

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра «Проектирования и эксплуатации газонефтепроводов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.Н. Сокольников
«__» июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Оценка ремонтпригодности вертикального стального резервуара по
результатам технического диагностирования»

Руководитель

к.т.н., доцент

А.А. Метелица

Выпускник

Д.С. Фадеев

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Оценка ремонтпригодности вертикального стального резервуара по результатам технического диагностирования».

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Оценка ремонтпригодности стального вертикального резервуара по результатам технического диагностирования» содержит 96 страниц текстового документа, 47 использованных источников, 6 листов графического материала, из них – 4 в виде чертежей и 2 – в виде плакатов.

РЕЗЕРВУАР ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СТАЛЬНОЙ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ, РЕМОНТ.

Объект исследования – Резервуар вертикальный стальной – 5000.

В бакалаврской работе проводится оценка ремонтпригодности резервуара по результатам полной технической диагностики, и на ее основании предлагаются ремонтно-восстановительные работы. Производятся расчеты на прочность, устойчивость и сейсмостойкость резервуара.

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

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

Графическая часть проекта содержит чертежи общего вида резервуара и развёртку РВС-5000, технологическую схему работы исследуемого резервуара, генплан НПС, патентно-информационный обзор методов ремонта и экономическую часть.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Актуальность работы.....	8
2 Заключение по результатам полной технической диагностики резервуара РВС-5000	9
2.1 Характеристики резервуара	9
2.2 Визуальный осмотр конструкций резервуара	11
2.3 Общие и местные деформации (вмятины, выпучины) на конструкциях..	13
2.4 Измерение фактической толщины элементов резервуара	14
2.5 Измерение геометрической формы и нивелирование днища резервуара .	14
2.6 Дефектоскопия сварных швов резервуаров	16
2.6.1 Контроль сварных соединений стенки резервуара физическими методами	16
2.6.2 Контроль на непроницаемость сварных швов кровли и днища.....	17
2.7 Состояние основания и отмостки резервуара	17
3 Патентно-информационный обзор	18
3.1 Способ ремонта резервуара путем обработки поверхности, подвергающейся опасности коррозии, ингибиторами.	18
3.2 Ремонт РВС путем подъема и установки его на металлические опоры....	21
3.3 Метод устранения осадки основания резервуаров, установленных на слабом болотистом или рыхлом грунте.	23
3.4 Способ ремонта резервуаров, оборудованных плавающим понтоном, связанный с огневыми работами.	25
3.5 Метод дегазации резервуара при подготовке к ремонту.	27
4 Расчетная часть.....	29
4.1 Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость	29
4.1.1 Проверочный расчет на прочность стенки резервуара	30
4.1.2 Проверочный расчет на устойчивость стенки резервуара.....	34
4.1.3 Расчет сейсмостойкости резервуара	39

4.2 Расчет основания и фундамента резервуара	46
4.2.1 Расчет нагрузок на основание резервуара.....	48
4.2.2 Проверка существующего основания резервуара по несущей способности	53
5 Технологическая часть	55
5.1 Описание ремонта основных элементов резервуара.....	55
5.2 Описание ремонта подземной части резервуара	67
5.3 Перечень мероприятий по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения.	68
5.4 Разработка организационно-технологической схемы ввода в эксплуатацию резервуара	70
6 Безопасность и экологичность.....	74
6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	74
6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	75
6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования	76
6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	78
6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	79
6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	81
6.7 Экологичность проекта	82
7 Экономическая часть	82
Заключение	91
Список сокращений	92
Список использованных источников	93

ВВЕДЕНИЕ

Резервуары предназначены для приемки, хранения, отпуска, учета нефти и нефтепродуктов и являются ответственными инженерными конструкциями.

Металлические резервуары относятся к числу ответственных сварных конструкций, работающих в тяжелых эксплуатационных условиях. Наличие в резервуарах жестких сварных соединений и снижение пластических свойств металла при отрицательных температурах вызывает значительные внутренние напряжения и создает условия, исключая возможность их перераспределения. Эти и ряд других причин, таких как, неравномерные осадки, коррозия снижают эксплуатационную надежность резервуара, иногда приводят к его разрушению.

Периодическое обследование и комплексная дефектоскопия позволяют своевременно выявлять дефекты, которые были допущены при изготовлении, сооружении резервуаров, а также и появившиеся в процессе эксплуатации [1].

Диагностика резервуара заключается в выполнении комплекса мероприятий по техническому обследованию, дефектоскопии и обработке полученной информации, составлению заключения о техническом состоянии резервуара и выдаче рекомендаций по дальнейшему его использованию.

Для обнаружения дефектов и их устранения раз в 5 лет резервуар подвергается частичной диагностике без вывода из эксплуатации и раз в 10 лет полной диагностике с выводом из эксплуатации. После 20 лет эксплуатации, диагностику проводят раз в 4 года и раз в 8 лет соответственно.

Основные причины нарушения прочности резервуаров при их эксплуатации – колебания температуры окружающей среды, гидравлического давления налитого нефтепродукта, вызывающего горизонтальное кольцевое напряжение, неравномерные просадки резервуаров, знакопеременное давление в газовом пространстве, отклонения корпуса от формы цилиндра, дефекта в сварных швах.

Жесткость конструкции стальных сварных резервуаров в сочетании с

хрупкостью стали (даже спокойной) при низких температурах приводит к образованию больших внутренних напряжений в отдельных узлах, особенно в нижних поясах и в месте сопряжения первого пояса с днищем [1].

1 Актуальность работы

Обеспечение надежности резервуарных конструкций – важнейшая проблема проектирования, строительства и эксплуатации. Периодическое обследование и комплексная дефектоскопия позволяют своевременно выявлять дефекты, которые были допущены при изготовлении, сооружении резервуаров, а также и появившиеся в процессе эксплуатации. Актуальность в проведении ремонтно-восстановительных работ заключается в том, что ремонт экономически выгоден более чем в два раза, чем сооружение нового резервуара.

Цель работы: по результатам полной технической диагностики произвести восстановление проектных показателей резервуара и обеспечить безопасную эксплуатацию резервуара на период не менее 10 лет.

Задачи:

- произвести оценку ремонтпригодности резервуара по результатам диагностики;
- выполнить ремонтно-восстановительные работы;
- произвести расчеты на прочность и устойчивость стенки резервуара, расчет основания фундамента резервуара;
- разработать мероприятия по защите металлоконструкций и фундаментов от разрушений.

В данном дипломном проекте произведена оценка ремонтпригодности резервуара РВС-5000 по результатам технического диагностирования и предложена его реконструкция и ремонт, обеспечивающий срок службы не менее 10 лет.

Решение принято в связи с тем, что резервуар не пригоден к дальнейшей эксплуатации, из-за наличия многочисленных недопустимых дефектов металлоконструкций, устаревшего оборудования и неравномерной осадки резервуара.

Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуара не менее 10 лет, необходимо выполнить следующие ремонтно-восстановительные работы:

- устройство кольцевого монолитного железобетонного фундамента под резервуаром;
- замена первого пояса стенки участками на высоту 1490 мм;
- замена окрайки резервуара;
- замена дефектных листов центральной части днища резервуара;
- ремонт поверхностных дефектов на стенке резервуара;
- ремонт сварных соединений стенки резервуара;
- замена фундамента шахтной лестницы;
- полная замена отмостки резервуара;
- приведение конструкции и количество люков и патрубков на стенке резервуара в соответствие с нормативными требованиями.

2 Заключение по результатам полной технической диагностики резервуара РВС-5000

2.1 Характеристики резервуара

Корпус резервуара имеет 8 горизонтальных поясов и 12 вертикальных сварных швов. Корпус резервуара изготовлен методом листовой сборки.

Расчетная схема стенки представляет собой стальную цилиндрическую оболочку с радиусом $R_{вн}=11406$ мм и высотой $H=11920$ мм.

Крыша имеет коническую форму с центральной стойкой, высота крыши – 1800 мм, и представляет собой перекрестную систему радиальных и кольцевых балок. Радиальные балки опираются на опорное кольцо у стенки и центральное кольцо в центре. В резервуаре установлена центральная стойка на которую опирается крыша.

Резервуар снабжен наружной шахтной лестницей, которая используется при обслуживании оборудования на кровли резервуара.

Днище состоит из окраек и центральной части, имеющей уклон от центра к периферии 1:50. Окрайка сегментными элементами соединена стыковым швом на подкладке. Центральная часть состоит из рулонов, выполненных стыковыми швами. Центральная часть с окрайкой соединяются нахлесточным швом. Днище со стенкой соединяются тавровым швом.

Данные об основании резервуара:

- грунт, на котором устроена подушка – суглинок;
- нижний слой подушки выполнен толщиной 410 мм из материала песок;
- верхний слой подушки выполнен толщиной 100 мм из материала песок в смеси с битумом;
- откосы подушки укреплены отмосткой.

В таблице 2.1 приведены марки металла из которого изготовлены металлоконструкции резервуара.

Таблица 2.1 – Марки металла

Конструктивные элементы резервуара	Толщина, мм	Марка стали	Класс прочности
Крыша резервуара	2,5	ВСт3сп	С245
1-8й пояса стенки	7	09Г2С	С345
Окрайка днища	7	ВСт3сп	С245
Центральная часть днища	5	ВСт3сп	С245
Люки, патрубки	-	09Г2С	С345

Для восстановления эксплуатационной пригодности резервуара РВС-5000 и достижения срока безопасной эксплуатации резервуара не менее 10 лет необходимо выполнить следующие ремонтно-восстановительные работы металлоконструкций резервуара:

- выравнивание наружного контура окраек днища (подъем резервуара);

- устройство кольцевого монолитного железобетонного фундамента под резервуаром;
- замена первого пояса участками на высоту 1490 мм;
- замена окрайки резервуара;
- замена дефектных листов центральной части днища резервуара;
- ремонт поверхностных дефектов на стенке резервуара;
- ремонт сварных соединений стенки резервуара;
- замена фундамента шахтной лестницы;
- полная замена отмостки резервуара в соответствие с ПБ 03-381-00 [1];
- приведение конструкции и количество люков и патрубков на стенке резервуара в соответствие с нормативными требованиями;
- демонтаж существующего антикоррозионного покрытия и нанесение антикоррозионного покрытия на наружную и внутреннюю поверхности резервуара;
- контроль качества сварных соединений и поверхности элементов (в местах установки технологических приспособлений и ремонтных вставок металлоконструкций резервуара);
- проведение гидравлических испытаний резервуара.

2.2 Визуальный осмотр конструкций резервуара

Контроль был выполнен согласно РД [2]. Для ВИК использовались следующие приборы и оборудование: люкс-метр «Тка люкс», предназначенный для определения освещенности контролируемой поверхности, рулетка Р-20, комплект ВИК (визуально-измерительный контроль). Данному контролю были подвергнуты все части резервуара, включая основной металл и сварные швы стенки, днища, патрубки люк лазов и приемо-раздаточные патрубки резервуара [2].

При контроле основного металла стенки были обнаружены следующие дефекты: равномерная язвенная коррозия с внутренней стороны стенки

глубиной до 1,1 мм по всему периметру 1 и 2-го поясов; с наружной стороны стенки на листе №2 1-го пояса имеется царапина глубиной 1,3 мм; на наружной поверхности стенки вдоль монтажного шва на 1 – 2-ом поясах обнаружены оплавления. Задиры, трещины, прожоги, неметаллические включения и другие дефекты недопустимых размеров обнаружены не были.

При контроле сварных швов на наружной поверхности стенки также выявлены дефекты: на вертикальном шве №9 глубиной до 3,5 мм и длиной до 300 мм и на сварном шве на листе №8 1-го пояса имеются подрезы. Незаполнение шва глубиной до 0,5 мм с наружной стороны было выявлено на горизонтальном шве между 1 и 2-ым поясами на листах №2, 3, 4, 5, в перекрестии 1 и 2-го пояса. С наружной стороны стенки на вертикальном шве №5 1-го пояса имеется кратер глубиной до 2,0 мм, а на горизонтальном шве на листе №6 были обнаружены газовая пора диаметром 1,5 мм и протяженностью до 35 мм. Также на этом листе выявлена грубая чешуйчатость. Геометрическое несоответствие сварных швов наблюдается на 1-ом поясе.

В основном металле днища обнаружилось коррозионные повреждения, такие как: равномерная язвенная коррозия глубиной до 1,2 мм по всей окрайке днища, язвенная коррозия глубиной до 4,0 мм на 4-ом листе 5-го ряда, на 5-ом листе 12-го ряда, а также язвенная коррозия глубиной до 3,5 мм на 2-х листах центральной части днища. Также были обнаружены сквозные отверстия на 3-х листах окрайки днища (1 ряд 3 лист, 7 ряд 1-й лист, 15 ряд 3 лист) и на 1-ом листе центральной части днища (на 4-ом листе 8-го ряда). Дефектов типа царапин обнаружено не было.

В сварных швах днища была обнаружена коррозия на 4-ом листе 5-го ряда глубиной до 1,2 мм.

В люк лазе №1 с внутренней стороны стенки в сварных соединениях фланца и патрубка выявлено наличие газовых пор. В сварном шве патрубка дыхательного клапана и кровли также обнаружены дефекты типа царапин и подрезов.

2.3 Общие и местные деформации (вмятины, выпучины) на конструкциях

Допустимые величины вмятин и выпучин на поверхности стенки указаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Допустимые величины выпучин или вмятин, ± мм [3]

Расстояние от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины, мм	Допускаемая величина выпучин или вмятин
до 1500 включительно	15
свыше 1500 до 3000	30
свыше 3000 до 4500	45

Допустимые местные деформации (выпучины и вмятины) стенки от прямой, соединяющей нижний и верхний края деформированного участка вдоль образующей, для РВС эксплуатируемых более 15 лет, допускаются на 30 % больше, чем для новых.

По данным диагностики отклонения образующих, обследуемого резервуара, не превышает допустимых величин.

Высота хлопунгов днища нового резервуара не должна превышать 150 мм (при площади 2 м²). Для РВС эксплуатируемых более 15 лет, допускается высота хлопунгов 200 мм (при площади 3 м²). При большей высоте хлопунгов дефектное место подлежит исправлению [3].

По результатам обследования днища РВС были выявлены 3 хлопунга с площадями, превышающими допустимые размеры.

2.4 Измерение фактической толщины элементов резервуара

Измерения толщины элементов РВС проводилось ультразвуковым дефектоскопом ЕРОСН III – модель 2300 в соответствии с требованиями [4].

Результаты замеров представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Фактические толщины элементов резервуара [5]

Толщина листов	Номер поясов стенки								Днище		Кровля
	1	2	3	4	5	6	7	8	окрайка	центр.	
проектная	7	7	7	7	7	7	7	7	7	5	2,5
фактическая	6,5	6,5	6,6	6,7	6,6	6,6	6,7	6,7	5,5	4,8	2,3
допускаемая	6,8	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,6	4,25	1,25

Примечание:

1) на стенке измерения проводились: 1,2 пояс – все листы по пяти точкам, остальные вдоль лестниц в 3-х точках по вертикали;

2) за фактическую толщину листов приняли среднеарифметическую величину всех измерений на листе;

3) за толщину пояса стенки принята толщина наиболее тонкого листа пояса.

Как видно из таблицы 2.3 фактическая толщина листов на 1 поясе и окрайки ниже допустимой.

2.5 Измерение геометрической формы и нивелирование днища резервуара

Измерение геометрической формы проводятся на уровне верха каждого пояса от вертикали. Измерения производились в точках соответствующих вертикальным стыкам 1-го пояса. Измерения отклонения от вертикали стенки и

нивелировку крайки днища произвели нивелиром Н-10 КЛ, теодолитом 2ТЗОП и кареткой. На основании [6] для РВС-5000 высотой до 12 м, находящихся в эксплуатации более 15 лет, предельные отклонения должны быть меньше, указанных в таблице 1.7. При этом 25 % образующих могут иметь отклонения на 30 % больше указанных.

Таблица 2.4 – Предельные отклонения образующих [6]

№ пояса	1	2	3	4	5	6	7	8
Величина отклонения, мм	30	50	70	90	110	120	130	140

Сравнивая результаты замеров с допустимыми величинами, видно, что отклонения стенки от вертикали находятся в допустимых пределах.

Таблица 2.5 – Отклонения образующих РВС-5000 [5]

№ образующей	№ пояса							
	1	2	3	4	5	6	7	8
	Величина отклонения образующей от вертикали, мм							
1	-2	2	15	27	34	40	48	59
2	7	15	30	41	57	67	83	91
3	-3	-12	-3	17	-7	39	60	61
4	-15	-20	-41	-70	-57	-23	-15	-17
5	0	2	0	0	-14	2	5	7
6	-10	-14	-14	-22	-18	-27	-25	-28
7	-7	-8	-14	-12	-14	-13	-10	-10
8	-10	-24	-23	-33	-28	-31	-33	-29
9	-13	-21	-24	-32	-42	-41	-43	-44
10	-2	-1	-10	-8	-14	-16	-7	-9
11	7	-6	-5	-3	-8	-8	-12	-9
12	-5	-1	1	-8	-5	-3	-1	-9

Примечание: отклонение со знаком «+» – наружу, со знаком «-» – внутрь.

Величина неравномерной осадки наружного контура днища определяется путем нивелирования в точках, соответствующих вертикальным стыкам первого пояса не реже, чем через 6 метров, начиная от приемно-раздаточного патрубка с нумерацией по часовой стрелки.

Допустимое отклонение от горизонтали для резервуаров РВС-5000, находящихся в эксплуатации более 4-х лет, смежных точек на расстоянии 6,0 м по периметру составляет 50 мм, а любых других точек – 100 мм [6].

Результаты нивелирования окрайки днища представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные нивелирования окрайки днища [5]

№ образующей	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Величина отклонения от горизонтали, мм	32	45	64	80	104	65	32	0	8	14	25	7

Как видно из таблицы отклонение от горизонтали окрайки днища превышает допустимые нормы.

2.6 Дефектоскопия сварных швов резервуаров

2.6.1 Контроль сварных соединений стенки резервуара физическими методами

Контроль качества заводских и монтажных соединений стенки проводился в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86 ультразвуковым дефектоскопом «Скаруч», и рентгеновским аппаратом Пион 2М, допустимые виды и размеры дефектов в сварных соединениях при этом регламентировались по СНиП 3.03.01-87. Контроль толщины проводился ультразвуковым толщиномером DM4 DL [5].

Контролю были подвергнуты все пересечения вертикальных и горизонтальных сварных соединений стенки – на высоту трех нижних поясов [23].

По результатам контроля было выявлено 12 не допустимых внутренних дефектов как в заводских сварных соединениях, так и в монтажных сварных швах стенки.

2.6.2 Контроль на непроницаемость сварных швов кровли и днища

Контроль на непроницаемость сварных швов производился вакуум-методом при очистке околошовной с обеих сторон от шлака, масла, включений и пыли на длину 150 мм. При проведении испытания разрежение в вакуум камере составляло 0,664 МПа для сварных соединений толщиной 4 мм и 0,78 МПа для соединений стальных листов большей толщины.

По результатам контроля выявлено одно сквозное отверстие на днище резервуара.

Контроль проводился в соответствии с ПБ 03-605-03 вакуум-камерой с вакуумным насосом при давлении вакуума 0,6 – 0,8 МПа.

2.7 Состояние основания и отмостки резервуара

При осмотре основания РВС пустот между днищем и основанием не выявлено. Однако требуемый уклон отмостки, соответствующий требованиям документации, не соблюдается (результаты замеров приведены в таблице 2.7).

По результатам контроля окрайки резервуара обнаружено, что нижняя часть стенки вместе с окрайкой погрузилась в грунт. Высота основания резервуара относительно подошвы составляет 100 мм, что не соответствует допустимым нормам.

Таблица 2.7 – Отклонение уклона отмостки от горизонтали [5]

	Отклонение уклона отмостки от горизонтали в абсолютных единицах, мм			
№ образующей	1	3	6	8
отклонение днища	1750	1742	1745	1738
отклонение отмостки	1750	1733	1742	1740
относительное отклонение, %	0	3	3	< 0

3 Патентно-информационный обзор

3.1 Способ ремонта резервуара путем обработки поверхности, подвергающейся опасности коррозии, ингибиторами

Патент РФ №1829445. Предотвращение коррозии металлического материала путем обработки поверхности, подвергающейся опасности коррозии, ингибиторами или добавлением ингибиторов к корродирующим средам.

Использование: изобретение относится к области ремонта и защиты нефтепромыслового оборудования и может найти применение в нефтегазодобывающей и нефтехимической промышленности. Сущность: способ включает закачку в резервуар вспененного ингибитора коррозии, нанесение на внутреннюю поверхность резервуара ингибиторной пленки, закачку под крышу пенополиуретана с целью герметизации резервуара.

На рисунке 1 изображена упрощенно промежуточная стадия технологического процесса ремонта резервуара; на рисунке 2 резервуар с установленной под его крышей пенополиуретановой пробкой и пенополиуретановым наружным открытием, соединенным между собой

перемычками из пенополиуретана.

В металлическом резервуаре с крышей 1, оборудованном специальными патрубками 2, 3 размещены слой технологической жидкости 4, вспененного ингибитора 5 и пенополиуретана 6. Слой пенополиуретана 6 закреплен в резервуаре 1 элементами каркаса перекрытия 7.

Способ осуществляют в следующей последовательности.

Ремонтируемый резервуар 1 (см. рис. 1) освобождают от технологической жидкости, промывают, пропаривают. Заменяют непригодные части днища, боковых стен резервуара, крыши. Очищают наружную и внутреннюю поверхность и каркас крыши резервуара от рыхлых отложений продуктов коррозии и грязи. Крышу резервуара 1 оборудуют специальными патрубками 2, 3. Резервуар заполняют до расчетного уровня технологической жидкостью 4. Через патрубок 2 с помощью пеногенераторной установки типа пена закачивают вспененный ингибитор 5 и заполняют им парогазовый объем резервуара над технологической жидкостью 4. Под действием избыточного давления, закачиваемый вспененный ингибитор заполняет парогазовый объем и пена прижимается к внутренней поверхности резервуара, частично разрушаясь при этом. На поверхности резервуара при разрушении пены отлагается защитный слой ингибитора коррозии. Через патрубок 3 под крышу резервуара 1 закачивают пенополиуретан 6. Пенополиуретану при необходимости придают положительную плавучесть по отношению к вспененному ингибитору подбором величины кратности пены. Пенополиуретан вытесняет из под крыши резервуара вспененный ингибитор, заполняет освобождающийся объем резервуара, отверждается в нем. Под крышей резервуара образуется пенопластовая пробка закрепленная элементами каркаса 7 перекрытия крыши резервуара 1. Под действием избыточного давления в резервуаре 1 пенополиуретан 6 частично проливают через отверстия в прокорродировавшей крыше резервуара на его наружную поверхность, герметизирует ее, образует пенополиуретановые перемычки 8. После закачки пенополиуретана структура вспененного ингибитора 5 со временем разрушается (см. рис. 2). При этом,

освобождается большая часть парогазового пространства в резервуаре над технологической жидкостью 4. Жидкий ингибитор или смешивается с технологической жидкостью или его откачивают из резервуара (на рис. не показано). В заключение, с помощью той же пеногенераторной установки и распылительного пистолета наносят защитный слой пенополиуретана на наружную поверхность крыши резервуара. Внутренний 6 и наружный 9 слой отвержденного пенополиуретана соединяются между собой пенополиуретановыми перемычками 8. На этом ремонт резервуара заканчивают [7].

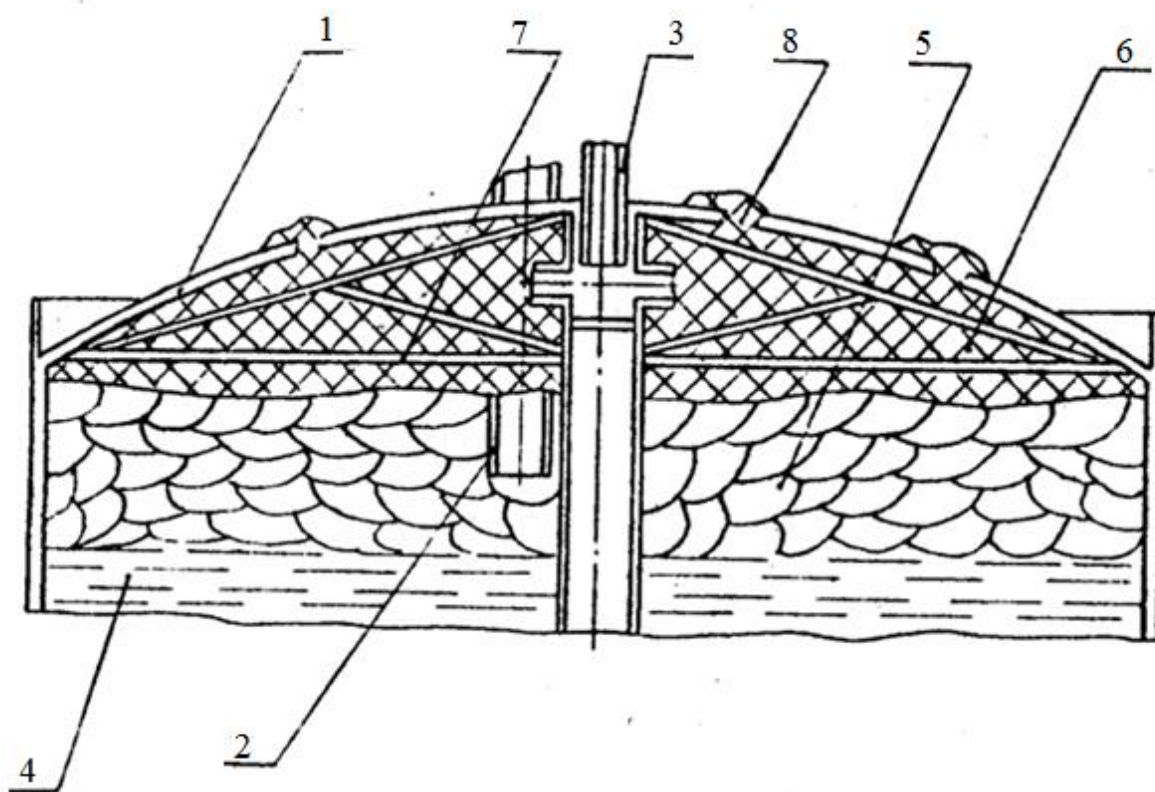


Рисунок 1 – промежуточная стадия технологического процесса ремонта резервуара: 1 – крыша резервуара; 2,3 – специальные патрубки; 4 – слой технологической жидкости; 5 – вспененный ингибитор; 6 – пенополиуретан; 7 – каркас перекрытия; 8 – пенополиуретановые перемычки

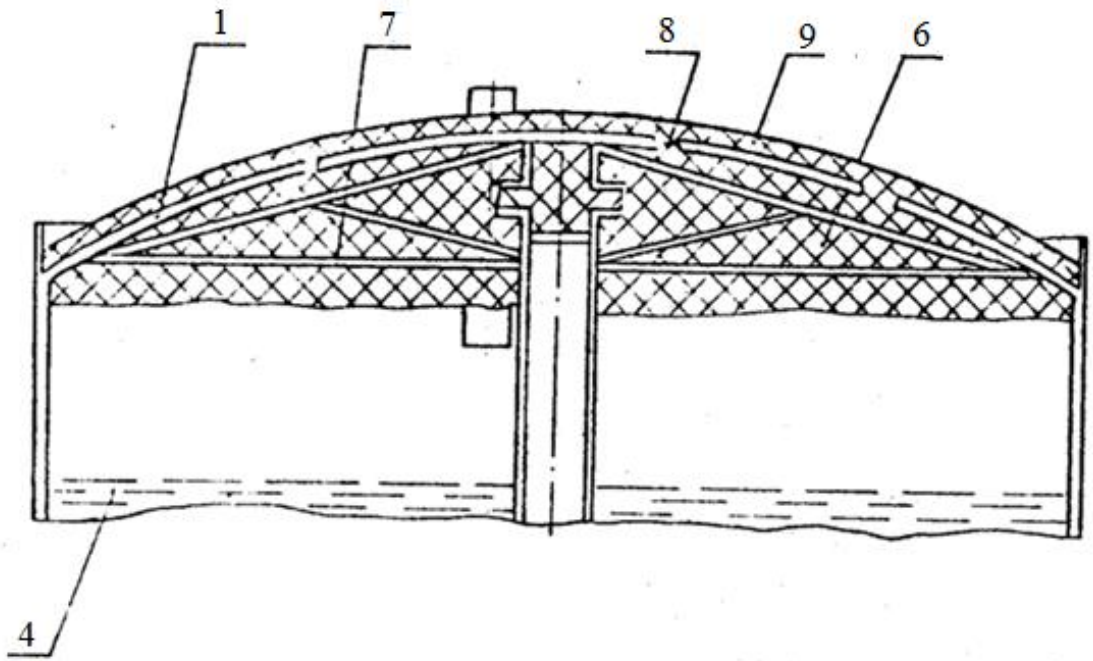


Рисунок 2 – резервуар с установленной под его крышей пенополиуретановой пробкой: 1 – крыша резервуара; 4 – технологическая жидкость; 6 – внутренний слой пенополиуретана; 7 – каркас перекрытия; 8 – пенополиуретановые перемычки; 9 – наружный слой пенополиуретана

3.2 Ремонт РВС путем подъема и установки его на металлические опоры

Патент РФ № 2256757. Изобретение относится к строительству и может быть использовано в нефтяной промышленности при производстве работ по капитальному ремонту металлических резервуаров.

Ремонт металлического резервуара выполняют следующим образом. К корпусу резервуара приваривают через 2,5 – 3 м ребра жесткости Б на расстоянии 0,4 м от днища. Сварной шов 8×100 мм через 1500 мм. Под ребра жесткости устанавливают домкраты (см. рис. 3).

Производят постепенный подъем резервуара и устанавливают его на наборные металлические опоры. Затем вырезают и демонтируют 1 – 2 листа окрайки и соответствующую им нижнюю часть листа первого пояса,

выполняют работы по ремонту фундамента и основания на участках демонтированных окраек, монтируют, поджимают к новому упору и приваривают по 1 – 2 листа окраек к стенке резервуара. Снаружи подбивают гидрофобный слой и уплотняют его. Поднимают домкратами стенку на этом участке и демонтируют опоры, ослабляют домкраты и опускают резервуар на основание, домкраты демонтируют. Вырезают и демонтируют промежуточные между уже сваренными 1 – 2 листами окраек и соответствующую им нижнюю часть листа первого пояса, выполняют работы по ремонту фундамента и основания на участках демонтированных окраек, монтируют и сваривают по два новых листа окраек к стенке резервуара и к листам окраек, приваренным ранее, после этого подбивают гидрофобный слой. Таким образом, производят постепенную замену окраек и восстановление фундамента резервуара. Проведение ремонта резервуара в такой последовательности позволяет выполнить ремонт качественно, устранить неравномерную просадку стенок и избежать появления хлопунгов на днище и стенках резервуара во время подъема стенки резервуара, позволяет облегчить подъем, повысить надежность отремонтированных резервуаров [7].

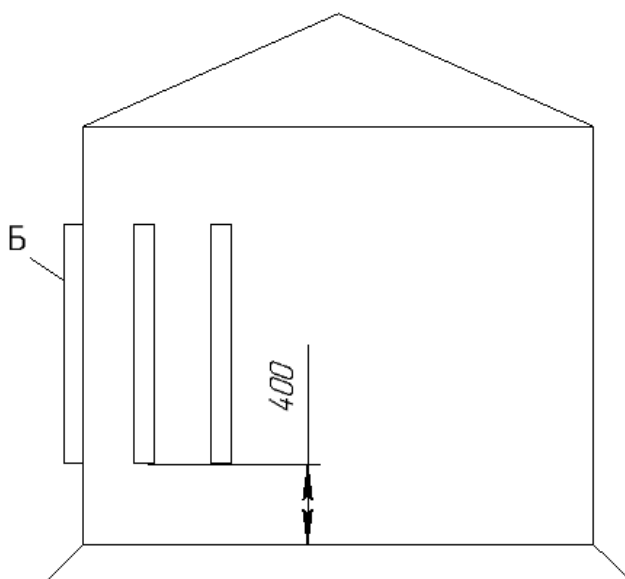


Рисунок 3 – ремонтируемый резервуар с приваренными ребрами жесткости

3.3 Метод устранения осадки основания резервуаров, установленных на слабом болотистом или рыхлом грунте

Патент РФ №2196210. Изобретение относится к строительству и может быть преимущественно использовано для устранения осадки основания резервуаров, установленных на слабом болотистом и рыхлом грунте. Технический результат изобретения состоит в повышении эффективности устройства путем обеспечения безопасности проведения ремонтных работ при восстановлении проектного положения резервуара.

Неравномерная осадка основания может весьма неблагоприятно влиять во время эксплуатации резервуаров на присоединение к нему трубопроводов, силовые и контрольные кабели, а также на устойчивость сооружения. Известны случаи, когда отклонение резервуара от проектных отметок приводило к аварийным ситуациям – это выход из строя силового оборудования, порыв подводящих трубопроводов и т.д.

На рисунке 4 приведен общий вид устройства для восстановления проектного положения резервуара.

Для восстановления проектного положения резервуара 1, под его днищем выполняют гнезда 2 (ниши), в которых на опорных башмаках 3 монтируют рычажные ножницы, выполненные из двух рычагов, концы которых соединены шарниром 4, нижний рычаг выполнен прямолинейным, горизонтально днищу резервуара 1, а верхний рычаг 6 выполнен в виде ломаной линии с горизонтальной площадкой 7 и между рычагами 5 и 6 в месте наличия горизонтальной площадки 7 устанавливают домкрат 8.

Резервуар 1, подлежащий ремонту, обследуют, т.е. проводят нивелировку днища и определяют отклонения наружного контура. Затем с помощью рычажных ножниц с использованием рычагов 5 и 6 при помощи домкрата 8 воздействуют на горизонтальную площадку 7 верхнего рычага 6 и через опорный башмак 3 на днище резервуара 1, последний начинает подниматься.

Подъем резервуара 1 осуществляют на 20 см выше осадка. Образовавшиеся пространства заполняют смесью, например, супесчаный грунт, пропитанный битумом и резервуар 1 опускают на основание. Затем осуществляют повторную нивелировку в тех же точках, в которых выполнялась первая. После устранения неравномерности осадки рычажные ножницы и домкраты убирают, а гнезда (ниши) заливают раствором.

Использование предлагаемого изобретения позволит сократить время и обеспечить безопасность ремонта при восстановлении проектного положения резервуара, ибо восстановление проектного положения резервуара осуществляется без полного опорожнения его от нефтепродукта, зачистки, пропарки и приварки к корпусу резервуара ребер жесткости [7].

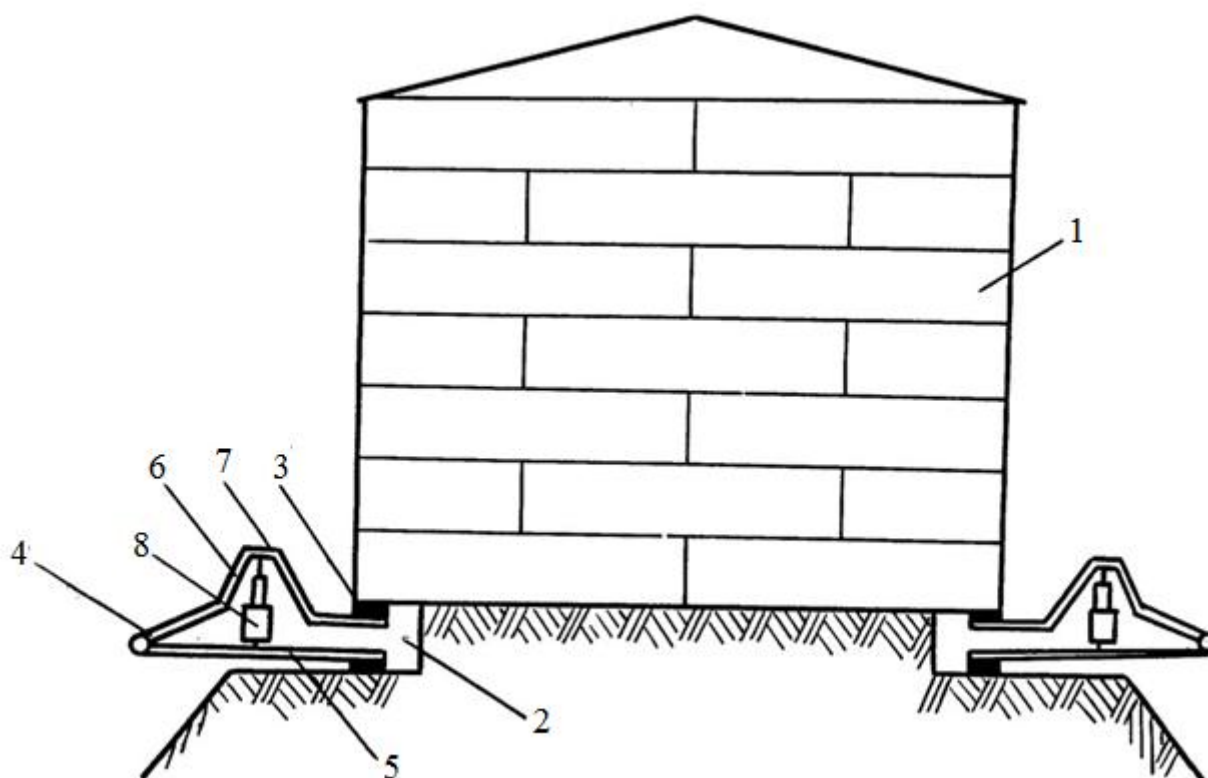


Рисунок 4 – Общий вид устройства для восстановления проектного положения резервуара: 1 – резервуар; 2 – гнезда (ниши); 3 – опорный башмак; 4 – шарнир; 5,6 – рычаги; 7 – горизонтальная площадка; 8 – домкрат

3.4 Способ ремонта резервуаров, оборудованных плавающим понтоном, связанный с огневыми работами

Патент РФ № 2153050. Изобретение относится к области хранения легкоиспаряющихся жидкостей, например бензинов и нефтей, в стальных вертикальных резервуарах, оборудованных плавающим понтоном из синтетических материалов, предназначенным для предотвращения потерь хранимых нефтепродуктов от испарения, в частности, к способу ремонта таких резервуаров, связанного с огневыми работами.

За рубежом и в нашей стране для снижения потерь легкоиспаряющихся нефтепродуктов применяются понтоны или плавающие покрытия из легких синтетических материалов (пенополиуретан, поливинилхлорид, капроновая или нейлоновая ткань, покрытая бензостойкой резиной, стекловолокно, пропитанное полиэфиром и т. п.). Они в 5 – 10 раз легче, чем металлические плавающие крыши, легко обрабатываются, могут устанавливаться в действующих резервуарах путем ввода в резервуар через люк-лаз. Благодаря этим преимуществам понтоны получают все большее применение. Однако материалы, из которых изготавливаются эти понтоны, во время ремонта, связанного с огневыми работами, при попадании на них раскаленного металла расплавляются или сгорают.

Для повышения эффективности способа ремонта резервуара с понтоном из синтетических материалов, включающего освобождение от жидкости и дегазацию резервуара, защиту понтона от повреждения при проведении огневых работ над понтоном, согласно изобретению предварительно понтон закрепляют к неподвижным опорам, затапливают понтон слоем воды толщиной не менее 0,1 м высоты резервуара и осуществляют ремонт последнего.

Технологический режим затапливания следующий: понтон закрепляют на неподвижных опорах, в резервуар подают воду через приемо-раздаточный патрубок. Проходя через кольцевой зазор между понтоном и стенкой

резервуара, вода выходит на верхнюю поверхность понтона и покрывает его сплошным слоем. Когда высота слоя воды над понтоном достигает 0,1 высоты резервуара, подачу воды в резервуар прекращают. Расход воды, подаваемой в резервуар для затопления понтона, принимается в зависимости от емкости резервуара и пропускной способности трубопровода. Рекомендуется закачивать воду в резервуар с такой же производительностью, с какой осуществляется закачка нефтепродукта. Для резервуара емкостью 5000 м³, например, производительность закачки воды принимается в пределах от 100 до 1500 м³/час, а высота слоя воды над понтоном – не менее 1 метра.

При глубине затопления менее 0,1 высоты резервуара защита понтона от повреждения полностью не гарантируется, так как более массивные куски раскаленного металла, проходя толщу воды, могут не остыть ниже температуры расплавления синтетических материалов. Эта температура для различных материалов различна, а для синтетических материалов, упомянутых выше, она находится в пределах от 100 до 240 °С.

На рисунке 5 показан резервуар с затопленным понтоном. В резервуаре 1 находится понтон 2 из синтетических материалов, который с помощью хомутов 3 неподвижно закреплен к опорам 4. В резервуар 1 через приемо-раздаточный патрубок 5 залита вода 6, которая затапливает понтон.

При производстве сварочных работ на крыше или верхних поясах резервуара 1, расположенных выше уровня воды в резервуаре, искры и раскаленный металл, попадающую внутрь резервуара, падают в воду и охлаждаются. Таким образом, понтон защищается от повреждения. Этот способ не требует демонтажа и повторного монтажа понтона, что сокращает сроки ремонта и значительно сокращает затраты на ремонт [7].

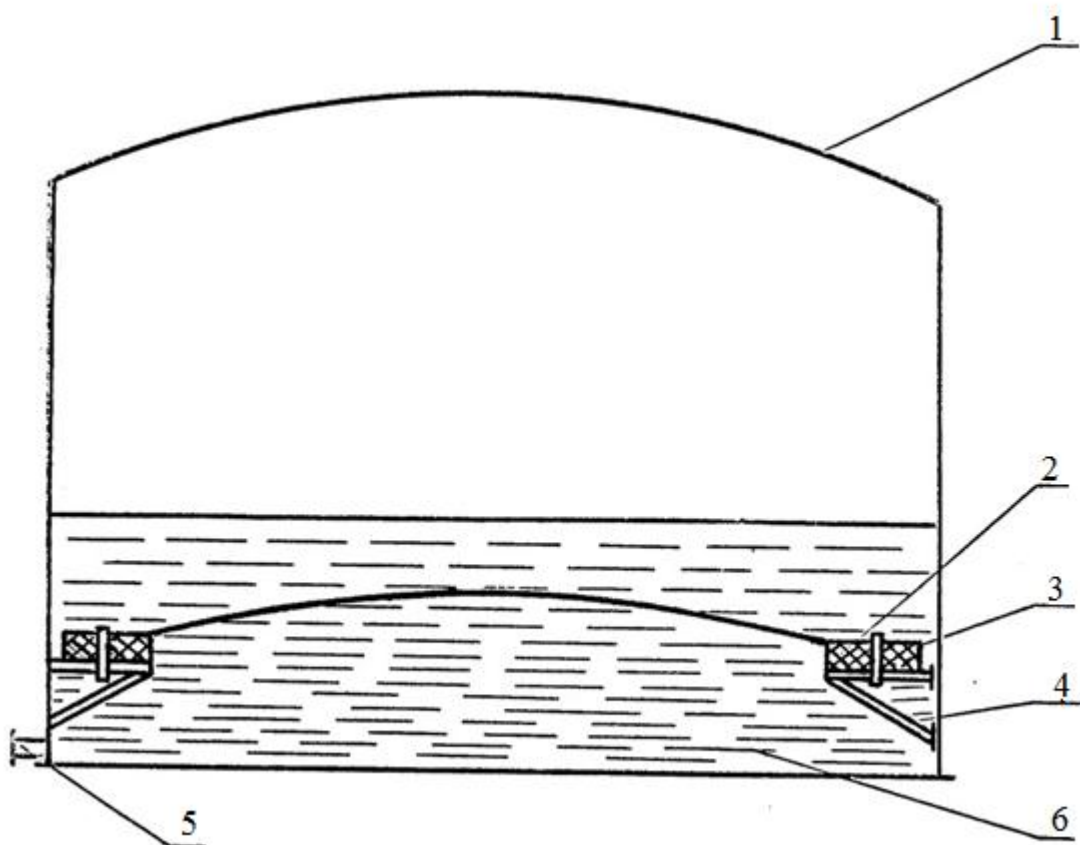


Рисунок 5 – Резервуар с затопленным понтоном: 1 – резервуар; 2 – понтон; 3 – хомут; 4 – опоры; 5 – приемо-раздаточный патрубкок; 6 – вода

3.5 Метод дегазации резервуара при подготовке к ремонту

Патент РФ № 2518970. Изобретение относится к дегазации резервуаров, может быть использовано при подготовке резервуаров к ремонту и предотвращает пожаро- и взрывоопасность при проведении ремонтных работ в таких резервуарах. Для осуществления дегазации резервуар освобождают от жидкости, очищают от жидких остатков путем поднятия их на водяной подушке, очищают от твердых отложений путем промывки струями из размыкающих головок и моечных машин. После этого в резервуар подают от вентилятора воздух с двух противоположных осесимметричных сторон резервуара вдоль его стенок потоками/струями в противоположном

направлении. Входящие воздушные потоки/струи закручивают приточный воздух в плоскости резервуара и образуют вихрь, который перемешивается с содержащимся в резервуаре газом и вытесняется из резервуара через газоотводную трубу, расположенную на крыше резервуара строго по центру. При вихревой подаче воздуха во внутреннее пространство резервуара от двух осесимметричных потоков обеспечивается круговое движение жидкости на дне резервуара. При перемешивании плоскостей столкновения жидкости и подаваемого воздуха в резервуаре вытесняется более обогащенную смесь.

Таким образом, создавая вихревую подачу потоков, увеличивают турбулизацию движения воздуха, меняя его направление. При вихревом способе подачи воздуха от двух осесимметричных потоков результатом становится и круговое движение жидкости на дне резервуара и наибольшее перемешивание ее с воздухом. Перемешивание воздуха с газом в резервуаре при «вихревом» способе подачи воздуха происходит во всех зонах резервуара, что ускоряет процесс вентиляции при равной кратности воздухообмена.

Увеличение степени перемешивания воздуха позволяет сократить время дегазации, а следовательно, и время подготовки резервуара к ремонту. Для повышения эффективности вентиляции резервуара изобретен и применен принципиально новый способ подачи приточного воздуха во внутреннее пространство резервуара, а именно (рис.6): ввод трубопроводов 2 и 3 диаметром $D=0,1$ м с выходными отверстиями непосредственно в сам резервуар диаметром $D=0,05$ м осуществлен с двух противоположных сторон резервуара. Подача приточного воздуха осуществлялась от воздуходувки 4. На крыше экспериментального резервуара смонтирован люк-лаз 5 диаметром $D=0,1$ м для удаления газовой смеси с газоотводной трубой 6. Люк-лаз смонтирован нестандартным способом, а именно: поскольку подача приточного воздуха в пространство экспериментального резервуара осуществляется с двух сторон, трубопроводами с выходным отверстием $0,05$ м, то для более эффективного удаления газовой смеси из внутреннего пространства резервуара целесообразно выполнить люк-лаз площадью, равной двойной площади приточного отверстия.

Люк-лаз диаметром $D=0,1$ м для удаления газовой смеси из пространства резервуара размещен строго по центру крыши и самого резервуара соответственно [7].

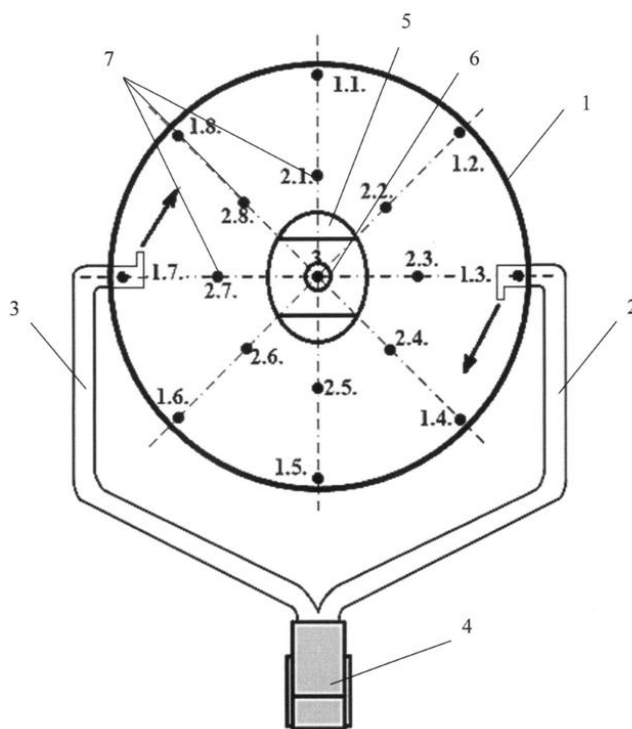


Рисунок 6 – схема расположения точек измерения подвижности воздуха и потери массы жидкостей при вентиляции резервуара: 1 – резервуар; 2,3 – трубопроводы; 4 – воздухопроводка; 5 – люк-лаз; 6 – газотводная труба

4 Расчетная часть

4.1 Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость

Исходные данные:

Высота стенки – 11920 мм;

Диаметр резервуара – 22813 мм;

Проектный уровень разлива – 10 900 мм;

Вид продукта, хранимого в резервуаре – сырая нефть, 0,5 – 0,7 % серы, плотность $845,4 \text{ кг/м}^3$.

Марка стали из которого изготовлена стенка резервуара 09Г2С, толщиной 7мм.

По техническому заданию срок дальнейшей эксплуатации резервуара после ремонта – 10 лет.

4.1.1 Проверочный расчет на прочность стенки резервуара

Проверка каждого пояса стенки резервуара на прочность производится по формуле (1):

$$\sigma_2 \leq R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n , \quad (1)$$

где σ_2 – расчетное кольцевое напряжение в поясе, МПа;

R_y – расчетное сопротивление стали, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы при расчете стенки на прочность, табл. 5 СНиП 2.09.03-85 [8]: $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов при эксплуатации, $\gamma_c = 0,9$ при гидроиспытании;

γ_n – коэффициент надежности по назначению для резервуаров объемом по строительному номиналу 5000 м^3 – $\gamma_n = 1,1$.

Расчетное кольцевое напряжение в поясе для резервуаров РВС определяется по формуле (2):

$$\sigma_2 = \frac{g \cdot \rho \cdot (H_n - z) \cdot R}{t_i} , \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

ρ – плотность нефти, $\rho = 890 \text{ кг/м}^3$;

H_n – максимально допустимый уровень разлива нефти в резервуаре,

$$H_n = 10,9 \text{ м};$$

$H_{н.гид}$ – максимально допустимый уровень при гидроиспытаниях резервуара, $H_{н.гид} = 10,9 \text{ м};$

Z – расстояние от днища до нижней кромки пояса, м;

R – радиус резервуара, $R=11,406 \text{ м};$

t_i – расчетная фактическая толщина пояса, принятая по результатам технической диагностики резервуара, м.

Коэффициенты надежности по нагрузкам приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значение коэффициентов надежности по нагрузкам

Нагрузка	Коэффициент надежности по нагрузке γ_f
вес металлоконструкций $Q_{ст}^n, Q_{кр}^n$, табл. 1 СНиП 2.01.07-85* [8]	1,05
вес стационарного оборудования G_o , табл. 2 СНиП 2.01.07-85* [8]	1,05
вес утеплителя G_y , табл. 1 СНиП 2.01.07-85* [8]	1,3
вакуумметрическое давление газов $P_{вак}^n$, табл. 6 СНиП 2.09.03-85 [9]	1,2
избыточное давление в газовом пространстве P_u^n , табл. 6 СНиП 2.09.03-85 [9]	1,2
нормальное давление ветра, приложенное к внешней поверхности стенки резервуара $P_{вет}$, табл. 6 СНиП 2.09.03-85 [9]	0,5
нормальное давление ветра, приложенное к внутренней и внешней поверхности стенки резервуара $P_{вет. вн.}$, п. 6.11 СНиП 2.01.07-85 [8]	1,4

Расчетное сопротивление материала:

$$R_y = \frac{R_{yn}}{\gamma_m}, \quad (3)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление стали, принимаемое по табл. 51 СНиП II-23-81[10]: в связи с отсутствием сертификатов на элементы конструкций; - для стали 09Г2С $R_{yn}=345$ МПа (сущ. 1 – 8 пояса)

γ_m – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по п. 20.1 СНиП II-23-81 [10]: $\gamma_m = 1,1$ для поясов 1 – 8.

Расчетное сопротивление материала каждого пояса сведено в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Проверочный расчет на прочность существующих поясов

№ пояса	Высота пояса h_i , м	Марка стали	Паспортная толщина пояса t , мм	Расчетная толщина t_i , мм	Расчетное сопротивление материала R_y , МПа	Расчетная нагрузка от избыточного давления газов P_i , Па	Расчетные кольцевые напряжения σ_2 , МПа	Допускаемые напряжения $\sigma_{2доп.}$, МПа	Проверка условия $\sigma_2 \leq \sigma_{2доп.}$	Минимальная толщина из условия прочности, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	169,3	199,6	Выполняется	5,51
2	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	146,2	228,1	Выполняется	4,17
3	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	121,3	228,1	Выполняется	3,51
4	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	97,1	228,1	Выполняется	2,85
5	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	75,8	228,1	Выполняется	2,19

Окончание таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	53,1	228,1	Выполняется	1,54
7	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	29,9	228,1	Выполняется	0,88
8	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	7,5	228,1	Выполняется	0,22

Результаты расчета по проверке прочности поясов стенки сведены в таблицах 4.3 – 4.4.

Таблица 4.3 – Проверочный расчет на прочность существующих поясов при гидроиспытании

№ пояса	Высота пояса h_i , м	Марка стали	Проектная толщина пояса t , мм	Расчетная толщина t_i , мм	Расч-е сопротив-ие ,Мпа	Расчетная нагрузка от давления газов P_i , Па	Расчетные кольцевые напряжения σ_2 , МПа	Допускаемые напряжения $\sigma_{2\text{доп.}}$, МПа	Проверка условия $\sigma_2 \leq \sigma_{2\text{доп.}}$	Минимальная толщина из условия прочности, мм
1	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	173,1	199,6	Выполняется	5,51
2	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	149,5	228,1	Выполняется	4,17
3	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	123,4	228,1	Выполняется	3,51
4	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	98,3	228,1	Выполняется	2,85
5	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	77,1	228,1	Выполняется	2,19
6	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	54,0	228,1	Выполняется	1,54
7	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	30,3	228,1	Выполняется	0,88
8	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	7,6	228,1	Выполняется	0,22

Таблица 4.4 – Проверочный расчет на прочность существующих поясов на срок дальнейшей эксплуатации резервуара после ремонта 10 лет с учетом скорости коррозии средних неокрашенных поясов, высота разлива 10,9 м

Номер пояса	Высота пояса h_i , м	Марка стали	Паспортная (проектная) толщина пояса t , мм	Расчетная толщина t_i , мм	Расчетное сопротивление материала R_u , МПа	Расчетная нагрузка от изб-о давл-я газов P_i , Па	Расчетные кольцевые напряжения σ_2 , МПа	Допускаемые напряжения $\sigma_{2доп.}$, МПа	Проверка условия $\sigma_2 \leq \sigma_{2доп.}$	Минимальная толщина пояса из условия прочности, мм
1	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	173,1	199,6	Выполняется	5,51
2	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	149,5	228,1	Выполняется	4,17
3	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	123,4	228,1	Выполняется	3,51
4	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	98,3	228,1	Выполняется	2,85
5	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	77,1	228,1	Выполняется	2,19
6	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	54,0	228,1	Выполняется	1,54
7	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	30,3	228,1	Выполняется	0,88
8	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	7,6	228,1	Выполняется	0,22

Вывод: Все пояса удовлетворяют условию прочности при высоте разлива 10,9 м и на срок дальнейшей эксплуатации 10 лет.

4.1.2 Проверочный расчет на устойчивость стенки резервуара

Проверка каждого пояса стенки резервуара на устойчивость производится по формуле (4):

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq \gamma_c, \quad (4)$$

где σ_1 – расчетное меридиональное напряжение в поясе, МПа;

σ_{cr1} – критическое меридиональное напряжение в поясе, МПа;
 σ_2 – расчетное кольцевое напряжение в поясе, МПа;
 σ_{cr2} – критическое кольцевое напряжение в поясе, МПа;
 γ_c – коэффициент условий работы при расчете стенки на устойчивость, принимаемый по таблице 5 СНиП 2.09.03-85 [9], $\gamma_c = 1,0$.

Расчет на устойчивость выполняется по фактическим толщинам. Если по результатам проверки какие-либо пояса не удовлетворяют условию прочности, то расчет на устойчивость производится по толщинам, удовлетворяющим условию прочности.

Расчетное меридиональное напряжение пояса для резервуаров РВС определяется по формуле (5):

$$\sigma_1 = \frac{Q_m}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot t_i}, \quad (5)$$

где Q_m – вес металлоконструкций резервуара выше нижней кромки пояса, Н.

Вес металлоконструкций для резервуара РВС выше нижней кромки пояса:

$$Q_m = \gamma_f \cdot Q_{cm}^n, \quad (6)$$

где Q_{cm}^n – вес стенки резервуара выше нижней кромки пояса, Н.

Вес стенки резервуара выше нижней кромки пояса:

$$Q_{cm}^n = g \cdot \rho_{cm} \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot \sum h_i \cdot t_i, \quad (7)$$

где ρ_{cm} – удельный вес стали, $\rho_{cm} = 7850 \text{ кг/м}^3$;

h_i – высота i -го пояса стенки резервуара, м.

Критическое меридиональное напряжение пояса определяется по формуле (8):

$$\sigma_{cr1} = C \cdot E \cdot \frac{t_i}{R}, \quad (8)$$

где C – коэффициент, принимаемый по таблице 31 СНиП II-23-81[10] в зависимости от соотношения $\frac{R}{t_i}$;

E – модуль упругости стали, $E=2 \cdot 10^5$ МПа.

Расчетное кольцевое напряжение пояса для резервуаров РВС определяется по формуле (9):

$$\sigma_2 = \frac{(\psi_k \cdot P_{вет} + \psi_k \cdot P_{вет. вн.}) \cdot R}{t_{cp}}, \quad (9)$$

где $P_{вет}$ – ветровое давление на уровне верха стенки резервуара, Па;

$P_{вет. вн.}$ – разрежение от ветрового давления в резервуаре, Па;

t_{cp} – средняя (приведенная) толщина стенки резервуара, м;

ψ_k – коэффициент сочетаний для временных кратковременных нагрузок, принимаемый по п. 1.12 СНиП 2.01.07-85* [8], $\psi_k = 0,9$.

Значение ветрового давления на уровне верха резервуара:

$$P_{вет} = \gamma_f \cdot w_o \cdot k \cdot c_{e1} \quad (10)$$

где w_o – нормативное значение ветрового давления, принимаемое по табл. 5 СНиП 2.01.07-85* [8], $w_o = 380 \text{ Па} = 0,38 \text{ кПа}$;

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, принимается по п.6.5 СНиП 2.01.07-85* [8], $k = 1,05$;

c_{e1} – аэродинамический коэффициент для нормального давления, приложенного к внешней поверхности стенки резервуара, принимаемый по схеме 12б СНиП 2.01.07-85* [8], $c_{e1} = 1,0$.

Разрежение от ветрового давления в резервуаре:

$$P_{вет. вн.} = \gamma_f \cdot w_o \cdot k \cdot c_i, \quad (11)$$

где c_i – аэродинамический коэффициент для нормального давления, приложенного к внутренней поверхности стенки резервуара, принимаемый по схеме 12б СНиП 2.01.07-85* [8].

w_o – нормативное значение ветрового давления, принимаемое по табл. 5 СНиП 2.01.07-85* [8], $w_o = 380 \text{ Па} = 0,38 \text{ кПа}$;

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, принимается по п.6.5 СНиП 2.01.07-85* [8], $k = 1,05$;

Средняя (приведенная) толщина стенки резервуара:

$$t_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \cdot t_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (12)$$

где h_i – высота i -го пояса стенки резервуара;

t_i – расчетная фактическая толщина пояса, принятая по результатам технической диагностики резервуара, м.

Критическое кольцевое напряжение пояса определяется по формуле (13):

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{t_{cp}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (13)$$

где H – высота стенки резервуара, м;

t_{cp} – средняя (приведенная) толщина стенки резервуара, м;

R – радиус резервуара, $R=11,406$ м;

E – модуль упругости стали, $E=2 \cdot 10^5$ МПа.

Результаты расчета без учета срока дальнейшей эксплуатации, по проверке устойчивости существующих поясов сведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Проверочный расчет на устойчивость существующих поясов

Номер пояса	Высота пояса h_i , м	Марка стали	Паспортная (проектная) толщина пояса t , мм	Расчетная толщина t_i , мм	Расчетное сопротивление материала R_u , МПа	Расчетная нагрузка от изб-го дав-я газов P_i , Па	Расчетные кольцевые напряжения σ_2 , МПа	Допуск-е напряжения $\sigma_{2доп.}$, МПа	Проверка условия $\sigma_2 \leq \sigma_{2доп.}$	Минимальная толщина пояса, мм
1	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	173,1	199,6	Выполняется	5,51
2	1,49	09Г2С	7	6,50	313,6	240	149,5	228,1	Выполняется	4,17
3	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	123,4	228,1	Выполняется	3,51
4	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	98,3	228,1	Выполняется	2,85
5	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	77,1	228,1	Выполняется	2,19
6	1,49	09Г2С	7	6,60	313,6	240	54,0	228,1	Выполняется	1,54
7	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	30,3	228,1	Выполняется	0,88
8	1,49	09Г2С	7	6,70	313,6	240	7,6	228,1	Выполняется	0,22

Проверка устойчивости поясов стенки для срока дальнейшей эксплуатации 10 лет с учетом скорости коррозии средних неокрашенных поясов. Результаты расчета сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Проверочный расчет на устойчивость существующих поясов на срок дальнейшей эксплуатации 10 лет с учетом скорости коррозии средних неокрашенных поясов

Номер пояса	Расчетное кольцевое напряжение σ_2 , МПа	Критическое кольцевое напряжение σ_{cr2} , МПа	Отношение σ_2/σ_{cr2}	Фактор устойчивости $\sigma_1/\sigma_{cr1} + \sigma_2/\sigma_{cr2}$	Устойчивость пояса	Коэффициент С	Отношение R/t_i
1	0,64	1,47	0,438	0,623	обеспечена	0,067	1754,8
2	0,64	1,47	0,438	0,607	обеспечена	0,067	1754,8
3	0,64	1,47	0,438	0,586	обеспечена	0,068	1728,2
4	0,64	1,47	0,438	0,567	обеспечена	0,068	1702,4
5	0,64	1,47	0,438	0,555	обеспечена	0,068	1728,2
6	0,64	1,47	0,438	0,540	обеспечена	0,068	1728,2
7	0,64	1,47	0,438	0,522	обеспечена	0,068	1702,4
8	0,64	1,47	0,438	0,507	обеспечена	0,068	1702,4

Вывод: Все пояса удовлетворяют условию устойчивости на данный момент времени и на срок дальнейшей эксплуатации 10 лет.

Выводы: Для резервуара РВС-5000 условия прочности и устойчивости обеспечиваются для фактических толщин поясов. Срок службы резервуара после ремонта составит не менее 10 лет.

4.1.3 Расчет сейсмостойкости резервуара

Расчёт выполнен на основании СТО 03-002-2009 «Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» [11], утвержденного ассоциацией Ростехэкспертиза.

В таблице 4.7 приведены исходные данные для расчета сейсмостойкости резервуара.

Таблица 4.7 – Исходные данные

Параметры	Обозначение	Единица измерения	Величина
Номинальный объем	V	м	5000
Диаметр стенки резервуара	D	м	22,8
Высота стенки резервуара	H_s	м	11,9
Расчетный уровень налива при эксплуатации	H	м	10,9
Плотность продукта	ρ	Кг/м ³	0,9
Расчетная снеговая нагрузка	P_s	кПа	2,4
Нормативное избыточное давление	P	кПа	0,2
Номинальные толщины: 1-го пояса стенки окрайки днища(с учетом полной замены)	t_1 t_b	мм	6,5 7,0
Припуск на коррозию: 1-го пояса стенки окрайки днища	Δt_{c1} Δt_{cb}	мм	1,0
Минусовой допуск на прокат: 1-го пояса стенки окрайки днища	Δt_{m1} Δt_{mb}	мм	0,6
Расчетное сопротивление 1-го пояса стенки и днища	R_{by}	МПа	345,0
Коэффициент надежности по ответственности	γ_n	-	1,2
Коэффициент сейсмического ускорения	A_h	-	0,2
Категория грунта по сейсмическим свойствам	-	-	2
Ширина фундаментного кольца за вычетом выступающего за стенку участка	L_f	м	-
Вес стенки, оборудования и теплоизоляции	G_s	кН	496,6
Вес конструкции за вычетом веса откорродировавшего металла (для расчета анкеров)	-	кН	-
Вес хранимого продукта	G	кН	39336,2
Расстояние от днища до центра тяжести стенки	X_s	м	12,2
Расстояние от днища до центра тяжести крыши	X_r	м	7,4
Диаметр линии установки	D_a	м	-

Полная нагрузка со стороны продукта на стенку и днище резервуара в условиях землетрясения включает:

- гидростатическую нагрузку и нагрузку от действия избыточного давления;
- импульсивную (инерционную) составляющую гидродинамического давления;
- конвективную (кинематическую) составляющую гидродинамического давления;
- составляющую сейсмической нагрузки от вертикальных колебаний грунта.

Проверка резервуара на сдвиг не требуется, т.к. сейсмичность составляет 8 баллов.

Сейсмостойкость резервуара следует считать обеспеченной при одновременном выполнении следующих условий:

- 1) резервуар не опрокидывается при землетрясении;
- 2) обеспечена устойчивость нижнего пояса стенки от действия продольно поперечной нагрузки;
- 3) обеспечены условия прочности для всех несущих элементов резервуара.

Опрокидывающий момент определяется по формуле (14):

$$M_s = \frac{A_h \cdot \gamma_n}{m_k} \left[\frac{K_i \beta_i (G_s^* X_s + G_r^* X_r) + GH \sqrt{[K_i K_{\psi i} \beta_i (0.483 - 0.008r/H - \eta_1)]^2 + (K_c K_{\psi c} \beta_c \eta_1)^2}}{1} \right]$$

где
$$\eta_1 = \frac{0.247r}{H} \left\{ 1.84 \operatorname{th} \left(1.84 \frac{H}{r} \right) + \frac{r}{H} \left[\frac{1}{\operatorname{ch} (1.84H/r)} - 1 \right] \right\}, \quad (14)$$

Период основного тона конвективных колебаний продукта определяется соотношением:

$$T_c = 2\pi \sqrt{\frac{r}{1.84 \cdot g \cdot th \cdot (1.84 \cdot H / t)}}, \quad (15)$$

Коэффициент динамичности для конвективных колебаний продукта β_c определяется в зависимости от периода T_c :

$$\beta_c = (T_0 / T_c)^2 \cdot \beta_0; \quad (16)$$

где $\beta_0 = \beta(T_0)$ – значение коэффициента динамичности, полученное по формулам п.2.6* СНиП II-7-81* [12] на границе области низкочастотных сейсмических колебаний продукта при $T_0 = 2$ с.

$$\beta_0 = 2,5 (0,8/T_0)^{0,5} = 1,118034 \text{ – для II группы грунтов.}$$

Опрокидывание резервуара не происходит, если выполняется условие:

$$J = \frac{M_s}{D^2(q_t + q_L)} \leq \frac{\pi}{2}, \quad (17)$$

$$q_t = \frac{G_s^* + G_r^*}{\pi D}; \quad q_L = 0.0277(t_b - \Delta t_{cb} - \Delta t_{mb}) \sqrt{R_{by} p g H} \leq 2 \cdot 10^{-5} p \cdot g \cdot H \cdot D, \quad (18)$$

где $t_b, \Delta t_{cb}, \Delta t_{mb}$ – толщина, припуск на коррозию и минусовой допуск на прокат краечных листов днища, м.

$$J = 0,7854 < 1,570796$$

Условие выполняется, опрокидывания не происходит.

Нагрузки от продукта, действующие на стенку и днище резервуара, определяются по формулам:

$$p_i(z, \varphi) = \frac{pgr}{10^3 m_k} \gamma_n A_n K_i K_{\psi i} \beta_i C_i(z) \cos \varphi, \quad (19)$$

$$p_c(z, \varphi) = \frac{pgr}{10^3 m_k} \gamma_n A_n K_c K_{\psi c} \beta_c C_c(z) \cos \varphi, \quad (20)$$

$$p_{vs}(z) = \frac{pg(H-z)}{10^3 m_k} \gamma_n A_v K_i K_{\psi i}, \quad (21)$$

$$p_0(z, \varphi) = \frac{pg(H-z)}{10^3} \gamma_n + 1.2 p \gamma_n + \sqrt{p_i^2 + p_c^2 + p_{vs}^2}, \quad (22)$$

где $C_c(z) = \frac{0.837ch(1.84z/r)}{ch(1.84H/r)}, \quad (23)$

$$C_i(z) = 1 - (10H/r + 1.4)^{-2.1} - 0.1325(z/H)^6 - C_c(z), \quad (24)$$

Устойчивость стенки проверяется от действия продольно-поперечной нагрузки, вызывающей ее изгиб и вертикальное сжатие в процессе опрокидывания резервуара с продуктом. За предельное состояние принимается фибровая текучесть стенки (с учетом коэффициентов γ_c и γ_n), проверяемая в вертикальном сечении оболочки. Несущая способность нижнего пояса стенки с расчетным сопротивлением по пределу текучести R_1 и номинальной толщиной нижнего пояса t_1 обеспечена, если выполняется условие:

$$\sigma_c = \frac{q_{\max}}{t_1 - \Delta t_{c1} - \Delta t_{m1}} \leq \sigma_a, \quad (25)$$

Допускаемые сжимающие напряжения в этом поясе определяются выражением:

$$\sigma_a = \left[0.672 - \frac{0.142\gamma_n}{\gamma_c R_{ly}} \left(\frac{pgH}{388} \cdot \frac{E}{\sigma_0} + \sigma_0 \right) \right] \cdot \sigma_0, \quad (26)$$

где $\sigma_0 = \frac{E(t_1 - \Delta t_{c1} - \Delta t_{ml})}{r},$

Вертикальные расчетные нагрузки, действующие по контуру стенки резервуара в процессе землетрясения, вычисляются по формулам (27) и (28):

$$q_{max} = q_s, \quad (27)$$

$$q_{min} = 0.$$

$$q_s = q_t + \frac{4M_s}{\pi D^2}, \quad (28)$$

Толщины каждого i -го пояса стенки t_i определяются из условия прочности по кольцевым усилиям цилиндрической оболочки. С учетом сейсмических нагрузок $p_0(z, \varphi)$, действующих на стенку в точке с координатами $z_i = H - H_i, \varphi = 0$, имеем:

$$t_i = \frac{rp_0(z_i, 0)}{R_{ly}\gamma_c} + \Delta t_{ci} + \Delta t_{mi}, \quad (29)$$

где R_{ly} – расчетное сопротивление по пределу текучести i -го пояса стенки.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчёта

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Величина
Период основного тона конвективных колебаний продукта	T_c	сек	5,161
Спектральный коэффициент конвективных колебаний	β_c	-	0,1679032
Опрокидывающий момент	M_s	кН*м	14,0
Удерживающая сила, создаваемая частью жидкости	q_L	кН/м	26,84
Вертикальные усилия сжатия в стенке от веса металлоконструкций, оборудования, теплоизоляции и снега	q_t	кН/м	25,42
Максимальные вертикальные усилия сжатия в стенке	q_s	кН/м	59,64
Допускаемые вертикальные напряжения сжатия в стенке	σ_a	МПа	28,53
Расчетные вертикальные напряжения сжатия в 1-ом поясе	σ_c	МПа	10,11
Погонные нагрузки на фундаментное кольцо	q_{max}/q_{min}	кН/м	59,64
Коэффициент	J	-	0,51409844

Результаты расчета толщины стенки сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Расчёт толщины стенки резервуара

№ пояса	$t_i, \text{мм}$ (требуемая)	$z_i, \text{м}$	$p_0, \text{кПа}$	$p_i, \text{кПа}$	$p_c, \text{кПа}$	$p_v, \text{кПа}$	$p_{s+1,2p}, \text{кПа}$	$t_i, \text{мм}$ (фактическая)
1	5,86	0	143,2	34,8	1,9	5,5	107,9	6,5
2	5,36	1,49	129,5	34,4	1,9	12,9	92,8	6,5
3	4,97	2,99	119,0	33,0	2,1	25,0	77,5	6,6
4	4,02	4,49	93,2	30,7	2,4	0,1	62,3	6,7
5	3,36	5,99	75,1	27,2	2,9	6,2	47,1	6,6
6	2,59	7,49	54,1	22,0	3,5	1,6	31,9	6,6
7	1,75	8,99	31,4	14,1	4,3	0,1	16,6	6,7
8	0,86	10,49	7,2	2,3	5,3	0,0	1,4	6,7

p_{vs} – гидродинамическое давление, вызванное вертикальными колебаниями основания резервуара и содержащегося в нем продукта, кПа;

p_i – гидродинамическое давление жидкости на стенку резервуара при землетрясении импульсивное, кПа;

p_c – гидродинамическое давление жидкости на стенку резервуара при землетрясении конвективное, кПа;

p_0 – полное давление на стенку резервуара при землетрясении, кПа.

Устойчивость стенки 1-го пояса при действии сейсмических нагрузок обеспечена.

Толщина стенки поясов резервуара при действии сейсмических нагрузок достаточна.

Устойчивость резервуара к опрокидыванию при действии сейсмических нагрузок обеспечена.

4.2 Расчет основания и фундамента резервуара

Исходные данные

Постоянные величины:

$g=9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$G_s=7850 \text{ кг/м.куб}$ – удельный вес стали;

$G=890$ кг/м.куб – удельный вес хранимого нефтепродукта;

$G_g=1000$ кг/м.куб – удельный вес жидкости при гидроиспытаниях.

Характеристики резервуара:

$r=11,407$ м – радиус резервуара;

$H_s=11,92$ м – высота стенки резервуара;

$H=10,9$ м – максимально допустимый уровень взлива.

Исходные данные для расчета фундамента основания приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – исходные данные

Параметры	Обозначения	Ед. изм.	Величина
1	2	3	4
Вес стенки	G_s	МН	0,45
Вес оборудования стенки	G_{s0}	МН	0,02
Вес крыши	G_r	МН	0,204
Вес оборудования крыши	G_{r0}	МН	0,01
Уровень налива продукта	H_{0g}	м	10,9
Расстояние от днища до центра тяжести крыши	X_r	м	12,155
Расстояние от днища до центра тяжести стенки	X_s	м	7,417
Нормативное избыточное давление в газовом пространстве	p	кПа	0,2
Расчетная снеговая нагрузка	p_s	кПа	1,766
Нормативное значение вакуума	p_v	кПа	0,2
Нормативное значение ветрового давления	p_w	кПа	0,38
Номинальная толщина центральной части днища резервуара	t_{bc}	м	0,005
Коэффициент условий работы	γ_c	-	0,9
Коэффициент надежности по ответственности	γ_n	-	1,2
Площадь вертикальной проекции крыши	S_r	м ²	408,74
Коэффициент, учитывающий форму стационарной крыши	f_s	-	1,0
Спектральный параметр (коэффициент динамичности) импульсивный	β_i	-	2,5
Коэффициент учета неупругих деформаций	K_i	-	0,25

Окончание таблицы 4.10

1	2	3	4
Коэффициент учета рассеивания энергии в условиях землетрясения импульсивный	$K_{\psi i}$	-	1,1
Коэффициент учета неупругих деформаций (коэфф-т повреждаемости) конвективный	K_c	-	1
Коэффициент учета рассеивания энергии в условиях землетрясения конвективный	$K_{\psi c}$	-	2,16

Расчётную сейсмичность принимаем равной 8 баллам (грунты II категории по сейсмическим свойствам).

4.2.1 Расчет нагрузок на основание резервуара

В состав нагрузок, передаваемых по контуру стенки резервуара на его фундамент, входят нагрузки двух типов.

Нагрузки первого типа, обеспечивающие асимметричное распределение усилий по контуру стенки, включают:

- вес резервуара с учетом оборудования и теплоизоляции, за вычетом центральной части днища;
- снеговую нагрузку;
- избыточное давление и разрежение в газовом пространстве резервуара.

Нагрузка второго типа возникает от ветрового воздействия на корпус резервуара и создает кососимметричное распределение усилий по контуру стенки.

Ветровая нагрузка вызывает появление опрокидывающего момента, вычисляемого относительно точки, расположенной на оси симметрии опорного контура стенки с подветренной стороны резервуара. Нагрузки первого типа создают момент, препятствующий опрокидыванию резервуара.

Опрокидывающий момент, действующий на резервуар в результате ветрового воздействия, вычисляется по формуле (30):

$$M_w = \gamma_n (M_{ws} + M_{wr}), \quad (30)$$

$$M_{ws} = 0.575 p_w D [2.5 + 0.57(H_s - 5)] \times \\ \times \left[1 - 0.705 \left(\frac{H_s}{b_0} \right)^3 + 4.642 \left(\frac{H_s}{b_0} \right)^2 + 4.815 \frac{H_s}{b_0} \right], \quad (31)$$

$$M_{wr} = 1,4 \cdot 0,6 S_r X_r p_w, \quad (32)$$

$$b_0 = 10 \text{ м.}$$

Расчетная погонная нагрузка по контуру стенки характеризуется максимальным и минимальным значениями, соответствующими диаметрально противоположным участкам фундамента (рисунок 7). Максимальная и минимальная нагрузки определяются соответственно, как сумма и разность максимальных нагрузок первого и второго типа (с учетом знаков). Расчетная нагрузка по контуру стенки в основании резервуара определяется по формулам (33) и (34):

$$q_{\max} = \frac{Q_{\max}}{2\pi r} + \frac{M_w}{\pi r^2}, \quad (33)$$

$$q_{\min} = \frac{Q_{\max}}{2\pi r} - \frac{M_w}{\pi r^2}, \quad (34)$$

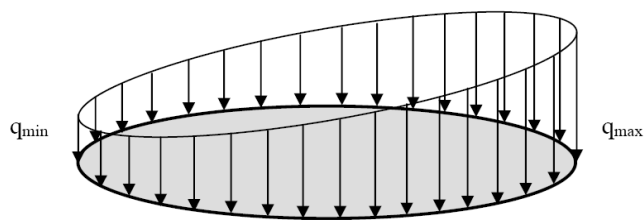


Рисунок 7 – Погонная нагрузка по контуру стенки

Расчетная вертикальная нагрузка на фундамент резервуара, соответствующая 1-му расчетному сочетанию нагрузок, составляет:

$$Q_{\max} = \gamma_n (1.05(G_s + G_r) + 0.95[1.05(G_{so} + G_{ro})]) + (0.9f_s p_s + 0.95 \cdot 1.2p_v) \pi r^2 \quad (35)$$

Нагрузки на центральную часть днища определяются исходя из величины внутреннего избыточного давления, максимального проектного уровня налива и плотности продукта (эксплуатация) или воды (гидро-пневмоиспытания). Эту нагрузку следует определять по формулам(36) и (37):

$$p_f = \gamma_n [0.001g(pH + p_s t_{bc}) + 1.2p] \quad (36)$$

$$p_{fg} = \gamma_n [0.001g(p_g H_{0g} + p_s t_{bc}) + 1.25p] \quad (37)$$

Нагрузки на основание и фундамент и размеры окрайки днища в условиях сейсмического воздействия.

Вертикальные расчетные нагрузки, действующие по контуру стенки резервуара в процессе землетрясения, вычисляются по формулам(38) и (39):

$$q_{\max} = q_s, \quad (38)$$

$$q_s = q_t + \frac{4M_s}{\pi D^2}, \quad (39)$$

Опрокидывающий момент определяется по формуле (40):

$$M_s = \frac{A_h \cdot \gamma_n}{m_k} \left[K_i \beta_i (G_s^* X_s + G_r^* X_r) + GH \sqrt{[K_i K_{\psi i} \beta_i (0.483 - 0.008r / H - \eta_1)]^2 + (K_c K_{\psi c} \beta_c \eta_1)^2} \right] \quad (40)$$

$$\eta_1 = \frac{0.247r}{H} \left\{ 1.84th\left(1.84 \frac{H}{r}\right) + \frac{r}{H} \left[\frac{1}{ch(1.84H/r)} - 1 \right] \right\}. \quad (41)$$

Период основного тона конвективных колебаний продукта определяется соотношением:

$$T_c = 2\pi \sqrt{\frac{r}{1.84 \cdot g \cdot th \cdot (1.84 \cdot H / r)}}, \quad (42)$$

Коэффициент динамичности для конвективных колебаний продукта β_c определяется в зависимости от периода T_c :

$$\beta_c = (T_0 / T_c)^2 \cdot \beta_0, \quad (43)$$

где $\beta_0 = \beta(T_0)$ – значение коэффициента динамичности, полученное по формулам п.2.6* СНиП II-7-81* [29] на границе области низкочастотных сейсмических колебаний продукта при $T_0=2$ с.

$$\beta_0 = 2,5 (0,4/T_0)^{0,5} = 1,118034 – \text{для II группы грунтов.}$$

$$q_{\min}=0.$$

Максимальная и минимальная вертикальные расчетные нагрузки на основание под центральной частью днища резервуара в процессе землетрясения вычисляются по формуле (44):

$$p_f = 0.001g\gamma_n (pH + p_s t_{bc}) + 1.2p\gamma_n \pm \sqrt{[p_i(0.0)]^2 + [p_c(0.0)]^2 + [p_{vs}(0)]^2}, \quad (44)$$

где знаки плюс и минус соответствуют максимальному и минимальному

значению давления в диаметрально противоположных точках дна, расположенных по оси сейсмического воздействия.

$$p_i(z, \varphi) = \frac{pgr}{10^3 m_k} \gamma_n A_h K_i K_{\psi i} \beta_i C_i(z) \cos \varphi, \quad (45)$$

$$p_c(z, \varphi) = \frac{pgr}{10^3 m_k} \gamma_n A_h K_c K_{\psi c} \beta_c C_c(z) \cos \varphi, \quad (46)$$

$$p_{vs}(z) = \frac{pg(H-z)}{10^3 m_k} \gamma_n A_v K_i K_{\psi i}, \quad (47)$$

$$p_0(z, \varphi) = \frac{pg(H-z)}{10^3} \gamma_n + 1.2 p \gamma_n + \sqrt{p_i^2 + p_c^2 + p_{vs}^2}, \quad (48)$$

где $C_c(z) = \frac{0.837ch(1.84z/r)}{ch(1.84H/r)}, \quad (49)$

$$C_i(z) = 1 - (10H/r + 1.4)^{-2.1} - 0.1325(z/H)^6 - C_c(z), \quad (50)$$

где p_{vs} – гидродинамическое давление, вызванное вертикальными колебаниями основания резервуара и содержащегося в нем продукта, кПа;

p_i – гидродинамическое давление жидкости на стенку резервуара при землетрясении импульсивное, кПа;

p_c – гидродинамическое давление жидкости на стенку резервуара при землетрясении конвективное, кПа;

p_0 – полное давление на стенку резервуара при землетрясении, кПа;

Результаты расчёта.

$p_f = 108,34$ кПа – при эксплуатации

$p_{fq} = 120,3$ кПа – при гидроиспытании

$q_{max} = 14,9$ кН/м.

$q_{min} = 3,99$ кН/м

Расчеты при сейсмическом воздействии приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Результаты расчета

z_i , м	p_o , кПа	C_{cz}	C_{iz}	p_i , кПа	p_c , кПа	p_v , кПа
0	143,2	0,29321	0,699894	34,8	1,9	5,5

$p_f = 143,6$ кПа – максимальное

$p_f = 73,09$ кПа – минимальное

$q_{max} = 59,64$ кН/м.

$q_{min} = 0$ кН/м.

4.2.2 Проверка существующего основания резервуара по несущей способности

Проверка существующего основания резервуара по несущей способности выполняется в соответствии с требованиями п.п.2,57, 2,58 СНИП 2.02.01-83* [13].

Прочность и устойчивость основания резервуара считается обеспеченной в случае выполнения условия:

$$F \leq \frac{\gamma_c \cdot F_u}{\gamma_n}, \quad (51)$$

где F – расчетная нагрузка на основание, $F=143,6$ кПа = 14,64 т/м²;

F_u – сила предельного сопротивления основания, кПа;

$\gamma_c=1,0$ – коэффициент условий работы сооружения;

$\gamma_n=1,2$ – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый по п. 2.58 СНИП 2.02.01-83* [30];

Определяем вертикальную составляющую силы предельного сопротивления основания насыпного грунта по формуле (52):

$$N_u = R \cdot b' \cdot l', \quad (52)$$

$$R = \frac{\gamma_{c1}\gamma_{c2}}{k} [M_\gamma k_z 0,89b\gamma_{II} + M_q d_1 \gamma'_{II} + M_c c_{II}], \quad (53)$$

где γ_{c1} и γ_{c2} – коэффициенты условий работы;

k – коэффициент, принимаемый равным единице, если прочностные характеристики грунта (φ и c) определены непосредственными испытаниями,

M_γ , M_q , M_c – коэффициенты, принимаемые по СНиП 2.02.01-83* [13];

$k_z = 8/0,89D + 0,2$ при диаметре фундамента резервуара $D \geq 10$ м;

γ_{II} – осредненное расчетное значение удельного веса грунтов, залегающих ниже подошвы фундамента (при наличии подземных вод определяется с учетом взвешивающего действия воды), кН/м^3 ;

γ'_{II} – то же, для грунтов, залегающих выше подошвы фундамента, кН/м^3 ;

d_1 – глубина заложения фундамента, м: для резервуаров, опирающихся на песчаную подушку $d_1=0$;

c_{II} – расчетное значение удельного сцепления грунта, залегающего непосредственно под подошвой фундамента, кПа ;

$$\gamma_{c1} = 1,2;$$

$$\gamma_{c2} = 1,0;$$

$$k = 1,1;$$

$$b = \sqrt{A},$$

$$b = 20,2 \text{ м.}$$

$$M_\gamma = 0,56;$$

$$M_q = 3,24;$$

$$M_c = 5,84$$

$$k_z = 8/(0,89 \cdot 22,8) + 0,2 = 0,59424$$

$$\gamma_{II} = \gamma'_{II} = 19,2276 \text{ кН/м}^3.$$

$$c_{II} = 36 \text{ кПа};$$

$$R= 354,84 \text{ кПа} = 36,17 \text{ т/м}^2.$$

Подставив значения в формулу (52), получаем значение N_u :

$$N_u = 36,17 \cdot 1,2 \cdot 1 = 43,4 \text{ т/м}^2.$$

Так как в данном случае иных нагрузок, кроме вертикального давления на основание резервуара не предусмотрено, то принимаем $F_u = N_u = 43,4 \text{ т/м}^2$.

Подставив значения в выражение (51), получаем соотношение:

$$14,64 \text{ т/м}^2 \leq \frac{1,0 \cdot 43,4}{1,2} = 36,17 \text{ т/м}^2$$

условие выполняется.

Вывод: Выполнена проверка существующего основания резервуара по несущей способности в соответствии с требованиями п.п.2,57, 2,58 СНиП 2.02.01-83* [1].

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что основание резервуара допускается использовать без дополнительного усиления, либо замены.

5 Технологическая часть

5.1 Описание ремонта основных элементов резервуара

Технические решения приняты с учетом климатических характеристик района строительства, сейсмической активности, всех нагрузок и воздействий, действующих на резервуар.

Для приведения высотного положения всех точек нивелирования окраек днища к проектным значениям и для устройства кольцевого монолитного

железобетонного фундамента под резервуаром, принято решение о подъеме резервуара. Работы по устранению отклонений от горизонтали наружного контура окрайки днища (подъема резервуара) выполняются в первую очередь, до начала работ по замене дефектных элементов резервуара.

Подъем резервуара выполняется перед началом всех работ по ремонту и замене металлоконструкций резервуара, после демонтажа оборудования, отмости и отсоединения резервуара от всех конструкций и трубопроводов, мешающих подъему. До начала работ по подъему резервуара необходимо выполнить следующие работы:

- подготовить необходимые механизмы, такелажную оснастку и приспособления;
- произвести монтаж кольца жесткости внутри резервуара и ребер жесткости для упора в них домкратов;
- разобрать отмостку резервуара;
- отсоединить резервуара от всех конструкций и трубопроводов;
- отрезать центральную часть днища резервуара. Рез производить по сварному шву приварки центральной части днища к окрайке.

До начала подъема выполняются замеры отклонений наружного контура днища от горизонтали, и замеры отклонений, образующих стенки от вертикали и сравниваются с данными отчета по результатам технической диагностики. Подъем ведется поэтапно, после каждого этапа подъема выполняется геодезический контроль за отклонениями образующих от вертикали и отклонениями наружного контура днища от горизонтали.

После окончания подъема выполняется теодолитная съемка отклонений образующих от вертикали, и нивелирование окрайки днища и фундамента. Ремонт металлоконструкций резервуара. Ремонт резервуара осуществляется с целью восстановления его проектных показателей по полезной емкости, обеспечения его гарантированной безопасной эксплуатации на период не менее 10 лет.

Проектом предусмотрено исправление дефектов металлоконструкций резервуара, а именно:

- дефекты основного металла стенки глубиной до $0,2t$ (где t – толщина стенки), на 1 – 8 поясах – шлифовкой, более $0,2t$ до $0,5t$ – методом наплавки с предварительной зачисткой;

- дефекты основного металла других конструкций резервуара глубиной до $0,3t$ – шлифовкой, более $0,3t$ до $0,5t$ – методом наплавки с предварительной зачисткой, более $0,5t$ – заменой дефектных участков;

- дефекты в сварных швах – зачисткой, выборкой металла шва на глубину дефекта или полной выборкой шва с последующей сваркой;

- дефекты кольцевых горизонтальных сварных швов стенки в виде смещения осей в местах пересечения их с вертикальными сварными швами – вырезкой дефекта и установкой вставки;

- дефекты узлов крепления кронштейнов без прокладных пластин исправляются приваркой косынок узлов крепления к стенке через подкладные пластины с нормативными расстояниями расположения швов приварки подкладных пластин к стенке по отношению к швам стенки.

Ремонт поверхностных дефектов металла зачисткой. Зачистка дефектов выполняется шлифовальным кругом так, чтобы по границам зачистки выполнялось условие плавного перехода к основному металлу. Глубина выборки металла после зачистки не должна превышать $0,2t$ (для стенки) и $0,3t$ (для других конструкций), где t – проектная толщина металла.

Ремонт поверхностных дефектов металла наплавкой. При выполнении ремонта наплавкой (заваркой) должны быть выполнены следующие требования:

- поверхность металла должна быть подвергнута механической обработке с целью полного удаления продуктов коррозии и придания ремонтной зоне формы, обеспечивающей равномерное и качественное выполнение сварки;

- после зачистки глубина выборки не должна превышать $0,5t$, но не менее чем на 1 мм глубже самого дефекта. При превышении указанной величины дефект ликвидируется заменой участка стенки;

- прилегающие к дефектному месту участки должны быть зачищены до металлического блеска на ширину не менее 15 мм;

- перед заваркой дефектную зону при наличии влаги (конденсата, инея, снега и т.д.) необходимо просушить и, при необходимости, прогреть;

- заварку производить ручной электродуговой сваркой электродами с основным видом покрытия диаметром 2,5 – 4,0 мм на постоянном токе обратной полярности, либо полуавтоматической сваркой. Количество слоев устанавливается в зависимости от глубины выборки: при глубине выборки до 3 мм включительно заварку следует производить в один слой, при глубине выборке свыше 3 мм – не менее чем в два слоя;

- для уменьшения внутренних напряжений и предотвращения образования трещин наплавка должна производиться короткими участками. При длине выборки более 100 мм следует использовать каскадную схему заварки. Валики первого слоя должны перекрывать друг друга на величину 2...3 мм, валики второго слоя должны быть смещены относительно первого так, что бы край валика второго слоя приходился на середину валика первого слоя. В случае выполнения заварки в один слой, смежные валики должны перекрывать друг друга не менее чем на $1/3$ их ширины, с обеспечением плавного взаимного сопряжения;

- при ремонте дефектов на стенке резервуара, наплавка должна выполняться в направлении «снизу-вверх» короткой дугой с поперечными колебаниями;

- сварка между наложением валиков в слое и между слоями, должна выполняться без длительных перерывов;

- после завершения наплавки отремонтированный участок накрыть асбестоцементными матами толщиной 40 – 50 мм для постепенного

охлаждения, до температуры окружающего воздуха, перекрытие границ участка на 50 см больше во все стороны;

- после охлаждения поверхность наплавленного металла в зоне ремонта должна быть зашлифована и проконтролирована.

Устранение дефектов в сварных швах стенки. Очищается место расположения дефектного участка сварного шва стенки резервуара от загрязнений, ржавчины или краски. Производится разметка дефектного участка и зоны выборки для его полного удаления.

Ремонт сварных швов на стенке резервуара с полной выборкой и заваркой шва. Участки сварных швов с внутренними дефектами удаляются воздушно-дуговой строжкой с полной выборкой шва, плюс по 50 мм с каждой стороны дефектного участка, приданием кромкам разделки и заваркой шва. Ремонт дефектных участков сварных швов выполняется механизированной сваркой в углекислом газе. Ремонт локальных дефектных зон (длиной до 500 мм) выполняется с удалением их шлифмашинкой, зачисткой и заваркой с использованием ручной дуговой сварки. Минимальная длина вышлифовки 100 мм.

До выполнения ремонта сварных швов, выполняется зачистка до металлического блеска прилегающих к разделке зон металла, на ширину не менее 20 мм в каждую сторону.

При удалении механизированной зачисткой (абразивным инструментом) дефектных участков сварных соединений, риски на поверхности металла направляются вдоль сварного соединения.

Границы выборки на всем ремонтируемом участке должны быть прямолинейными и параллельными.

Ремонт сварных швов на стенке резервуара с частичной выборкой (на глубину дефекта) и заваркой шва. Ремонт сварных швов с частичной выборкой выполняется следующим образом: газовой резкой или тонким шлифовальным кругом выполняется частичная выборка шва на глубину дефекта плюс 1 мм.

При протяженности зоны ремонта до 500 мм сварка ручным дуговым

способом выполняется напроход, от начала и до конца шва. При большей протяженности дефектной зоны сварка выполняется от середины каждого участка к его краям обратным ступенчатым способом. В процессе сварки проводится визуальный контроль качества каждого прохода и своевременное удаление обнаруженных дефектов. После остывания металла зашлифовывается поверхность сварных швов в зоне ремонта.

Замена металлоконструкций резервуара. В проекте предусмотрена частичная замена первого пояса, окрайки и центральной части днища резервуара.

Днище резервуара запроектировано с периферийными листами в виде кольцевых окраек, сваренных с центральной частью днища внахлест. Толщина окраек 7 мм, материал окраек – 345-3 (09Г2С-12) по ГОСТ 27772-88 [14]. Заменяемые листы центральной части днища запроектированы с толщиной 5 мм из стали С255 по ГОСТ 27772-88 [14]. Окрайки собираются с клиновидным зазором и свариваются между собой односторонними стыковыми швами на остающейся подкладке. Центральная часть днища запроектирована с нахлесточными продольными швами, кроме участков, примыкающих к окрайке днища, и стыковыми на остающейся подкладке вдоль короткой стороны листов.

После демонтажа участков старого днища предусмотрено снятие старого гидрофобного слоя, ремонт основания с приданием ему проектного уклона 1:50 со срезкой и подсыпкой недостающего грунта и укладка нового гидрофобного слоя по уплотненному основанию.

В проекте предусмотрена полная замена люков и патрубков на первой поясе стенки по количеству и конструкции соответствующих РД-23.020.00-КТН-079-09 [15].

Замена листов 1-го пояса стенки и окраек. Замена первого пояса стенки резервуара производится совместно с заменой окрайочных листов днища резервуара.

Для ограничения деформаций стенки в зоне производства работ по замене листов в зоне утора, до вырезки первого участка, внутри монтируется кольцо жесткости по периметру резервуара.

Окрайки собираются с клиновидным зазором и свариваются между собой односторонними стыковыми швами на остающейся подкладке толщиной 5 мм. Перед установкой окраек, лицевую поверхность подкладных полос зашлифовывают. Длина подкладки должна превышать длину сварного шва между окрайками на 30 мм во внутреннюю и наружную сторону. При сварке наружной части окраек, сварные швы выводятся на подкладку, а ее выступающую часть – обрезают.

Сварные швы окраек днища должны иметь разбежку с вертикальными сварными швами первого пояса стенки не менее 100 мм.

Работы по замене листов 1-го пояса стенки и окраек выполняются в следующей последовательности:

- монтируется по периметру резервуара кольцо жесткости и подкосы с внутренней стороны стенки;

- устанавливаются стойки с наружной стороны по краям вырезаемого участка;

- разметить место реза стенки и листа окрайки для установки новой окрайки (начальной);

- вырезается участок стенки на высоту 300 мм, в месте замены листа окрайки, вместе с листом окрайки и демонтируется;

- устанавливается новый лист окрайки (начальный) в проектное положение. Контроль положения новой окрайки производится с помощью замерного приспособления, закрепленного в центре основания резервуара. Закрепляются кромки первого листа окрайки к старому кольцу окраек;

- закрепляется к новой окрайке вырезанный проем в стенке с помощью уголков;

- разметить, вырезать и удалить участок стенки с листом окрайки для установки второго листа окрайки;

- устанавливается второй лист окрайки в проектное положение аналогично первому. Сборка новых окраек производится с клиновым зазором $4 \div 10$ мм на клиньях, монтажных скобах и шайбах;

- закрепляется к окрайке вырезанный проем стенки с помощью уголков;
- выполняется сварка новых краек между собой на участке 250 мм под стенкой, согласно технологии сварки; контролируется она визуально-измерительным методом и производится радиографический контроль. В месте установки листа вставки стенки зашлифовывается усиление шва;
- разметить стенку для вырезки под установку первой вставки. Разметка стенки ведется с припуском на подгонку и обработку 40 мм по высоте;
- выполняютсярезы длиной 100 мм и устанавливаются клинья на места вертикальных резов для фиксации вырезаемого участка;
- выполняютсярезы и удаляется вырезанный участок.
- привариваются к установленным новым окрайкам по наружному радиусу стенки (+ величина усадки после сварки) упорные пластины, с шагом 1000 мм и упоры;
- собирается горизонтальный стык со старой стенкой при помощи зазорника; клиньев, фиксаторов. Нижняя кромка вставки прижимается к упорным пластинам при помощи клиньев и упоров, после чего устанавливаются упорные пластины с внутренней стороны. Горизонтальный стык собирается с зазором (1...3 мм). Фиксируется положение вставки установкой прихваток на горизонтальный стык с наружной стороны резервуара;
- устанавливаются стойки и третий лист окрайки аналогично установке второго листа окрайки;
- производится сварка третьего листа окрайки со вторым листом окрайки на участке 250 мм, согласно технологии сварки. Работы ведутся аналогично работам, при сварке второго листа окрайки с первым листом окрайки;
- устанавливается вторая вставка стенки в проектное положение аналогично первой вставке. Собирается вставка со старой стенкой при помощи зазорника, клиньев, фиксаторов с последующей прихваткой с окрайками при помощи упорных пластин; с первой вставкой используя гребенки, сборочные скобы и клинья с последующей прихваткой с наружной стороны;

- производится сварка вертикального стыка между первой и второй вставками;
- замена последующих новых окраек и вставок стенки в первом поясе производится аналогичным образом;
- производится сварка уторного стыка с наружной стороны вставок;
- демонтируется технологическая оснастка и приспособления. Места их приварки зашлифовываются и контролируются капиллярным методом;
- выполняется визуальный контроль и дефектоскопия всех сварных соединений в зоне ремонта.

Последовательность сварки элементов в зоне утора следующая:

- сварка стыка окраек в зоне сопряжения со стенкой на расстоянии 250 мм от края окрайки;
- сварка вертикальных стыков листовых вставок;
- сварка горизонтального стыка стенки со вставкой;
- сварка уторного шва;
- завершение сварки стыкового шва окраек;
- приварка листов центральной части днища к окраечным листам.

Кольцо из листов окраек должно быть круговой формы с внешней стороны, внутренняя граница окраек имеет форму многоугольника с числом сторон равным числу листов окрайки. Радиальная ширина окрайки должна обеспечить расстояние между внутренней поверхностью стенки и швом приварки центральной части днища к окрайке не менее 800 мм. Нахлест центральной части днища на окрайку должен составлять не менее 50 мм.

При замене первого пояса стенки резервуара, перед наложением новых вертикальных швов, существующие горизонтальные швы должны быть прорезаны минимум на $8t$ от новых вертикальных швов, с выполнением разделки кромок под последующую сварку. Разбежка между остающимися и монтируемыми вертикальными швами принята не менее 250 мм. Вертикальные сварные соединения листов 1 пояса стенки должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от стыков окраек днища.

Замена листов центральной части днищ. Новые листы центральной части днища монтируются методом полистовой сборки с паркетной укладкой листов. Все заменяемые листы центральной части днища собираются по короткой стороне встык на остающейся подкладке, а по длинной – внахлестку.

Монтаж новых листов днища резервуара после удаления дефектных выполняется после ремонта основания и обеспечения проектных геометрических характеристик (уклона 1:100, требуемой равномерности высотных отметок по всей площади основания).

Демонтаж листов днища производится в следующей последовательности:

- распускаются газовой резкой демонтируемые листы днища на карты;
- в зоне монтажного проема устанавливается лебедка;
- последовательно закрепляются струбины к удаляемым листам днища, с помощью лебедки вытаскиваются карты за пределы резервуара.

После демонтажа листов днища выполняется демонтаж старого гидрофобного слоя.

Выполняется ремонт основания с приданием уклона 1:100 и укладка нового гидрофобного слоя.

Монтаж и сварка листов центральной части днища, производится следующим образом:

- начиная от монтажного проема по часовой стрелке монтируются подкосы и закрепляется к ним стенка на высоте 600 мм от днища;
- разметить оси днища в местах демонтажа;
- поочередно подаются листы днища внутрь резервуара при помощи лебедки и отводного блока, укладывают их на место;
- листы соединяются встык по коротким сторонам, соблюдая зазор в соединениях 0...2 мм. Сборка и прижатие производится при помощи клиновых прижимов. Зазор очищают от ржавчины, грязи, влаги. Предварительно кромки свариваемых листов зачищают до металлического блеска на ширину не менее 25 – 30 мм.

- производится сварка поперечных стыковых соединений на остающейся подкладке;

- листы соединяются на прихватках встык по коротким сторонам. Нахлест на крайку равен 100 мм. До выполнения нахлеста на крайку, снимается усиление стыкового шва окراек на ширину нахлеста шлифмашинкой;

- для обеспечения плотного прилегания центральной части днища к окрайке используются П-образные скобы и плоские клинья;

- производится сварка кольцевого шва, соединяющего полотно днища с окрайками. К сборке соединения центральной части днища с кольцом окраек приступают только после окончания сварки уторного шва, всех стыков окраечного кольца, а также всех секторов центральной части днища с учетом необходимости недоваров сварных швов в сопряжении с кольцом окраек;

- производится контроль качества выполненных сварных швов.

При сборке листов днища резервуара встык на подкладных полосах следует контролировать:

- величину зазора в стыке, которая указывается в проекте и технологической карте;

- величину зазора между листами и подкладкой, которая должна быть менее 1мм;

- смещение кромок, которое не должно превышать 10 % толщины листов;

- чистоту подготовки свариваемых кромок;

- жесткость закрепления стыков поперечными гребенками и скобами.

Нахлесточные соединения центральной части днища в зоне приварки их к окрайке, должны быть преобразованы в стыковые соединения на остающейся подкладке длиной не менее 300 мм.

Для удаления влаги, скопившейся между листами днища, кромки непосредственно перед сваркой следует просушить пламенем газовой горелки.

В процессе выполнения работ по монтажу листов днища следует принимать меры по уменьшению сварочных деформаций. Для этого используются прижимные балки, а также механизированные и автоматические

способы сварки, обеспечивающие минимальное тепловложение.

Замена дефектных участков стенки резервуара на 2 – 8 поясах. Участок стенки с недопустимым дефектом в виде угловатости монтажного шва на 2 – 8 поясах, не подлежащие исправлению – подлежат замене.

Кроме вышеуказанного дефекта, заменой участков стенки исправляются такие дефекты, как:

- трещины в основном металле стенки;
- угловатость сварных швов;
- недопустимое увеличение ширины сварного шва;
- смещение осей кольцевых швов.

Для замены участков стенки применяются заготовки заводского изготовления, завальцованные под радиус резервуара.

Замена участков стенки выполняется в следующей последовательности:

- разметить зону вырезки дефектного участка по заготовке, при этом расстояние от линии реза до границ дефектного участка должно быть не менее 100 мм;

- монтируется вокруг вырезаемой зоны рама жесткости и закрепляется к стенке приваркой косынок. Расстояние от линий резов до элементов рамы жесткости должно быть не более 250 мм;

- привариваются к удаляемой карте упоры и ограничители, чтобы не допустить ее падения при вырезке;

- вырезается дефектная зона стенки строго по разметке;

- производится разделка кромок под сварку. Поверхность свариваемых деталей зачищается до чистого металла на ширину не менее 20 мм в каждую сторону от оси стыка;

- монтируются и закрепляются поперечными гребенками стыки листовой ремонтной вставки;

- после монтажа и закрепления вставки, выполняется сварка в ремонтной зоне.

5.2 Описание ремонта подземной части резервуара

По результатам технического отчета фундамент резервуара отсутствует.

Данные об основании резервуара:

- Грунт, на котором устроена подушка – суглинок;
- Нижний слой подушки выполнен толщиной 410 мм из материала песок;
- Верхний слой подушки выполнен толщиной 100 мм из материала песок в смеси с битумом;
- Откосы подушки укреплены отмосткой;

Проектом предусматривается устройство под резервуар нового кольцевого монолитного железобетонного фундамента, высотой 450 мм и шириной 1000 мм из бетона В15, F100, W6, фундамент устраивается по бетонной подготовке толщиной 100мм из бетона В7,5.

В проекте предусмотрена частичная замена гидрофобного слоя. После срезки дефектных листов днища резервуара выполняется демонтаж гидрофобного слоя на глубину 50 мм. Гидрофобный слой, толщиной 50 мм (по кольцевому фундаменту толщиной 20 мм), из высокоплотного асфальтобетона марки 1 по ГОСТ 9128-97 [16], с остаточной пористостью от 1,0 до 2,5 %, песчаного, с размерами зерен до 5 мм.

Основание под лестницы и площадки переходов и подъёмов на обвалования резервуара служат железобетонные фундамента на естественном основании высотой 600мм из бетона класса Бетон В15, F100, W6. Переходы и подъемы привариваются к закладным деталям фундамента.

Фундамент под шахтную лестницу. По результатам технического отчета обнаружено растрескивание верхнего бетонного слоя, разница осадок ближайших опор превышает допустимые значения фундамента шахтной лестницы. Существующий фундамент под шахтную лестницу демонтируется с установкой нового единого монолитного железобетонного фундамента на естественном основании.

Проектом предусмотрен полный демонтаж и устройство новой отмостки. Выполняется отсыпка грунтом для планировки основания для новой отмостки. По наружному периметру фундамента резервуара выполняется отмостка из бетона класса В15 толщиной 80 мм с устройством упора из бетона класса В15 F100 W6. Перед устройством бетонного упора под ним укладывается 1 слой рубероида марки РПП-300 по ГОСТ 10923-93 [17], во избежание утечки цементного молока. Сопряжение отмостки с фундаментом резервуара выполняется с устройством вертикального деформационного шва шириной 20 мм (на всю высоту отмостки), заполненного просмоленной паклей, пролитого герметиком. Через 10 м длины отмостки выполняются вертикальные температурно-усадочные швы шириной 20 мм (на всю высоту примыкания отмостки) с заполнением швов просмоленной паклей, пролитой герметиком. Для герметизации температурно-усадочных и деформационных швов используется герметик на основе тиокола, который должен иметь относительное удлинение в момент разрыва не менее 150 %, деформативность шва не менее 25 %, интервал температуры эксплуатации в пределах от минус 60 °С до плюс 70 °С. Герметик должен обеспечивать высокую стойкость изоляции к тепловым и усадочным деформациям, к действию агрессивных атмосферных факторов, воды. Герметик должен иметь хорошую адгезию к бетону, металлу.

5.3 Перечень мероприятий по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения.

Антикоррозийная защита металлоконструкций резервуара предусмотрена по РД-23.020.00-КТН-184-10 «Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов» [18].

Антикоррозионной защите подлежат следующие участки внутренней поверхности резервуара:

- полосовое покрытие сварных швов;

- днище резервуара;
- первый пояс на всю высоту плюс 100 мм;
- верхний пояс на всю высоту плюс 100 мм;
- внутренняя поверхность крыши и несущих балок;
- металлоконструкции и трубопроводы внутри резервуара;
- внутренняя поверхность люков и патрубков на стенки и крыше.

Антикоррозионной защите подлежат следующие участки наружной поверхности резервуара:

- полосовое покрытие сварных швов;
- наружная поверхность стенки на всю высоту;
- наружная поверхность крыши;
- наружная поверхность люков и патрубков на стенке и крыше;
- закладные конструкции и площадки обслуживания оборудования на стенке и крыше;
- шахтная лестница.

Для антикоррозионной защиты внутренних поверхностей резервуара применяется покрытие усиленного типа (однослойное покрытие на основе эпоксидных ЛКМ с высоким содержанием сухого остатка толщиной 500 – 600 мкм) по РД-23.020.00-КТН-184-10 [18], при среднеагрессивной степени воздействия на стальные конструкции нефти 2 класса по ГОСТ Р 51858-2002 [19].

Для защиты наружных поверхностей применяется атмосферостойкое антикоррозионное покрытие по РД-23.020.00-КТН-184-10[18], для категории атмосферной коррозионной активности С3 (средняя).

Перед нанесением покрытия на внутреннюю или наружную поверхности резервуара необходимо произвести следующий комплекс мероприятий:

- обезжиривание участков с любой степенью за жиренности по ГОСТ 9.402[20];
- очистка от окислов;
- обеспыливание;

- осушка.

Все металлические конструкции защищаются антикоррозионным покрытием, аналогичным покрытию резервуара.

Работы по антикоррозионной защите надземных металлических конструкций за пределами берега резервуара выполняются в соответствии с РД-23.040.01-КТН-149-10 "Правила антикоррозионной защиты надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования магистральных нефтепроводов" [21] и СНиП 2.03.11-85 [22].

Перед нанесением антикоррозионного покрытия металлические поверхности подлежат зачистке, очистке от пыли и обезжириванию. Поверхность защищаемых металлоконструкций очищаются до 3 степени очистки, согласно ГОСТ 9.402-2004 [23]. Металлоконструкции и сварные швы защищаются системой лакокрасочного покрытия, состоящего из одного слоя эпоксидной грунтовки (толщиной 80 мкм) и двух слоев эпоксидной или полиуретан (акрил-полиуретан) эмали (толщиной 80 мкм), общая толщина покрытия 160 мкм. После выполнения монтажа конструкций выполняется антикоррозионная защита закладных деталей и соединительных изделий. Места стальных конструкций, где грунтовка или окраска повреждены при транспортировании или при выполнении монтажных операций, а также монтажные соединения в стыках и узлах после окончания всех монтажных работ должны быть очищены, зашпатлеваны, огрунтованы и окрашены.

5.4 Разработка организационно-технологической схемы ввода в эксплуатацию резервуара

Принятая организационно-технологическая схема производства работ по реконструкции резервуара РВС-5000 №4 предусматривает выполнение строительно-монтажных работ в технологической последовательности, с соблюдением требований по охране труда и охране окружающей среды.

Общая организационно-технологическая последовательность выполнения работ:

- 1) основной период демонтажных работ;
- 2) основной период монтажных работ;
- 3) гидроиспытания;
- 4) первичная поверка резервуара;
- 5) антикоррозионное покрытие корпуса;
- 6) пусконаладочные работы;
- 7) комплексное опробование под нагрузкой;
- 8) приемка систем в эксплуатацию.

В соответствии с техническим заданием на проектирование и требованиями НТД выполнено:

1) монтаж нового оборудования, патрубков и люк лазов на стенке резервуара:

- приемо-раздаточных патрубков DN 500 – 2 шт.;
- зачистного патрубка DN 150 – 1 шт.;
- люк лазов DN 600 в первом поясе – 2 шт.

2) монтаж нового оборудования, патрубков и люков на крыше резервуара:

- патрубков DN 100 для размещения пожароизвещателей ИП;
- патрубков DN 150 для установки сигнализаторов верхнего допустимого уровня – 3 шт;
- выполнить монтаж дыхательного клапана с огнепреградителем КДС-1500/150 ;
- монтажного люка диаметром DN 1000 – 1 шт;
- светового люка DN500 – 2 шт;

3) устранение отклонения центральной опорной стойки.

Замена листов, конструкций, исправление дефектов, срезка временных конструкций, зачистка швов выполняются на корпусе начиная сверху вниз. Замена листов и конструкций выполняется с помощью временных приспособлений, сохраняющих геометрическую неизменность и

конструктивную прочность резервуара. Демонтаж временных приспособлений допускается только после полной замены конструкций. Исправление мелких дефектов, не связанных с демонтажом конструкций и не влияющих на прочность корпуса, допускается в любом порядке в зависимости от удобства подхода к ним. Повторное использование листов и конструкций, а также временных приспособлений не предусматривается.

Проектом также предусмотрено устройство системы подслоного пожаротушения пеной низкой кратности [24].

Для защиты от вторичных проявлений молнии вся металлическая аппаратура, броня кабелей и трубопроводы присоединяются к общему заземляющему устройству.

Проверка резервуара. После выполнения реконструкции и гидравлических испытаний резервуара, перед вводом в эксплуатацию выполняется первичная проверка резервуара в соответствии с ГОСТ 8.570-2000 [25]. Работы по первичной проверке РВС осуществляют аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений, юридические лица и индивидуальные предприниматели с соответствии с ГОСТ 8.570-2000 [25].

К пусконаладочным работам относится комплекс работ, выполняемый в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования отдельных технологических систем. До начала индивидуальных испытаний технологического оборудования, должны быть выполнены индивидуальные испытания электротехнических устройств, автоматизированных систем управления, технического и силового оборудования в объеме, обеспечивающем испытание единицы оборудования.

До начала комплексного опробования технологических систем должны быть задействованы автоматизированные системы противопожарной защиты.

Порядок, методы и режимы проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования выполняются в соответствии с ОР-91.10.30-КТН-143-07 [26].

Комплексное опробование резервуара проводится в соответствии с

программой комплексного опробования, согласованной с проектной организацией и утверждённой главным инженером предприятия. Комплексное опробование резервуара производится в течение 72 часов.

В ходе комплексного опробования производится проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязной работы оборудования, систем и коммуникаций в предусмотренном проекте технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования в работу под нагрузкой и выводом на устойчивый режим перекачки и хранения нефти.

К приемке в эксплуатацию допускается резервуар в состоянии, самостоятельного использования по назначению, на котором выполнены в соответствии с требованиями проектной, нормативно-технической документации и приняты несущие, ограждающие конструкции и инженерные системы, обеспечивающие в совокупности прочность и устойчивость сооружения, защиту от атмосферных воздействий, температурный режим, безопасность пользователей, населения и окружающей среды.

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов проводится поэтапно.

Рабочей комиссией согласно ОР-91.010.30-КТН-143-07 [26], Регламент «Правила приемки в эксплуатацию объектов магистральных нефтепроводов, законченных строительством».

Рабочая комиссия осуществляет приемку систем и оборудования после завершения строительно-монтажных работ и индивидуального испытания с оформлением акта приемки законченного строительством объекта.

Приемочная комиссия осуществляет приемку законченного строительством резервуара с оформлением «Акта приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией».

Подготовка техдокументации для приемочной комиссии и организация работы комиссии возлагается на отдел капитального строительства НПС.

После утверждения акта приемочной комиссией служба эксплуатации обязана оформить акт приема-передачи резервуара от службы капитального

строительства службе эксплуатации и готовности его для заполнения нефтью.

Заполнение резервуара нефтью и работа его в технологическом режиме НПС проводится в пределах параметров, установленных технологической картой.

По окончании работы приемочной комиссии служба капитального строительства в течение двух дней передает по акту исполнительную документацию службе эксплуатации [27].

Эксплуатация объекта до завершения приемки запрещается.

6 Безопасность и экологичность

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

Специфика отрасли – работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, подверженными взрывам или воспламенению при несоблюдении соответствующих условий работы. Это ведет к серьезным материальным потерям и большим человеческим жертвам.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Техническая диагностика РВС проводится на опорожненном резервуаре на территории резервуарного парка и площадки внутри обвалования.

При выполнении работ возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- токсичность нефтепродуктов и его паров;
- образование взрывоопасной среды;

- загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- выполнение работ на высоте;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- недостаточная освещенность на рабочем месте;
- воздействие на организм человека электрического тока;
- повышенная или пониженная влажность воздуха.

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [28].

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Территория резервуарного парка расположена во II (III) климатическом регионе, со средней температурой воздуха зимних месяцев – 18 °С и средней скоростью ветра 3,6 м/с. Климат умеренно-континентальный с относительно морозной зимой и жарким летом с малым количеством осадков. Среднегодовая температура составляет – 6,5 °С; среднегодовое количество осадков – 465 мм; влажность воздуха 68 % [29].

Техническое диагностирование проводится в летнее время года на открытом пространстве предположительно в дневное время суток.

Работы, связанные с техническим диагностированием РВС, относятся к категории IIa – работы с интенсивностью энергозатрат 151 – 200 ккал/час (постоянная ходьба, перемещение мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя, и требующая определенного физического

напряжения) [30].

Параметры микроклимата в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 6.1 [31].

Таблица 6.1 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в воздухе в рабочей зоне

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	оптим.	доп.	оптим.	доп.	оптим.	доп.
Теплый	21 – 23	17 – 27	40 – 60	65 (при 26 °С)	0,3	0,4

Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды вспомогательные и административно-бытовые помещения оснащены системами централизованного отопления, работающими от котельной. Также здания оборудованы системами вентиляции для предотвращения загазованности.

Энергетические затраты работ будут складываться из затрат на дополнительное освещение рабочих мест, и энерго- затрат на работу диагностического оборудования и измерительных приборов.

6.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Техническое диагностирование проводится на резервуаре РВС-5000 для хранения нефти, высота стенки которого 11,92 м, диаметр 22,813 м. Проектный уровень разлива – 10,9 м³.

В резервуарном парке находится 4 резервуара, на расстоянии 15 м (по два резервуара в ряд), ограждены замкнутым обвалованием шириной по верху 1 м, рассчитанным на гидростатическое давление разлившейся жидкости. Ко всем

конструктивным элементам резервуара, подлежащим техническому диагностированию, должен быть обеспечен свободный доступ.

На территории резервуарного парка находятся опасные проходы, площадки и лестницы, которые могут проходить рядом с перекачивающими трубопроводами и различными нагретыми поверхностями. Такие места должны быть оборудованы ограждением и предупредительными знаками [28].

Уровни вибрации и шума находятся в пределах допустимых значений и равняются: 0 Гц и 50 Дб соответственно (допустимые значения уровня шума при данных работах 80 Дб) [32]. Частичная вибрация наблюдается на стенке РВС только при закачке (опорожнении) резервуара. Основным параметрам вибрации является виброускорение, нормативное значение которого равно 2 м/с^2 [33].

При диагностике РВС в воздухе рабочей зоны могут остаться вредные компоненты нефти и газа (метан, этан, пропан, сероводород, углекислый газ, аммиак, азот, фенол, ароматические углеводороды). Источниками газовыделений обычно являются различные неплотности оборудования, арматура резервуаров, аварийные клапаны. Нефть, ее пары, газы, а также продукты переработки являются высокотоксичными веществами, поражающими главным образом нервную систему, обладают кожно-резорбтивным действием. Поступают в организм преимущественно через дыхательные пути, кожные покровы.

Разряд зрительных работ – II (очень высокой точности). Освещение рабочих мест должно быть не менее 50 лк [34].

Освещение внутри резервуара обеспечивают светильниками напряжением 12 В (типа переносных) с питанием от разделительных трансформаторов. Применение автотрансформаторов внутри резервуара запрещено. При недостаточном освещении допускается использование переносных электросветильников, изготовленных во взрывобезопасном исполнении, напряжением не более 12 В.

Вентиляция осуществляется с помощью открытых световых люков и

люка-лаза.

Всем работникам, выполняющим работы по диагностированию (дефектоскописты) предоставляются средства индивидуальной защиты: шланговый противогаз, спасательная веревка и т.д. [35].

6.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При диагностике РВС наибольшую опасность для здоровья человека представляют остатки нефти в резервуаре. Нефть, являющаяся горючей жидкостью, представляет высокую пожарную опасность. Кроме того, она имеет в своем составе гомологический ряд углеводородов C_nH_{n+2} (метан, этан, пропан и т.д.), которые, испаряясь, создают взрывоопасную концентрацию смеси с воздухом, а сернистая нефть, содержащая определенное количество сероводорода, представляет угрозу для жизни и здоровья людей своей высокой токсичностью (класс опасности – 3) [36].

ПДК для углеводородов $C_1 - C_{10}$ составляет 300 мг/м^3 . Контроль воздушной среды должен проводиться на расстоянии 10 – 12 м от наполняемых резервуаров и у обвалования с подветренной стороны, с помощью газоанализаторов.

При достижении предельно допустимой концентрации вредных веществ (ПДК) должны приниматься меры по выявлению и устранению источников повышенной загазованности.

Анализ газовой среды должен проводиться перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через 1 час, а также по первому требованию работающих [28].

При внезапном увеличении загазованности выше ПДК в зоне производства работ необходимо приостановить все виды работ и в первую очередь огнеопасные. Работникам надеть имеющиеся средства индивидуальной защиты органов дыхания, и срочно покинуть опасную зону, сообщить о

случившемся руководителю ремонтных работ.

В зависимости от вида выполняемых работ обслуживающий и ремонтный персонал должен быть обеспечен спецодеждой, изготовленной из материалов, не накапливающих статическое электричество [37], изолирующими шланговыми противогазами, спасательными поясами и канатами и другими средствами индивидуальной защиты, необходимыми инструментами, приспособлениями, приборами.

Для защиты глаз от пыли, брызг, едких веществ, отлетающих и твердых частиц, работающие должны пользоваться защитными очками. При производстве электрогазосварочных работ должны применяться соответствующие защитные маски и очки со светофильтром [38].

Контроль за правильностью хранения, выдачи, ухода и пользования средств индивидуальной защиты (СИЗ) возлагается на инженеров по охране труда и непосредственных руководителей работ, в чьем подчинении находятся данные работники.

Все работники допускаются к работе только после прохождения вводного и первичного противопожарного инструктажей. О проведении инструктажей делается запись в специальном журнале.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Все работы по техническому диагностированию проводятся в зоне действующего резервуарного парка, а нефть, являющаяся горючей жидкостью, представляет высокую пожарную опасность.

Возможные причины и источники возникновения пожара:

- возгорание вследствие использования искрообразующего инструмента;
- возгорание РВС вследствие удара молнии (при не исправном молниеотводе);
- пожар из-за нарушения техники безопасности (курение на территории РВС, использование открытого огня);

- возгорание из-за неисправного оборудования;
- человеческий фактор.

Пожаровзрывоопасность нефти характеризуется способностью смеси ее паров с воздухом воспламеняться и взрываться. Взрывоопасность определяется величинами нижнего и верхнего пределов взрываемости, пожароопасность – величинами температур вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Взрыво- и пожароопасные свойства нефти представлены в таблице 6.2 [39].

Таблица 6.2 – Взрыво- и пожароопасные свойства нефти

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Температура, К		Предел взрываемости, %	
		Вспышки	Самовоспламенения	НКПВ	ВКПВ
Нефть	300	265	533	1,1	6,4

Обеспечение пожарной безопасности при эксплуатации и ремонте резервуаров должны отвечать требованиям проектной документации, правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

По взрывопожарной и пожарной опасности резервуары относятся к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [40].

Установки пожаротушения, орошения, сигнализации, связи и первичные средства пожаротушения должны быть в исправном состоянии и постоянной готовности к действиям. К узлам управления установками противопожарной защиты и местам подключения к ним передвижной пожарной техники должен быть обеспечен свободный доступ.

К первичным средствам пожаротушения относятся: пожарные щиты, емкости для песка, огнетушители. Пожарные щиты и емкости для песка должны устанавливаться с наружной стороны обвалования. Техническое обслуживание огнетушителей должно соответствовать требованиям документации [41].

Техническое содержание систем сигнализации, установок и средств

пожарной автоматики должно удовлетворять нормативным требованиям [42].

Электрооборудование, используемое в резервуарах и резервуарных парках, должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении [43].

Ежегодно перед наступлением грозового сезона необходимо проводить визуальный осмотр и ревизию молниеприемников, болтовых и сварных соединений контуров, обращая внимание на места соединения токоведущих элементов. Омическое сопротивление должно проверяться не реже одного раза в год в период наибольшего просыхания грунта (летом) [44].

6.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При подготовке РВС к диагностике и непосредственно при самом диагностировании возможны следующие аварийные ситуации:

- разгерметизация РВС по причине потери прочности и устойчивости стенки резервуара;
- возгорание РВС вследствие удара молнии (при неисправном молниеотводе);
- разлив нефтепродуктов при опорожнении (наливе) резервуара перед диагностикой;
- пожар нефтепродукта, вследствие теплового воздействия на него;
- повышенная загазованность внутри резервуара и т.д.

Любые аварийные ситуации при работе с нефтепродуктами носят крайне опасный характер. Вредные компоненты нефти ядовиты для человека. Наиболее опасная ситуация – взрыв или пожар РВС, к которому может привести нарушение технологического процесса или изношенность оборудования.

Аварии сопровождаются, как правило, выбросом некоторого количества нефтепродуктов и сопряжены со значительным экономическим и экологическим ущербом. Аварии наносят значительный ущерб окружающей

среде и здоровью человека из-за высокой токсичности нефти и нефтепродуктов.

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо немедленно вывести людей из зоны производства работ, в дальнейшем действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

6.7 Экологичность проекта

Отходы, образующиеся при диагностировании, зачистке и ремонте резервуаров и технологического оборудования, в том числе твердый осадок отложений в резервуаре, не поддающийся размыву, подлежат:

- вывозу в места временного складирования, согласованные с органами экологического контроля;
- утилизации на имеющихся собственных установках (при их наличии);
- утилизации на установках других предприятий (при наличии договора);
- складированию на полигонах и в местах организованного хранения.

Объекты временного и длительного хранения отходов должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим требованиям гигиенических норм в воздухе рабочей зоны.

Очистку сточных вод осуществляют на очистных сооружениях. Для очистки сточных вод от нефтепродуктов применяются флотационные установки и нефтеловушки. Очистку хозяйственных бытовых отходов осуществляют биологическим методом [45].

7 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта рассчитываем затраты на проведение реконструкции резервуара РВС-5000 и строительства нового РВС, проводим сравнительный анализ [46].

Работы по реконструкции резервуара включают:

- 1) демонтаж железобетонных конструкций;

- 2) демонтаж конструкций металлических;
- 3) демонтаж технологического оборудования;
- 4) монтаж ж/б конструкций;
- 5) монтаж металлических конструкций;
- 6) монтаж технологического оборудования.

Для производства вышеуказанных работ необходимы бригады рабочих, распределяемые по производственным процессам. Комплектация бригад, необходимых при реконструкции резервуара, представлена в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Состав рабочих по специальностям на проведение реконструкции резервуара РВС-5000

Наименование и состав бригад по профессиям с указанием группы производственных процессов	Количество человек в одной бригаде
1	2
Бригада по погрузо-разгрузочным работам	
Машинист трубоукладчика	1
Машинист автокрана	2
Водитель автомобиля	6
Стропальщик	4
Бригада по устройству и монтажу бетонных и железобетонных конструкций	
Машинист крана	1
Электросварщик ручной сварки	1
Газосварщик	1
Машинист бетононасоса	1
Слесарь строительный	1
Плотник	1
Арматурщик	1
Бетонщик	2
Изолировщик на гидроизоляции	2
Бригада по демонтажу и монтажу конструкций резервуара и оборудования	
Машинист крана	1

Окончание таблицы 6.3

1	2
Машинист автогидроподъемника	1
Машинист компрессорной установки	1
Монтажник конструкций	3
Электросварщик ручной сварки	3
Электросварщик автоматической и полуавтоматической сварки	3
Изолировщик на гидроизоляции	3
Слесарь строительный	1
Бригада по демонтажу и монтажу технологических арматуры и трубопроводов	
Машинист трубоукладчика	1
Машинист автокрана	1
Электросварщик ручной сварки	2
Монтажник технологических трубопроводов	4
Изолировщик на гидроизоляции	2
ИТР (1а)	7
Итого	57

Таким образом, на проведение реконструкции резервуара РВС-5000 необходимо 57 человек.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и приведена в таблице 6.4 с распределением по производственным процессам.

Таблица 6.4 – Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах на реконструкцию резервуара РВС-5000

Наименование	Марка и тип машины	Краткая характеристика	Кол-во машин в одной бригаде, шт.
1	2	3	4
Бригада по погрузо-разгрузочным работам			
Основные механизмы			
Трубоукладчик	ТГ-321	Г.П. 32 т	1
Тягач	МАЗ-6422-1	Г.П. -32,7 т	1
Прицеп	МАЗ-9758-30	г.п. -26,5 т	1
Тягач	МАЗ-9758	г.п. -26,5 т	1
Трубовоз	ПВ-95	г.п-14 т	1
Тягач	МАЗ-6422-1	Г.П. -32,7 т	1
Прицеп-тяжеловес	ЧМЗАП-5212А-1	Г.П. -60 т	1
Автомобиль самосвал	КамАЗ-5511	Г.П. -10 т	2
Автомобиль бортовой	КамАЗ-43 118	г.п-10 т	1
Бригада по устройству и монтажу бетонных и железобетонных конструкций			
Экскаватор с бульдозерным отвалом	ЭО-2621	На базе МТЗ-82	1
Кран на автомобильном ходу	КС-3577	г.п-10т	1
Кран на пневмоходу	КС-5363	г.п-25 т	1
Вибратор глубинный	ИВ-76А	-	3
Вибратор поверхностный	ИВ-2А	-	3
Станок для гибки арматурной стали	С-146А	-	1
Станок для резки арматурной стали	С-370	-	1
Агрегат сварочный	АДД-4004	-	1
Вибратор поверхностный	ИВ-2А	-	3
Наименование	Марка и тип машины	Краткая характеристика	Кол-во шт.

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4
Автобетоносмеситель	58062	На базе КамАЗ 43253,	1
Газосварочный агрегат с набором горелок	ГВР-1.25	-	2
Установка для подогрева стыков	ПС	-	2
Машинка углошлифовальная	-	-	2
Печь для прокаливания флюса и электродов	ЭПЭ-40/400	-	1
Бригада по демонтажу и монтажу конструкций резервуара и оборудования			
Кран на гусеничном ходу	РДК-25	г.п-25 т (с гуськом)	1
Автогидроподъемник	АГП-22	Макс. высота подъема 22 м	1
Установка для сварки горизонтальных стыков	AGW -II	-	2
Автомат вертикальных стыков с принудительным формированием шва	АДД-303	-	2
Газосварочный агрегат с набором горелок	ГВР-1.25	-	3
Установка для подогрева стыков	ПС	-	2
Наименование	Марка и тип машины	Краткая характеристика	Кол-во шт.
Печь для прокаливания флюса и электродов	ЭПЭ-40/400	-	2
Комплект для термитной сварки	-	-	1

Окончание таблицы 6.4

1	2	3	4
Машинка углошлифовальная	-	-	6
Окрасочный агрегат	Финиш-211	Расход 0.4...6.5 л/мин	1
Пескоструйная установка	ПКСД	Производительность до 20 м2/ч	1
Лебедка	-	г.п.-20 т	2
Лаборатория контроля качества сварных стыков	РМЛ-2	-	1
Вакуум-камера	-	-	1
Лаборатория контроля изоляции	ЛИП-2	-	1
Бригада по демонтажу и монтажу технологических арматуры и трубопроводов			
Бульдозер	ДЗ-27 (Б-170М)	125 кВт (170 л.с.)	1
Экскаватор одноковшовый гидравлический	ЭО-3323	V=0,85 м3	1
Трубоукладчик	ТГ-321	г.п -32 т	1
Кран на автомобильном ходу	КС-3577	г.п-10т	2
Агрегат сварочный	АДД-4004	4-х постовой	2
Установка для подогрева стыков	РН, Курай	Выходная частота 7-10,5кГц.	1
Газовый баллон с редуктором и подогревателем газа	-	Фирма Lincoln Electric	2
Центратор внутренний гидравлический	ЦВ-104	диаметр центрируемых труб — 1020 мм.	1
Механизм подачи проволоки	LN-27 (LV-37)	Скорость подачи 1,25-19,5 м/мин	2
Подогреватель стыков	ПС 1424	диаметр подогреваемых труб 1020, 1220, 1420 мм	1

Таким образом, для реконструкции резервуара необходимо 73 единицы техники.

Виды и стоимость работ, производимых по демонтажу резервуара РВС-5000, представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Виды и стоимость демонтажных работ резервуара РВС-5000

Наименование работ	Стоимость работ, руб.
Демонтаж железобетонных конструкций	202000
Демонтаж железобетонных фундаментов	73000
Разборка бетонной отмостки	65000
Демонтаж дефектных участков (днища, окрайки, стенки, крыши)	805000
Демонтаж патрубков и люков на стенке и крыше резервуара	36000
Итого	1181000

Исходя из таблицы 6.5, стоимость демонтажных работ составляет 1181000 руб.

Виды и стоимость монтажных работ, проводимых при реконструкции резервуара РВС-5000, представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Виды и стоимость монтажных работ при реконструкции резервуара РВС-5000

Наименование работ	Стоимость работ, руб.
1	2
Устройство основания под фундаменты: щебеночного	43000
Устройство бетонных фундаментов	115000
Устройство бетонной отмостки	87000
Монтаж металлических конструкций днища	1015000
Монтаж металлических конструкций стенки	625000

Окончание таблицы 6.6

1	2
Монтаж металлических конструкций крыши	118000
Монтаж: конструкций люков, патрубков на крыше	20000
Монтаж: конструкций люков, патрубков на стенке	95000
Итого	2118000

Исходя из таблицы 6.6 стоимость монтажных работ при реконструкции резервуара РВС-5000 составляет 2118000 рублей.

Стоимость материалов и оборудования необходимых для реконструкции составляет 956000 рублей.

В результате произведенных расчетов затраты на реконструкцию резервуара РВС-5000 составляют:

$$202000 + 73000 + 65000 + 805000 + 36000 + 43000 + 115000 + 87000 + 1015000 + \\ + 625000 + 118000 + 20000 + 95000 + 956000 = 4255000 \text{ руб.}$$

В то время как стоимость сооружения нового стального цилиндрического резервуара объемом 5000 м³, составляет 10350000 рублей. Характеристика вновь сооружаемого РВС-5000 представлена в таблице 6.7 [47].

Таблица 6.7 – Характеристики нового РВС-5000

Резервуары вертикальные цилиндрические для нефти и нефтепродуктов					
Тип РВС	Диаметр, мм	Высота стенки, мм	Масса, т	Кол-во рулонов, шт.	Цена, руб., с НДС
5000	20920	15000	120,0	2	10350000

Компания ООО «ТермоДинамика» предлагает свои услуги в поставке резервуаров различного типа и конструктивных особенностей. Стандартная комплектация включает в себя: стенка; днище; крыша; шахтная лестница;

лестницы, площадки, ограждения по крыше; люки и поставку. Стенки резервуаров изготовлены методом рулонирования [47].

Исходя из полученных данных следует вывод, что с учетом дальнейшей эксплуатации не менее 10 лет, экономически более выгодно и целесообразно произвести реконструкцию и восстановительно-ремонтные работы резервуара. Стоимость реконструкции более, чем в два раза меньше стоимости сооружения нового резервуара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе была произведена оценка ремонтпригодности резервуара РВС-5000 по результатам полного технического диагностирования и предложена реконструкция, которая позволит обеспечить гарантированный срок безопасной эксплуатации не менее 10 лет.

Были сделаны расчеты на прочность и устойчивость стенки, расчет сейсмостойкости резервуара, расчет нагрузок на основание резервуара.

Решены конструктивно и подтверждены расчетами задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности и безопасности условий труда, рассчитаны затраты на реконструкцию резервуара и возможные затраты на строительство нового.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ВИК – визуально-измерительный контроль;
- ИП – извещатель пожарный;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- НТД – нормативно-техническая документация;
- ПДК – предельно-допустимая концентрация;
- ПРП – приемо-раздаточный патрубок;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ТО – техническое обслуживание;
- ТР – технический ремонт.

СПСНОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНОКОВ

- 1 ПБ 03-381-00. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Актуализированная редакция. Введ. впервые; дата введ. 09.06.03.М: ПНО ОБТ, 2003. 76с.
- 2 РД 34.10.130-96. Инструкция по визуально-измерительному контролю. – М.: Изд-во Минтопэнерго, 1996 г.
- 3 ГОСТ 8713-79. Сварка под флюсом. Основные типы, конструктивные элементы и размеры. – М.: Стройиздат, 2000. – 63 с.
- 4 ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Сварные соединения. Методы ультразвуковые. – М.: Изд.-во стандартов, 1986. – 45 с.
- 5 Заключение № 03-04 ООО «Транснефть» по результатам полной технической диагностики резервуара РВС-5000 №4.
- 6 СНиП II-23-90. Стальные конструкции. – М.: Госстрой СССР, 1990. – 126 с.
- 7 Патентный поиск, поиск патентов и изобретений РФ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/>.
- 8 СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия. – ЦНИИСК им. Кучеренко Госстроя СССР, 1996. – 19с.
- 9 СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий. – ЦНИИ промзданий Госстроя СССР, 1986. – 30с.
- 10 СНиП II-23-81. Стальные конструкции. - ЦНИИСК им. Кучеренко с участием ЦНИИ проектстальконструкции Госстроя СССР, 1981. – 21с.
- 11 СТО СА 03-002-2009. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. - Ассоциация «Ростехэкспертиза», 01.07.2009. – 15с.
- 12 СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах. - ЦНИИСК им. Кучеренко и НИИОСП им. Герсеванова, 2000. – 6с.
- 13 СНиП 2.02.01-83*. Основания зданий и сооружений. - НИИОСП им. Н.М. Герсеванова Госстроя СССР, 1995. – 4с.

14 ГОСТ 27772-88. Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1989.: Минчермет СССР,1989. – 7с.

15 РД-23.020.00-КТН-079-09. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50 000 куб.м, - ОАО «АК«Транснефть» и ОАО «Гипротрубопровод», 22.05.2009. – 35с.

16 ГОСТ 9128-97 . Смеси асфальтобетонные дорожные, аэродромные и асфальтобетон. Технические условия. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1999.: Трансстрой,1999. – 10с.

17 ГОСТ 10923-93. Рубероид. Технические условия. Введ. впервые; дата введ. 10.11.93 : Полимерстройматериалы, 1993. – 25с.

18 РД-23.020.00-КТН-184-10. Правила антикоррозионной защиты резервуаров для хранения нефти и светлых нефтепродуктов.- ОАО «АК «Транснефть», 2010. – 56с.

19 ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия. Введ. впервые; дата введ. 01.07.2002. М.: Стандартиформ, 2002. – 18 с.

20 ГОСТ 9.402. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием. Введ. впервые; дата введ.07.01.81.: ИПК издательство стандартов,1981. – 44с.

21 РД-23.040.01-КТН-149-10 Правила антикоррозионной защиты надземных участков трубопроводов, конструкций и оборудования магистральных нефтепроводов . - ОАО «АК «Транснефть», 22.06.2010. – 17с.

22 СНиП 2.03.11-85. Защита строительных конструкций от коррозии. - НИИЖБ Госстроя СССР, 01.01.86. – 13с.

23 ГОСТ 9.402-2004. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию. Введ. впервые; дата введ.01.01.2006.: Стандартиформ, 2006. 13с.

24 РД-13.220.00-КТН-575-06. Стандарт. Правила пожарной безопасности на объектах МН ОАО «АК «Транснефть» и дочерних акционерных обществ. - ОАО «АК «Транснефть», 28.12.2006. – 76с.

25 ГОСТ 8.570-2000. Государственная система обеспечения единства измерений. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки. Взамен МИ 1823-87; дата введ. 01.01.2002.: Государственный научный метрологический центр, 2002.– 87с.

26 ОР-91.010.30-КТН-143-07. Правила приемки в эксплуатацию объектов магистральных нефтепроводов, законченных строительством. - ОАО «АК «Транснефть», 17.03.2002. – 7с.

27 РД-16.01-60.30.00-КТН-063-1-05 Правила технической диагностики резервуаров. - ОАО «АК «Транснефть», 05.12.2005. – 11с.

28 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. – Госкомнефтепродуктом. Введ. 26.12.1986 г. – 182с.

29 СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». Актуализированная редакция. – Введ. 1.01.13. – Москва : Росстандарт, 2013. – 91 с.

30 ГОСТ 12.1.005-88. Категория работ по тяжести. – Введ. 29.09.1988. – Москва : Госстандарт. – 91 с.

31 ГОСТ 12.1.016–79. ССБТ. Воздух рабочей зоны. Требования к методикам измерения концентрации вредных веществ. – Введ. 01.01.1998. – Москва : Госстандарт. – 112 с.

32 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.96. – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 10 с.

33 ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – ОАО НИЦ КД, 2004. – 362с.

34 ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок». Госстрой СССР ,1985. – 245с.

35 ГОСТ 12.4.115–82. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке. Госстандарт СССР, 1982. – 114с.

- 36 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Москва, 2009. – 49с.
- 37 ГОСТ 12.4.124-83 «ССБТ Средства защиты от статического электричества». Москва: Госстандарт СССР, 1983г. – 87с.
- 38 ГОСТ Р 12.4.013-97 «ССБТ Очки защитные. Общие технические условия». Минздрав России. 1997г. – 43с.
- 39 СО 34.03.355-2005 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения». Москва 2005г. – 132с.
- 40 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». ФГУ МЧС России, 2009г. – 87с.
- 41 НПБ 166-97 «Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации». Москва: Министерство труда РФ, 1997г. – 96с.
- 42 РД 009-01-96 «Установки пожарной автоматики». ТОО «Научно внедренческая фирма «Новика» 1996г. –111с.
- 43 ГОСТ Р 52274-2004 «Электрическая искробезопасность». Москва, 2004г. – 58с.
- 44 СО 153.34.21.122–2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций». Москва: Минэнерго России, 2003г. – 98с.
- 45 ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Москва, 2003г. – 114с.
- 46 Шадрин И. В. Эффективность, экономика сервисных услуг и основы предпринимательства.- Красноярск: ИПК СФУ, 2009г. – 24с.
- 47 Продажа вертикальных стальных резервуаров РВС - Компания ООО «ТермоДинамика» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://thermo-d.ru/emkostnoe-oborudovanie/rezervuaryi-vertikalnyie.html>.