической зоне;*
- *чем меньше коэффициент оборачиваемости при данном избыточном давлении, тем больше срок окупаемости;*
- *наиболее эффективны резервуары повышенного давления в южной полосе России, так как с повышением температуры окружающего*

воздуха резко сокращается срок окупаемости капитальных затрат.

Третья группа- уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространство резервуара.

Для создания условий изотермического хранения нефтепродуктов или значительного уменьшения амплитуды колебания температур газового пространства резервуаров существует следующие способы:

- *тепловая изоляция резервуара;*
- *охлаждение резервуаров водой в летнее время;*
- *подземное хранение.*

Четвёртая группа- улавливания паров нефтепродуктов, уходящих из ёмкости. Наибольшее распространение получила газоуравнительная система представляющая сеть газопроводов, соединяющих через огневые предохранители газовые пространства резервуаров между собой.

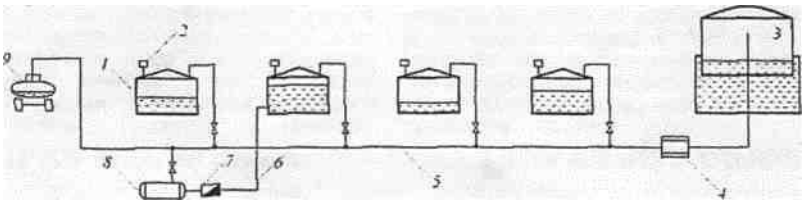


Рис24. Газоуравнительная система
1 - резервуар, 2 - дыхательный клапан, 3 - газгольдер, 4 - регулятор, 5 - сборный газопровод, 6 -конденсатосборник; 7 - насос для откачки конденсата, 8 - конденсатопровод, 9 - транспортная ёмкость.

Эта система весьма эффективна на предприятиях с высоким коэффициентом оборачиваемости, когда прием и отпуск нефтепродуктов в значительной степени производятся одновременно.

Пятая группа- организационно-технические мероприятия. Правильная организация эксплуатации резервуаров - одно из важнейших средств уменьшения потерь нефтепродуктов.

Поскольку применение ГУС, представленной на рис24. при отрицательных температурах в условия Западной Сибири малоэффективно, то вместо мокрого газгольдера переменного объёма 3 в системе газовой обвязки резервуарного парка в качестве газокомпенсатора предпочтительно использовать резервуар с дышащей крышей.

6. Коррозионное осложнение при эксплуатации резервуаров

6.1. Защита от коррозии

Одной из основных причин выхода из строя нефтегазового оборудования на объектах добычи, подготовки, транспорта, переработки и хранения нефти является коррозия металла. Наиболее подвержена коррозии внутренняя поверхность нефтегазового оборудования, находящегося в постоянном контакте с нефтью, подтоварной водой, газовым фактором (промысловые трубопроводы, установки подготовки нефти, резервуары).

Опыт эксплуатации стальных товарных и технологических резервуаров показывает, что внутренняя поверхность, как правило, подвергается равномерной и язвенной коррозии. Скорость равномерной коррозии составляет 0,04…1,1мм/год. Наиболее опасны сквозные поражения, приводящие к утечке продукта. Скорость язвенной коррозии при этом превышает равномерную в 3…6раз и может достигать 3…8мм/год. Такие скорости коррозионных процессов сокращают межремонтный срок эксплуатации РВС. При этом расходы на ремонт могут составлять до 20% капитальных затрат на строительство резервуаров. Наиболее интенсивной коррозии подвергаются днища резервуаров, сварные швы и первый пояс, соприкасающиеся с подтоварной водой в настоящее время в нефтегазовой отрасли недостаточно внимания уделяется защите от коррозии оборудования, аппаратов, емкостей и металлоконструкций как на стадии строительства, так и в процессе эксплуатации.

Из проекта в проект кочуют устаревшие материалы и технологии антикоррозионной защиты. ГОСТы и СниПы давно не перерабатывались, в них заложены технические решения, возраст которых составляет 15…20лет.

Решения по антикоррозионной защите принимаются зачастую спонтанно, базируясь на имеющихся в распоряжении подрядных организаций и окрасочных фирм запасов краски. При проектировании нефтяных резервуаров обычно берется припуск на коррозию 2…3мм, что не обеспечивает надежной антикоррозионной защиты от питтинговой коррозии. При этом увеличение толщины листов стенки (днище, крыша) на 1мм стоимость увеличивается на: 200руб. на 1кв.м. (заводское изготовление) + 120 руб. на 1кв.м. (монтаж на стройплощадке).

На сегодняшний день основным способом повышения срока службы нефтепромыслового оборудования, емкостей хранения и оборудования подготовки нефти, трубопроводов является использование высокоэффективных изолирующих защитных покрытий.

Эти покрытия оптимально должны обладать высокой атмосферо - и влагостойкостью, стойкостью к агрессивным средам, должны быть беспористыми, иметь высокую адгезию к металлу, высокую механическуюпрочность на изгиб и удар, длительный срок эксплуатации.

В настоящее время разработан целый ряд систем защиты от коррозии нефтегазового оборудования. Одним из наиболее эффективных решений является применение антикоррозионных материалов на полиуретановой основе. Покрытия на основе полиуретановых смол, обладая хорошей адгезией к металлическим и неметаллическим поверхностям, характеризуются высокой стойкостью к истиранию, твердостью и эластичностью, стойкостью к маслам и растворителям, водостойкостью в пресных и морских водах, газонепроницаемостью и высокими диэлектрическими свойствами, а также отличаются атмосферостойкостью и обладают высокими декоративными качествами.

Одним из ярких представителей ЛКМ нового поколения являются материалы Stelpant на основе однокомпонентного полиуретана, отверждающихся при взаимодействии с атмосферной влагой, со сроком

службы не менее 10-15 лет. Они соответствуют всем техническим требованиям на проектирование АКЗ с применением ЛКМ:

Высокая коррозионная стойкость (не менее 10 лет внутри РВС и не менее 15 лет снаружи)

Максимальная адгезия по отношению к защищаемому металлу

Диапазон рабочих температур готовых систем АКЗ от –600С до +500С

Термостабильность в сухом состоянии до +1300С-+2000С Возможность нанесения при температурах окружающей среды от –100С до +500С

Возможность нанесения при относительной влажности воздуха до 98 %

Возможность нанесения в условиях завода и стройплощадки

Возможность нанесения аппаратами безвоздушного распыления, валиком или кистью

Высокая ремонтопригодность (полное восстановление систем АКЗ) после транспортировки или в процессе эксплуатации

Стойкость к UV-излучению

Любой цвет по шкале RAL

6.2. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием лакокрасочных покрытий

Технологический процесс противокоррозионной защиты внутренней поверхности резервуаров лакокрасочными материалами включает следующие операции:

- *подготовительные работы;*
- *подготовка внутренней поверхности резервуара под окраску;*
- *нанесение лакокрасочного материала и его сушка;*
- *контроль качества покрытия;*
- *заделка технологических отверстий и их окраска.*

При выборе защитных покрытий следует учитывать степень агрессивного воздействия среды на элементы металлоконструкций внутри резервуара и на его наружные поверхности, находящиеся на открытом воздухе.

Для средне- и сильноагрессивных сред применяют следующие системы лакокрасочных покрытий:

- *грунт ВЛ-08, эмаль ЭП-56;*
- *шпатлевка ЭП-00-10. эмаль ЭП-773;*
- *эмаль ЭП-51116.*

Для антикоррозийной защиты резервуаров и их герметизации рекомендуются также клеевые композиции «Спрут-МП», «Спрут-5МДИ», «Спрут-4».

Антикоррозионную защиту резервуаров рекомендуется начинать с крыши. Затем покрываются стенки и в последнюю очередь днище. В резервуарах с плавающей крышей в первую очередь покрывается нижняя часть крыши, днище резервуара и участок стенки между плавающей крышей и днищем резервуара, затем производится постепенное заполнение резервуара водой и работы ведутся с плавающей крыши. При этом покрываются стенки резервуара и верхняя часть плавающей крыши. Такая же последовательность операций используется в резервуарах с понтоном.

В проекте нанесения покрытия на резервуары должны быть указаны:

- *степень очистки подготавливаемой поверхности и методы обработки;*
- *рекомендуемые системы покрытий, количество слоев и общая толщина изоляционного слоя.*

Контроль состояния покрытия производится визуально после очистки резервуара от хранимого продукта. Поврежденные участки подлежат восстановлению. Каждые 3 года покрытие следует обновлять.

Транспортирование, хранение, подготовка к нанесению лакокрасочного покрытия должно отвечать требованиям ГОСТ 9980.5-86 Материалы лакокрасочные. Транспортирование и хранение">ГОСТ 9980, ГОСТ 6613, ГОСТ 8420.

6.3. Защита резервуаров от внутренней коррозии с использованием комбинированных металлизационно - лакокрасочных покрытий

Технология получения комбинированных металлизационно - лакокрасочных покрытий состоит из трех самостоятельных процессов:

- *абразивной подготовки поверхности;*
- *нанесения металлизационного слоя;*
- *нанесение покрытия из полимерных материалов.*

Подготовка металлоконструкций резервуара (удаление парафинов, ржавчины, шлаков и других загрязнений, а также придание определенной шероховатости поверхности металла) осуществляется абразивно-струйной обработкой.

Для абразивно-струйной обработки используется сухой песок с размером гранул 0.2...2,0мм.

Масляные, жировые загрязнения поверхности резервуара, а тающее замасливание абразива, наличие влаги не допускаются.

Шероховатость поверхности металла должна быть не более Rz40 по ГОСТ 2789-73* «Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики» и СНиП 3.06.04.

Перед нанесением металлизированного слоя поверхность резервуара обеспыливается.

Для напыления используется калиброванная, гладкая и чистая проволока марки АПТ (ГОСТ 28302-89).

Толщина покрытия должна быть 160...200мкм в соответствии с ГОСТ 9304-69* Фрезы торцевые насадные. Типы и основные размеры.

В качестве лакокрасочного материала применяются эмали на основе эпоксидных смол типа «Полак ЭП-21» ТУ-2313-002-2421693.

Лакокрасочное покрытие состоит из 2-х слов:

- *пропитывающий слой, заполняющий поры металлизационного покрытия, толщиной 50...70 мкм;*

- *покрывающий слой толщиной 110...130 мкм. Покрывающий слой наносится только после полной полимеризации пропитывающего слоя.*

Транспортирование, хранение, подготовка к нанесению лакокрасочного покрытия должно отвечать требованиям ГОСТ 9980.5-86 Материалы лакокрасочные. Транспортирование и хранение">ГОСТ 9980, ГОСТ 6613, ГОСТ 8420.

6.4. Протекторная защита резервуаров от коррозии

Проектирование протекторной защиты следует проводить с учетом общей минерализации, щелочности, газового состава подтоварных вод.

В качестве протекторного материала для защиты стальных резервуаров применяют магниевые, цинковые и алюминиевые сплавы. Расчет протекторной защиты и выбор сплава следует производить согласно ВСН 158…83 «Инструкция по протекторной защите внутренней поверхности нефтяных резервуаров от коррозии».

При монтаже протекторной защиты выполняются следующие работы:

- *подготовка протекторов к установке;*
- *разметка днища;*
- *подготовка мест для установки протекторов в резервуаре;*
- *приварка к днищу контактного стержня в случае магниевых протекторов типа ПРМ или крепящей арматуры алюминиевых или цинковых контактов.*

Подготовку протекторов выполняют в специальном помещении с принудительной вентиляцией или на площадке. Она состоит в основном в нанесении изоляции кистью на нижнюю и часть боковой поверхности протектора.

Протекторы размещают на днище и стенках резервуара так, чтобы величина защитного потенциала резервуар - подтоварная вода в промежутках между протекторами и по краям днища была не менее защитного потенциала.

Протекторы на днище резервуара следует располагать по концентрическим окружностям. В зоне приемо-раздаточного патрубка плотность расстановки протекторов на днище должна увеличиться в 2 раза.

На боковой стенке резервуара протекторы должны размещаться по окружности на высоте равной радиусу защиты одного протектора от днища и на расстоянии друг от друга, равном двум радиусам защиты протектора.

Место, где должен устанавливаться протектор, очищают от грязи и продуктов коррозии. На очищенную поверхность наносят изоляцию, за исключением места сварки, аналогичную изоляции протектора.

Контакт протектора с днищем резервуара осуществляют путем приварки к нему стальной арматуры, а протекторов типа ПРМ - с помощью стального стержня.

Места контактов протекторов с днищем резервуара изолируют эпоксидной смолой.

Техническое обслуживание протекторной защиты заключается в контроле эффективности протекторной защиты и периодической замене изношенных протекторов.

Эффективность протекторной защиты проверяют путем измерения потенциала резервуара. Результаты измерений записывают в специальный журнал.

Потенциал резервуара измеряют мультивольтамперметром с помощью специального медносульфатного электрода сравнения. При этом прибор заключается в разрыв цепи электрод сравнения - резервуар.

Перед измерением электрод через отверстия заполняют насыщенным раствором медного купороса до нижних кромок боковых отверстий в корпусе.

Замену изношенных протекторов производят в соответствии с планом ремонтно-профилактических работ, утвержденным главным инженером предприятия. План составляется с учетом срока службы протекторов и эксплуатационных данных об их работе.

6.5. Защита от коррозии наружной поверхности резервуаров

Защита от коррозии наружной поверхности резервуаров и крыши должна производиться лакокрасочными покрытиями, состоящими из 1-го слоя грунтовки ГФ-021 или ГФ-0163 и 2-х слоев эмали. Выбор цвета покрытия следует производить с учетом коэффициента отражения световых лучей. Периодически окраску наружной поверхности необходимо обновлять.

Для долговременной защиты стенок резервуаров на прогрунтованную наружную поверхность резервуаров наносят эпоксидные битумно-резиновые, битумно-полимерные мастики и полимерные ленты.

Основание резервуара следует защищать от размыва атмосферными водами, обеспечивать беспрепятственный их отвод с площадки резервуарного парка или от отдельно стоящего резервуара к устройствам канализации. Недопустимо погружение нижней части резервуара в грунт или скопление дождевой воды по контуру резервуара.

Основной и дополнительной защитой от почвенной коррозии является соответствующая гидроизоляция и катодная защита, выполненная по специальным проектам.

6.6. Дефекты

Дефекты в резервуарных конструкциях появляются на различных этапах жизненного цикла, а именно:

- *При изготовлении металлопроката (металлургические);*
- *При монтаже (монтажные);*
- *При изготовлении и транспортировке рулонных заготовок;*

- *В процессе эксплуатации;*

В процессе эксплуатации дефекты возникают из-за ошибок проектирования, изменений условий эксплуатации, внешних нагрузок и воздействий, изменения прочностных свойств элементов конструкций РВС после длительной эксплуатации, изменения сечений несущих конструкций.

Вертикальные стальные резервуары в процессе эксплуатации находятся под воздействием многих эксплуатационных факторов. Среди них основная роль принадлежит малоцикловому нагружению, связанному с заполнением-опорожнением резервуаров, и коррозионному воздействию агрессивных примесей, растворённых в нефти, на незащищенные части металлоконструкций РВС. Наиболее активно процессы накопления усталостных повреждений проходят в зонах дефектов, потенциально являющихся концентраторами напряжений.

Дефекты, появляющиеся в процессе эксплуатации, подразделяются на две группы: коррозионные повреждения и нарушения геометрической формы.

В практике встречаются различные по виду коррозионные повреждения металлоконструкций резервуаров:

- *Сплошная коррозия, охватывающая всю поверхность металла, которая может быть равномерной и неравномерной;*
- *Местная коррозия, охватывающая отдельные участки металла (язвенная, когда глубина повреждения соизмерима с максимальным размером дефекта в плане). При неправильном выборе сварочных материалов в районе сварных швов появляются дефекты в виде ”искусственного” подреза.*

7. Охрана труда.

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

При эксплуатации резервуаров общие нормы и требования безопасности, связанные с обустройством территории, размещением и взаимным расположением резервуаров и запорной арматуры должны соответствовать СНиП 2.11.03-93, ПОТ Р О-112-002-98, РД 153-39.4-041-99, ПОТ Р М-021-2002.

Общее руководство работой по охране труда возлагается на директора предприятия. Непосредственный контроль обеспечения безопасных условий и охраны труда осуществляет главный инженер.

В цехах, на производственных участках руководство работой по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагается на руководителей этих подразделений.

Для обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением на предприятии должна быть создана служба охраны труда или введена должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку и опыт работы в этой области. Численность работников службы охраны труда определяется по «Межотраслевым нормативам численности работников службы, охраны труда на предприятии».

При организации работ по охране труда следует учитывать специфику производства, определяемую опасными свойствами нефтепродуктов: испаряемостью, токсичностью, способностью электризоваться, взрыво-пожаро опасностью.

Руководитель предприятия обязан организовывать проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в период трудовой деятельности) медицинских осмотров работников за счет работодателя в соответствии с законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «Положением о проведении обязательных предварительных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров работников». При проведении этих осмотров руководствуются конкретными условиями труда с учетом Перечня тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда.

При этом необходимо учитывать общие ограничения на тяжелые работы и работы с вредными и опасными условиями труда, работы, запрещающие труд женщин и лиц моложе восемнадцати лет, в соответствии с Законом.
Ответственность за организацию своевременного и качественного обучения и проверки знаний в целом по предприятию возлагается на руководителя предприятия, а в подразделениях (цех, участок) на руководителя подразделения.

Периодичность проверки знаний по охране труда и ответственности руководителей подразделений, специалистов и рабочих должны соответствовать требованиям РД 153-39.4-041-99.

Своевременность обучения по безопасности труда работников предприятия контролирует отдел (бюро, инженер) охраны труда или работник, на которого возложены эти обязанности приказом руководителя предприятия.

Работники должны быть обеспечены инструкциями по охране труда, утвержденными в установленном порядке. Инструкции должны быть разработаны как для отдельных профессий, так и на отдельные виды работ, на основе типовых инструкций по охране труда, эксплуатационной и ремонтной документации предприятий изготовителей оборудования, конкретных технологических процессов.

В качестве инструкций для работников могут быть применены непосредственно типовые инструкции.

Все работники обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей действующие инструкции, правила охраны труда, промышленной и пожарной безопасности.

Работник обязан:

- *соблюдать требования охраны труда:*
- *правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты:*
- *проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда:*
- *немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе о проявлении признаков острого профессионального заболевания (отравления);*
- *проходить обязательные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).*

Работники цехов и участков должны быть обеспечены согласно установленным перечням и нормам средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами.

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей работникам проверяют и испытывают в соответствии с установленными требованиями.

Запрещается проводить работы внутри резервуаров, где возможно создание взрывоопасных паровоздушных смесей, в комбинезонах, куртках и другой верхней одежде из электризующихся материалов. Работы разрешается проводить только в спецодежде.

На каждом производственном участке должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню, согласованному с медицинскими службами.

Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Запрещается въезд на территорию резервуарных парков в период выполнения ремонтных работ автомобилей, в том числе снабженных газобаллонными установками, тракторов и другого механизированного транспорта, не оборудованного специальными искрогасителями.

Ямы и траншеи, вырытые для проведения ремонтных работ внутри обвалования и на обваловании, по окончании этих работ должны быть засыпаны и спланированы. При длительных перерывах в работах (выходные, праздничные дни) должны быть устроены временные ограждения.

За исправностью резервуарной лестницы, перил, ограждений и переходных площадок на крыше должен быть установлен постоянный контроль. Ступени лестницы и площадки необходимо постоянно содержать в чистоте, очищать от наледи и снега с соблюдением правил техники безопасности, установленных для работы на высоте.

Измерять уровень и отбирать пробы нефтепродуктов необходимо исправными приборами.

Запрещается измерять уровень на резервуарах и отбирать пробы нефтепродуктов ручным способом при грозе и скорости ветра 12,5 м/с и более.

При открывании измерительного люка для измерения уровня или отбора пробы нефтепродукта, а также при спуске подтоварной воды, необходимо располагаться с наветренной стороны, спиной к ветру.

Запрещается низко наклоняться и заглядывать в открытый люк во избежание отравления выделяющимися парами нефтепродукта.

Люк должен иметь герметичную крышку с педалью для открывания ногой, под крышкой должна быть прокладка из резины или из металла, исключающего искрообразование.

Опускать измерительную рулетку в люк необходимо в месте закрепления пластины из цветного металла. Для предотвращения искрения измерять уровень следует аккуратно, с целью избежания ударов лотом о края замерного люка, а также трения ленты с лотом о стенки направляющей трубы.

Обтирать ленту рулетки необходимо хлопчатобумажной ветошью. Использование для этой цели шерстяной или шелковой ветоши запрещается. Крышку люка после отбора пробы и измерения уровня нефтепродукта следует закрывать осторожно, без падения и удара ее о горловину люка.

При ручном отборе проб нефтепродуктов пробоотборником следует использовать гибкие, не дающие искр металлические тросики, а при применении шнуров из неэлектропроводных материалов на них должен быть закреплен не дающий искр неизолированный металлический провод, соединенный с пробоотборником.

Перед отбором проб тросик или провод должен быть надежно заземлен с резервуаром.

В резервуарах с газоуравнительной системой измерять уровни и отбирать пробы нефтепродукта следует с помощью приборов, предусмотренных проектом.

При необходимости отбора проб или измерения уровня нефтепродукта в резервуаре в ночное время для освещения следует применять только взрывозащищенные аккумуляторные фонари, включать и выключать которые необходимо за пределами обвалования. Применение карманных фонарей запрещается. Запрещается ремонтировать фонарь и заменять лампу непосредственно в резервуарном парке.

Переносить пробы нефтепродуктов от места отбора в лабораторию следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо, для обеспечения безопасного спуска с резервуара.

При работах с этилированным бензином необходимо соблюдать требования «Типовой инструкции по охране труда при работе с этилированным бензином».

К работам по осмотру и зачистке резервуаров допускают лиц мужского пола не моложе 18 лет, допущенных медицинской комиссией, прошедших обучение и инструктаж по безопасным методам и приемам работ и оказанию первой (доврачебной) помощи при несчастных случаях.

Рабочие, постоянно занятые работой внутри резервуара, должны периодически, но не реже одного раза в год, проходить медицинский осмотр в соответствии с установленными правилами.

Заместитель руководителя (главный инженер) нефтебазы обязан лично проверить выполнение мероприятий по подготовке резервуара к ремонту и дать заключение по акту, с указанием ответственного за ремонтные работы, исполнителей ремонта с ведением огневых работ.

Все строительные и монтажные работы на территории эксплуатируемых резервуарных парков, связанные с применением открытого огня (сварка, резка), а также зачистка резервуаров, должны проводиться только на основании письменного разрешения руководителя предприятия при условии проведения всех мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность.

Ремонтные работы в резервуарных парках проводятся под руководством ответственного лица, назначенного приказом из числа инженерно-технических работников.

Ответственность, работников (руководителей, специалистов, рабочих) является составной частые профилактических мер в области охраны труда и направлена на повышение эффективности работы по охране труда.

Ответственность работников позволяет:

- *совместно с иными формами профилактической работы привести в единую систему деятельность руководителей и специалистов, а также контролирующих лиц по обеспечению безопасных условий труда;*
- *оценить уровень профилактической работы в области охраны труда;*
- *регулярно получать информацию о состоянии резервуаров и оборудования с точки зрения их безопасной эксплуатации и принимать меры к устранению их недостатков;*
- *получать данные о выполнении работниками требований охраны труда и принимать меры дисциплинарного воздействия к нарушителям*.

Работники, виновные в нарушении законодательства, требований промышленной безопасности и охраны труда, невыполнении своих должностных обязанностей, невыполнении предписаний контролирующих органов, а также приказов, указаний и распоряжений руководства предприятия, несут ответственность в установленном законодательством Российской Федерации порядке.

В зависимости от характера и степени нарушений работники могут привлекаться к дисциплинарной, административной, уголовной и материальной ответственности в порядке, установленном Трудовым кодексом РФ и Федеральными Законами.

7.1. Требования безопасности при выполнении технологических операций в резервуарах

Каждый резервуар должен иметь номер, соответствующий технологической схеме, написанный на стенке резервуара. Открывать и закрывать задвижки в резервуарном парке следует плавно, без применения рычагов. Запорные устройства, установленные на технологических трубопроводах нефти и воды должны иметь указатель состояния («Открыто» и «Закрыто»).

При переключениях, действующий резервуар необходимо отключать только после закрытия задвижек включаемого резервуара.

Одновременные операции с задвижками во время перекачки нефти, связанные с отключением действующего и включением нового резервуара, запрещаются.

В случае перелива нефти из резервуара необходимо немедленно подключить другой незаполненный резервуар, а разлитую нефть откачать в незаполненные резервуары. Резервуар, где произошел перелив, отключить.

Подключить его можно только после устранения загазованности, уборки загрязненного грунта, проведения расследования причин перелива и устранения его последствий. Загрязненный грунт следует собрать и увезти с территории парка в специально отведенное место.

При закачке нефти в резервуары выше 20°С необходимо осуществлять контроль загазованности резервуарного парка. При достижении ПДК должны приниматься меры по изменению режима работы резервуара.

На территории резервуарных парков необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов. Контроль воздушной среды должен проводиться на расстоянии 10…12м от наполняемых резервуаров и у обвалования с подветренной стороны. В резервуарных парках с сернистыми нефтями замер концентрации паров или отбор проб следует осуществлять, кроме того, на расстоянии 5…10 м за обвалованием по осевым линиям наполняемых резервуаров с подветренной стороны.

Замер концентрации паров должен проводиться не реже 1 раза в смену- в каре резервуарных парков типа РВСПК.

Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, предельно допустимое содержание вредных веществ, методы контроля) должны соответствовать ГОСТ 12.1.005.

Нефть, находящаяся в резервуарах по токсичности относится к III классу опасности вредного вещества. Нефть с содержанием сероводорода, в

зависимости от его концентрации, относится ко II или III классу опасности вредного вещества.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стены следует установить лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара - не менее 2, для группы резервуаров - не менее 4. Переходить через обвалование в других местах запрещается.

Если на территории парка трубопроводы возвышаются более чем на 0,5 метра от уровня земли, то ТВ местах перехода через них должны быть установлены переходные мостики с перилами.

Для освещения резервуарных паков следует применять прожекторы, установленные на мачтах, расположенных за пределами внешнего обвалования и оборудованных лестницами для обслуживания.

Для местного освещения следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 123 В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно проводиться вне обвалования.

Согласно требованиям НТД минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- *для парка в целом – не менее 5лк;*
- *в местах измерения уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке – 10лк;*
- *на лестницах и обслуживающих площадках – 10лк;*
- *в местах установки контрольно-измерительных приборов – 30лк;*
- *на вспомогательных проездах – 0,5лк;*
- *на главных проездах 1…3лк.*

Нахождение обслуживающего персонала на плавающей крыше во время закачки и откачки резервуара запрещается.

Должен быть установлен постоянный контроль за исправностью лестниц, ограждающих конструкций на кровле и крыши резервуаров.

Запрещается загромождать лестницу и крышу резервуара посторонними предметами и снятыми деталями оборудования.

При эксплуатации резервуара и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, при спуске подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру).

При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противогазом.

Запрещается без противогаза выглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами.

Запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб вручную, а так же осмотр резервуарного оборудования во время грозы. При гололеде должны быть приняты дополнительные меры безопасности.

Запрещается эксплуатировать газоуравнительную систему без огневых предохранителей на газоотводных трубопроводах резервуаров.

7.2. Требования безопасности при подготовительных и ремонтных работах

На резервуаре, на котором проводятся операции по приему и откачке нефти, запрещается ведение ремонтных работ.

Работы по зачистке и дегазации резервуаров, некоторые виды ремонта (изоляция внутренней поверхности и др.) относятся к газоопасным, выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ.

Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее 2 человек.

К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и сдавшие экзамен на допуск к работе.

Работы по зачистке резервуаров проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти:

- *не более 0,3г/м³ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств.*
- *не более 0,2г/м³ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара*.

Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыш на опорные стойки.

К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы. Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 часа, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения (огневых) работ.

При обнаружении в воздухе паров нефти (углеводородов, сероводорода), концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов

загазованности, а при концентрации 20% от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т.п.) необходимо проводить принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен вымпел, указывающий направление ветра.

Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1м/с.

Инструмент, применяемый для удаления осадков (совки, скребки, ведра и др.), должен быть изготовлен из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров следует применять щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

Перед началом огневых работ должны быть, установлены границы опасной зоны определяется проектом производства работ (ППР).

Электросварочные работы должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.3.003 с учетом требований ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.004.

Одновременное производство электросварочных и газопламенных работ внутри резервуара не допускается.

Не допускается производство электросварочных работ во время дождя или снегопада еслиотсутствуют навесы над электросварочным оборудованием, а также над рабочим местом электросварщика.

8. Пожарная безопасность

При эксплуатации резервуаров должны соблюдаться требования пожарной безопасности, установленные «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ 01-03, ВППБ 01-03-96, СНиП 2.11.03-93, «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения» ВППБ 01-01-94.

За герметичностью резервуаров и их оборудования должен быть установлен контроль. При появлении отпотин, трещин в швах и в основном металле стенок или днища не допускается заварка трещин на резервуарах без приведения их во взрывопожаробезопасное состояние в соответствии с требованиями «Типовой инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах» РД 09-364-00. Запрещается эксплуатация резервуаров, давших осадку более допустимого, имеющих негерметичность, а также с неисправностями запорной арматуры и уровнемеров, соединений трубопроводов, прокладок задвижек или не прошедших плановое освидетельствование.

Траншеи, прорытые при прокладке или ремонте трубопроводов внутри обвалования и через обвалование, по окончании этих работ должны быть немедленно засыпаны, а обвалование восстановлено. При длительных перерывах в работе (выходные, праздничные дни) должно быть устроено временное обвалование.

Запрещается уменьшать высоту обвалования или ограждающей стены, установленную проектом.

У люков, предназначенных для измерения уровня и отбора проб нефтепродукта из резервуаров, должны быть герметичные крышки, а фланцы иметь канавки и кольца с внутренней стороны из металла, для избежания искрообразование.

Ручной отбор проб нефтепродуктов и измерение уровня с помощью рулетки с лотом через люк резервуара допускаются не раньше, чем через 2 часа после остановки движения жидкости (когда она находится в статичном состоянии). Также перед отбором проб нефтепродуктов пробоотборник должен быть заземлен.

По периметру и внутри резервуарных парков должны быть вывешены знаки безопасности, выполненные в соответствии с ГОСТ 12.4.026 и определяющие противопожарный режим на их территории (запрещение разведения открытого огня, ограничение проезда автотранспорта и др.)

При попадании нефтепродукта в каре обвалования должны быть приняты срочные меры по его ликвидации и санации грунта.

Проведение огневых работ на территории резервуарного парка допускается только в строгом соответствии с требованиями РД 09-364-00, ППБ 01-93*, ВППБ 01-03-96.

По причине возможного перекоса и потопления понтонов в процессе эксплуатации резервуаров должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие равномерное и плавное перемещение понтонов.

Для отогрева трубопроводов и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а также электроподогрев оборудованием во взрывозащищенном исполнении. Использование открытого огня не допускается.

Запрещено использовать в качестве стационарных трубопроводов для транспортировки нефтепродуктов гибкие рукава резиновые, пластмассовые и т. п.

Отбирать пробы ЛВЖ и ГЖ из резервуаров и измерять уровень нефтепродуктов во время грозы, а также во время закачки или откачки нефтепродукта запрещается.

Во время грозы запрещается проводить работы по дегазации и зачистке резервуаров.

Лишь после прохождение противопожарного инструктажа работники предприятий могут быть допущены к работе.

Установленное противопожарное оборудование на резервуаре, должно соответствовать проекту.

Противопожарное оборудование делится на устройства пенного тушения и устройства охлаждения резервуаров.

В соответствии с требованиями СНиП 2.11.03-93 оборудование пенного тушения должно быть установлено на в составе стационарных автоматических или передвижных установок пожаротушения.

8.1. Противопожарное оборудование

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

8.2. Огневые предохранители.

В тех случаях, когда огневые предохранители не встроены в корпус клапанов, они устанавливаются между клапаном и монтажным патрубком резервуара. Принцип действия огневых предохранителей основан на том, что пламя или искра не способны проникнуть внутрь резервуара, через отверстие малого сечения в условиях интенсивного теплоотвода.

Конструктивно огневой предохранитель представляет собой (Рис 25) стальной корпус с фланцами, внутри которого в кожухе помещена круглая кассета, состоящая из свитых в спираль гофрированной и плоской лент из алюминиевой фольги, образующих множество параллельных каналов малого сечения.

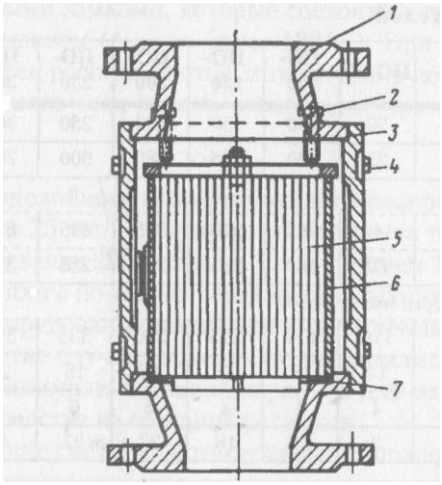


Рис 25. Огневой предохранитель
1-фланец;
2-прижимной болт;
3- корпус;
4-крепежный болт;
5-кассета;
6-кожух;
7-уплотняющая прокладка

В случае возникновения пожара, тушение горящей в резервуарах нефти производят пеной, изолирующей поверхность горючей жидкости от кислорода воздуха. Для подачи пены в резервуар используются пеносливные камеры (химическая пена), монтируемые в верхнем поясе резервуара.

8.3.Пеносливные камеры.

Предназначены для подачи пены в резервуар с горящим нефтепродуктом. Для разобщения газового пространства с атмосферой устанавливают мембрану, которая разрушается при подаче пены. Для резервуаров большой единичной вместимости применяют установки типа ГВПС-600 и ГВПС-2000.

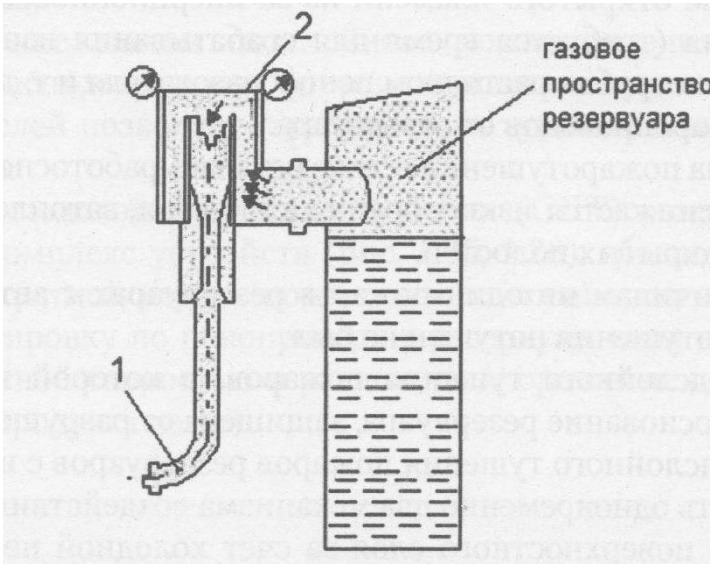


Рис 26 Стационарная пенокамера на резервуаре

1- пенная камера;2- пеногенератор.

При повышении температуры замки стяжек расплавляются, и герметизирующая крышка под действием собственного веса падает, освобождая проход пены к горящему нефтепродукту.

8.4. Системы подслойного пожаротушения в резервуарах с нефтью

Этот способ позволяет резко снизить температуру нефти независимо от диаметра защищаемого резервуара. Он эффективен при наличии изолированных пространств, которые образуются при заворачивании стен, обрушении крыш.

Пена низкой кратности подается непосредственно в слой горючей жидкости по пенопроводам системы подслойного пожаротушения или через технологические коммуникации, которые при возникновении пожара в резервуаре практически не повреждаются. Рис 27.

Процесс образования пены низкой кратности происходит в стволах эжекторного типа - пеногенераторах, находящихся за обвалованием резервуара. При выходе пены из пенопровода происходит интенсивное перемещение слоев нефти с пенным потоком. Для снижения степени

загрязнения пены используются специальные насадки или диффузоры уменьшающие скорость пенного потока до 1 м/с.

Время прохождения пены от пеногенератора до поверхности резервуара, как правило, составляет 40…60с быстрому растеканию пены по поверхности горючей жидкости, способствуют конвективные потоки, направленные от места выхода пены к стенкам резервуара.

Через 90…120с после появления пены на поверхности горения значительно снижается. В дальнейшем в течение 120…180с горение полностью прекращается.

После остановки подачи пены на всей поверхности горючей жидкости образуется устойчивый пенный слой толщиной до 50 мм, который в течение нескольких часов защищает поверхность нефти от повторного воспламенения.

Применение систем подслойного пожаротушения пеной низкой кратности и использованием фторсинтетических пенообразователей позволяет гарантировать тушение пожаров в резервуарах с нефтью.

Система обеспечивает оперативное тушение пожара за счет образования на поверхности легковоспламеняющейся жидкости стойкой пленки из вплывших мелких пузырьков пены, перекрывающих доступ кислорода в зону горения.

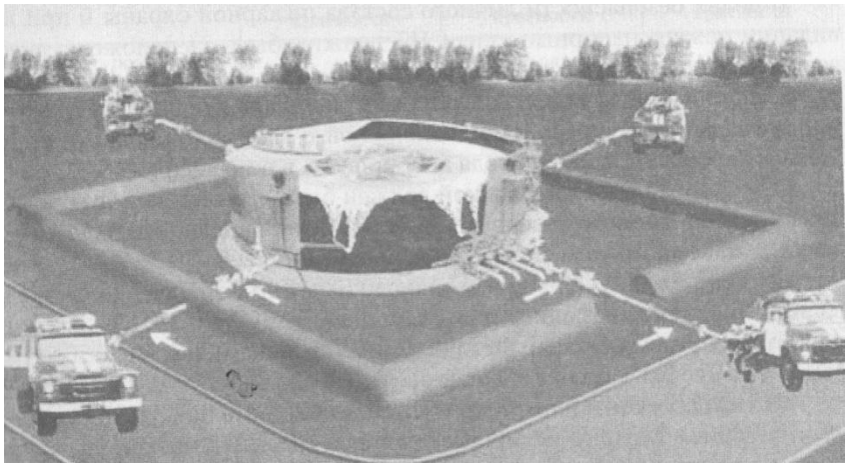


Рис 27. система подслойного тушения пожаров в резервуарах с нефтью

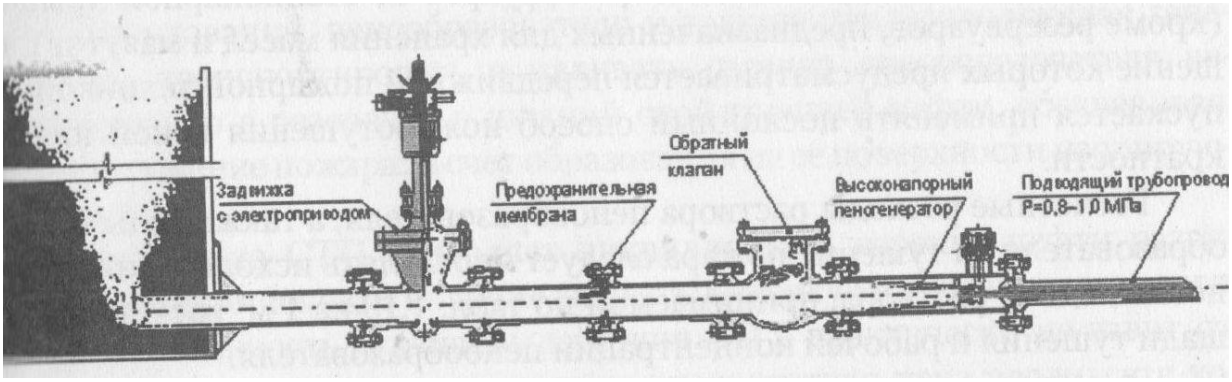


Рис 28. Схема пенопровода системы подслойного пожаротушения

Расчетное время тушения пожара для систем автоматического пенного пожаротушения – 10 минут, для передвижной пожарной техники- 15 минут. Инерционность стационарных систем пожаротушения не должна превышать 3 минут.

Вода для прогревания растворов пенообразователя не должна содержать примесей нефти и нефтепродуктов.

9. План ликвидации аварийных ситуаций

План ликвидации аварий должен охватывать перечень возможных аварий и аварийных утечек, так же мест их возникновения, схемы возможного развития аварий и их последствия, меры по уменьшению опасности, в первуюочередь для жизни людей.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек должен содержать:

- *оперативную часть;*
- *техническую часть;*
- *порядок взаимодействия с другими предприятиями и организациями по ликвидации аварий и их последствий.*

В оперативной части плана должны быть предусмотрены все возможные виды аварий и аварийных утечек, возможное развитие аварий и их последствия, определены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварии и аварийных утечек; способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), список лиц, имеющих право на оповещение, пути вывода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии.

План должен предусматривать:

- *распределение обязанностей между отдельными лицами и службами, участвующими в ликвидации аварий и аварийных утечек, и порядок их взаимодействия;*
- *списки, адреса, телефоны должностных лиц, которых следует извещать об аварии и аварийных утечках;*
- *генплан и технологическую схему нефтеперекачивающей станции, наливного пункта, нефтебазы, морского и речного терминала;*
- *необходимость и последовательность выключения электроэнергии и отключения электросетей, остановки оборудования, прекращения тех или иных видов работ в зоне разлива нефти и распространения ее паров;*
- *перечень организаций, предприятий, хозяйств, жилых поселков, а также порядок их оповещения о возможном распространении разлившейся при аварии нефти и о границах вероятной взрыво- и пожароопасной зоны с целью принятия мер по предотвращению пожаров и взрывов, а при необходимости и эвакуации работников и населения;*
- *порядок выставления на путях подхода (подъезда) к опасным местам постов для контроля за пропуском людей и техники в загазованную и опасную зону;*
- *первоочередные действия персонала станций нефтебаз, филиалов предприятий по предотвращению, предупреждению развития аварий и их осложнений;*

- *перечень мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий;*
- *порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными и другими специализированными службами;*
- *способ ликвидации аварий в начальной стадии.*

Техническая часть плана должна включать:

- *виды возможных аварий и аварийных утечек, привязанных к конкретному резервуару или группе резервуаров;*
- *мероприятия по предотвращению дальнейшего разлива и загорания нефти;*
- *мероприятия по очистке загрязненной территории от разлитой нефти в зоне производства ремонтных работ;*
- *мероприятия по подготовке резервуаров и их дефектных мест к ремонтным работам;*
- *перечень технических средств и материалов в зависимости от характера аварий, аварийных утечек с указанием места их складирования, хранения;*
- *методы ликвидации аварий и аварийных утечек;*
- *мероприятия по обследованию состояния резервуаров и его оборудования после ликвидации аварии, аварийных утечек и устранения выявленных недостатков;*
- *мероприятия по сбору и утилизации нефти, а также по ликвидации последствий разлива нефти.*

Порядок взаимодействия с другими предприятиями и организациями по ликвидации возможных аварий, аварийных утечек и их последствий должен отражать:

- *перечень предприятий и организаций, привлекаемых к ликвидации возможных аварий, аварийных утечек и их последствий, номера телефонов должностных лиц, которые должны быть извещены об авариях и аварийных утечках;*

- *виды работ и их этапы, которые требуется выполнять привлекаемым организациям и предприятиям;*
- *перечень технических средств и специалистов, которые должны быть выделены привлекаемыми предприятиями и организациями в соответствии с договором или договоренностью с ними.*

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек разрабатывается и пересматривается в филиалах предприятий комиссией в составе начальника отдела эксплуатации, старшего диспетчера, главного механика, главного энергетика, инженера по технике безопасности, представителей ПТУС и пожарной охраны, начальника (директора) или заместителя начальника (директора) НПС (нефтебазы) и утверждается главным инженером филиала предприятия.

План ликвидации возможных аварий и аварийных утечек должен утверждаться при наличии

- *актов проверки:*
- *состояния систем контроля технологического процесса;*
- *исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения;*
- *наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварии в начальной стадии.*

10. Расчетно-технологическая часть

Цель расчетно-технологической части:Расчет на прочность, устойчивость стального вертикального резервуара для хранения нефтепродуктов объемом 50 000м³.

Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. **Определение оптимальных габаритов проектируемой конструкции резервуара.**
2. **Предварительный выбор толщины стенок поясов.**
3. **Проверка стенки резервуара на прочность**

Таблица 1

Исходные данные расчета

Место строительства	*Номинальный объем резервуара, м³*	*Продукт*	*Класс резервуара*
г. Астрахань	50 000	нефть	I

Таблица 2

Коэффициент оборачиваемости	*Технология сборки*	*Марка стали*	*Крыша*
17	листовая	Сталь 20	Сферическая, Rc=1,5·D

Таблица 3

Продукт	*плотность, кг/м³*	*t_{min} (на глубине 0,5м от поверхности), °C*	*t_{max}(по поверхности слоя), °C*	*Температура начала кипения, °C*
нефть	820	7	35	39

10.1. Материал сварной конструкции

Материалом для изготовления элементов и узлов резервуара является **сталь 20.**

Химический состав стали представлен в таблице 4, а механические свойства **при 20 ^{0}C** в таблице 5.

Таблица 4

Химический состав стали, %

Наименование (марка) стали	*C*	*Si*	*Mn*	*Ni*	*S*	*P*	*Cr*	*Cu*	*As*	*V*
Сталь 20	0,21	0,27	0,5	0,25	0,04	0,04	0,25	0,25	0,08	-

Таблица 5

Механические свойства стали при 20 ^{0}C

Наименование (марка) стали	σ_T, МПа	$\sigma_п$, МПа
Сталь 20	250	420

10.2.Сведения о свариваемости применяемых марок стали

Сталь 20 – сталь конструкционная углеродистая качественная. Область применения включает в себя: трубы перегревателей, коллекторов и трубопроводов котлов высокого давления, листы для штампованных деталей, цементуемые детали для длительной и весьма длительной службы при температурах до 350 град.

Для определения свариваемости стали 20 необходимо определить эквивалент углерода, по формуле :[2]

$$C_{экв} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \qquad (10.1)$$

где C, Mn, Si, Cr, Ni, Cu, V, P - массовые доли углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора.

$$C_{экв} = 0{,}21 + \frac{0{,}5}{6} + \frac{0{,}27}{24} + \frac{0{,}25}{5} + \frac{0{,}25}{40} + \frac{0{,}25}{13} + \frac{0{,}01}{14} + \frac{0{,}04}{2} = 0{,}4\%.$$

Так как эквивалент углерода меньше 0,45 %, то данная сталь может, сваривается без предварительного подогрева.

В результате расчетов и рекомендаций [2] назначаем способ сварки (табл. 6).

Таблица 6

Способы монтажной сварки резервуаров, сооружаемых из листовых полотнищ

Сварное соединение	*Способ сварки*
Стыковые соединения окраек днища	Механизированная сварка в углекислом газе
Соединения элементов центральной части днища	Автоматизированная сварка под флюсом
Монтажные стыки стенки	Механизированная сварка в углекислом газе
Уторные швы в сопряжении стенки и днища	Автоматизированная сварка под флюсом
Сварные соединения каркаса крыши при укрупнении в блоки	Механизированная сварка в углекислом газе
Соединения люков, патрубков, усиливающих листов на стенке и на крыше	Механизированная сварка в углекислом газе
Сварные соединения опорных узлов в сопряжении крыши со стенкой и колец жесткости	Ручная дуговая сварка
Сварные соединения настила крыши	Механизированная сварка в углекислом газе

10.3. Определение оптимальных габаритов проектируемой конструкции резервуара

Габаритами вертикального цилиндрического резервуара являются высота H и диаметр D. Для заданного объема резервуара (V) расход металла на днище, покрытие и стенку зависит, в основном, от соотношения габаритов. Существует оптимальная высота резервуара $H_{опт}$ при которой расход металла будет минимальным [10]

В первом приближении оптимальная высота находится по формуле:[10]

$$H_{опт} = \sqrt{\frac{\gamma_C \cdot R_{wy} \cdot \Delta}{\gamma_{ж} \cdot \rho_{ж}}}, \qquad (10.2)$$

где γ_C – коэффициент условия работы конструкции; γ_C =0,8;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости;

R_{wy} – расчетное сопротивление стыкового шва на растяжение; R_{wy}= R_y:

$$R_{wy} = R_y = \frac{\sigma_T}{\gamma_м} = \frac{250 \cdot 10^6}{1{,}15} = 217{,}39 \cdot 10^6 \, Па, \qquad (10.3)$$

$\gamma_м$- коэффициент надежности по материалу (для стали 20 с пределом прочности > 380 МПа $\gamma_м = 1{,}15$)[9]

Δ - сумма приведенных толщин днища и покрытия; Δ=1,3[11]

$\gamma_{ж}$ – коэффициент надежности по нагрузке; $\gamma_{ж}$=*1,1*[2]

$$H_{опт} = \sqrt{\frac{0{,}8 \cdot 21{,}739 \cdot 10^3 \cdot 1{,}3}{1{,}1 \cdot 820 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-3}}} = 18{,}75 м. \quad (3.3)$$

Уравнение, из которого методом попыток можно определить при конкретных исходных данных оптимальную высоту резервуара:

$$H_{опт}^4 - H_{опт}^3 \cdot a_1 - H_{опт}^2 \cdot 2 \cdot a_2 + a_2^2 = 0, \quad (10.4)$$

$$a_1 = \frac{\pi}{V} \cdot \left(\frac{\gamma_C \cdot R_{wy} \cdot t_{\min}}{2 \cdot \gamma_{ж} \cdot \rho_{ж} \cdot g} \right)^2; \quad a_2 = \frac{\Delta \cdot \gamma_C \cdot R_{wy}}{\gamma_{ж} \cdot \rho_{ж} \cdot g}, \quad (10.5)$$

где t_{min}-минимальная конструктивная толщина стенки [2]

$$a_1 = \frac{3{,}14}{50000} \cdot \left(\frac{0{,}8 \cdot 217{,}39 \cdot 10^6 \cdot 0{,}060}{2 \cdot 1{,}1 \cdot 820 \cdot 9{,}81} \right)^2 = 2{,}83;$$

$$a_2 = \frac{217,39 \cdot 10^6 \cdot 0,8 \cdot 0,013}{1,1 \cdot 820 \cdot 9,81} = 255,503;$$

$$H_{опт}^4 - 2,83 \cdot H_{опт}^3 - 2 \cdot 255,503 \cdot H_{опт}^2 + 255,503^2 = 0.$$

Полученные значения: $H_{опт1}$=17,19 м и $H_{опт2}$=19,1 м.

Принимаем $H_{опт}$=17,19м.

Количество поясов определятся по формуле(3.4):

$$nп=H/h'_{л}=17,19/2,15=7,99м \quad (10.6)$$

где $h'_{л}$ – высота листа с учетом подготовки кромок листа к сварке:

$$h'_{л} = h_{л} - 2 \cdot 0,005 = 2,16 - 0,01 = 2,15м, \quad (10.7)$$

где $h_{л}$ – высота листа, м.

Принимаем значения количества поясов $n_{П} = 8$

$$Нопт1=nопт1*hл= 8*2,15=17,2м \quad (10.8)$$

Высота залива резервуара:

$$H1=Нопт1-0,3= 17,2-0,3= 16,9м \quad (10.9)$$

Определяем требуемую длину развертки стенки:

$$L = 2 \cdot \pi \cdot \sqrt{\frac{V}{\pi \cdot H_1}}, \quad (10.10)$$

где V – заданный объем,

$$L = 2 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{\frac{50000}{3,14 \cdot 16,9}} = 192,76м.$$

Определяем количество листов в первом поясе:

$$n = \frac{L}{n_{П} - 2 \cdot 0,005} = \frac{192,76}{8 - 2 \cdot 0,005} = 24,12 \quad (10.11)$$

Принимаем $n_{факт}$=24.

Определяем фактическую длину развертки:

$$L_{факт} = n_{факт} \cdot l_{л} = 24 \cdot 7,99 = 191,76м. \quad (10.12)$$

Определяем радиус оболочки:

$$r = \frac{L_{факт}}{2 \cdot \pi} = \frac{191,76}{2 \cdot 3,14} = 30,53м. \quad (10.13)$$

Определяем фактический объем резервуара:

$$V_{факт} = \pi \cdot r^2 \cdot H_1 = 3{,}14 \cdot 30{,}53^2 \cdot 16{,}9 = 49461{,}80 м^3. \quad (10.14)$$

Определяем погрешность оптимальных габаритов резервуара:

$$\delta = \frac{V_{факт} - 50000}{50000} \cdot 100\% = 1{,}87\%. \quad (10.15)$$

Погрешность не должна превышать 5%. Следовательно, принимаем $V_{факт} = 49461{,}80 м^3$, $r = 30{,}53 м$, $n_П = 8$

11. Расчет стенки резервуара на прочность

Номинальную толщину стенок резервуара определяют в три этапа. [3]

- *предварительный выбор толщин поясов (из условиях прочности и минимально конструктивно необходимых толщин);*
- *корректировка толщин при проверке на прочность, включая и расчет на сейсмическое воздействие для сейсмоопасных районов;*
- *корректировка толщин при проведении расчета на устойчивость*.

11.1. Предварительный выбор толщины стенок поясов

Стенку резервуара рассчитывают на прочность по безмоментной теории как цилиндрическую оболочку, работающую на растяжение к кольцевом направлении от действия гидростатического давления жидкости и избыточного давления газа в паровоздушном пространстве (под покрытием)[10]

Номинальная толщина t каждого пояса стенки выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность t и минусового допуска на прокат $\delta = \Delta$ была не меньше максимума из 3-х величин:

$$t - \delta \geq \max(t_c + c),$$
$$t - \delta \geq \max(t_g + c), \qquad (11.1)$$
$$t - \delta \geq \max(t_k + c).$$

где c –припуск на коррозию.

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе t_c для условий эксплуатации резервуара определяется по формуле:

$$t_c = \frac{\gamma_П \cdot (\gamma_{f1} \cdot \rho_ж \cdot g \cdot z_ж + \gamma_{f2} \cdot P^H_{изб}) \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (11.2)$$

где $z_ж$ –высота от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса;

γ_c-коэффициент условия работы при гидроиспытаниях; γ_c=0,7 – для нижнего пояса; γ_c=0,8 – для всех остальных;

$\rho_ж$ - плотность жидкости, кг/м^3;

g –ускорение свободного падения, м/с^2;

$P^H_{изб}$ - нормативное значение избыточного давления, кН/м^2;

R – радиус срединной поверхности пояса стенки;

R_y – расчетное сопротивление материала;

γ_{f1}, γ_{f2} - коэффициенты по нагрузке; $\gamma_{f1} = 1,1; \gamma_{f2} = 1,2;$

$\gamma_П$ - коэффициент надежности по назначению; для 2-го класса: $\gamma_П = 1,05;$

Согласно РД 153-39.4-113-01 п.8.3 [11]настройка уровня налива производится ниже уровня, допускаемого несущей способностью резервуара: для резервуаров со стационарной крышей при подслойном пожаротушении - отметкой верха стенки резервуара минус 0,3м.

Таким образом, высота уровня налива определяется:

$$z_ж = H_i - 0,3. \quad (11.3.)$$

Согласно табл. [2]конструктивно необходимая толщина стенки при 16 ≤ D<25 м$t_к$=6 мм. Принимая минусовый допуск на прокат (согласно табл.1.3[10]) $\delta = 0,5$ мм для повышенной точности изготовления листового проката и припуск на коррозию с=0,1·50=5 мм (с учетом срока эксплуатации 50 лет), получим:

$$t_{\min} = t_к + \delta + c; \quad (11.4.)$$

$t_{\min} = 10 + 0,5 + 5 = 15,5 мм;$

Принимаем: $t_{\min} = 16 мм$ согласно [12].

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе «t_g» для условий гидравлических испытаний определяется по формуле [10]:

$$t_g = \frac{1{,}1 \cdot \rho_в \cdot g \cdot z_в \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c}, \qquad (11.5)$$

где $z_в = z_ж$ - расстояние от уровня налива воды до нижней кромки пояса;

$\rho_в$ – плотность воды при гидроиспытания, кг/м$^{3;}$

γ_c – коэффициент условия работы при гидроиспытаниях, γ_c=0,9.

Минимально конструктивно необходимая толщина стенки «t_{kmin}», определяемая в соответствии с таблицей 3.3 [2]. При 16 $\leq D <$ 25м $t_к$=6 мм.

Гидростатическое давление жидкости рассчитывается по формуле:

$$P_{ri} = \gamma_{f1} \cdot \rho_ж \cdot g \cdot z_{ж.}$$

Расчеты по написанным выше формулам вносятся в табл. 7

Таблица 7

Расчет толщины стенки

Номер пояса	$z_ж$ (z_B), *м*	*Расчетное давление от хранимого продукта, кПа*	*Расчетное давление при гидроиспытаниях, кПа*	t_c, *мм*	t_g, *мм*	t_{kmin}, *мм*	t_n, *мм*
1	48,2	111,8595	153,2322	12,03	17,97	10	24
2	46,2	96,10465	131,6502	10,05	10,85		23
3	44,2	80,34979	110,0682	9,09	9,73		22
4	42,2	64,59493	88,4862	8,12	8,6		21
5	40,2	48,84007	66,9042	7,15	7,48		20

6	38,2	33,08521	45,3222	5,18	5,36		20
7	36,2	17,33035	23,7402	3,21	3,24		19
8	34,2	1,575486	2,1582	2,244	2,11		19

Толщину стенок поясов принимаем согласно [12].

11.2. Проверка толщин стенки резервуара на прочность

Поверочный расчет на прочность, а также расчет на устойчивость проводится для расчетной толщины t_p поясов, которая определяется как разность номинальной толщины t, минусового допуска на прокат и припуска на коррозию:[ПБ]

$$t_p = t_н - \delta - c; \qquad (11.6.)$$

$$t_{\min} = 24 - 0{,}5 - 5 = 18{,}5 мм.$$

Поверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара проводится по формуле: [ПБ]

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2} \le \gamma_c \cdot R_y, \qquad (11.7)$$

где γ_c – коэффициент условия работы конструкции, для нижнего пояса - 0,7; для остальных - 0,8; при сопряжении стенки с днищем - 1,2;

σ_1 - расчетное меридиональное напряжение в поперечном сечении цилиндрического резервуара, возникающее от воздействия гидростатического давления продукта и избыточного давления газа;

σ_2 - кольцевое напряжение.

$$\sigma_2 \le \frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}, \qquad (11.8)$$

где $$\sigma_2 = \frac{\left(\gamma_{f1} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot z_{ж} + \gamma_{f2} \cdot P_{изб}^{н}\right) \cdot R}{t_p}.$$

Данные по расчету кольцевых напряжений, возникающих в поясах стенки от действия гидростатического давления, а также избыточного давления газа сводятся в таблицу.

Таблица 8

Расчетные значения кольцевых напряжений по поясам стенки.

Номер пояса	t_i, мм	σ_2, МПа	$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_п}$, МПа
1	24,0	136,8203	144,9275
2	23,5	133,6819	165,6315
3	21,5	129,5778	165,6315
4	20,5	104,9073	165,6315
5	18,5	80,23677	165,6315
6	16,5	55,56625	165,6315
7	13,5	30,89573	165,6315
8	10,5	6,22521	165,6315

Анализ представленных в таблице данных свидетельствует о том, что условие прочности выполняется, так как значения действующих напряжений на пояс резервуара меньше допускаемых, стенки резервуара прочные.

11.3. Проверка стенки резервуара на прочность

Проверка на устойчивость замкнутой цилиндрической оболочки вращения, подверженной одновременному действию сжимающих нагрузок вдоль оси и в радиальном направлении оболочки, выполняется по формуле [1]:

$$\frac{\sigma_1^{'}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2^{'}}{\sigma_{cr2}} \le 1, \qquad (11.9)$$

где $\sigma_{ск1}$ – критическое нормальное напряжение;

$\sigma_{ск2}$ – кольцевые критические напряжения;

$\sigma^э_1$ - расчетное меридиональное напряжение в поперечном сечении оболочки от нагрузок направленных вдоль оси (собственный вес крыши, утеплителя на ней, снеговая нагрузка, возможный вакуум, собственный вес части стен, расположенный выше рассматриваемого

уровня);

$\sigma^{э}_{2}$ - расчетное кольцевое напряжение в поясе стенки.

Критическое нормальное напряжение $\sigma_{ск1}$ определяется по формуле [1]

$$\sigma_{cr1} = c \cdot E \frac{t_{p\min}}{R}, \qquad (11.10)$$

где $t_{p\min}$ - расчетная толщина пояса стенки;

С - коэффициент, определяемый по формуле:

$$c = 0,85 + \frac{R}{t_{p\min} \cdot 10^5}, \quad при\ 1220 \le \frac{r}{t_{p\min}} < 2500; \qquad (11.11)$$

Е - модуль упругости, $E=2,06 \cdot 10^5$ МПа.

$$c = 0,85 + \frac{10,18}{0,0065 \cdot 10^5} = 0,834.$$

Кольцевое критическое напряжение для цилиндрических оболочек с переменной толщенной стенки определяется по формуле:

$$\delta_{cr2} = 0,55 \cdot E \cdot (\frac{R}{H_r}) \cdot (\frac{t_{p\min}}{R})^{\frac{3}{2}}, \qquad (11.12)$$

где H_r - редуцированная высота вертикального резервуара, вычисляемая по формуле:

$$H_r = \sum_i h_i \cdot (\frac{t_{\min}}{t_i})^{\frac{5}{2}}, \qquad (11.13)$$

h_i, t_i – соответственно высота и расчетная толщина i-го пояса,

$t_{\min}$ - минимальная расчетная толщина оболочки, мм.

Таблица 9

Расчет редуцированной высоты вертикального резервуара,

Номер пояса	$h_i \cdot (\frac{t_{\min}}{t_i})^{\frac{5}{2}}$, *м*
1	7,02
2	7,39
3	7,99

4	7,99
5	7,99
6	7,99
7	7,99
8	7,99

Меридиональное напряжение σ_1' вычисляется для нижней кромки участка стенки постоянной толщины по формуле:

$$\sigma_1'' = \frac{n_3 \cdot (Q_n + Q_{ст}) \cdot \psi \cdot (Q_{сн} + Q_{вак} \cdot n_2)}{\delta_i}, \qquad (11.14)$$

где Ψ- коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый по [4]; Ψ=0,9;

n_3- коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса; n_3=1,05;

n_2 - коэффициент надежности по нагрузке избыточного давления и вакуума; n_2=1,2;

Q_n- вес покрытия резервуара, Н/м;

$Q_{ст}$ - вес вышележащих поясов стенки, Н/м;

$Q_{сн}$ - полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, Н/м;

$Q_{вак}$- нормативная нагрузка от вакуума на покрытие, Н/м;

δ_i- расчетная толщина стенки i-го пояса резервуара, м.

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как :[5]

$$Q_{вак} = \frac{R}{2} \cdot P_{вак}, \qquad (11.15.)$$

где $P_{вак}$– нормативное значение вакуума в годовом пространстве [5]

$P_{вак}$=0,25 кПа.

$$Q_{вак} = \frac{30,35}{2} \cdot 0,25 \cdot 1000 = 2308,75H.$$

Полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, определяют по формуле:

$$Q_{сн} = \mu \cdot S_g \cdot \frac{R}{2}, \qquad (11.16)$$

где S_g– полное расчетное значение снегового покрова на 1 м^2 горизонтальной поверхности земли, принимаемое из таблицы по районам строительства; для I района S_g=1800 Н/м^2;

μ – коэффициент перехода отвеса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие; μ=1.

$$Q_{сн} = 1 \cdot 1800 \cdot \frac{30,53}{2} = 10897,3 H / м.$$

Вес покрытия резервуара с учетом веса крыши и прочих элементов определяется по формуле:[10]

$$Q_{П} = q_{nk} = \frac{q_{nk} \cdot V \cdot g}{2\pi R} H / м, \qquad (11.17)$$

где q_{nk}-вес крыши и прочего оборудования, кг:

$$q_{nk} = m_k + m_{пр.эл}, \qquad (11.18)$$

m_k- масса крыши на единицу объема резервуара;

$m_{пр.эл}$- масса прочего оборудования на единицу объема резервуара;

$$Q_{П} = \frac{(4,17 + 1,14) \cdot 50000 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14 \cdot 30,35} = 22454,99 H / м.$$

Вес вышележащих поясов стенки резервуара. Необходимо помнить, что эта нагрузка на единицу длины дуги стенки, т.е. точно также определяем $q_{ст}$ от массы каждого пояса:

$$Q_{ст} = q_{ст} = \frac{m_{i\ пояса}}{2\pi R} H / м, \qquad (11.19)$$

где $m_{i\ пояса}$- масса стенки резервуара, кг:

$$m_{i\ пояса} = (\frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4}) \cdot l_л \cdot \gamma_{ст}. \qquad (11.20)$$

Таблица 10

Расчет массы и поясов стенки резервуара

Номер пояса	$m_{i\ пояса}, кг$	$Q_{ст}, Н / м$
1	413913,52	6570,05
2	410654,49	6518,32
3	405876,43	6442,48
4	405876,43	6442,48
5	405876,43	6442,48
6	405876,43	6442,48
7	405876,43	6442,48
8	405876,43	6442,48

Расчетное кольцевое напряжение в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяется по формуле:[10]

$$\sigma_2^{'} = \frac{(0,95 \cdot P_{вак}^{и} + 0,9 \cdot 0,5 \cdot P_{вет}) \cdot R}{t_{\min}}, \qquad (11.21)$$

где $P_{вет}$ – нормативное значение ветровой нагрузки, определяемое в соответствии со [9] в зависимости от района строительства:

$$P_{вет} = W_m = w_0 \cdot k \cdot c, \qquad (11.22.)$$

где w_o – нормативное значение ветрового давления в зависимости от района строительства; для I района строительства w_o =0,38 кПа;

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте z [4]; принимаем тип местности типа А;

c – аэродинамический коэффициент [4]; c=1.

Результаты расчетов заносим в табл. 10.

Таблица 11

Номер пояса	z,м	$P_{вет}$, Па	$t_р$, м	$\sigma_2^{'}, МПа$	$\sigma_1^{'}, МПа$	$\sigma_{cr2}, МПа$	$\sigma_{cr1}, МПа$	$\frac{\sigma_1^{'}}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2^{'}}{\sigma_{cr2}} \le 1$
1	5,99	285	24,0	0,44	2,07	1,94	143,53	0,24
2	11,98	285	23,5	0,50	2,33	1,61	126,65	0,33

3	17,97	303	21,5	0,59	2,68	1,30	109,76	0,48
4	23,96	341	20,5	0,61	2,68	1,30	109,76	0,50
5	29,95	379	18,5	0,64	2,68	1,30	109,76	0,52
6	35,94	389	16,5	0,65	2,68	1,30	109,76	0,52
7	41,93	417	13,5	0,67	2,68	1,30	109,76	0,54
8	47,92	436	10,5	0,68	2,68	1,30	109,76	0,55

Для каждого пояса правая часть уравнения получается меньше единицы, что удовлетворяет условию устойчивости.

12. Заключение

В ходе выполнения работы**:**

1. Выбрана конструкция резервуара (РВСПК - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей). Плавающие крыши были специально разработаны для нефтяной и нефтехимической промышленности. Они изготовлены из алюминия, нержавеющей стали или комбинации этих материалов и значительно снижают потерю нефтепродуктов, возникающую при испарении продуктов во время хранения в резервуарах. Уровень снижения потерь достигает 95-98% в зависимости от хранимого продукта и оперативных факторов.

2.Подобраны методы сварки:

А) Механизированная сварка в углекислом газе;

Б) Автоматизированная сварка под флюсом;

В) Ручная дуговая сварка.

3. Для проектируемой конструкции произведен расчет номинальных значений толщин стенок поясов.

Их определяют в три этапа:

- *предварительный выбор толщин поясов (из условиях прочности и минимально конструктивно необходимых толщин);*
- *при проверке на прочность корректировка толщин, в том числе и расчет сейсмического воздействия для сейсмоопасныхрайонов;*
- *корректировка толщин при проведении расчета на устойчивость*.

Значения толщин стенок соответствуют стандартам.

4. На основании полученных данных проведена проверка условия прочности и устойчивости для каждого пояса резервуара. Анализ данных свидетельствует о том, что условие прочности выполняется, так как значения действующих напряжений на пояс резервуара меньше допускаемых. Стенки резервуара прочные. Для каждого пояса правая часть уравнения получается меньше единицы, что удовлетворяет условию устойчивости.

В результате чего можно сделать вывод о том, что прочность резервуара обеспечена и его конструкция выдерживает постоянные и кратковременные нагрузки.

Список использованной литературы

1. ГОСТ Р 52910-2008.Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия
2. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. – М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. – 176с.
3. ПБ 03-381-00. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. - Госгортехнадзор, 2001. – 168с.
4. СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия
5. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 50 000м^3
6. Коновалов Н.И., Мустафин Ф.М. «Оборудование резервуаров»
7. Коннова Г.В. «Оборудование транспорта и хранения нефти и газа»
8. Коршак А.А., Шаммазов А.М. «Основы нефтегазового дела»
9. http://www.eatu. ru/book-str/0038/17/index.pl
10. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления -:Изд. АСВ, 2005 - 216с.
11. Горев В.В. Металлические конструкции. В 3-х т. Т. 3. Специальные конструкции и сооружения/ Под ред. В.В. Горев. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
12. ГОСТ 19903-74. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент
13. ИНСТРУКЦИЯ по техническому обслуживанию и эксплуатациирезервуаров для нефти РВСПК - 50 000 с двудечными плавающими крышами.
14. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз