

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Капитальный ремонт резервуара стального с понтоном типа РВСП - 403 Линейной производственно – диспетчерской станции «Сокур»

УДК 622.692.23.004.67

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев А.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Назаров А.Д.	кандидат геолого-минералогических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016г.

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б14	Сычеву Артему Игоревичу

Тема работы:

Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403
Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы полученные во время прохождения преддипломной практики в АО «Транснефть - западная Сибирь» ЛПДС "Сокур"
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ результатов технического диагностирования резервуара РВСП-5000; Расчет на прочность и устойчивость стенки резервуара; Технология проведения работ по капитальному ремонту РВСП-5000; Мероприятия по антикоррозийной защите РВСП-5000; Производственная и экологическая безопасность; Расчет экономической эффективности проекта.

Перечень графического материала	Разграничение зон ответственности, обустройство строительной площадки; Развертка стенки резервуара РВСП-5000; Методы проведения ремонта; Схема проведения гидравлического испытания резервуара.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Белозерцева О.В.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Назаров А.Д.	кандидат геолого-минералогических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б14	Сычев А.И.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 138 с., 20 рис., 18 табл., 37 источников, 9 прил.

Ключевые слова: капитальный ремонт, резервуар, техническое диагностирование, сварные соединения, ремонт металлоконструкций, устранение дефектов, гидравлическое испытание, опасные производственные факторы, вредные производственные факторы, экологическая безопасность, пожарная и взрывная безопасность, антикоррозионная защита, ресурсоэффективность.

Объектом исследования являются методы ремонта стальных вертикальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

Цель работы – разработка проекта проведения работ по капитальному ремонту резервуара типа РВСП-5000.

В процессе исследования проводились анализ результатов технического диагностирования, расчет минимальной толщины стенки резервуара для условий эксплуатации, расчет экономической эффективности проведения мероприятий по капитальному ремонту РВСП.

Степень внедрения: методы ремонта будут внедряться в нефтегазовой промышленности.

Экономическая эффективность заключается в экономии средств на проведение работ по капитальному ремонту РВСП средней сложности, в сравнении с сооружением нового резервуара РВСП-5000. Достигнутые технико-экономические показатели: уменьшение затрат на проведение мероприятия, улучшение условий обслуживания резервуара, продление срока службы резервуара.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					4	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

ESSAY

Final qualifying work 138 p., 20 fig., 18 tab., 37 sources, 9 adj.

Keywords: repair, tank, technical diagnostics, welded joints, repair of metal, removal of defects, pressure test, occupational hazards, harmful production factors, environmental safety, fire and explosive safety, corrosion protection, resource efficiency.

Object of research are methods of repair of steel vertical tanks for oil and petroleum products.

The purpose of work - development of extensive repairs of tank type RVSP-5000.

The study carried out an analysis of the results of technical diagnostics, calculation of vessel wall thickness for minimum operating conditions, the calculation of the cost-effectiveness of the measures on overhaul of RVSP.

Degree of implementation: repair methods will be implemented in the oil and gas industry.

Economic efficiency is to save funds for Overhaul RVSP medium complexity, in comparison with the construction of a new reservoir RVSP-5000. The achieved technical and economic indicators: reduction of costs of the event, improved conditions of service of the tank, extending the life of the tank.

					Реферат	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

АННОТАЦИЯ

На выпускную квалификационную работу студента
**«НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА»**

Сычева Артема Игоревича

«Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»».

В процессе работы проводились анализ результатов технического диагностирования, разработка плана проведения работ по капитальному ремонту резервуара, расчет минимальной толщины стенки резервуара для условий эксплуатации и для условий проведения гидравлического испытания, расчет экономической эффективности проведения мероприятий по ремонту РВСП.

В результате были предложены мероприятия по замене листов стенки и днища резервуара, а также ремонта недопустимых дефектов. Предусмотрен контроль качества сварных соединений и проведение гидравлического испытания. Представлены требования безопасности при проведении работ, разработаны мероприятия по соблюдению экологической безопасности.

В экономической части были подсчитаны затраты на проведение капитального ремонта РВСП-5000, также определен источник экономической эффективности. В результате выявлено, что в нашем случае проведение капитального ремонта РВСП-5000 более целесообразно, нежели возведение абсолютно нового резервуара. Тем более из результатов технического диагностирования известно, что скорость проникновения коррозии стенки резервуара - 0,3 мм/год, это дает возможность предположить, что следующий ремонт понадобится резервуару не ранее чем через 3-4 года.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			<i>Аннотация</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					6	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ зр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Оглавление

Задание к проекту	2
Реферат	4
Аннотация	6
Оглавление	7
Обозначения и сокращения	10
Введение	11
1 Общая часть	12
1.1 Краткая характеристика ЛПДС «Сокур»	13
1.2 Общая характеристика производственного объекта	14
1.3. Описание технологического процесса и технологической схемы ЛПДС "Сокур"	14
1.3.1 Подготовка нефти	14
1.4 Краткая характеристика объекта реконструкции	15
2 Техническое диагностирование	17
2.1 Порядок проведение технического диагностирования	17
2.2 Результаты анализа технической документации	18
2.3 Визуальный и измерительный контроль технического состояния резервуара	18
2.4 Контроль отклонений стенок резервуара от вертикали и результаты нивелирования днища	22
2.5 Контроль фактической толщины металла элементов конструкций резервуара	22
3 Расчет на прочность стенки резервуара	24
3.1 Расчет минимальной толщины стенки	24
3.2 Проверочный расчет на прочность стенки резервуара	25
3.3 Проверочный расчет на устойчивость стенки резервуара	27
3.4 Проверочный расчет сварных соединений	31
4 Технология проведения капитального ремонта РВСП-5000	34
4.1 Условия осуществления строительства	34
4.2 Основные решения по организации строительства	36
4.3 Организация труда	37
4.3.1 Состав бригады и потребность в механизмах	37
4.3.2 Материалы, оборудование, режимы сварки	39
4.3.3 Перечень и порядок ведения исполнительной документации. Состав приемо-сдаточной документации	40
4.4 Технология проведения работ по капитальному ремонту РВСП - 5000 м ³	42
4.4.1 Технологическая последовательность	42
4.4.2 Подготовительные работы. Строительный ситуационный план	43
4.4.3 Организация строительной площадки	44
4.5 Демонтаж и монтаж металлоконструкций	45
4.5.1 Ремонт металлоконструкций	46
4.5.2 Корректировка наружного контура РВСП в ходе работ по замене фрагментов первого пояса стенки и листов окрайки	57
4.5.3 Устранение поверхностных дефектов	58

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			<i>Лит.</i>			<i>Лист</i>		<i>Листов</i>	
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>						7		139	
<i>Консульт.</i>					Оглавление						
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>			ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14						

4.5.4	Контроль сварных соединений	63
4.5.5	Монтаж наружных сетей трубопровода	64
4.6	Гидравлическое испытания резервуара	65
4.6.1	Общая часть	65
4.6.2	Подготовительные работы	65
4.6.3	Проведение гидравлического испытания	66
4.7	Геодезический контроль	68
4.8	Контроль качества ремонтных работ	69
5	Социальная ответственность	74
5.1	Производственная безопасность	75
5.1.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов (производственная санитария)	76
5.1.2	Разработка мероприятий по снижению уровней воздействия и устранению влияния опасных и вредных производственных факторов на работающих (техника безопасности)	76
5.2	Экологическая безопасность	82
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.3.1	Пожарная и взрывная безопасность	83
5.3.2	Безопасность при чрезвычайных антропогенных и природных ситуациях	84
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
6	Антикоррозийная защита	86
6.1	Общая часть	86
6.2	Подготовительные работы	87
6.2.1	Входной контроль материалов	87
6.2.2	Подготовка внутренней и внешней поверхности	88
6.2.3	Обезжиривание внутренней поверхности	89
6.3	Нанесение антикоррозионного покрытия	90
6.3.1	Процесс нанесения антикоррозионного покрытия	90
6.3.2	Сушка покрытия	91
6.4	Контроль качества покрасочных работ	91
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	93
7.1	Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах и календарного плана работ	93
7.2	Расчет затрат на проведение мероприятий по ремонту РВС	95
7.3	Оценка экономической эффективности мероприятия	99
	Заключение	101
	Список использованной литературы	103
	Приложения А Программа работ по техническому диагностированию РВСП - 5000м3	106
	Приложения Б Перечень нормативной технической документации использованной при техническом диагностировании резервуара	109
	Приложения В Перечень измерительных приборов и оборудования использованных при техническом диагностировании резервуара	111
	Приложения Г Протокол №1 результатов визуального и измерительного контроля резервуара	112
	Приложения Д Протокол №2 результатов измерительного контроля отклонений от вертикали стенки и нивелирования наружного контура днища резервуара	122
	Приложения Е Протокол №3 результатов измерения толщины стенки основных элементов резервуара	125

Приложения Ж Дефектная ведомость на РВСП-5000 м3	132
Приложения К. Сварные соединения, применяемые при ремонте резервуаров	138
Приложения Л. Технологическая схема ЛПДС «Сокур»	139

					Оглавление	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

Обозначения и сокращения

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном;
 ППР – план производства работ;
 ГПСС – генератор пенный стационарный сетчатый;
 ГОСТ – государственный стандарт;
 РД – руководящий документ;
 СНиП – строительные нормы и правила;
 КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
 ПУЭ – правила электроустановок;
 ЕСН – единый социальный налог;
 ПБ – правила безопасности;
 ТП – типовой проект;
 ЦНС – центробежный насос секционный;
 ИТН – инструкция по техническому надзору;
 НТД – нормативно-техническая документация;
 ВСН – ведомственные строительные нормы;
 ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;
 ПТМ – пожарно-технический минимум.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			Обозначения и сокращения	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					10	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность – базовые отрасли Российской экономики. Ритмичность и стабильность их работы определяет успешность деятельности многих других отраслей промышленности. Очень важным звеном между производителем и потребителем в нефтяной отрасли является трубопроводный транспорт, надёжность работы которого и будет определять стабильность поставок нефти и газа. Системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов предназначены для перекачки внушительных объемов нефти и нефтепродуктов от поставщиков к многочисленным потребителям, находящимся как внутри, так и за пределами страны. Жесткому требованию подчинено управление процессами перекачки для таких систем, а именно, управление обязано обеспечивать выполнение планов поставки нефти и нефтепродуктов всем потребителям системы.

Значимость трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности крайне высока. Трубопроводный транспорт является важнейшим и одним из самых доступных видов транспорта нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающие заводы от мест добычи с последующим экспортом. Магистральные трубопроводы дают возможность освободить железнодорожный транспорт для транспортировки остальных важных грузов.

Основные преимущества трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов по сравнению с водным и железнодорожным транспортом: меньшая дальность транспортировки, бесперебойная работа поставщиков и потребителей, минимальные потери нефти и нефтепродуктов, максимальная автоматизация технологических процессов. Также большую роль в транспорте нефти занимают резервуары, без которых невозможно было бы осуществить временное хранение нефти на перекачивающих станциях.

В настоящее время при проектировании конструкций трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов следует обеспечивать техническую осуществимость в сочетании с передовыми технологиями, экономическую эффективность и экологическую безопасность, а также большую надежность при эксплуатации.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					11	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

Капитальный ремонт магистральных газонефтепроводов и газонефтехранилищ — комплекс технических, технологических, организационных и административно управленческих процессов, нацеленных на регенерацию фундаментальных фондов объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Основная цель капитального ремонта — восстановление и поддержание первоначальных эксплуатационных качеств магистральных трубопроводов и резервуаров на отдельных его участках.

В нашем случае будет рассматриваться капитальный ремонт резервуара типа РВСП.

Капитальный ремонт — основной вид ремонта объектов газонефтепроводного транспорта. Он включает в себя комплекс работ по ремонту или замене элементов, конструкций и отдельных участков резервуаров с целью максимального увеличения межремонтного срока их эксплуатации.

В настоящее время средний срок службы резервуаров около 10-15 лет, поэтому влияние возрастных факторов на надежность резервуаров весьма значительно. Тем более что ремонт новому резервуару приходится проводить уже через 3-4 года эксплуатации. Поэтому, разработка методов продления межремонтного интервала является основной задачей при эксплуатации резервуаров.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

1 Общая часть

1.1 Краткая характеристика ЛПДС «Сокур»

Основной вид деятельности - хранение и транспортировка нефтепродуктов на территории Новосибирской области.

Предприятие действует на территории Новосибирской области. ЛПДС «Сокур» расположена в НСО п. Сокур и осуществляет свою деятельность с 1994 года. Основным ее направлением является перекачка и хранение нефтепродуктов. Станция обеспечивает экономичную и безопасную транспортировку нефти и нефтепродуктов в районы Восточной и Западной Сибири и на Дальний Восток.

Акционерное общество "Транснефть - Западная Сибирь" с 1991 года в качестве дочернего акционерного общества входит в состав ОАО «АК «Транснефть» и является авторитетным элементом системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов России, гарантируя безотказную транспортировку нефти и нефтепродуктов в 4 регионах РФ (Омская, Новосибирская, Кемеровская области и Красноярский край) на нефтеперерабатывающие заводы Сибири, Дальнего Востока и для поставки на экспорт.

Основными видами деятельности АО "Транснефть - Западная Сибирь" являются:

- эксплуатация объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов;
- транспортировка по магистральным трубопроводам нефти и нефтепродуктов;
- хранение нефти и нефтепродуктов;
- приобретение и реализация нефти и нефтепродуктов;
- строительство, техническое перевооружение и реконструкция объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, зданий и сооружений;
- ремонт объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, зданий и сооружений;
- охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			1 Общая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					13	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

1.2 Общая характеристика производственного объекта

Наименование объекта – ЛПДС "Сокур".

ЛПДС "Сокур" - линейная производственно - диспетчерская станция "Сокур". ЛПДС Сокур является опасным производственным объектом. Располагается на 703,4 км. МНПП "Омск-Сокур". В состав ЛПДС "Сокур" входят 3 технологические площадки, каждая из которых обладает резервуарным парком, наливной насосной и камерой фильтров и т.д.

ЛПДС "Сокур" располагается на территории муниципального образования Сокурского сельсовета. Сокурский сельсовет является одним из крупных населенных пунктов Мошковского района. Находится в 22-х км. восточнее Новосибирска. Численность Сокурского сельсовета составляет 6,1 тыс. чел.

Дата ввода в эксплуатацию ЛПДС "Сокур" – декабрь 1988 г.

ЛПДС "Сокур" включает в себя:

- камеры фильтров;
- камеру управления задвижками;
- емкости утечек;
- здания и сооружения;
- ж/д эстакаду
- магистральную насосную перекачки нефтепродуктов;
- наливные насосные внутренней перекачки;
- КНС утилизации и КНС пром.стоков;
- ОЧС
- нефтеловушки;
- резервуарные парки;
- химическую лабораторию;
- и т.д

1.3 Описание технологического процесса и технологической схемы ЛПДС "Сокур"

1.3.1 Резервуарный парк

Нефтепродукт под давлением 2-6 кгс/см² с МНПП через задвижки поступает в резервуарный парк ЛПДС "Сокур". После окончания закачки с МНПП оператор товарный выполняет следующие обязанности:

- управление технологическими операциями по приему, хранению и отпуску, подготовке нефти и нефтепродуктов;

						1 Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			14

- обеспечение количественной и качественной сохранности нефти и нефтепродуктов;
- подготовка резервуаров, емкостей и трубопроводов к приему нефти и нефтепродуктов;
- замеры нефти и нефтепродуктов в резервуарах, емкостях утечек;
- отбор проб нефти и нефтепродуктов.

Для осуществления внутрибазовых перекачек, предусмотрена наливная насосная. В наливной насосной установлено 2 основных насоса марки 12 НДСН и 1 зачистной насос марки 6НК9х1. За работу насосов отвечает машинист технологических насосов. Любые технологические операции и внутрибазовые перекачки осуществляются по телефонограмме диспетчера ЛПДС "Сокур". За работоспособное состояние резервуаров, резервуарного оборудования, запорной арматуры ПРП (приемо-раздаточных патрубков) в процессе эксплуатации отвечает инженер-механик и слесаря по ремонту технологических установок участка обслуживания и ремонта механо-технологического оборудования ЛПДС "Сокур". Резервуары и резервуарное оборудование обслуживаются согласно карты технического обслуживания РВСП, в которых прописана периодичность и объем работ. Обслуживание задвижек ПРП проводится на основании графика ТОР (технического обслуживания и ремонта) запорной арматуры.

1.4. Краткая характеристика объекта капитального ремонта

Площадка под капитальный ремонт РВСП-5000м³ №403 располагается на существующей территории ЛПДС "Сокур".

Таблица 1.1 – Краткая характеристика объекта

1. Тип резервуара	резервуар вертикальный стальной с понтоном
2. Изготовлен по проекту	Т-1108
3. Проектная организация	СУ-4
4. Завод изготовитель	«Саратовский завод резервуарных металлоконструкций»
5. Монтажная организация	СУ-4
6. Место расположения	Резервуарный парк ЛПДС "Сокур", пл. С-4
7. Технологический номер	4 0 3
8. Вид хранимого продукта	Нефтепродукт
9. Дата начала ремонта	апрель 2015
10. Дата окончания ремонта	сентябрь 2015
11. Объем, м ³	5000 м ³

Продолжение таблицы 1.1

12. Высота резервуара, мм	11920 (РВС состоит из 8 поясов)
13. Диаметр резервуара (внутренний), мм	22790
14. Предельная высота залива, мм	10500
15. Данные о металле	09Г2С
16. 1-й пояс корпуса резервуара	7 мм 09Г2С
17. 2-й пояс резервуара	7 мм 09Г2С
18. Окрайка	7 мм 09Г2С
19. Днище	7 мм 09Г2С
20. Толщина листов кровли резервуара, мм	3,0 мм СтЗпс4
21. Способ соединения элементов резервуара	Встык

2. Техническое диагностирование

2.1 Порядок проведения технического диагностирования

Техническое диагностирование резервуара проведено в соответствии с требованиями:

- "Правил проведения экспертизы промышленной безопасности" ПБ 03-246-98
- "Инструкции по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств" ИТН-93;
- РД 08-95-95 "Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов";
- "Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов" ПБ 03-605-03 ,

Техническое диагностирование включает в себя:

1. Анализ нормативной, технической и эксплуатационной документации;
2. Визуальный и измерительный контроль состояния поверхности металла, сварных швов, элементов конструкций, оценка состояния отмостки, обвалования;
3. Измерительный контроль остаточной толщины стенки, днища, листов кровли, патрубков резервуара методом ультразвуковой толщинометрии;
4. Измерительный контроль отклонений от вертикали;
5. Нивелирование контура днища резервуара;
6. Составление заключения по результатам технического диагностирования резервуара.

Программа работ по техническому диагностированию резервуара приведена в Приложении А, перечень использованной при обследовании нормативной технической и методической документации указан в Приложении Б.

При техническом диагностировании использовались аттестованные приборы и испытательное оборудование. Перечень использованных средств неразрушающего контроля приведен в Приложении В. Результаты технического диагностирования оформлены отдельными протоколами и приведены в следующих приложениях:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>		
Разраб.		Сычев А.И.					
Руковод.		Назаров А.Д.					
Консульт.							
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
2 Техническое диагностирование					Лит.	Лист	Листов
						17	139
					ТПУ ИПР ТХНГ гп. 3-2Б14		

1. Приложение Г - Протокол визуального и измерительного контроля резервуара;
2. Приложение Д - Протокол результатов измерительного контроля отклонений от вертикали образующих стенок резервуара, нивелирования днища;
3. Приложение Е - Протокол результатов ультразвуковой толщинометрии элементов резервуара.
4. Приложение Ж - Дефектная ведомость.

2.2 Результаты анализа технической документации

Резервуар изготовлен "Саратовским заводом резервуарных металлоконструкций" смонтирован "СУ-4". Оборудование смонтировано "СУ-4". Работы по монтажу велись в период 18.07.1990г. - 10.05.1991г., резервуар принят в эксплуатацию - 05.1991г.

Из эксплуатационной документации имеются: эксплуатационный паспорт резервуара, технологический регламент объекта, технологическая схема ЛПДС Сокур, перечень оборудования резервуара, паспорта на установленное оборудование, градуировочная таблица, заключение по результатам частичного технического обследования резервуара от 2014 г., результаты периодического нивелирования стенки и днища резервуара.

2.3 Визуальный и измерительный контроль технического состояния резервуара

Результаты контроля стенки и днища резервуара

а) Состояние сварных соединений и основного металла стенки резервуара.

Все сварные соединения стенки резервуара - стыковые, двухсторонние, выполненные автоматической электродуговой сваркой, монтажные швы, а также уторный шов днища выполнены ручной электродуговой сваркой. Развертка стенки резервуара, расположение и нумерация патрубков стенки приведены на рисунке 4.1 (Приложения Г).

Недопустимых дефектов сварных соединений при наружном осмотре не обнаружено, сварные соединения удовлетворяют ГОСТ 8713-79, ГОСТ 5264-80, СНиП 3.03.01-87.

На поверхности корпуса (околошовная зона и основной металл) поверхностных трещин, выходящих на поверхность расслоений и других

					<i>2 Техническое диагностирование</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

недопустимых дефектов механического и коррозионного происхождения не обнаружено.

б) Дефекты стенки и днища резервуара, требующие исправления

При визуальном и измерительном контроле стенки и днища обнаружены недопустимые, согласно НТД, дефекты, подлежащие устранению:

1) Вмятина на листах I - II поясов стенки резервуара. Расположение вмятины показано на рисунке Г.2 (Приложения Г) (обозначение на рисунке - Вм1). Стрела прогиба вмятины составляет 31мм, при допускаемой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (в соответствии п.2.5.6 [7]) для данного размера дефекта.

2) Выпучина на I поясе, лист №11, расположение листа №11 – как указано на рисунке Г.1 (Приложения Г). Расположение выпучины приведено на рисунке Г.3 (Приложения Г) (обозначение на рисунке - Вп1). Стрела прогиба выпучины составляет 46,5мм, при допускаемой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (смотрите п.2.5.6 [7]) для данного размера дефекта. На данном участке также имеется участок с наличием 2 вертикальных гофр высотой 16мм и 20мм (участок Гф1 на рисунке Г.3 Приложения Г), что также не удовлетворяет требованиям п.2.5.6 [7].

3) При осмотре внутренней поверхности стенки обнаружено, что на листах №5-7 первого пояса имеются 2 области с недопустимыми коррозионными повреждениями:

- область I (показано на рисунке Г.4 Приложения Г) - полоса шириной от 20мм до 70мм, примыкающая к уторному шву. В данной полосе имеются коррозионные повреждения в виде одиночных и групповых коррозионных язв глубиной 0,5-1,5мм. Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5,5мм (исполнительная толщина листов - 7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6мм, согласно п.2.1.4 [29];

- область II (показано на рисунке Г.4 Приложения Г) - полоса шириной 300мм, расположенная на высоте 950мм от уторного шва. В данной области имеются групповые коррозионные повреждения глубиной до 1,8мм, размеры язв - 5x5мм, 10x8мм, 10x10мм, 15x15мм и др. (основная масса язв имеет глубину до 1,5мм). Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5,2мм (исполнительная толщина листов - 7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6мм, согласно п.2.1.4 [29];

					2 Техническое диагностирование	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- область III, расположенная между областями I и II (показано на рисунке Г.4 Приложения Г). В данной области имеются одиночные коррозионные язвы глубиной до 1,5мм, что также выводит толщину стенки за отбраковочную величину, согласно п.2.1.4 [29];

- При осмотре днища обнаружены коррозионные повреждения листов днища резервуара, подлежащие устранению (расположение дефектов - указано на рисунке Г.5 Приложения Г):

а) I - одиночная коррозионная язва глубиной 2мм, диаметром 11мм;

б) II - одиночная коррозионная язва глубиной 2,2мм, диаметром 15мм;

в) III - участок размером 300×300 мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 6мм (максимальный размер язв - диаметром 40мм);

г) IV - участок размером 650×500мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 2мм;

д) V - участок размером 100×100мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

е) VI - участок размером 750×280мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2мм;

ж) VII - коррозионные повреждения околошовной зоне стыкового шва листов днища на длине 600мм, повреждение зоны сплавления металла листа с металлом шва в виде риски глубиной 1,0-1,5мм шириной 2,5мм. Также имеются коррозионные язвенные повреждения металла валика усиления шва;

з) VIII - участок размером 200×80мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

и) IX - участок размером 2050×1480мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв 1,5-5,0 мм.

4) При осмотре отмостки резервуара, обнаружено, что бетонная отмостка резервуара не обеспечивает отвода атмосферной влаги от днища резервуара в силу отсутствия необходимого уклона (состояние материала отмостки - удовлетворительное).

Дефекты, не требующие устранения по результатам текущего обследования

Кроме описанных выше коррозионных дефектов, требующих устранения, имеются следующие менее значимые дефекты, относящиеся к допустимым, согласно НТД:

					2 Техническое диагностирование	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1) По всему периметру 1-го пояса в области I (расположение области показано на рисунке 4.4 Приложения Г) разрушено антикоррозионное покрытие, коррозионный износ металла стенки составляет 0,5мм;

2) По всему периметру 1-го пояса в области II (расположение области показано на рисунке 4.4 Приложения Г) разрушено антикоррозионное покрытие, имеются коррозионные язвы глубиной до 0,5мм размером -5x5мм, 8x8мм, 10x10мм и др.;

3) По всему периметру уторного шва в околошовной зоне листов днища имеются участки коррозионных повреждений в виде риски глубиной 0,1-0,3мм (в зоне сплавления металла листов днища и металла шва).

Вывод по результатам визуального и измерительного контроля

1) Дефекты, перечисленные выше, являются недопустимыми и подлежат исправлению:

- вмятина на I-II поясах стенки, описанная выше в п.1 подлежит выправлению согласно карт ремонта, приведенных в [29];

- выпучина с наличием гофр, описанная выше в п.2 подлежит исправлению путем замены участка дефектного листа с соблюдением требований ПБ 03-605-03 по монтажу и устройству резервуаров;

- листы №5-7 первого пояса стенки резервуара подлежат замене, ввиду наличия недопустимых коррозионных повреждений, выводящих толщину листов за отбраковочный уровень, повреждения описаны выше в пункте 3, нумерация листов представлена на рисунке 4.1 (Приложения Г);

- коррозионные повреждения листов днища, описанные выше в п. 4 подлежат исправлению согласно требований карт ремонта;

- отмоска не обеспечивает отвод воды от днища резервуара в силу отсутствия необходимого уклона, требуется ремонт отмоски.

2) Ввиду того, что на внутренней поверхности стенки и днища имеется большое количество коррозионных повреждений, относящихся, согласно НТД, к допустимым на момент обследования, а также ввиду того, что антикоррозионное покрытие на 1-м поясе стенки и днище имеет обширные повреждения, то перед проведением планового капитального ремонта резервуара в 2012 году необходимо провести внутренний осмотр резервуара с целью оценки развития коррозионных дефектов и уточнения объемов проводимого ремонта.

					2 Техническое диагностирование	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Контроль отклонений стенок резервуара от вертикали и результаты нивелирования днища

Отклонения от вертикали образующих стенки резервуара и отклонения от горизонтали наружного контура днища резервуара не превышают допустимых в соответствии с требованиями НТД значений.

2.5 Контроль фактической толщины металла элементов конструкций резервуара

Для листов I пояса минимальная остаточная толщина обнаружена на листах №5-7 (развертка стенки приведена на рисунке 6.2 Приложения Е) и составляет 5,2мм, при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6,0мм, согласно пункту 2.1.4 [29]. Для остальных листов I пояса толщина составляет 6,4-7,0мм.

Для листов II пояса минимальная остаточная толщина составляет 6,4-7,0мм. Для листов III-VIII поясов минимальная обнаруженная толщина составляет 6,6мм, значения толщин находятся в диапазоне 6,6-7,0мм.

Скорость проникновения коррозии стенки резервуара - 0,3 мм/год.

Минимальные остаточные толщины обнаружена на листе №38 - 1,0мм; на листе №48 - 2,0мм; для листов №42,56,65 - 4,7мм; для листов №31,54,55,64 - 4,8мм (нумерация листов - показана на рисунке 6.3 Приложение Е). Для остальных листов толщина находится в интервале 5,4-7,0мм.

Для листов №31,38,42,48,54,55,56,64,65, коррозионный износ превышает допустимое, согласно п.2.5.16 [7], значение 30%. Для остальных листов днища толщина находится в интервале 5,4-7,0мм (коррозионный износ не превышает 23%).

Максимальная скорость проникновения коррозии для листов днища - 0,83 мм/год.

Толщина листов щитов кровли удовлетворяет п.2.1.5 [29].

Фактическая толщина стенок патрубков превышает минимально-допустимые значения, согласно требованиям п.3.6.1 (таблица 3.6) [7].

Выводы по результатам толщинометрии:

1) Ввиду коррозионного износа листов стенки свыше допустимых значений, согласно требований НТД, требуется замена листов №5-7 первого пояса стенки резервуара (нумерация листов показана на рисунке 6.2 Приложение Е);

2) Ввиду коррозионного износа листов днища свыше допустимых значений, согласно требований НТД, требуется проведение ремонта на листах №31,38, 42, 48, 54, 55, 56, 64, 65 (нумерация листов показана на рисунке 6.3 Приложение Е);

					2 Техническое диагностирование	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) Толщина листов кровли, а также патрубков стенки резервуара удовлетворяет требованиям НТД.

					2 Техническое диагностирование	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

3. Расчет на прочность стенки резервуара

3.1 Расчет минимальной толщины стенки РВСП-5000 м³

Минимальная расчетная толщина стенки t_e , в каждом поясе для условий эксплуатации определяется по формуле:

$$t_e = [g \cdot \rho \cdot (H - z) \cdot r] / (R_y \cdot \gamma_c) \quad (3.1)$$

где g - ускорение свободного падения;

H - высота налива нефтепродукта;

ρ - плотность нефтепродукта;

r - радиус пояса стенки резервуара;

z - расстояние от дна до нижней кромки пояса;

γ_c - коэффициент условий работы, для нижнего пояса равный 0,7; для всех остальных поясов равный 0,8; для условий гидравлических испытаний равный 0,9.

R_y - расчетное сопротивление материала;

Рассчитаем минимальную толщину стенки в первом поясе, для самых агрессивных условий эксплуатации, при условии максимального уровня налива продукта $H=10500$ мм, за рабочую жидкость примем подтоварную воду с плотностью $\rho=1020$ кг/м³.

Расчетное сопротивление материала R_y рассчитывается по формуле:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_M \times \gamma_H} \quad (3.2)$$

Где R_y^H - нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому на листовой прокат по ГОСТ 27772-88;

γ_M - коэффициент надежности по материалу, $\gamma_M = 1,025$;

γ_H - коэффициент надежности по назначению, для резервуаров объемом по строительному номиналу 10000 м³ и более, $\gamma_H = 1,15$, объемом по строительному номиналу менее 10000 м³, $\gamma_H = 1,1$.

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_M \times \gamma_H} = \frac{345 \text{ МПа}}{1,025 \times 1,1} = 305 \text{ МПа}$$

					Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Сычев А.И.			3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Назаров А.Д.					24	139
Консульт.						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Минимальная расчетная толщина стенки t_e , в 1-ом поясе для условий эксплуатации рассчитаем по формуле:

$$t_e = \frac{[g \times \rho \times (H - z) \times r]}{R_y \times \gamma_c} = \frac{[9,81 \times 1020 \times (10,50 - 0) \times 11,402]}{305 \times 10^6 \times 0,7} = 5,61 \text{ мм.}$$

Минимальная расчетная толщина стенки t_e , в 1-ом поясе для условий гидравлических испытаний рассчитывается по формуле:

$$t_e = \frac{[g \times \rho_B \times (H - z) \times r]}{R_y \times \gamma_c} = \frac{[9,81 \times 1000 \times (10,50 - 0) \times 11,402]}{305 \times 10^6 \times 0,9} = 4,28 \text{ мм.}$$

где ρ_B – плотность воды используемой при испытании (1000кг/м³).

3.2 Проверочный расчет на прочность стенки резервуара

Проверка каждого пояса стенки РВСП на прочность производится по формуле:

$$\sigma_2 \leq R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n, \quad (3.3)$$

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: $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов;

γ_n - коэффициент надежности по назначению: для резервуаров объемом по строительному номиналу от 1000 до 5000 м³ - $\gamma_n = 1,0$.

Расчетное кольцевое напряжение в поясе для резервуаров типа РВСП определяется по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{[g \cdot \rho \cdot (H_n - z) + P_u] \cdot R}{t_i}, \quad (3.4)$$

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

ρ - плотность нефти, $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$;

H_n - максимально допустимый уровень разлива нефти в резервуаре, м;

z - расстояние от дна до нижней кромки пояса, м;

P_u - избыточное давление в газовом пространстве резервуаров, Па;

R - радиус резервуара, м;

t_i - расчетная фактическая толщина пояса, принятая по результатам технической диагностики РВСП, м.

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Избыточное давление в газовом пространстве резервуара:

$$P_u = \gamma_f \cdot P_u^H, \quad (3.5)$$

где γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, применяемый по таблице 3.1;

P_u^H - рабочее значение избыточного давления в газовом пространстве, принимаемое по таблице 3.2, Па.

Таблица 3.1 - Значение коэффициентов надежности по нагрузкам

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

Таблица 3.2 - Значения рабочего избыточного давления и вакуума в газовом пространстве резервуаров не более

Тип резервуара	Рабочее давление, кПа (мм вод. ст.)	
	избыточное, P_u^H	вакуум, $P_{вак}^H$
РВС	2,0 (200)	0,25 (25)
РВСП	0,2 (20)	0,2*/0* (20/0)
РВСПК	0	0
* Для летнего и зимнего периодов эксплуатации резервуара		

$$P_u = \gamma_f \cdot P_u^H = 1,2 \cdot 0,2 = 0,24 \text{ кПа}$$

Для первого пояса:

$$\sigma_2 = \frac{[9,81 \cdot 900 \cdot (10,5 - 0) + 240] \cdot 11,4}{0,0052} = 203,7 \text{ МПа}$$

$$R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n = 305 \cdot 0,7 / 1 = 213,5$$

Условие $\sigma_2 \leq R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n$ выполняется:

$$203,7 \leq 213,5 \text{ МПа}$$

Для второго пояса:

$$\sigma_2 = \frac{[9,81 \cdot 900 \cdot (10,5 - 1,5) + 240] \cdot 11,4}{0,0052} = 174,7 \text{ МПа}$$

$$R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n = 305 \cdot 0,8 / 1 = 244$$

Условие $\sigma_2 \leq R_y \cdot \gamma_c / \gamma_n$ выполняется:

$$174,7 \leq 244 \text{ МПа}$$

3.3 Проверочный расчет на устойчивость стенки резервуара

Проверка каждого пояса стенки РВСП на устойчивость определяет по формуле (107) СНиП II-23-81:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq \gamma_c, \quad (3.6)$$

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, $\gamma_c = 1,0$.

Для первого пояса условие устойчивости НЕ выполняется:

$$\frac{3,28}{5,47} + \frac{0,704}{1,52} \geq 1,0 \quad \text{НЕОБХОДИМА ЗАМЕНА ЭЛЕМЕНТА СТЕНКИ!}$$

Для второго пояса условие устойчивости выполняется:

$$\frac{2,35}{7,37} + \frac{0,704}{1,52} \leq 1,0$$

Расчетное меридиональное напряжение пояса для резервуаров РВСП определяется по формуле:

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_1 = \frac{Q_m + \psi_\delta \cdot (Q_0 + Q_y + Q_{\text{вак}}) + \psi_\kappa \cdot S}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot t_i}, \quad (3.7)$$

где Q_m - вес металлоконструкций резервуара выше нижней кромки пояса, Н;

Q_0 – вес стационарного оборудования выше нижней кромки пояса, Н;

Q_y – вес утеплителя выше нижней кромки пояса, Н (равен 0, т.к. утеплитель отсутствует);

$Q_{\text{вак}}$ – расчетная нагрузка на крышу резервуара от вакуумметрического давления газов в газовом пространстве, Н;

S – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию крыши резервуара, Н;

ψ_δ – коэффициент сочетаний для временных длительных нагрузок, принимаемый по п. 1.12 СНиП 2.01.07-85*, $\psi_\delta = 0,95$;

ψ_κ – коэффициент сочетаний для временных кратковременных нагрузок, принимаемый по п. 1.12 СНиП 2.01.07-85*, $\psi_\kappa = 0,95$.

Для первого пояса:

$$\sigma_1 = \frac{722,6 + 0,95 \cdot (15,45 + 0 + 122) + 0,9 \cdot 408}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 0,0052} = 3,28 \text{ МПа}$$

Для второго пояса:

$$\sigma_1 = \frac{677,5 + 0,95 \cdot (15,45 + 0 + 122) + 0,9 \cdot 408}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 0,007} = 2,35 \text{ МПа}$$

Вес металлоконструкций резервуара выше нижней кромки пояса:

$$Q_m = \gamma_f \cdot (Q_{\text{кр}}'' + Q_{\text{ст}}''), \quad (3.8)$$

где $Q_{\text{кр}}''$ – вес крыши резервуара, 240кН;

$Q_{\text{ст}}''$ – вес стенки РВСП выше нижней кромки пояса, Н.

Для первого пояса: $Q_m = 1,05 \cdot (240 + 448,2) = 722,6 \text{ кН}$

Для второго пояса: $Q_m = 1,05 \cdot (240 + 405,2) = 677,5 \text{ кН}$

Вес стенки резервуара выше нижней кромки пояса:

$$Q_{\text{ст}}'' = g \cdot \rho_{\text{ст}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot R \cdot \sum h_i \cdot t_i, \quad (3.9)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ - удельный вес стали, $\rho_{\text{ст}} = 7850 \text{ кг/м}^3$;

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

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для первого пояса:

$$Q_{cm}'' = 9,81 \cdot 7850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot \sum (1,5 \cdot 0,0052 + 10,5 \cdot 0,007) = 448,2 \text{ кН}$$

Для второго пояса:

$$Q_{cm}'' = 9,81 \cdot 7850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot \sum 10,5 \cdot 0,007 = 405,2 \text{ кН}$$

Вес стационарного оборудования выше нижней кромки пояса находятся по формулам:

$$Q_0 = \gamma_f \cdot g \cdot G_0 \quad (3.10)$$

где G_0 – масса стационарного оборудования, 1500 кг.

Для первого пояса:

$$Q_y = 1,05 \cdot 9,81 \cdot 0 = 0 \text{ Н}, \quad Q_0 = 1,05 \cdot 9,81 \cdot 1500 = 15,45 \text{ кН}$$

Для второго пояса:

$$Q_y = 1,05 \cdot 9,81 \cdot 0 = 0 \text{ Н}, \quad Q_0 = 1,05 \cdot 9,81 \cdot 1500 = 15,45 \text{ кН}$$

Расчетная нагрузка на крышу резервуара от вакуумметрического давления газов в газовом пространстве:

$$Q_{\text{вак}} = \gamma_f \cdot P_{\text{вак}}'' \cdot \pi \cdot R^2, \quad (3.11)$$

где $P_{\text{вак}}''$ – рабочее значение вакуума в газовом пространстве, по таблице 2.7 принимаем 0,25 кПа.

$$Q_{\text{вак}} = 1,2 \cdot 0,25 \cdot 3,14 \cdot 11,4^2 = 122 \text{ кН}$$

Полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию крыши резервуара:

$$S = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2, \quad (3.12)$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова земли к снеговой нагрузке на покрытие, принимаемый в соответствии с п.п. 5.3-5.5 СНиП 2.01.07-85*;

S_g – расчетное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, принимаемое в соответствии с п.5.2 СНиП 2.01.07-85*.

$$S = 1 \cdot 1000 \cdot 3,14 \cdot 11,4^2 = 408 \text{ кН}$$

Критическое меридиональное напряжение пояса определяется по формуле:

$$\sigma_{cr1} = C \cdot E \cdot \frac{t_i}{R}, \quad (3.13)$$

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

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

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

Для первого пояса:

$$\sigma_{cr1} = 0,06 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \frac{5,2}{11400} = 5,47 \text{ МПа}$$

Для второго пояса:

$$\sigma_{cr1} = 0,06 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \frac{7}{11400} = 7,37 \text{ МПа}$$

Расчетное кольцевое напряжение пояса для резервуаров типа РВСП определяется по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{(\psi_{\partial} \cdot P_{\text{вак}} + \psi_{\kappa} \cdot P_{\text{вет}}) \cdot R}{t_{\text{cp}}}, \quad (3.14)$$

где $P_{\text{вак}}$ – вакуумметрическое давление газов в газовом пространстве, Па;

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

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

$$\sigma_2 = \frac{(0,95 \cdot 0,3 + 0,9 \cdot 0,15) \cdot 11,4}{0,0068} = 0,704 \text{ МПа}$$

Значение вакуумметрического давления газов в газовом пространстве:

$$P_{\text{вак}} = \gamma_f \cdot P_{\text{вак}}^H, \quad (3.15)$$

$$P_{\text{вак}} = 1,2 \cdot 0,25 = 0,3 \text{ кПа}$$

Значение ветрового давления на уровне верха резервуара:

$$P_{\text{вет}} = \gamma_f \cdot w_o \cdot k \cdot c_{e1}, \quad (3.16)$$

где w_o – нормативное значение ветрового давления, принимаемое по табл. 5 СНиП 2.01.07-85*, Па;

k – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте, принимается по п.6.5 СНиП 2.01.07-85*;

c_{e1} – аэродинамический коэффициент для нормального давления, приложенного к внешней поверхности стенки резервуара, принимаемый по схеме 12б (приложения 4) СНиП 2.01.07-85*, $c_{e1} = 1,0$.

$$P_{\text{вет}} = 0,5 \cdot 0,3 \cdot 1 \cdot 1 = 0,15 \text{ кПа}$$

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средняя (приведенная) толщина стенки резервуара:

при одинаковой высоте поясов резервуара:

$$t_{cp} = \frac{\sum t_i}{n} = 6,8_{мм} \quad (3.17)$$

Критическое кольцевое напряжение пояса определяется по формуле:

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{t_{cp}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (3.18)$$

где H – высота стенки резервуара; для резервуаров РВСП высота стенки определяется от уровня ветрового кольца.

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,4}{12} \cdot \left(\frac{0,0068}{11,4} \right)^{\frac{3}{2}} = 1,52_{МПа}$$

3.4 Проверочный расчет сварных соединений

Расчет сварных стыковых соединений на центральное растяжение или сжатие производится по формуле:

$$\frac{\sigma}{t \cdot l_w} \leq R_{wy} \cdot \gamma_c \quad (3.19)$$

где σ – продольная сила;

t – наименьшая толщина соединяемых элементов;

l_w – расчетная длина шва, равная полной его длине, уменьшенной на $2t$, или полной его длине в случае вывода концов шва за пределы стыка.

R_{wy} – расчетное сопротивление сварных стыковых соединений (определим согласно СНиП II-23-81*, прил.5);

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

При расчете сварных стыковых соединений на центральное растяжение и сжатие:

$$l_w = l - 2t = 1500_{мм} - 2 \cdot 7_{мм} = 1,486_{м}$$

$$\frac{\sigma_2}{t \cdot l_w} \leq R_{wy} \cdot \gamma_c \quad (3.20)$$

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$\frac{0,704 \cdot 10^6}{0,007 \cdot 1,486} \leq 270 \cdot 0,7$$

67,7 ≤ 189,0 Условие прочности выполняется.

Для второго пояса:

$$\frac{1,52 \cdot 10^6}{0,007 \cdot 1,486} \leq 270 \cdot 0,7$$

146,1 ≤ 189,0 Условие прочности выполняется.

Сварные соединения в уторном шве при действии продольной и поперечной сил следует рассчитывать на срез (условный) по двум сечениям:

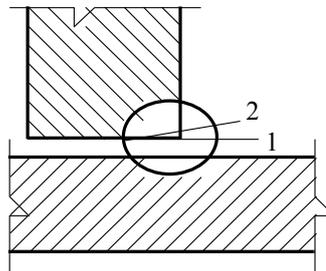


Рисунок 3.1 - Схема расчетных сечений сварного соединения с угловым швом. 1 – сечение по металлу шва; 2 – сечение по металлу границы сплавления.

- по металлу шва (сечение 1)

$$\sigma_2 / (\beta_f \cdot k_{fx} \cdot l_w) \leq R_{wf} \cdot \gamma_{wf} \cdot \gamma_c \quad (3.21)$$

$$0,704 / (1,1 \times 0,0084 \times 1,49) \leq (200 \times 1 \times 0,7)$$

51,1 ≤ 140,0 Условие прочности выполняется.

- по металлу границы сплавления (сечение 2)

$$\sigma_2 / (\beta_z \cdot k_{fz} \cdot l_w) \leq R_{wz} \cdot \gamma_{wz} \cdot \gamma_c, \quad (3.22)$$

$$0,704 / (1,15 \times 0,0084 \times 1,49) \leq (181,8 \times 1 \times 0,7)$$

48,9 ≤ 127,3 Условие прочности выполняется.

где l_w – расчетная длина шва, принимаемая меньше его полной длины на 10 мм;

β_f и β_z – коэффициенты, принимаемые при сварке элементов из стали: с пределом текучести до 530 МПа (5400 кгс/см²) – по табл. 34* СНиП II-23-81*;

γ_{wf} и γ_{wz} – коэффициенты условий работы шва, равные 1 во всех случаях, кроме конструкций, возводимых в климатических районах I₁, I₂, II₂ и II₃, для которых $\gamma_{wf} = 0,85$ для металла шва с нормативным сопротивлением $R_{wun} = 410$ МПа (4200

					3 Расчет на прочность стенки резервуара	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

кгс/см²) и $\gamma_{wz} = 0,85$ – для всех сталей.

R_{wf} – расчетное сопротивление срезу по металлу шва;

R_{wz} - расчетное сопротивление срезу по металлу границы сплавления.

Таблица 3.3 - Рассчитанные значения для первого и второго поясов

№ пояса РВСП	Рассчитанные значения					
	σ_2 , МПа	σ_1 , МПа	Q_m , кН	Q_{cm}'' , кН	Q_y , кН	σ_{cr2} , МПа
Первый пояс	203,7	3,28	722,6	448,2	15,45	5,47
Второй пояс	174,7	2,35	677,5	405,2	15,45	7,37

4. Технология проведения капитального ремонта РВСП-5000 м³

4.1 Условия осуществления строительства

Проект производства работ по ремонту РВСП-5000 № 403 разрабатывается на основании заключения экспертизы промышленной безопасности и отчета по результатам полного технического диагностирования РВСП-5000 №403 ЛПДС "Сокур", АО «Транснефть-Западная Сибирь».

При разработке ППР приняты условия:

- работы выполняются на территории действующего предприятия силами подрядной организации;

- подрядчик обязан выполнить указанные работы в соответствии с ППР.

Ответственность за соблюдение требований ППР, правил охраны труда, правил пожарной и промышленной безопасности на территории ЛПДС "Сокур" во время проведения работ по ремонту РВСП возложена на подрядную организацию.

Подготовительные работы проводимые Заказчиком.

Заказчик:

Выполняет следующие работы:

- отсоединяет РВСП от технологических трубопроводов с установкой заглушек и обесточиванием электрооборудования путем разъединения жил кабелей; колодцы промканализации закрыть дарнитом и засыпать песком;

- проводит вводный и первичный инструктаж работников подрядной организации по охране труда, пожарной безопасности и электробезопасности в соответствующих службах;

- проводит контроль воздушной среды на месте производства работ;

- оформляет наряд-допуск на производство работ;

- по согласованию проводит расключение электрооборудования;

- определяет совместно с Подрядчиком места подключения электрооборудования, прокладки силовых кабелей и мест подключения;

- перекрывает пути подхода и проезда с установкой аншлагов: «Газоопасные работы», «Стой! Проход запрещен»;

- устанавливает инвентарные решетки на люки РВСП;

- составляет акт передачи РВСП Подрядчику в работу.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			4 Технология проведения капитального ремонта резервуара	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					34	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>				гр. 3-2Б14		

Подготовительные работы проводимые Подрядчиком.

Подрядчик:

Проводит следующие работы:

- издает приказ на ответственных лиц участвующих в производстве работ;
- составляет схему подключения рабочего оборудования к сетям водо- и электроснабжения, производит установку распределительного электрощита с поверенным счетчиком, подписывает акт разграничения эксплуатационной балансовой принадлежности, электросчетчик сдает по акту главному метрологу;
- определяет совместно с Заказчиком границы рабочей зоны, места проезда, места отдыха;
- подготавливает копии протоколов проверки знаний ответственных работников;
- подготавливает совместно с Заказчиком акт-допуск на производство работ на территории действующего предприятия;
- подготавливает совместно с Заказчиком наряд-допуск на производство газоопасных работ и других работ повышенной опасности;
- Ведет журнал производства работ;
- ведет журнал сварочных работ и заполняет (ведет) техническую документацию, предусмотренную действующими нормативными документами;
- ведет журнал регистрации инструктажей на рабочем месте;
- проверяет удостоверение по ОТ у каждого рабочего;
- проверяет удостоверения по ПБ у ответственных за производство работ;
- проверяет выполнение мероприятий по созданию безопасных условий работы;
- устанавливает оборудование, прокладывает временные сети электроснабжения, трубопроводы согласно схем ППР;
- согласовывает графики производства работ, схему связи и оповещения на случай непредвиденных ситуаций;
- при производстве работ применяет материалы и оборудование, имеющие соответствующие сертификаты;
- несет ответственность за обеспечение безопасного производства выполняемых работ.

Краткая характеристика объекта реконструкции

Площадка под ремонт и реконструкцию РВСП-5000м №403 располагается на

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

существующей территории ЛПДС "Сокур".

Таблица 4.1 - Краткая характеристика объекта реконструкции

1. Тип резервуара	резервуар вертикальный стальной с понтоном
2. Изготовлен по проекту	T-1108
3. Проектная организация	СУ-4
4. Завод изготовитель	«Саратовский завод резервуарных металлоконструкций»
5. Монтажная организация	СУ-4
6. Место расположения	Резервуарный парк ЛПДС "Сокур", пл. С-4
7. Технологический номер	4 0 3
8. Вид хранимого продукта	Нефтепродукт
9. Дата начала ремонта	апрель 2015
10. Дата окончания ремонта	сентябрь 2015
11. Объем, м3	5000
12. Высота резервуара, мм	11920 (РВС состоит из 8 поясов)
13. Диаметр резервуара (внутренний), мм	22790
14. Предельная высота взлива	10500
15. Данные о металле	09Г2С
16. 1-й пояс корпуса резервуара	7 мм 09Г2С
17. 2-й пояс резервуара	7 мм 09Г2С
18. Окрайка	7 мм 09Г2С
19. Днище	7 мм 09Г2С
20. Толщина листов кровли резервуара, мм	3,0 мм Ст3пс4
21. Способ соединения элементов резервуара	Встык



Рисунок 4.1 – резервуар до капитального ремонта

4.2 Основные решения по организации строительства

Для проведения работ подрядчику необходимо провести расположение техники, оборудования на площадке строительства.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Стальные конструкции и оборудование поступают по железной дороге до ближайшей станции к подрядчику. Затем автотранспортом перевозятся на базу подрядчика, где проходят предварительную переработку в цехе металлоконструкций. Далее уже в подготовленном для монтажа виде, автотранспортом доставляются на строительную площадку.

Водоснабжение на производственные нужды, в том числе для проведения гидроиспытаний предусматривается с технического водовода, проходящего по территории ЛПДС Сокур.

Складирование необходимых для производства работ конструкций и материалов осуществляется на территории ЛПДС Сокур вблизи ремонтируемого резервуара.

Демонтированные строительные конструкции, стальные трубы пригодные для дальнейшего использования вывозятся на базу.

Отходы вывозятся на полигон отходов согласно договору.

Для отслеживания и контроля над общим ходом строительства разрабатываются:

- календарный план строительства;
- линейный график выполнения работ.

4.3 Организация труда

4.3.1 Состав бригады и потребность в механизмах

Электросварщики работающие на РВСП должны пройти обучение, по программе ПТМ и получить талон по технике пожарной безопасности (требования ВППБ 01-0599 п.6.1.4. [26]), и иметь удостоверение специалиста сварочного производства I-уровня, с соответствующим разрешением на право производства работ. Рекомендуемый состав бригад и оборудование, необходимые при ремонте резервуара приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Примерный состав бригад для монтажа конструкций при ремонте и применяемое оборудование

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№ п/п	Состав бригад, оборудование	Количество
1	2	3
Для выполнения сварочных работ:		
Состав бригады электросварщиков ручной дуговой сварки		
1.	электросварщик 6 разряд	2 чел.
2.	газорезчик 5 разряда	2 чел.
Оборудование сварочного поста ручной дуговой сварки		
1.	выпрямитель сварочный ВДУ-306УЗ	2 шт.
2.	пост газовой резки	2 шт.
Сварочные материалы для ручной дуговой сварки		
1.	электроды типа Э50А ГОСТ 9467-75	по расчету
Для монтажа металлоконструкций		
Состав бригады монтажников		
1.	монтажник 5 разряда	2 чел.
2.	монтажник 4 разряда	2 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	лебедка с тяговым усилием 100 кН ЛМЭ -10-510	1 шт.
2.	монтажный блок грузоподъемностью 100 кН	1 шт.
3.	строп (трос)	по потребности
4.	строительный лом ГОСТ 1405-83 типа ЛМ-24	2 шт.
5.	кузнечная тупоносая кувалда ГОСТ 11401-75*	2 шт.
6.	гаечные ключи двусторонние с открытым зевом ГОСТ 2839-80*Е 8х10, 12х13, 14х17, 19х22, 24х27,32х36	1 комплект
7.	стальная чертилка	2 шт.
8.	машинка шлифовальная ИЭ-2031А	2 шт.
9.	УШС-3 шаблон сварщика	2 шт.
10.	электрододержатель ЭА-315	2 шт.
11.	СНО-5,5/5-И 1 электрическая печь для прокалики электродов	1 шт.
12.	пенал (для электродов)	2 шт.
13.	кабель сварочный КРПТ 3х16	75 п.м.
14.	стальной слесарный молоток МКП ГОСТ 2310-77*Е	2 шт.
15.	зубило слесарное ГОСТ 7211-86*Е	2 шт.
16.	мелки	по потребности
17.	металлическая рулетка	2 шт.
18.	металлический угольник ТУ 22-400-79	1 шт.
19.	лицевой защитный щиток электросварщика ГОСТ 12.4.035-78*	2 шт.
20.	сменные защитные стекла	по потребности
21.	очки газорезчика Г1-73	2 шт.
22.	защитная винипластовая каска ГОСТ 12.4.087-84	по потребности
23.	комплект спецодежды	по потребности
24.	автокран КС-3577 или подобный	1 шт.
Для пооперационного контроля		
Геодезисты		
1.	геодезист третьего - четвертого класса	1 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	теодолит 2Т30	1 шт.
2.	нивелир Н-ЗКЛУ1	1 шт.
3.	рейка нивелирная РН-3-3000	1 шт.
4.	Штатив	1 шт.
Дефектоскописты		
1.	дефектоскопист (R-контроль, Визуальный контроль, капиллярный контроль)	2 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	рентген аппарат	1 шт.
2.	шаблон сварщика УШС-3	1 шт.
3.	Компрессор с комплектом вакуум камер	1 шт.

4.3.2 Материалы, оборудование, режимы сварки

Для изготовления заменяемых элементов конструкции резервуара и монтажных приспособлений при ремонте применять низколегированную сталь марки 09Г2С, поставляемую по ГОСТ 19282-73 [33] или гр.1 по ТУ 14-1-3023-80 [34] для ремонта днища и стенки резервуара.

После кислородной резки кромки деталей необходимо зачистить механическим способом (шлифовальными машинками) на глубину не меньше 2 мм. Края свариваемых элементов почистить на ширину 25 - 30мм от оси стыка до чистого металла.

Чистота свариваемых кромок, геометрические размеры сваренных стыков необходимо проверить специалистом сварочного производства II-уровня непосредственно перед прихваткой. Разрешение на прихватку и сварку узлов должно быть оформлено в сварочном журнале.

Для ручной дуговой сварки резервуара применять электроды типа Э50А для конструкций из стали 09Г2С.

Все сварочные материалы должны соответствовать требованиям стандартов и технических условий, иметь сертификаты предприятия-изготовителя и храниться в отапливаемом помещении. При этом в обязательном порядке службой сварки монтажной организации должен быть выполнен входной контроль поступающих сварочных материалов с обязательным испытанием на ударный изгиб при минусовых температурах на экземплярах типа VI ГОСТ 6996-66. Для сварки применять партии электродов с повышенной хладостойкостью, то есть ударная вязкость при минус 70°С должна быть не менее 3 кгс/см².

Для работы внутри резервуара необходимо обустроить освещение согласно схемы электроснабжения освещения напряжением 220В в РВСП-5000 №403, показанной ниже на рисунке 4.2.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

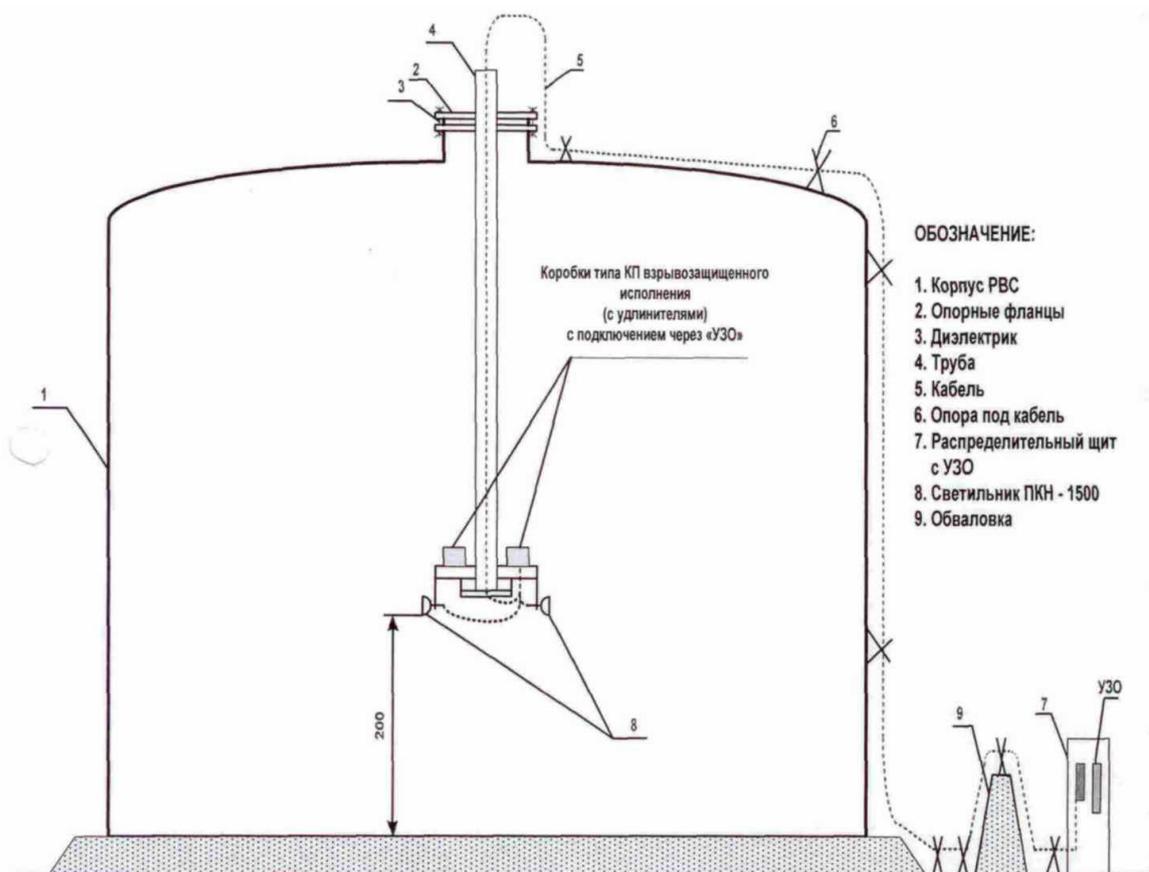


Рисунок 4.2 - Схема электроснабжения освещения напряжением 220В
PBCП-5000 м³ № 403

Режим сварки выбирать в соответствии с технологическими картами сварки.

Перед выполнением сварочных работ электроды прокалить по режиму, указанному в паспорте на электроды. Прокалку электродов допускается проводить не более двух раз.

После прокалки электроды выдавать на рабочее место в числе, требуемом для выполнения работы в продолжение полусмены. На рабочем месте электроды хранить в условиях, исключающих увлажнение в плотно закрывающейся таре или обогреваемых пеналах.

4.3.3 Перечень и порядок ведения исполнительной документации.

Состав приемо-сдаточной документации

1) Разрешительная документация

К разрешительной документации относятся:

- лицензии, разрешения государственных органов;
- комплект приемо-сдаточной документации;
- разрешительная документация по видам работ;

					4 Технология проведения капитального ремонта PBCП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

- разрешительная документация формируется СБ АО «Транснефть-Западная Сибирь» ЛПДС "Сокур" и Подрядчиком.
- разрешительная документация находится на объекте до окончания работ и входит в состав ПСД.

2) Исполнительная документация

Оформляется исполнительная документация в ходе строительства объекта заинтересованными организациями и участниками строительства для юридического доказательства выполнения работ, заявленного уровня их качества, пригодность нормативной документации и проекту, причастность исполнителей и потенциальность выполнения следующих работ.

Исполнительная документация включает в себя: акты; материалы и заключения проверок и обследований органами государственного надзора; схемы; журналы; заключения; паспорта и сертификаты; ведомости; справки, протоколы и т.п.

4.4 Технология проведения работ по капитальному ремонту РВСП – 5000м3 № 403 ЛПДС "Сокур"

4.4.1 Технологическая последовательность:

- 1) Устройство проезда для строительно-монтажной техники через обвалование;
- 2) Устройство площадки для резки демонтированных элементов;
- 3) Подготовка временных площадок складирования материалов и оборудования;
- 4) Устройство распределительных щитов и временной электропроводки для обеспечения работы сварочных агрегатов и другого электрооборудования;
- 5) Ремонт (замена) листов стенки;
- 6) Ремонт (замена) днища, окраек;
- 7) Замена наружных трубопроводов;
- 8) Замена ГПСС-2000;
- 9) Ремонт шахтной лестницы, переходных площадок;
- 10) Изготовление и монтаж площадок обслуживания приборов КИПиА;
- 11) Изготовление и монтаж площадки обслуживания фланцевой пары кольца орошения;
- 12) Устройство заземления;
- 13) Ремонт отмостки резервуара;

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

- 14) Устройство системы подслоного пенотушения;
- 15) Контроль сварных соединений R-контроль, капиллярный метод;
- 16) Гидравлическое испытание резервуара на прочность и плотность, с нивелировкой вертикальности стенок резервуара;
- 17) Пескоструйная обработка наружной и внутренней поверхности РВСП, площадок обслуживания и лестниц, перед нанесением антикоррозионного покрытия;
- 18) Нанесение антикоррозионного покрытия на наружную и внутреннюю поверхности РВСП, площадки обслуживания и лестницы;
- 19) Замена подземных участков трубопроводов в каре РВСП;
- 20) Изготовление и монтаж пешеходных дорожек в каре РВСП;
- 21) Очистка территории, резка, пакетирование и вывоз металлолома.

Рекомендации по выполнению работ

Работы по ремонту резервуара выполнять с помощью кранов типа КС -4361 и а/крана УРАЛ «Ивановец», комплекта стоечных лесов типа Э-507 и подмостей, домкратов, лебедок, струбцин и другой монтажной оснастки, согласно проекта производства работ.

Сборка элементов конструкций резервуара и закрепление свариваемых кромок конструкций должны выполняться преимущественно с помощью инвентарных сборочных приспособлений с минимальным использованием сварки при закреплении приспособлений к корпусу резервуара.

Электроприхватки накладываемые для соединения кромок собираемых конструкций должны размещаться в местах расположения сварных швов, количество и размеры их должны быть минимальными. К качеству электроприхваток предъявляются такие же требования, как и качеству выполнения основных сварных швов.

Временные сборочные приспособления, закрепленные на корпусе резервуара электросваркой должны удаляться не используя ударные влияния и дефекты металла, места где они приварены должны зачищаться металла с устранением дефектов.

При производстве сварочных работ осуществляется 100%-ый визуальный контроль качества по следующим конструктивным и технологическим критериям:

- входной контроль соответствия проекту вновь монтируемых конструкций резервуара;
- геометрические параметры стыкуемых кромок конструкций (угол скоса

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

кромки, притупление), качество обработки, зачистки кромок и прилегающих к ним зон;

- геометрические параметры смонтированных конструкций (выносные отметки, горизонтальность, вертикальность, расположение осей и фланцевых поверхностей, расстояния между существующими сварными швами) и в целом резервуара (местные отклонения от проектной формы в зонах монтажа новых конструкций, вертикальность стенки, внутренний диаметр).

Параметры контроля должны соответствовать требованиям проекта производства работ, рабочего проекта, ПБ 03-605-03 и приведенной в данных документах нормативно-технической документации. Засыпку грунта и планировочные работы предусматривается выполнять бульдозером и вручную. Устройство монолитных бетонных и железобетонных конструкций осуществляется в соответствии с типовыми технологическими картами:

- опалубка инвентарная;
- арматура, заранее собранная в сетки, в готовом виде.

Способы и технология, методы и последовательность выполнения работ определяется проектом производства работ.

Для обеспечения качества работ и безопасности следует выполнять нижеуказанные мероприятия:

- работы производить специализированными бригадами;
- ввиду наличия большого количества переездов через существующие подземные коммуникации следует использовать строительные машины и механизмы преимущественно на пневмоходу.

4.4.2 Подготовительные работы.

Строительный ситуационный план

Строительный ситуационный план разработан на период ремонтных работ. В нем приведены:

- граница зоны производства работ;
- существующие внутриплощадочные и временные проезды;
- конструкция переездов через подземные коммуникации;
- потребность в материалах для временных сооружений.

Административные и производственные здания любого назначения, временные бытовые и производственные помещения для подрядной организации организовываются силами подрядчика.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Обеспечение электроэнергией и водой необходимые для производства ремонтных работ производится с существующих инженерных сетей, места подключений к существующим сетям определяется руководством ЛПДС "Сокур" в период выполнения подготовительных работ.

Для обеспечения подъезда к проектируемому объекту используются существующие внутривозрадные дороги, имеющие твердое покрытие.

Перед началом ремонтных работ, эксплуатирующая организация, обозначает все коммуникации, расположенные в зоне производства работ и сдает их по акту производителю работ. Установку монтажных автомобильных кранов вблизи технологического оборудования производить с учетом конструктивных размеров крана, обеспечивающих безопасность технологического процесса монтажа.

Места пожарных постов, оборудованных пожарным инвентарем для тушения пожара, на рабочем месте оборудуются совместно с эксплуатирующей организацией при проведении подготовительных работ.

4.4.3 Организация строительной площадки

Для возможности транспортировки материалов и оборудования к резервуару, подъезда техники и монтажа необходимо организовывать строительную площадку в следующем порядке;

- отсоединить резервуар от всех существующих коммуникаций;
- выполнить временные подъезды для транспортировки металлоконструкций и проезда механизмов. Место устройства переезда допускается выбирать Подрядчиком. Для движения автотранспорта и механизмов использовать существующие на территории резервуарного парка дороги;
- спланировать и уплотнить площадку возле основания для работы подъемных и других механизмов. Площадка должна быть уплотнена до несущей способности, отвечающей паспортным характеристикам применяемого механизма;
- подготовить площадку для складирования материалов и заготовок;
- установить пожарные щиты с соответствующим инструментом и материалами, проложить временный пожарный рукав;
- устроить площадку для установки распределительных щитов подвода электроэнергии для обеспечения работы грузоподъемных механизмов, сварочного оборудования, механизированного инструмента и освещения. Подключение электропитания осуществлять электрокабелем с резиновой изоляцией и медными жилами;

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- подвести линию временного электроснабжения и установить осветительные устройства внутри резервуара;

- установить предупредительные знаки «Резервуар в ремонте», «Огневые работы». Доставить и разместить на подготовленной площадке необходимые материалы, механизмы, приспособления, конструкции.

4.5 Демонтаж и монтаж металлоконструкций

Для возможности удаления из РВСП демонтированных элементов днища, учитывая возможность проведения огневых работ, необходимо вырезать монтажный проём в 1 поясе РВСП размерами 6000х1500мм.

Определить место вырезки на стенке РВСП. По готовой заготовке нанести разметку стенки для вырезки дефектного участка .

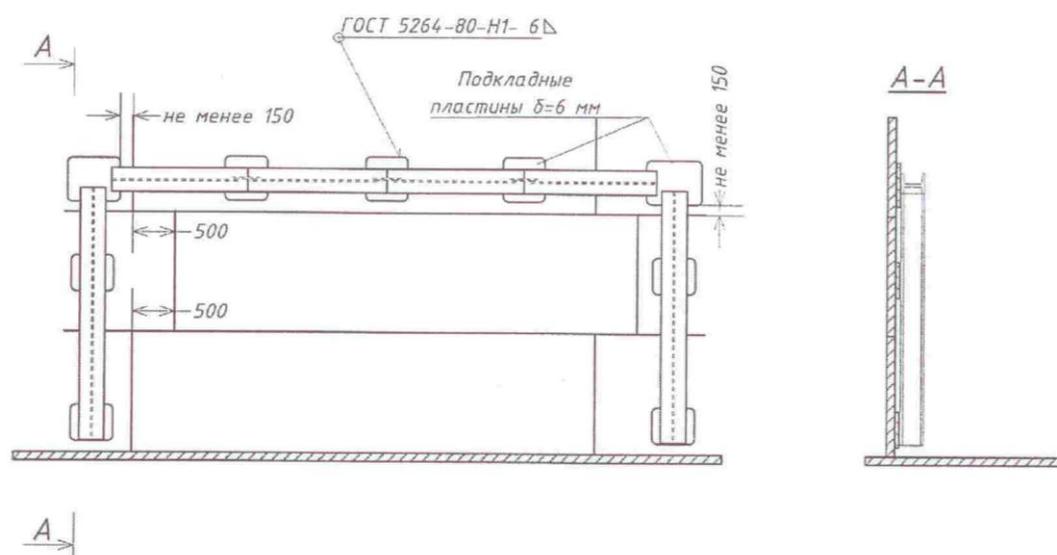
Перед началом вырезки заменяемой конструкции резервуара требуется устойчивость корпуса резервуара в период замены конструкции путем установки вспомогательных сборочных приспособлений (подпорных стоек, ребер жесткости и т. д.).

Промежуток времени между вырезкой заменяемой конструкции и установкой новой конструкции должен быть минимальным.

До начала вырезки проема смонтировать временные элементы жесткости на стенку РВСП (Рисунок 4.3).

Временные ребра жесткости монтировать на стенку РВСП через подкладные пластины, которые следует обварить плотным швом по периметру.

После окончания ремонтных работ подкладные пластины не удалять.



					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Рисунок 4.3 - Установка вертикальных ребер жесткости

4.5.1 Ремонт металлоконструкций

ППР предусмотрены работы по устранению дефектов стенки и днища резервуара РВСП в следующем объеме:

- устранение недопустимых дефектов на наружной, внутренней поверхности стенки, днища резервуара;

- устранение дефектов и замена фрагментов стенки РВСП.

Замене подлежат:

- фрагменты первого и второго пояса высотой 1500мм;
- ремонт днища, краек;
- ремонт наружного трубопровода;
- ремонт шахтной лестницы, переходных площадок;
- ремонт заземления.

Замену производить в соответствии с картами замены и ремонта.

Замена листов первого и второго пояса

Перед началом работ по замене фрагментов металлоконструкции необходимо:

1. Выполнить нивелировку наружного контура резервуара;
2. Устроить временный репер с привязкой по нижней отметке наружного контура резервуара до начала производства ремонтных работ;
3. Разметить на корпусе резервуара все подлежащие замене фрагменты стенки и фрагменты окрайки согласно проекта производства работ.

Замены выполняются по технологии разработанной далее в следующей последовательности:

1. Установка временных ребер соединяющих стенку резервуара выше карты замены и листы окрайки (рисунок 4.4);
2. Демонтаж первого фрагмента стенки;
3. Подготовка кромок проема в стенке;
4. Изготовление заготовки на фрагмент стенки №1;
5. Подготовка кромок стенки;
6. Установка заготовки листа №1 в проем;
7. Выставление зазоров сварных соединений перед сваркой с помощью монтажных приспособлений;
8. Нивелирование наружного контура;

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

9. Теодолитная съемка образующих в районе замены листа ВШ;
10. Корректировка положения заготовки листа №1 (при необходимости);
11. Прихватка и сварка фрагмента стенки № 1 и т.д.

Произвести холодную вальцовку заготовки под радиус резервуара перед началом монтажа. Радиус заготовки должен быть больше или равен радиусу РВСП.

Если заготовки изготавливаются в заводских условиях, то необходимо выполнить рекомендуемую подготовку кромок под сварку для данного типоразмера РВСП (Приложение К).

Замену части первого пояса стенки начинать, с листа №1 карты замены. Замену выполнять согласно карте замены стенки, по направлению против часовой стрелки.

При монтаже выдерживать разбежку между монтируемыми вертикальными швами и остающимися швами стенки не меньше 500 мм.

До выполнения резки проема на стенке РВСП следует определить допустимые поперечные перемещения части корпуса резервуара. Для этого установить временные ребра (показано на рисунке 4.4), соединяющие остающуюся кромку РВСП и листы окрайки, периодичность установки принять 1-1,5 м вдоль направления реза. Допускается изготовление ребер жесткости из уголка 90х90х6 ГОСТ 8505-86.

Фрагменты металлоконструкций резервуара удаляют:

- вырезкой абразивным кругом;
- вырезкой газовой резкой (резаком типа РПА-2-72 или РПК-2-72);

Удаление дефектов основного металла или сварного соединения выполняется перемещением резака РПА-2-72 или РГЖ-2-72 по линии реза с одновременным формированием геометрии разделки будущего сварного соединения. Полученная поверхность реза, перед выполнением сварочных работ, должна быть обработана шлифовальной машинкой на глубину не меньше 2 мм.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

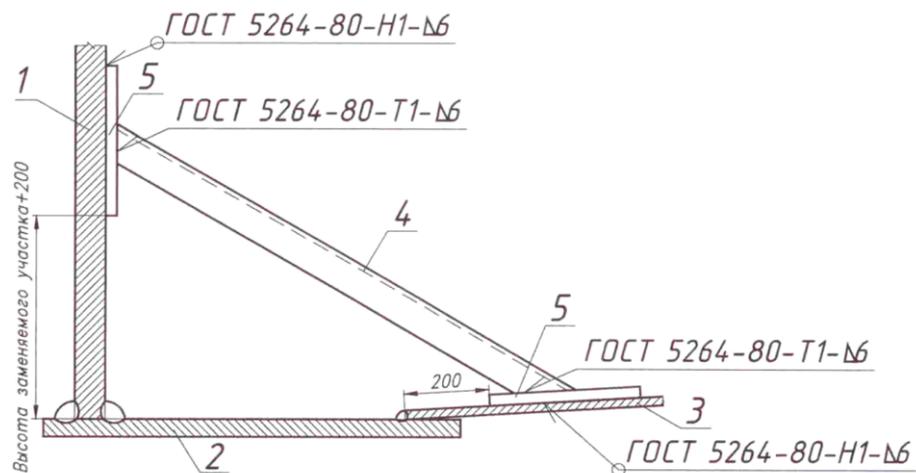


Рисунок 4.4 - Схема установки ребер жесткости «стенка-дно». 1-стенка; 2-окрайка; 3-дно; 4-ребро жесткости; 5-подкладная пластина.

Резку нижней части заменяемого участка стенки выполнить газовой резкой на высоте не более 5 мм от уторного шва с последующей доводкой шлифмашинкой, остальных частей - газовой резкой.

Подготовить кромки вертикальных швов для двусторонней сварки с двумя симметричными скосами кромок типа С25 ГОСТ 5264-80 (Приложение К).

Подготовить кромки горизонтального шва для двусторонней сварки с двумя симметричными скосами одной кромки типа С15 ГОСТ 5264-80 (Приложение К).

Так как резка проводится в монтажных условиях, то допускается увеличение зазора b и ширины шва e на 25% (Приложение К).

При монтаже стенки РВСП необходимо установить ребро жесткости из двутавра №30 (рисунок 4.5), для удобства совмещения кромок верхней части стенки и монтируемой вставки. После окончания монтажа фрагмента стенки ребро демонтируется.

Установить заготовку в проем и прихватить полотнище заготовки к стенке и окрайке. Длина прихваток 50-60 мм, расстояние между прихватками 400-500 мм. Прихватки выполнять сварочными материалами, применяемыми для сварки швов.

Приварить полотнище заготовки к стенке двусторонним швом обратноступенчатым способом с длиной ступени 200-250 мм. Свободный край полотнища не приваривать на участке 500 мм от края, который проварить при сварке следующего полотнища.

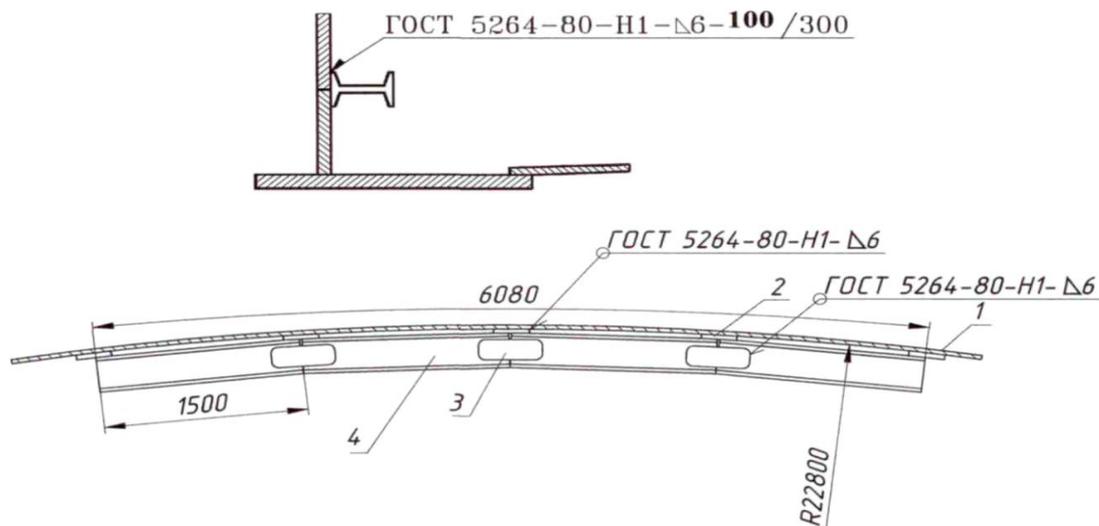


Рисунок 4.5 - Дополнительное ребро жесткости (горизонтальное). 1 - стенка РВСП; 2 - подкладная пластина (5 шт.); 3 - соединительная пластина (6 шт.); 4 - двутавр №30 (4 шт).

Последовательность сварки (рисунок 4.6а): сварка вертикального шва (I); сварка горизонтального шва по верхней кромке (II); сварка уторного шва (III). Сварку горизонтальных швов выполнить от середины к краям. Сварку швов выполнять двумя сварщиками одновременно.

Сварку стыковых швов выполнять в следующей последовательности (рисунок 4.6 б): сварка корневого слоя (I); сварка наружного заполняющего слоя (II); сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (III,IV,V); сварка наружного облицовочного слоя (VI). Перед сваркой с внутренней стороны зачистить корень шва.

Сварку уторного шва выполнять в следующей последовательности (рисунок 4.6б): сварка корневого слоя (I); сварка внутренних заполняющих и облицовочного слоев (II, III); сварка наружного облицовочного слоя (IV).

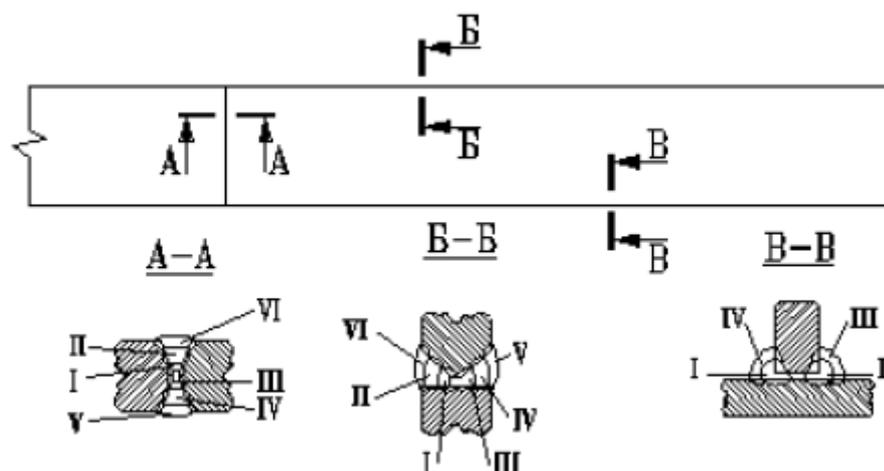


Рисунок 4.6 - Последовательность сварки: а) по длине сварного шва;
б) по сечению сварного шва.

Пооперационный контроль качества сварных соединений производить силами Подрядчика, выполняющего ремонт.

Выявленные дефекты устранить и записать в "Журнал сварочных работ".

После окончания сварочных работ, все монтажные швы должны быть очищены от шлака и проверены внешним осмотром с обеих сторон стенки.

Радиографическим методом контролировать все ремонтные монтажные швы, за исключением уторного.

Нижний уторный шов проверить на герметичность капиллярным методом.

При невозможности выполнения радиографического контроля в труднодоступных участках ремонтные швы проверить ультразвуковым методом.

Замена листов днища

Газовой резкой отделить центральную часть днища от окрайки. Произвести резку центральной части днища на фрагменты размерами не более 6 на 1,5 метра. С помощью лебедок удалить демонтированные листы из корпуса резервуара и складировать их на площадке хранения материалов.

Произвести нивелировку наружного контура днища резервуара. По результатам измерений либо на основании данных заключения по результатам обследования произведенного специализированной организацией (выполняется заказчиком) произвести разметку высоты подъема стенки с окрайкой РВСП с нанесением величины отклонений от горизонтали на стенку резервуара.

В местах необходимого подъема установить вертикально ребра жесткости из балки либо швеллера №16-22 длиной не менее 5000 мм прихватив их к стенке

резервуара прихваточными швами длиной 150мм через каждые 1000мм. Ребра установить через 3000 мм на высоту до 300 мм от основания резервуара. Под ребра установить домкраты. Произвести подъем резервуара в местах его проседания на высоту, превышающую необходимую отметку на 50мм. Произвести подбивку гидрофобного слоя, грунта под окрайки и утор. Ослабить домкраты и произвести повторную съемку. При необходимости подъем повторить. По окончании подъема, путем измерения, проверить геометрическую форму основания резервуара на высоте 300 мм от наружного контура днища. Отклонение от диаметра не должно превышать 40 мм. Если отклонения больше, то при помощи лебедок, закрепленных с противоположных сторон кольцевых окراек через центр резервуара, путем подтягивания, произвести исправление дефекта. Затем произвести ремонт основания резервуара. При необходимости произвести подсыпку и уплотнение гидрофобного слоя. Для подсыпки использовать смесь песка и битума.

Подать новые листы в резервуар. После разметки и раскроя листов произвести обработку кромок под сварку. Замену листов производить от центральной оси резервуара к периферии. Сначала собрать центральную (первую) полосу сварив листы по коротким сторонам встык на подкладной пластине (сварку произвести согласно технологической карты). Собрать вторую полосу (в любую сторону, допускается вести сборку в обе стороны одновременно). Полоса собирается внахлест с первой полосой. Нахлест должен быть не менее 50мм. Листы второй полосы так же свариваются между собой встык на подкладных пластинах. Подкладная пластина смещается по отношению к кромке нахлеста соответственно на 50мм. Участок стыка по короткой стороне длиной 100 мм в месте нахлеста заваривается параллельно со сваркой полос по длинным сторонам.

Для предотвращения смещения кромки второй полосы относительно первой через каждые 500-1000мм установить временные маятниковые пластины, которые удаляются в процессе сварки длинных сторон. Затем собрать третью полосу, закрепив ее маятниковыми пластинами. Стыки по коротким сторонам сопрягаемых полей должны быть смещены друг относительно друга на величину не менее 500мм. К сварке первой полосы со второй по длинной стороне можно приступать только после укладки и закрепления третьей и четвертой полосы. Сварку длинных сторон производить в соответствии с технологической картой. Сварку вести двумя сварщиками (не более) обратно-ступенчатым способом от центра к периферии. Соединение центральной части с окрайкой производится в последнюю очередь

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

одновременно с нескольких сторон. Движение сварщиков по часовой стрелке вплоть до замыкания сварного стыка.

При разметке необходимо соблюдать разбежку между сварными швами днища и швами стыковых соединений краек не менее 200 мм, а также разбежку вертикальных швов стенки и швов окрайки не менее 500 мм.

Величина нахлеста полотнища днища на окрайку, измеренного вдоль стыкового соединения листов окрайки не менее 100 мм. Выступ окрайки с наружной стороны не менее 65 мм.

Ремонт окрайки

Предварительно отсоединяют газовой резкой центральную часть днища от окрайки, вырезают по периметру центральной части полосу шириной 500 мм, для последующего ремонта фундамента под окрайкой (показано на рисунке 4.7). Затем последовательно вырезают газовой резкой сегменты окрайки.

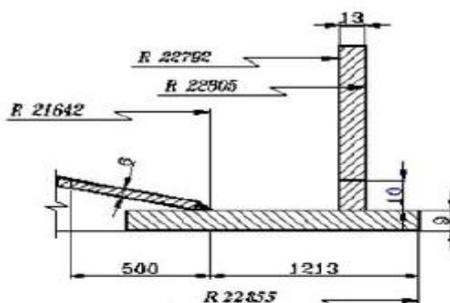


Рисунок 4.7 - Замена листов окрайки

После вырезки фрагмента стенки над временно демонтируемым листом окрайки необходимо распустить нахлесточный шов полотнища днища и радиальные стыковые швы днища для облегчения демонтажа фрагмента окрайки.

Приподнять фрагмент полотнища днища при помощи клиньев, убедившись в отсоединении демонтируемого листа окрайки от полотнища днища вырезать лист окрайки газовой резкой, согласно размеченных линий реза.

Вытащить лист окрайки при помощи лебедок, применяя струбцины (рисунок 4.8) или монтажные петли.

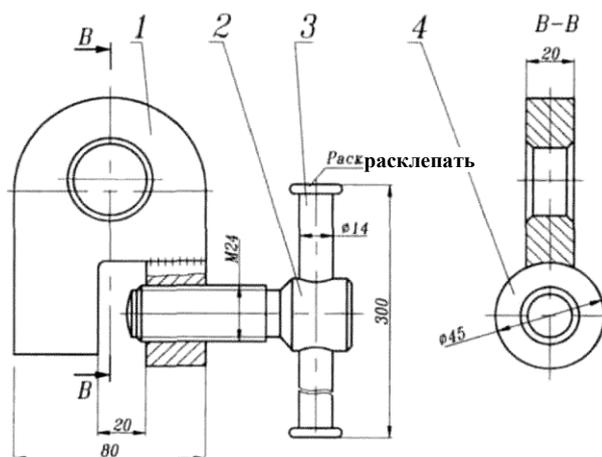


Рисунок 4.8 - Струбцина для монтажа окрайки. 1 — скоба; 2 — винт М24; 3 — стержень Ø14, L = 300 мм; гайка М24, Ø45, Н=25 мм.

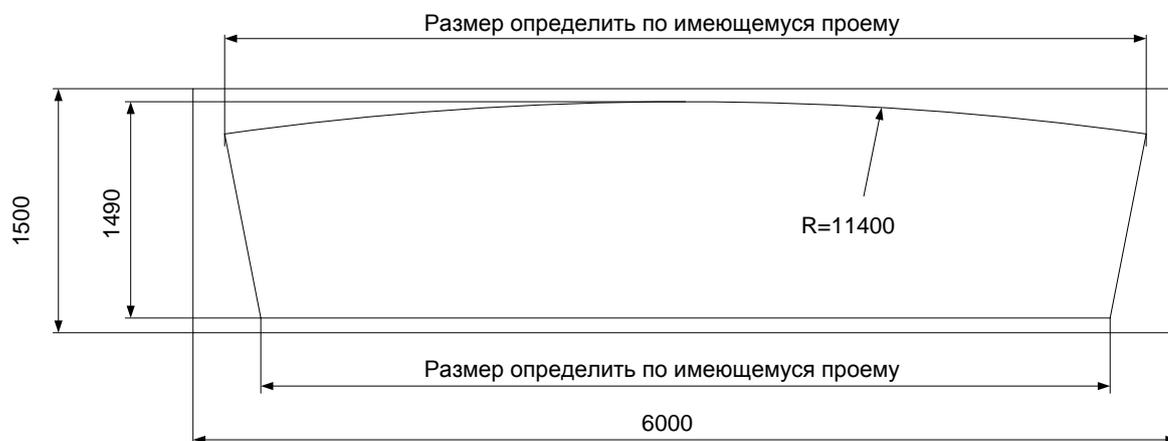


Рисунок 4.9 - Изготовление заготовки

После демонтажа листа окрайки необходимо подготовить кромки стыковых соединений фрагментов окрайки к сварке на подкладках размером 6x80x1413 мм.

С целью получения минимальных сварочных деформаций зазор в стыковом соединении окраек должен иметь клиновидную форму (рисунок 4.10).

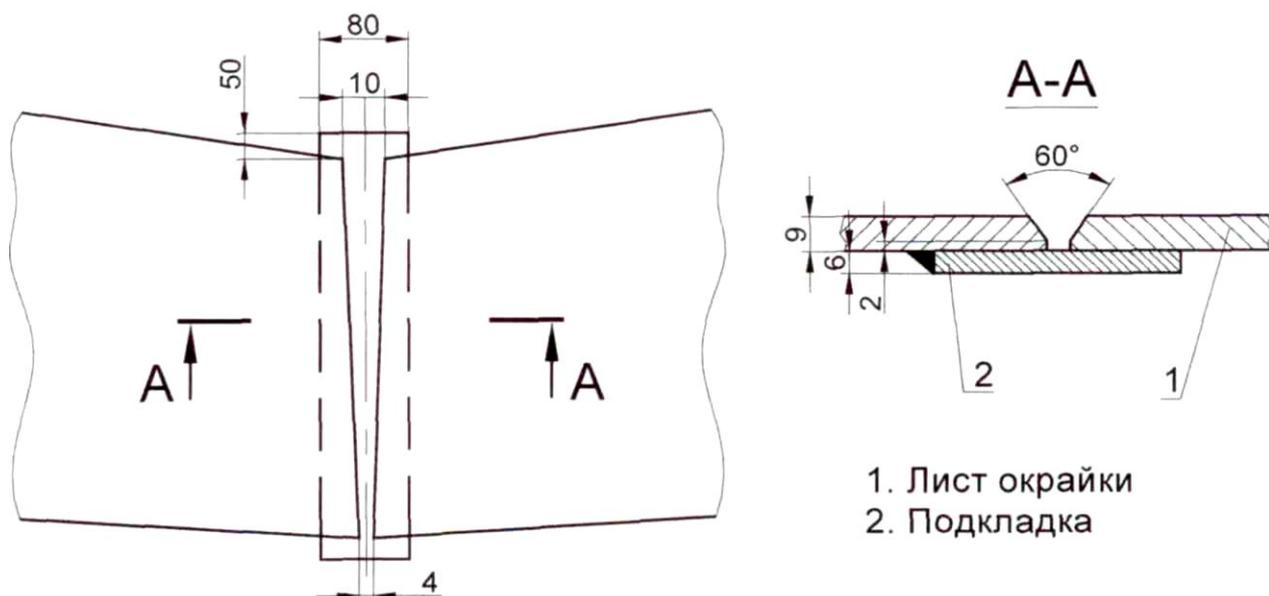


Рисунок 4.10 - Сборка стыкового соединения окрайк

Подкладки прихватить к неподвижным краям листов окрайки, зачистив предварительно кромки листов окрайки. Раскрой заготовок для замены окрайки выполнять по месту, с учетом следующих требований:

- разбежка стыковых соединений окрайки и сварных соединений полотнища днища не менее 200 мм;
- разбежка стыковых соединений окрайки и вертикальных сварных швов стенки не менее 500 мм;
- выступ окрайки с наружной стороны не менее 65 мм;
- величина нахлеста полотнища днища на окрайку, измеренного вдоль стыкового соединения листов окрайки не менее 100 мм.

Геометрия листов окрайки должны соответствовать требованиям типового проекта, длина определяется по месту монтажа.

После демонтажа листа окрайки необходимо спланировать под ним основание. Для получения требуемых значений отметок наружного контура необходимо очистить поверхность фундаментного кольца, удалив слой подбивки образовавшей скачек отметок наружного контура РВСГ.

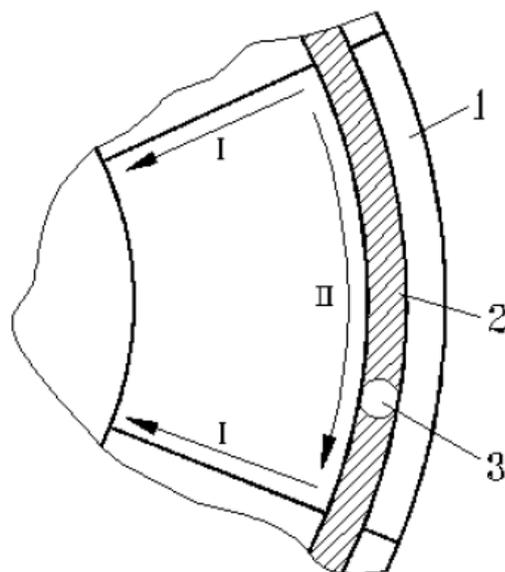


Рисунок 4.11. Последовательность и направление сварки швов
 1 — заменяемый лист окрайки; 2 — стенка резервуара; 3 — вертикальный шов
 стенки.

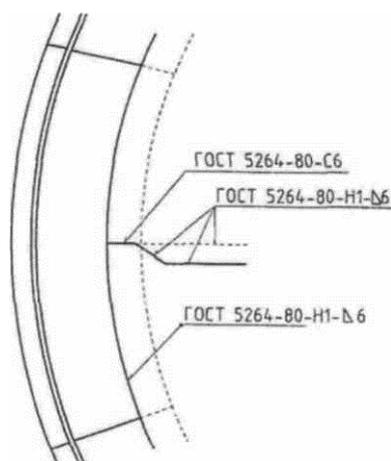


Рисунок 4.12 - Переход от нахлесточного к стыковому соединению

После установки листа в проектное положение прихватить листы окрайки между собой, длина прихватки 50 мм, шаг прихватки 500 - 600 мм. Прихватки выполнять электродами типа Э50А, диаметр электрода не более 3,25 мм. Сварочный ток не должен превышать 100 А.

Очистить места прихваток от шлака, брызг металла.

Проварить участок радиального стыкового соединения листов окрайки, начиная от внешнего края заготовки ручной дуговой сваркой в два слоя.

Для сварки использовать электроды типа Э50А. Диаметр электродов для сварки первого слоя 3,25 мм, для сварки второго слоя — 4 мм, режимы принимать по

паспорту применяемых электродов. Качество проверить внешним осмотром. Выявленные дефекты устранить.

Для сварки стыкового соединения листов окрайки под нахлестом полотнища днища необходимо приподнять край полотнища на высоту не более 200 мм при помощи клиньев.

Зачистить шлифмашинкой стыковые соединения листов окрайки до уровня основного металла на длину 100 мм от внутреннего края и в месте установки фрагмента стенки.

Сварку временно демонтированного и замененного листов окрайки с полотнищем днища выполнить прихватками катет шва прихватки 9 мм, длина 100-150 мм, расстояние между прихватками 400-500 мм.

Прижатие листов днища между собой, листов днища к окрайкам вдоль свариваемого шва выполнять с помощью клиновых или винтовых прижимов. Скобы прижимов приваривать односторонним угловым швом. После монтажа скобы срезать абразивным кругом или газовой резкой, отламывать скобы запрещается.

Соединяемые элементы после сборки должны иметь зазоры в нахлесточном соединении не более 1 мм.

Прихватки выполнять ручной дуговой сваркой электродами типа Э50А. Выполнить сварку швов ручной дуговой сваркой в два слоя. Допускается полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа. Для ручной дуговой сварки использовать электроды типа Э50А. Диаметр электродов для сварки первого слоя 3 мм, для сварки второго слоя — 4 мм, режимы принимать по паспорту применяемых электродов.

Ремонт и монтаж противопожарного оснащения

Устройства пенного тушения устанавливаются на резервуаре в соответствии со строительными нормами и правилами в составе стационарных автоматических установок пожаротушения.

Устройство пенотушения состоит из генераторов пены ГПСС-2000 в кол-ве 2 шт., трубопроводов для подачи раствора пенообразователя диаметром 114 мм, и площадок обслуживания генераторов пены. Генераторы пены устанавливаются в верхнем поясе стенки резервуара. После монтажа генераторов пены ГПСС-2000 произвести настройку в соответствии с паспортом.

Устройства охлаждения (стационарные установки охлаждения) устанавливаются на резервуаре в соответствии со строительными нормами и

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

правилами, а также противопожарным нормам, утвержденным в установленном порядке.

Устройство охлаждения состоит из верхнего горизонтального кольца орошения – оросительного трубопровода с устройствами распыления воды (перфорация), сухих стояков и трубопроводов соединяющих кольцо орошения с противопожарным водоводом.

Кольцо орошения выполняется трубой диаметром 89 мм из двух секторов с установкой съемных заглушек в торцах для выполнения промывки. На кольце орошения выполнить отверстия диаметром 5 мм с шагом между ними 200 мм и направленных под углом 50-60 градусов к стенке РВСП. Расстояние от кольца до стенки резервуара 200мм.

Кольцевые трубопроводы должны опираться на приваренные к стенке резервуара кронштейны. Крепление трубопроводов осуществляется на хомутах или болтовых скобах.

В ходе проведения гидроиспытаний предусмотреть испытание систем орошения и пенотушения. Окраску трубопроводов систем орошения и пенотушения выполнить согласно ГОСТ и РД 009-01-96 «Установки пожарной автоматики. Правила технического содержания».

4.5.2 Корректировка наружного контура РВСП в ходе работ по замене фрагментов первого пояса стенки и листов окрайки

Допуск на отклонение отметок наружного контура от горизонтали при незаполненном резервуаре составляет 90мм для любых точек и 30мм для смежных точек.

Для устранения данного монтажного дефекта по ходу замены фрагментов стенки необходимо спланировать основание под листами окрайки.

Корректировку положения листов окрайки производить в ходе замены фрагментов первого пояса в следующей последовательности:

1. Установка временных ребер соединяющих полотнище стенки и полотнище днища (рисунок 4.4);
2. Вырезка фрагмента стенки + часть фрагмента, расположенной над листом окрайки;
3. Вышлифовка нахлестанного шва днища и окрайки;
4. Установка клиньев под полотнище днища приподнимающих его край;
5. Вырезка листа окрайки;

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

6. Планирование наружного контура под демонтированным листом окрайки;
7. Нивелирование наружного контура;
8. Корректировка наружного контура (при необходимости);
9. Подготовка кромок краев к сварке на подкладках;
10. Устройство гидрофобного слоя под лист окрайки;
11. Установка листа окрайки;
12. Нивелирование наружного контура;
13. Корректировка наружного контура (при необходимости);
14. Прихватка и сварка фрагмента окрайки к незаменяемой части окрайки;
15. Подготовка кромок проема в стенке;
16. Изготовление заготовки на фрагменты стенки;
17. Подготовка кромок стенки;
18. Установка заготовки листа в проем;
19. Выставление зазоров сварных соединений перед сваркой с помощью монтажных приспособлений;
20. Нивелирование наружного контура;
21. Теодолитная съемка образующих в районе замены листа ВШ;
22. Корректировка положения заготовки листа (при необходимости);
23. Прихватка и сварка фрагмента стенки;
24. Демонтаж клиньев приподнимающих край полотнища днища;
25. Демонтаж временных ребер жесткости и монтажных приспособлений;
26. Контроль сварных швов стенки и уторного шва;
27. Установка временных ребер соединяющих полотнище стенки и полотнище днища;
28. Вырезка остатка фрагмента стенки и т. д.

4.5.3 Устранение поверхностных дефектов

Устранению подлежат:

- Поверхностные дефекты на наружной и внутренней поверхностях стенки;
- Поверхностные дефекты листов окрайки;
- Остатки монтажных приспособлений, примененных в ходе ремонта, а также оставленные после монтажа резервуара.

Устранение остатков монтажных приспособлений заключается в зачистке их шлифмашинкой до уровня основного металла. При необходимости, ремонт подрезов сварных швов, вырывов металла, следов газовой резки и др. дефектов, как правило,

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

сопровождающих остатки монтажных приспособлений, выполнить методом наплавки ручной дуговой сваркой.

Устранение дефектов методом наплавки.

Устранению методом наплавки подлежит основной металл стенки резервуара, имеющий повреждения в виде - подрезов сварных швов, вырывов металла, следов газовой резки и других дефектов и сварные швы стенки и днища резервуара.

Методом наплавки необходимо устранить следующие дефекты:

- Недопустимые дефекты вертикальных монтажных сварных соединений стенки резервуара по результатам радиографического контроля;
- Поверхностные дефекты на наружной и внутренней поверхностях стенки;
- Недопустимые коррозионные повреждения сварных швов днища, и листов окрайки обнаруженные по результатам визуального контроля;
- Подрезы, оставшиеся после зашлифовки поверхностных дефектов и остатков монтажных приспособлений.

Участки основного металла, подлежащие ремонту путем наплавки, обработать механическим способом (фрезой, шлифовальным кругом) до полного удаления дефекта в соответствии с целью:

- получения формы кратера, обеспечивающего равномерное и качественное наложение валиков;
- полного удаления продуктов коррозии и (или) возможных поверхностных дефектов.

Прилегающие к кратеру участки зачистить до металлического блеска на ширину не менее 15 мм. Предварительно, с поверхности металла удалить остатки загрязнений. Глубина механической обработки должна быть не менее 5 мм, для того чтобы обеспечить при наплавке наложение не менее 2-х слоев.

						4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			59

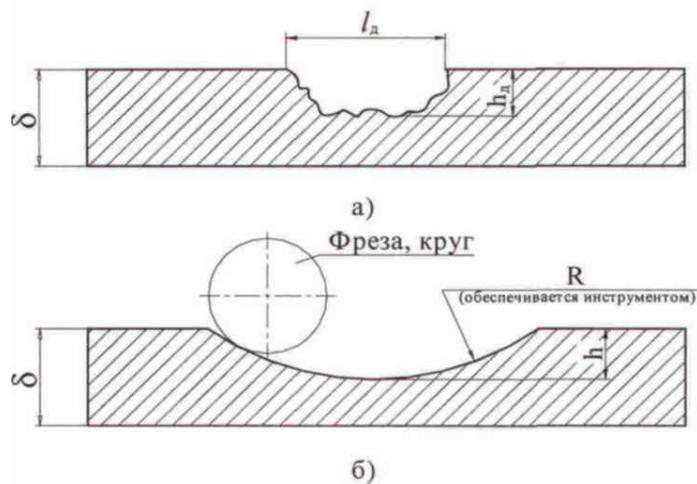


Рисунок 4.13. Дефектный участок до (а) и после (б) механической обработки
 Если расстояние между отдельными дефектами не превышает 60 мм, рассматривать их как один дефект, и делать общий кратер в соответствии с рисунком 4.14.

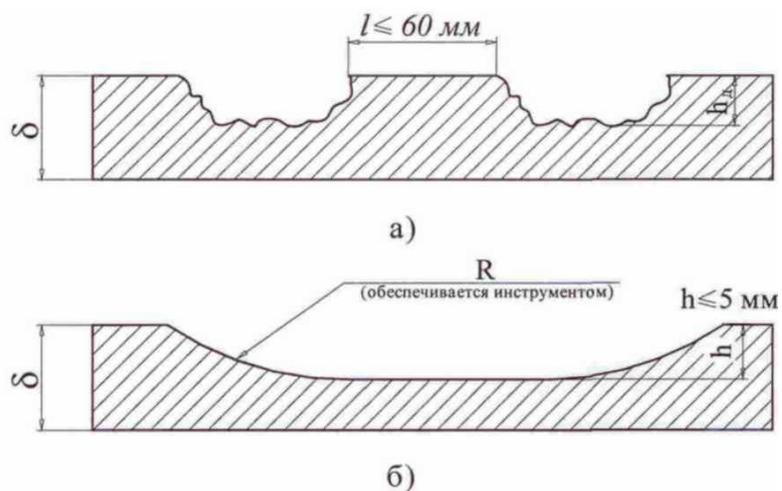


Рисунок 4.14 - Дефектный участок с расстоянием между дефектами меньше 60мм до (а) и после (б) механической обработки
 При расстоянии между дефектами более 60 мм для каждого дефекта делать индивидуальный кратер (рисунок 4.15).

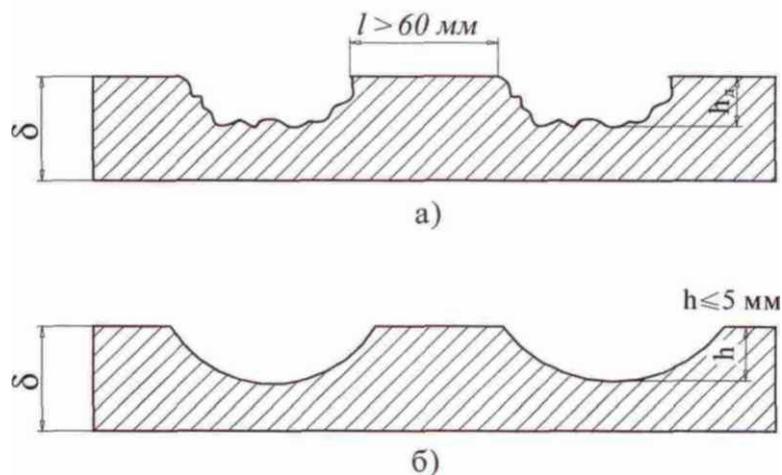


Рисунок 4.15 - Дефектный участок с расстоянием между дефектами $l > 60$ мм до (а) и после (б) механической обработки

Перед наплавкой необходимо обеспечить подогрев наплавляемого участка до 150°C независимо от температуры окружающего воздуха. Температуру подогрева контролировать термокарандашами или переносными пирометрами типа ПП-63.

Для наплавки использовать электроды типа Э50А. Порядок наплавки при заполнении кратера изображен на рисунке 4.16.

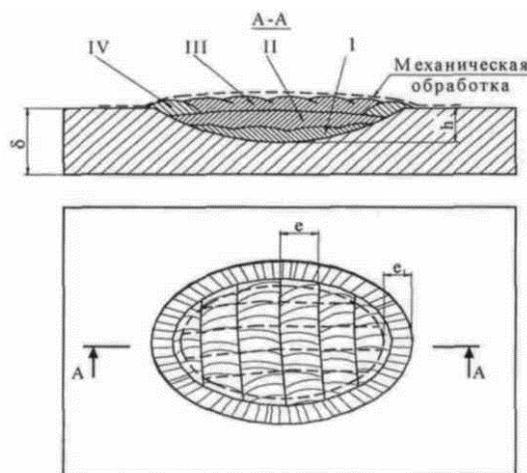


Рисунок 4.16. Схема выполнения швов при наплавке дефектного участка
 1 — первый наплавочный слой; II — заполняющие слои; III — контурный шов;
 IV — облицовочный шов.

Количество наплавляемых слоев без учета контурного шва должно быть не менее 2-х, при глубине кратера 5 мм.

Первый наплавочный слой и контурный шов выполнять электродами диаметром 2,5 мм, заполняющие слои и облицовочный шов — диаметром 2,5-3,5 мм (в зависимости от размера дефектного участка).

Наплавка электродами диаметром 2,5 мм выполнять при токе 60-80 А,

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

диаметром 3,5 мм — 80-110 А.

Наплавку следует осуществлять валиками шириной не более 15 мм с взаимным перекрытием 2-3 мм. Контурный шов выполнять с колебаниями, перпендикулярными границе наплавляемого участка. Ширина контурного шва $b = 6-12$ мм.

Перерывы при наплавке слоев не должны превышать 5 мин. Заварку дефектного участка производить одним сварщиком за один прием от начала до конца.

Чтобы предупредить образование дефектов, перед наложением последующего слоя поверхность предыдущего очистить от шлака и брызг наплавленного металла. Категорически запрещается зажигать дугу в зоне наплавки.

Контурный шов должен иметь плавный переход к основному металлу при полном отсутствии подрезов, кратеров и выходящих на поверхность пор.

Начало и концы швов зачищать шлифовальным кругом, а кратеры заглавливать полностью.

После завершения наплавки отремонтированный участок накрыть асбестовым матом толщиной 40-50 мм и охладить до температуры окружающего воздуха.

После охлаждения поверхность облицовочного и контурного слоев обработать шлифовальным кругом до ровной поверхности. Допускается усиление наплавленного участка 0,5-1 мм.

После наплавки на поверхности стенки выполнить контроль наплавленного участка внешним осмотром и радиографическим методом.

После наплавки на поверхности днища выполнить контроль наплавленного участка внешним осмотром. Все виды пооперационного контроля осуществлять силами Подрядчика, выполняющего ремонт.

Наплавленные места с выявленными при контроле дефектами могут быть исправлены с соблюдением вышеизложенных условий.

После ремонта дефектов основного металла наплавкой необходимо в кратчайшие сроки нанести антикоррозионное покрытие на внутреннюю поверхность стенки и поверхность днища.

Сварку выполнять электродами типа Э50А диаметром не более 3,25 мм. Количество проходов принимать не менее двух. Режимы сварки принимать по паспорту применяемых электродов.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

После выполнения ремонта сварных швов стенки выполнить контроль отремонтированного участка внешним осмотром и физическими методами.

После выполнения ремонта сварных швов днища выполнить контроль отремонтированного участка внешним осмотром и вакуум - методом.

Допускается исправление одного и того же участка не более двух раз. В противном случае требуется полная замена участка металлоконструкции.

4.5.4. Контроль сварных соединений.

Контроль качества сварных соединений конструкций резервуара

Предусматриваются следующие виды контроля сварных соединений:

➤ *Визуальный контроль.*

Визуальному контролю подлежит 100% длины всех сварных соединений. Целью визуального контроля является выявление видимых дефектов и проверка геометрических размеров шва. Измерение швов производится при помощи универсального шаблона сварщика, мерных линеек и лупы 10-кратного увеличения.

➤ *Контроль герметичности.*

Контролю на герметичность подлежат все сварные швы, обеспечивающие герметичность резервуара. Контроль на герметичность производится следующими способами:

- керосином (смачиванием швов керосином и обмазкой противоположной стороны швов суспензией мела или каолина);
- контроль давлением сварных швов приварки усиливающих листовых накладок люков и патрубков (путем создания избыточного воздушного давления от 400 до 4000 мм вод. ст. в зазоре между стенкой резервуара и усиливающей накладкой через контрольное отверстие в усиливающей накладке);
- физические методы контроля;
- радиографический контроль стыковых сварных швов в объеме 100% вертикальных и горизонтальных монтажных швов стенки резервуара.

Параметры и нормативы контроля должны соответствовать требованиям проекта производства работ, рабочего проекта, ПБ 03-605-03 и соответствующих нормативно-технических документов.

Контроль технологических трубопроводов

Сварные соединения трубопроводов подлежат:

- 100% операционному (технологическому) контролю сборки и сварки стыков, целью которого является проверка правильности и необходимой

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

последовательности выполнения технологических операций сборочных и сварочных работ;

- визуально-измерительному контролю, целью которого является выявление видимых дефектов и проверка геометрических размеров сварных швов.

4.5.5. Монтаж наружных сетей трубопровода

Все выполняемые работы необходимо производить с соблюдением СНиП 3.05.04-85.

Строительство опор под трубопроводы производится опережающим с проведением геодезического контроля. Монтаж сборных конструкций необходимо выполнять в соответствии с ГОСТ 23118-99, СНиП 3.03.01-87, в определенной технологической последовательности методами, обеспечивающими устойчивость монтируемых элементов и их прочность при монтажных нагрузках, а так же безопасность проведения монтажных работ.

Все работы вести в строгом соответствии с правилами ТБ, при непрерывном инженерно-техническом контроле. Строповку и подъем сборных элементов следует производить с помощью подъемных и захватных приспособлений, предусмотренных проектом производства работ. Конструкции, необходимые при монтажных работах, располагать на приобъектном складе в зоне работы крана.

Места сварки должны быть оборудованы переносными средствами защиты от солнца, ветра и атмосферных осадков. Сварка стыков должна выполняться электродами с качественным покрытием.

При приближении к линиям коммуникаций работы должны производиться под наблюдением прораба или мастера, а в непосредственной близости от кабелей, находящихся под напряжением - под наблюдением работников электрохозяйств.

По окончании монтажных работ производится контроль качества сборочных и сварочных работ в соответствии с требованиями СНиП 3.05.05-84, ГОСТ 23118-99 и РД 39-30-1284-85. Контроль выполнения работ осуществляют:

- внешним осмотром мест сборки измерением сварочных швов;
- проверкой сварных соединений трубопроводов радиографическим методом;
- испытанием соединений на герметичность.

Вода для испытания трубопроводов забирается из существующей системы водоснабжения, сброс воды после испытания производится в существующую канализационную сеть.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

4.6 Гидравлические испытания резервуара

4.6.1 Общая часть

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

Гидроиспытания проводить только после завершения строительно-монтажных работ, предусмотренных проектом.

Гидроиспытания проводить в соответствии с требованиями "Правил технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз", инструкции «Методы ремонта элементов конструкций стальных вертикальных цилиндрических резервуаров после длительной эксплуатации».

В ходе гидроиспытаний предусмотреть предписанные ВППБ 01-00-99 п.7.2.5., 7.2.6. испытания систем:

- существующего пенотушения;
- орошения.

Гидравлические испытания проводятся при положительной температуре окружающего воздуха. При проведении гидравлических испытаний при отрицательной температуре разрабатываются мероприятия, которые обеспечивают положительную температуру воды в резервуаре и исключают обмерзание стенки резервуара, замерзание воды в арматуре.

Испытание резервуара состоит из следующих этапов:

- подготовительные работы;
- проверка на гидростатическую нагрузку;
- проверка на избыточное давление;
- испытания систем пожарной безопасности;
- оформление результатов испытания;
- оценка результатов испытания.

4.6.2 Подготовительные работы

Для проведения гидравлического испытания вышестоящей организацией назначается приемочная комиссия с участием представителей от организаций, эксплуатирующих резервуар и исполнителя работ.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Перед испытанием удалить монтажные приспособления, прикрепленные к конструкции резервуара, разобрать и убрать временные подмости и другие приспособления, использованные при ремонте.

Осмотреть конструкцию резервуара с целью выявления остатков сварных швов приварки монтажных приспособлений, временных ограждений, а также вырывов, повреждений от газового резака, шлифовального круга. Обнаруженные дефектные участки отремонтировать до испытания резервуара.

До начала испытаний должны быть закончены все работы по ремонту конструкции резервуара, трубопроводов, обвалования и каре, смонтированы трубопроводы для испытания.

До начала проведения гидравлического испытания резервуара должно быть выполнено послеремонтное обследование в объеме комплексной дефектоскопии, с последующей выдачей заключений об эксплуатационной пригодности резервуара.

Очистить внутреннюю полость резервуара от мусора. Очистить прилегающую к резервуару площадь от растений, мешающих хорошему обзору конструкции во время испытания.

В ходе проведения подготовительных работ необходимо провести мероприятия по исключению загрязнения поверхности и недопущению проливания нефтепродуктов. Не допускать попадания и заполнение резервуара нефтепродуктами во время проведения гидроиспытания.

На все время испытания установить опасную зону, ограниченную обвалованием резервуара. В пределах опасной зоны во время испытания не должны находиться посторонние люди.

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

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

4.6.3 Проведение гидравлического испытания

Испытание резервуара проводится наливом воды (гидравлическое испытание).

Максимальный уровень залива воды - h принимать по проектному уровню

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

взлива и в обязательном порядке согласовать с главным инженером предприятия и главным технологом ЛПДС Сокур. Схема системы трубопроводов для гидравлического испытания показана на рисунке 4.17.

Резервуар, должен быть залит водой до определенной программой испытаний отметки, испытывается на гидравлическое давление с выдержкой под этой нагрузкой (без избыточного давления) в течение 24 ч (для РВСП до 10000м³).

Испытание резервуара на прочность и устойчивость проводят при полном его заливе водой, избыточном давлении в газовом пространстве на 25 %, а вакууме на 50 % больше проектной величины, если в проекте на резервуар и в проекте производства работ по его монтажу нет других указаний, а продолжительность нагрузки - 30 минут.

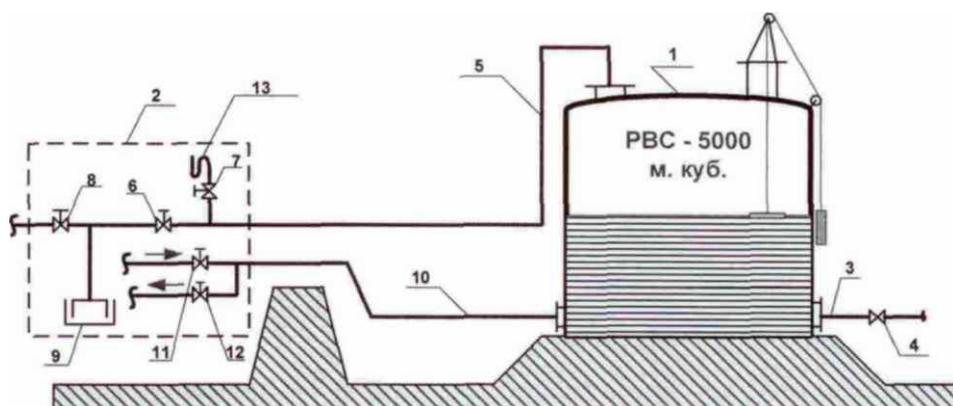


Рисунок 4.17 - Схема системы трубопроводов для гидравлического испытания. 1 - Резервуар; 2 - Пульт управления; 3 - Трубопровод аварийного сброса воды; 4 - Задвижка трубопровода аварийного сброса воды; 5 - Трубопровод системы измерения; 6,7,8 - Задвижки; 9 - Гидрозатвор; 10 - Трубопровод подачи и слива воды; 11 - Задвижка подачи воды; 12 - Задвижка слива воды; 13 - U-образный жидкостный манометр.

Стационарная крыша резервуара испытывается на герметичность при полностью заполненном водой резервуаре давлением, превышающим проектное значение на 10%. В процессе испытания герметичность сварных соединений проверяют путем нанесения мыльного или другого индикаторного раствора.

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

Контроль давления в резервуаре осуществляется U-образным манометром, выведенным по отдельному трубопроводу за обвалование.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

По мере заполнения резервуара водой необходимо наблюдать за состоянием конструкций резервуара, соблюдая меры безопасности определенные программой испытаний.

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

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

Приемку резервуаров в эксплуатацию проводят после испытания резервуаров на герметичность и прочность с полностью установленным на нем оборудованием, внешнего осмотра и проверки соответствия резервуара представленной документации и требованиям проекта. Резервуар считается выдержавшим гидравлическое испытание, если:

- в процессе испытания на поверхности стенки или по краям днища не появится течь, и уровень воды не будет снижаться ниже проектной отметки;
 - осадка днища резервуара по окрайке при незаполненном и заполненном резервуаре не превысит допустимых пределов, указанных в СНиП 3.03.01-87 [25].
- Результаты гидравлического испытания оформляются актом. Мелкие дефекты (свищи, отпотины), обнаруженные при испытании, подлежат устранению после опорожнения резервуара. Приемка резервуара оформляется актом.

4.7 Геодезический контроль

Геодезическому контролю подлежат:

- окрайка днища РВСП (до испытания, во время испытания, после испытания);
- фундаментное кольцо в точках, прилегающих к контролируемым точками окраек днища (до испытания, во время испытания, после испытания);
- отклонение образующих от вертикали (до испытания, во время испытания, после испытания);
- днище резервуара до испытания и после испытания;
- фундамент шахтной лестницы (до испытания, после испытания);

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

- запорная арматура, приемо-раздаточные технологические трубопроводы (до испытания, после испытания);
- трубопроводы системы пожаротушения (кроме вертикальных участков);
- обвалования каре РВСП, внутренний земляной вал;
- днище - гидрофобный слой (уклон).

4.8 Контроль качества ремонтных работ

Приемка РВСП после ремонта

Контроль качества сварных швов производить в соответствии с требованиями СНиП 3.03.01-87, чертежами проекта и разработанной технологией сварки в следующем объеме:

- 100% длины монтажных сварных швов подвергнуть внешнему осмотру с лупой 10 кратного увеличения и измерению шаблонами;
- 100% длины сварных заводских и монтажных швов днища проверить вакуум-методом на герметичность;
- монтажные швы стенки в объеме 100% длины подвергнуть контролю рентгено- или гаммапросвечиванием по ГОСТ 7512-82 [22];
- тавровый шов, соединяющий стенку с днищем, проверить на герметичность методом керосиновой пробы и вакуумным методом.

Нормы допустимых дефектов принимать по СНиП 3.03.01-87 и ГОСТ 23055-78 [19].

Допускаемые отклонения размеров сечения швов сварных соединений от проектных не должны превышать величин, указанных в ГОСТ 5264-80 [17], ГОСТ 8713-79 [23] и ГОСТ 14771-76 [21].

Риски от абразивной обработки после удаления выводных планок должны быть направлены вдоль кромок сваренных деталей.

Все ожоги на поверхности основного металла сваркой должны быть зачищены абразивным кругом на глубину не менее 0,5 мм. Ослабление сечения при обработке сварных соединений (углубление в основной металл) не должно превышать 3% толщины металла.

Для удаления поверхностных дефектов с торца шва механической обработкой разрешается углубляться с уклоном не более 1:20 на свободной кромке в толщину металла на величину 0,02 ширины свариваемого листа, но не более чем на 8 мм с каждой стороны, без подварки; после обработки торцов швов необходимо закруглять острые грани.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Качество швов сварных соединений для крепления сборочных и монтажных приспособлений должно быть не ниже качества основных швов.

Швы сварных соединений и конструкции по окончании сварки должны быть очищены от шлака, брызг и натеков металла. Приваренные сборочные приспособления надлежит удалять без применения ударных воздействий и повреждения основного металла, а места их приварки зачищать до основного металла с удалением всех дефектов.

По внешнему виду швы сварных соединений должны удовлетворять следующим требованиям:

а) иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (без наплывов, прожогов, сужений и перерывов) и не иметь резкого перехода к основному металлу. В конструкциях, воспринимающих динамические нагрузки, угловые швы должны выполняться с плавным переходом к основному металлу;

б) наплавленный металл должен быть плотным по всей длине шва, не иметь трещин и дефектов, выходящих за допустимые пределы;

в) подрезы основного металла допускаются глубиной не более 0,5 мм при толщине стали от 4 до 10 мм и не более 1 мм при толщине стали свыше 10 мм, за исключением случаев, приведенных в дополнительных правилах;

г) все кратеры должны быть заварены.

Допускаемые размеры пор, шлаковых включений, обнаруженные при радиографическом контроле вертикальных швов стенки определять в соответствии с требованиями ГОСТ 23055-78 для 6 класса сварных конструкций для объема 10 и 20 тыс.м³.

Для конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус 40°С и до минус 65°С включительно, при сварке допускаются: подрезы основного металла вдоль усилия и местные подрезы (до 25% длины шва) поперек усилия; подрезы поперек усилия глубиной не более 0,5 мм при толщине стали до 20 мм и - 1 мм при толщине стали более 20 мм.

Допускаются следующие дефекты швов сварных соединений, которые обнаруживаются физическими методами контроля (за исключением случаев, оговоренных в дополнительных правилах):

а) непровары по сечению швов в соединениях, доступных сварке с двух сторон, глубиной до 5% толщины металла, но не больше 2 мм при длине непроваров не более 50 мм, расстоянии между ними не менее 250 мм и общей

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСГ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

длине участков непровара не более 200 мм на 1 м шва;

б) непровары в корне шва в соединениях без подкладок, доступных сварке только с одной стороны, глубиной до 15% толщины металла, но не свыше 3 мм;

в) отдельные шлаковые включения или поры либо скопления их (по группе А и В ГОСТ 7512-69) размером по диаметру не более 10% толщины свариваемого металла, но не свыше 3 мм;

г) шлаковые включения или поры, расположенные цепочкой вдоль шва (по группе Б, ГОСТ 7512-69), при суммарной их длине, не превышающей 200 мм на 1 м шва;

д) скопления газовых пор и шлаковых включений (по группе В, ГОСТ 7512-69) в отдельных участках шва в количестве не более 5 шт. на 1 см² площади шва при диаметре одного дефекта не более 1,5 мм;

е) суммарная величина непровара, шлаковых включений и пор, расположенных отдельно или цепочкой (по группе А и В, ГОСТ 7512-69), не превышающая в рассматриваемом сечении при двусторонней сварке 10% толщины свариваемого металла, но не более 2 мм и при односторонней сварке без подкладок — 15%, но не более 3 мм.

Шлаковые включения или поры, образующие сплошную линию вдоль шва, не допускаются.

Для конструкций, возводимых или эксплуатируемых в районах с расчетной температурой ниже минус 40°С и до минус 65°С включительно, не допускаются несплавления по кромкам, непровары в стыковых швах, а также непровары на участках угловых и тавровых соединений, где проектом предусмотрено сквозное проплавление.

В стыковых и угловых швах сварных соединений конструкций, воспринимающих динамические нагрузки, а также в статически нагруженных растянутых элементах допускаются единичные поры или шлаковые включения диаметром не более 1 мм для стали толщиной до 25 мм и не более 4% толщины для стали толщиной более 25 мм, в количестве не более четырех дефектов на участке шва длиной 400 мм. Расстояние между дефектами должно быть не менее 50 мм. В стыковых и угловых швах статически нагруженных сжатых элементов допускаются единичные поры и шлаковые включения диаметром не более 2 мм в количестве не более шести дефектов на участке шва длиной 400 мм или не более одной группы этих же дефектов на этой же длине.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Расстояние между дефектами должно быть не менее 10 мм. Трещины всех видов и размеров в швах сварных соединений не допускаются.

При проведении контроля герметичности сварных швов вакуум-методом браковочным признаком служит появление пузырьков на шве или желтых жирных пятен на меловом индикаторе при контроле швов керосином.

Исправление наружных и внутренних дефектов должны выполнять сварщики высокой квалификации, имеющие опыт по устранению дефектов в сварных швах.

Дефекты сварных соединений следует заваривать с применением электродов наименьшего диаметра на минимальных сварочных режимах, установленных технологическим процессом.

Выявленные неразрушающими методами контроля внутренние дефекты должны удаляться при помощи шлифовальных машинок с последующей сваркой и повторным контролем исправленных участков сварного шва. Разрешается исправление сваркой одного и того же участка не более двух раз.

Сведения об исправлении дефектов и количестве исправлений должны заноситься в "Журнал сварочных работ" и паспорт РВСП.

При полном обследовании РВСП при контроле сварных соединений днища, окраек и уторного шва для обнаружения сквозных дефектов применять вакуум-метод или керосиновую пробу. Оформить документально результаты всех видов контроля.

Резервуар после ремонтных работ принять на основе проекта производства работ по ремонту РВСП комиссией, назначенной приказом.

Комиссии должна быть представлена следующая документация:

- а) проект производства работ;
- б) сертификаты на металлические конструкции;
- в) сертификаты на электроды;
- г) копии удостоверений сварщиков;
- д) акты (заключения) по качеству сварных швов;
- е) акты скрытых работ.

Комиссия составляет акт о приемке и вводе резервуара в эксплуатацию с приложением указанных выше документов. Акт утверждается главным инженером предприятия. Акт вместе с приложениями хранить в паспорте на резервуар.

					4 Технология проведения капитального ремонта РВСП	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Проектом предусматривается капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-5000м3.

Капитальный ремонт на основе современных технических решений, позволяет добиться улучшения технико-экономических показателей при эксплуатации резервуаров вертикальных стальных с понтоном.

Основной задачей при производстве работ по капитальному ремонту резервуаров на ЛПДС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В административном отношении район производства работ находится на территории Новосибирской области, Мошковского района, села Сокур, улица промышленная 8. Резервуар РВСП-5000м3 располагается на технологической площадке ЛПДС «Сокур».

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					74	139
<i>Консульт.</i>		<i>Гуляев М.В.</i>				ТПУ, кафедра ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

5.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта РВСП-5000мЗв таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта РВСП-5000мЗ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-88.)		Нормативные документы	
	Вредные	Опасные		
1	2	3	4	
Ремонтно-восстановительные работы при капитальном ремонте РВСП-5000 мЗ	<i>Физические</i>			
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -74* ССБТ	
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ	
		Электрическая дуга и металлические искры при сварке		
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ПБ 03-576-2003 РД 03-29-93 РД 10-290-99 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ	
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ППБ 01-03 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ФЗ-от 22.07.2013 г. №123	
		Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 21.0.003-74 СНиП 2.04.05.86	
		Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ СНиП II-12-77	
		Превышение уровней вибрации	ГОСТ 12.1.012-90 СБТ	
		Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.046-85	
		<i>Химические</i>		
		Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ	
		<i>Биологические</i>		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ		

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов (производственная санитария)

5.1.2. Разработка мероприятий по снижению уровней воздействия и устранению влияния опасных и вредных производственных факторов на работающих (техника безопасности)

Рассмотрим **опасные** производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении капитального ремонта РВСП-5000м3, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Перемещение, установка и работа машин вблизи выемок, траншей и котлованов разрешается только за пределами призмы обрушения грунта.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право [12].

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Класс опасности по ПУЭ при проведении работ по капитальному ремонту внутри резервуара В-1Г, категория опасности А.

Зоны класса В-Iг - пространства у наружных установок: технологических установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ, надземных и подземных резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, эстакад для слива и налива ЛВЖ, открытых нефтеловушек, прудов-отстойников с плавающей нефтяной пленкой и т. п.

Для наружных взрывоопасных установок взрывоопасная зона класса В-Iг считается в пределах до:

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

- 8 м по горизонтали и вертикали от резервуаров с ЛВЖ или горючими газами, при наличии обвалования - в пределах всей площади внутри обвалования.

Используемое оборудование при проведении работ по капитальному ремонту РВСП-5000м³ должно быть взрывозащищенное, выполненное для работы во взрывоопасной смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом. Допустимый уровень взрывозащиты переносных электрических светильников, для класса взрывоопасной зоны В-1Г, должен быть повышенной надежности против взрыва.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования работающего под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.[13].

Сосуды и трубопроводы, работающие под давлением, проектируют и изготавливают только специализированные проектные организации и заводы-изготовители. Общим требованием к конструкции сосуда является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми. Каждый сосуд, работающий под давлением, снабжается манометром

Требования к персоналу по эксплуатации сосудов, работающих под давлением:

- руководитель организации-владельца сосудов назначает ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию этих сосудов;

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов, должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал обслуживающий сосуды(начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

Рассмотрим **вредные** производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении капитального ремонта РВСП-5000м³, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления [2].

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С [3].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [2].

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

2. Превышение уровней шума.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления,

					5 Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

превышающими 135 дБА[4].

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.). В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство [5].

3. Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц[6].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [6].

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для резервуарных парков необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

работе с помощью машин и механизмов [8].

5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться:

- с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску;
- после перерыва в работе 1 час.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для нефти ПДК равно 300 мг/м³[9].

Нефть по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 4-го классов опасности (нефть, бензин, дизельное топливо, этиловый спирт, керосин и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ[10].

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки паров углеводородов выше ПДК необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем[10].

Определим количество вредных веществ, выделяемое при газовой резке металла. Сталь качественная легированная, толщина 10мм. Чистое время на газовую резку составляет 2 ч/сутки (t). При газовой резке металла выделяются: сварочная аэрозоль-145,5 г/час; оксид хрома – 2,5 г/час; оксид углерода – 55,2 г/час; оксид азота – 43,4 г/час; оксид железа – 143,0г/час(g^P).

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Определим максимально разовый выброс при газовой резке:

$$G_i^P = g_i^P / 3600, \text{ г/с}$$

сварочная аэрозоль:

$$G_i^P = 145,5 / 3600 = 0,0404 \text{ г/с;}$$

Оксид хрома:

$$G_i^P = 2,5 / 3600 = 0,0007 \text{ г/с;}$$

оксид углерода:

$$G_i^P = 55,2 / 3600 = 0,0153 \text{ г/с;}$$

оксид азота:

$$G_i^P = 43,4 / 3600 = 0,0120 \text{ г/с;}$$

оксид железа:

$$G_i^P = 143 / 3600 = 0,0397 \text{ г/с;}$$

Определим максимально разовый выброс при газовой резке за чистое время на газовую резку металла:

$$G_i^P = g_i^P * t \text{ гр.}$$

сварочная аэрозоль:

$$G_i^P = 145,5 * 2 = 291 \text{ гр;}$$

Оксид хрома:

$$G_i^P = 2,5 * 2 = 5 \text{ гр;}$$

оксид углерода:

$$G_i^P = 55,2 * 2 = 110,4 \text{ гр;}$$

оксид азота:

$$G_i^P = 43,4 * 2 = 86,8 \text{ гр;}$$

оксид железа:

$$G_i^P = 143 * 2 = 286 \text{ гр.}$$

При данных концентрациях, выделяемых вредных веществ, при газовой резке металла электрогазосварщик может работать не более 5 часов в смену.

(Гост 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»)

6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща[11].

5.2 Экологическая безопасность

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала капитального ремонта и потенциально достижимого при капитальном ремонте:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов [15,16].

В таблице 5.2.1 рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте РВСП-5000м3.

Таблица 5.2.1 - Воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при капитальном ремонте РВСП-5000м3.

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	<p>Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.</p>

С целью минимизации и предупреждения вредного антропогенного воздействия должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической

службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно – защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Пожарная и взрывная безопасность

ЛПДС «Сокур» осуществляет перекачку и хранение нефти, относящуюся к легковоспламеняющимся жидкостям. В процессе перекачки нефти углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом образуют взрывоопасную смесь. Причинами образования паровоздушных смесей могут служить утечки через фланцевые соединения приемо-раздаточных патрубков резервуара, розлив продукта в результате аварии.

Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - IIА–Т3, где IIА – категория смеси соответствующая промышленным парам нефти, Т3 – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

Резервуарный парк относится:

- к категории «А» по взрыво- и пожароопасности;
- к классу взрывоопасности «В-1а»;
- к категории молниезащиты «II» [20].

С целью обеспечения взрыво – пожаробезопасности в резервуарных парках для паров углеводородов установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация ПДВК= 2100мг/м3.

Предлагаемые методы устранения причин взрывов и пожаров в резервуарном парке.

Организационные меры:

- выполнение требований ППР и наряда – допуска;
- обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара;

Технические меры:

- обеспечение места проведения огневых работ первичными средствами пожаротушения (огнетушитель ОП-50 – 2шт., асбестовое полотно 2х1,5 -2шт, ящик с песком – не менее 1,5м3, багор и т.д.);
- обеспечение на месте проведения огневых работ пожарногохода.

5.3.2 Безопасность при чрезвычайных антропогенных и природных ситуациях

Для данного района характерны чрезвычайные ситуации природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -40°С); метели и снежные заносы и антропогенного характера:

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

пожары; взрывы паровоздушных смесей; отключение электроэнергии, возможные отказы и неисправности на объектах ЛПДС.

При разработке мероприятий по предупреждению ЧС предусматриваются:

- проведение инженерных изысканий с целью оценки частоты и интенсивности проявлений опасных природных процессов и установление категории их опасности;

- мероприятия по инженерной защите территории объекта, зданий и т.д. от опасных геологических процессов, затоплений и подтоплений, ветровых и снеговых нагрузок, природных пожаров и т.д.;

- мероприятия по молниезащите;

- создание системы мониторинга опасных природных процессов и оповещения о ЧС природного характера;

- оповещение населения об опасности, его информировании о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;

- инженерную защиту населения и территорий;

- соблюдения обслуживающим персоналом правил эксплуатации оборудования;

- совершенствования пожарной защиты и контроль системы пожарной безопасности;

- своевременное обслуживание техники и оборудования;

- подготовку населения в области ГО и защиты от ЧС и другие [17,18,19].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-

03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ.

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

- Правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

					5 Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

6. Антикоррозийная защита

6.1 Общая часть

Условия эксплуатации:

- температуры эксплуатации от - 60°C до + 60°C;
- холодный климат России (по ГОСТ 15150-76).

Защита включает в себя нанесение антикоррозийного покрытия на внутреннюю и наружную поверхность согласно дефектной ведомости.

Внутренняя поверхность: днище, окрайка, внутренние трубопроводы и металлоконструкции резервуара.

Наружная поверхность: днище, окрайка, наружные трубопроводы и металлоконструкции резервуара.

Ресурсы, используемые в технологическом процессе:

- 1) Рабочее пространство;
- 2) Персонал;
- 3) Оборудование:
 - пескоструйная установка ДС1-250;
 - установка для нанесения покрытия - аппарат безвоздушного распыления краски или валик и кисть;
 - компрессор с производительностью не менее 5 м³/мин и давлением не менее 6 атм.;
 - передвижные разборные леса;
 - теплогенератор «ТСЖ».
- 4) Средства измерения и контроля:
 - прибор "Константа К5" для измерения: толщины покрытия, температуры поверхности, шероховатости поверхности, влажности воздуха, точки росы;
 - калиброванный толщиномер «гребенка».
- 5) Материалы и реактивы:
 - Для антикоррозионного покрытия внутренней поверхности: Грунт-эмаль Хемпадур 15030, растворитель Хемпель Тинер 08450. Р-646, абразив: абразивный порошок.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
Разраб.		Сычев А.И.			6 Антикоррозийная защита	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Назаров А.Д.					86	139
Консульт.						ТПУ ИПР ТХНГ		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				гр. 3-2Б14		

- Для антикоррозионного покрытия наружной поверхности: Грунт-эмаль Хемпадур Мاستик 45880, растворители Хемпель Тинер 08450. Р-646, эмаль Хемпатан Топкоат 55210, растворители Хемпель Тинер 08080, абразив: абразивный порошок;

6) связь;

7) транспорт.

6.2 Подготовительные работы

а) Подготовительные работы включают в себя подготовку территории, размещение и установку оборудования для качественного и безопасного проведения работ.

б) Территория должна отвечать всем требованиям пожарной безопасности, иметь соответствующие ограждения и предупреждающие знаки. На территории, где находятся подлежащие окраске резервуары, должно быть обеспечено: свободное размещение компрессоров, рабочих площадок, подсобных и производственных помещений, вентиляторов, пескоструйных аппаратов и свободный проезд автомашин.

в) Требования к приемке сосуда для проведения антикоррозионных работ:

- сосуд принимается к работе осушенный, проветренный, очищенный от шламов и углеводородов до первой степени по ГОСТ 9.402-80 (степень зажиренности);

- должна быть исключена возможность утечки жидкости из технологических отверстий трубопроводов внутри сосуда в процессе работ;

- все кромки и углы металлоконструкций, предназначенных для нанесения покрытия, необходимо закруглить с радиусом не менее 2 мм. Сварочные швы должны быть непрерывными и гладко зашлифованными. Все сварные соединения должны соответствовать ГОСТ 5264-80;

- подкладки под опорами внутренних трубопроводов должны быть проварены по всему периметру, сварочные брызги должны быть удалены, а вмятины глубиной более 5 мм и трещины заварены;

- сосуд принимается в работу по Акту приема-передачи.

6.2.1 Входной контроль материалов

Все емкости с краской и разбавителем должны содержаться закрытыми перед использованием и храниться под укрытием.

					6 Антикоррозийная защита	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

- Проверить сопроводительную документацию, удостоверяющую качество материала, срок годности, соответствие сертификатов качества маркировке ЛКМ;
- Проверить целостность транспортной тары;
- Сделать запись в журнале входного контроля материалов.

6.2.2 Подготовка внутренней и внешней поверхности

- К работе по очистке внутренней поверхности следует приступать только после окончания ремонтных или монтажных работ.
- Воздух рабочей зоны, в котором проводят подготовку поверхности металлов, должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88.

Работы по очистке наружной поверхности сосуда производятся со стационарных сборно-разборных металлических лесов или передвижных вышек-лесов, соответствующих требованиям ГОСТ 24258-88, ГОСТ 27321-87. Леса должны обеспечивать безопасность работников во время проведения работ, при их монтаже и демонтаже. Перила и другие предохранительные сооружения, настилы, консоли, поперечины, обязаны надежно фиксироваться и просто монтироваться. Леса рассчитываются на наибольшую нагрузку с запасом прочности (коэффициент не менее 4-х). Рабочие площадки лесов должны иметь ограждение не менее 1,2 м высотой, а со стороны фронта работы, - не менее 1м. При передвижении вышек - лесов не допускается нахождение на них людей.

Леса необходимо содержать и эксплуатировать так, чтобы не допускать потерю устойчивости и их разрушения. Во время работы леса должны быть закреплены регулируемыми опорами (домкратами), для повышения устойчивости. Работы проводились в одну стадию, она заключается в том, что пескоструйной очистке подвергаются участки («захватки») размером 50-60м², тут же грунтуют, затем переходят к другим участкам.

Производство всех технологических операций осуществляется в следующей последовательности:

- днище сосуда;
- стенка сосуда;
- контрольная приемка представителями Заказчика и инспектором производителя покрытия.

Указанная последовательность операций не влияет на качество антикоррозионной защиты и может быть изменена бригадиром на месте

					6 Антикоррозийная защита	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

производства работ на своё усмотрение.

Ржавчина и остатки шламов и нефтепродуктов удаляются с внутренней поверхности резервуара способом абразивоструйной очистки до ст. 8а 2,5 по ИСО 8501-1. В местах, не доступных для струйной очистки проводится тщательная очистка ручным или механическим инструментом до ст. §1 3 по ИСО 8501-1.

- Для абразивоструйной очистки применять абразив типа: абразивный порошок.
- Особое внимание должно быть уделено зачистке сварных соединений, труднодоступных мест, раковин и оспин.
- После абразивоструйной очистки поверхность необходимо обеспылить обдувом струи воздуха.
- Давление сжатого воздуха при абразивоструйной очистке должно быть не менее 0,5-0,6 МПа, сопло располагается на расстоянии 20-30 см от поверхности под углом 75 градусов к очищаемой поверхности.
- Контроль качества абразивоструйной очистки проводится сразу после обеспыливания.
- Производитель работ оставляет за собой право вносить изменения в технологию, исходя из требований конкретных условий производства; при этом сохраняются все гарантийные обязательства производителя, принятые по договору.
- Подготовка наружной поверхности резервуара производится аналогично.

6.2.3 Обезжиривание внутренней поверхности

- При необходимости фрагменты поверхности, имеющие загрязнения, обезжириваются ветошью, смоченной в растворителе Р - 646 (для внутренней поверхности), Р - 648 (для наружной поверхности) или заменяющим его материале.
- После обезжиривания необходимо осушить поверхность воздухом с помощью вентилирования до точного испарения паров растворителя.
- Поверхность, подготовленная к окрашиванию, должна быть сухой, светлого или темно-серого цвета. Допускаются пятна и разнотонности от светло-серого до бурого цвета.
- Промежуток времени между окончанием обезжиривания и началом грунтования не должен превышать одного часа.
- При необходимости для исключения выпадения росы применять искусственный обогрев.

					6 Антискоррозийная защита	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3 Нанесение антикоррозионного покрытия

Подготовка материала покрытия

1) Все ингредиенты в каждой емкости должны быть тщательно перемешаны и гомогенизированы. Механическое перемешивание должно быть таким, чтобы все пигменты или прочие реагенты содержались в растворе во время применения. Перемешивание материала производится непосредственно перед его применением в специально приспособленном месте (навес, палатка), исключающем попадание в материалы песка, пыли и воды.

2) Краска не должна перемешиваться или содержаться в растворе с пузырьками воздуха.

3) Краска, перемешиваемая в первоначальном резервуаре, не должна переливаться до тех пор, пока все осажденные частицы не перемешаны с растворителем. Это не предполагает временного удаления части растворителя для облегчения перемешивания.

4) Если в резервуаре образовалась пленка, она должна быть срезана и удалена. Если пленка толще 1 мм краску использовать нельзя. Разбавитель должен добавляться во время перемешивания. Нельзя добавлять разбавитель после разбавления краски до надлежащей консистенции. Для грунт-эмали Хемпадур 15030 и грунт-эмали Хемпадур Мастик 45880 применяется растворитель Хемпель Тинер 08450 в количестве до 10%. Для эмали Хемпатан Топкоат 55210 применяется растворитель Хемпель Тинер 08080 в количестве до 10%.

6.3.1 Процесс нанесения антикоррозионного покрытия

1. Промежуток между окончанием абразивной обработки и началом окрасочных работ не более 1 часа, при этом подготовленная поверхность должна соответствовать степени за 2,0 по ИСО-8501-1.

2. Нанесение покрытия производится в целом до достижения установленной средней толщины сухого слоя. Толщина промежуточных слоев контролируется с помощью толщиномера «Гребенка» во время нанесения покрытия, общая толщина сухого слоя проверяется толщиномером «Константа-5» после высыхания всех слоев с занесением результатов в журнал. Практический расход ЛКМ вследствие сложной конфигурации поверхности, а так же за счет шероховатости и потерь при распылении больше теоретического и рассчитывается индивидуально для каждого материала.

					6 Антикоррозийная защита	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

3. Покрытие не должно наноситься на поверхности, когда температура поверхности менее чем на 3°C выше точки росы.

4. По сварным швам на днище и стенках сосуда перед нанесением первого слоя грунта производится полосовая окраска кистями.

5. Относительная влажность воздуха должна измеряться психрометром.

Операции подготовки поверхности и/или нанесения покрытия не должны начинаться до тех пор, пока относительная влажность выше 80%.

6. Контроль климатических условий необходимо производить не реже, чем два раза за смену, в т.ч. первый раз - перед началом работы, с занесением результатов измерений в журнал производства работ.

6.3.2 Сушка покрытия

1. Сушка каждого слоя проводится до состояния «отлипа» покрытия: при касании рукой на ней не остаётся следов покрытия.

2. При низких температурах необходимо использовать теплоушки, соблюдая правила пожарной безопасности. Время высыхания при этом может значительно увеличиваться. К нанесению последующего слоя надо приступать только после высыхания предыдущего слоя до состояния «отлипа».

3. Сушка покрытия до полной полимеризации после нанесения всех слоев - естественная.

6.4 Контроль качества покрасочных работ

➤ Цвет и разнотонность покрытия для внутренних поверхностей не регламентируются. Для наружных поверхностей сосуда цвет и разнотонность покрытия производится согласно Стандарта предприятия.

➤ Не допускаются пузыри, наплывы, отслаивание, механические повреждения и другие дефекты, характерные для лакокрасочных покрытий (растрескивание, сорность и т.д.). Определяется визуально.

➤ Средняя толщина сухого слоя для внутреннего покрытия должна составлять оптимальное значение для данной системы и соответствовать «Правилу 80x20»: 80% измеренных толщин должно быть не менее 300 мкм: 20% измеренных толщин должны быть не ниже 80% от 300мкм, а для наружного покрытия 80% измеренных толщин должно быть не менее 50мкм: 20% измеренных толщин должны быть не менее 80% от 50мкм. Толщину покрытия определяют при помощи толщиномера «Константа 5» или аналогичного.

					6 Анतिकоррозийная защита	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

➤ Количество точек измерений толщины определяют в соответствии с приведенной таблицей 5.1.

Таблица 6.1 - Количество точек измерений толщины покрытия

Площадь окрашиваемой поверхности, м ²	Количество мест измерения
10	5
20	10
30-50	15
200	20
400	30
600	40
800	50
1000	60
2000	70
5000	90
10000	100
25000	125

➤ Сплошность покрытия проверяется визуально, путем выявления не прокрашенных участков.

➤ Операция нанесения защитного покрытия не должна изменять конструкцию и прочностные характеристики сосуда.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Расчет затрат на проведение капитального ремонта РВСП

Прежде чем провести расчет затрат на проведение мероприятия необходимо составить календарный план работ, с указанием выполняемых работ и времени, необходимого на проведение этих работ.

7.1 Обоснование потребности в материально-технических и трудовых ресурсах и календарного плана работ

Потребность в рабочих и оборудовании сведена в таблице 7.1

Таблица 7.1 – состав бригад и количество необходимого оборудования

№ п/п	Состав бригад, оборудование	Количество
1	2	3
Для выполнения сварочных работ:		
Состав бригады электросварщиков ручной дуговой сварки		
1.	электросварщик 6 разряд	2 чел.
2.	газорезчик 5 разряда	2 чел.
Оборудование сварочного поста ручной дуговой сварки		
1.	выпрямитель сварочный ВДУ-306УЗ	2 шт.
2.	пост газовой резки	2 шт.
Сварочные материалы для ручной дуговой сварки		
1.	электроды типа Э50А ГОСТ 9467-75	по расчету
Для монтажа металлоконструкций		
Состав бригады монтажников		
1.	монтажник 5 разряда	2 чел.
2.	монтажник 4 разряда	2 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	лебедка с тяговым усилием 100 кН ЛМЭ -10-510	2 шт.
2.	монтажный блок грузоподъемностью 100 кН	1 шт.
3.	строп (трос)	по потребности
4.	лом строительный лом ЛМ-24 ГОСТ 1405-83	2 шт.
5.	тупоносая кузнечная кувалда ГОСТ 11401-75*	2 шт.
6.	гаечные ключи двусторонние 8x10, 12x13, 14x17, 19x22, 24x27, 32x36 ГОСТ 2839-80*Е	1 комплект
7.	стальная чертилка	2 шт.
8.	Машинка шлифовальная ИЭ-2031А	2 шт.
9.	УШС-3 шаблон сварщика	4 шт.
10.	электрододержатель ЭА-315	4 шт.
11.	печь электрическая для прокалики электродов СНО-5,5/5-И 1	1 шт.
12.	пенал для электродов	4 шт.
13.	кабель сварочный КРПТ 3x16	75 п.м.
14.	стальной слесарный молоток МКП ГОСТ 2310-77*Е	2 шт.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Сычев А.И.			7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Назаров А.Д.					93	139
<i>Консульт.</i>		Белозерцева О.В.				ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

Продолжение таблицы 7.1

15.	зубило слесарное ГОСТ 7211-86*Е	2 шт.
16.	набор мелков	по потребности
17.	рулетка металлическая	2 шт.
18.	металлический угольник ТУ 22-400-79	1 шт.
19.	лицевой защитный щиток электросварщика ГОСТ 12.4.035-78*	4 шт.
20.	сменные защитные стекла	по потребности
21.	очки газорезчика со светофильтрами Г1-73	2 шт.
22.	каска защитная винипластовая ГОСТ 12.4.087-84	по потребности
23.	комплект спецодежды	по потребности
24.	автокран КС-3577 или подобный	1 шт.
Для пооперационного контроля		
Геодезисты		
1.	геодезист третьего - четвертого класса	1 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	теодолит 2Т30	1 шт.
2.	нивелир Н-ЗКЛУ1	1 шт.
3.	рейка нивелирная РН-3-3000	1 шт.
4.	Штатив	1 шт.
Дефектоскописты		
1.	дефектоскопист (R-контроль, Визуальный контроль, капиллярный контроль)	2 чел.
Оборудование и приспособления		
1.	шаблон сварщика УШС-3	1 шт.
2.	компрессор с комплектом вакуум камер	1 шт.
3.	рентген аппарат	1 шт.

Таблица 7.2 - Календарный план работ

№ п/п	Виды проводимых работ	Время на выполнение работ, час
1.	Обустройство проезда через обвалование для строительно-монтажной техники через обвалование.	4
2.	Для резки демонтированных элементов обустройство площадки.	4
3.	Устройство временных площадок хранения материалов и оборудования.	4
4.	Устройство распределительных щитов и временной электропроводки для обеспечения работы сварочных агрегатов и другого электрооборудования.	4
5.	Ремонт (замена) листов стенки.	120
6.	Ремонт (замена) днища, окраек.	100
7.	Замена наружных трубопроводов.	60
8.	Замена ГПСС-2000.	40
9.	Ремонт шахтной лестницы, переходных площадок.	40
10.	Изготовление и монтаж площадок обслуживания приборов КИПиА.	40

Продолжение таблицы 7.2

11.	Изготовление и монтаж площадки обслуживания фланцевой пары кольца орошения.	40
12.	Устройство контура заземления.	30
13.	Ремонт отмотки резервуара.	40
14.	Устройство системы подслоного пенотушения	60
15.	Контроль сварных соединений R-контроль, капиллярный метод.	100
16.	Гидроиспытание резервуара на прочность и плотность, с нивелировкой вертикальности стенок резервуара.	100
17.	Зачистка наружной и внутренней поверхности РВСП, площадок обслуживания и лестниц, перед нанесением антикоррозионного покрытия.	240
18.	Нанесение антикоррозионного покрытия на наружную и внутреннюю поверхности РВСП, площадки обслуживания и лестницы.	200
19.	Замена подземных участков трубопроводов в каре РВСП.	60
20.	Изготовление и монтаж пешеходных дорожек в каре РВСП.	24
21.	Очистка территории, резка, пакетирование и вывоз металлолома.	24
22.	Восстановление обвалования РВСП	8

7.2 Расчет затрат на проведение мероприятий по ремонту РВСП

Состав затрат формируется по определенным элементам:

- Затраты на оплату труда.
- Материальные затраты.
- Отчисления на социальные нужды.
- Амортизационные отчисления.
- Прочие расходы.

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;

б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;

в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, средств связи, компьютерной техники и др.);

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Сумма материальных расходов уменьшается на стоимость возвратных отходов. Возвратные отходы оцениваются по пониженной цене, если они могут быть использованы в основном или вспомогательном производстве или по цене реализации, если они реализуются на сторону.

К материальным расходам приравниваются:

– расходы на рекультивацию земель и другие природоохранные мероприятия;

– потери при транспортировке товароматериальных ценностей в пределах норм естественной убыли;

– технологические потери при производстве и (или) транспортировке.

Расчет стоимости материалов можно свести в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, тыс.руб.
Материалы общестроительные	-	-	404,3
Подъем и перевозка грузов наемным транспортом	-	-	89,6
Трубы и фасонные изделия	-	-	77,7
ГПСС-2000	2 шт.	12450	22,5
Материалы для антикоррозийной обработки	-	-	172,6
ИТОГО			766,7

К расходам на оплату труда относятся:

Суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда.

Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.

Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего

Севера и др.

Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

Заработная плата с учетом надбавок включает в себя:

- оплата по тарифной ставке;
- доплата за классность – 25%;
- премия – 40%;
- ставка северного коэффициента – 50%;
- ставка районного коэффициента – 70%.

Расчет заработной платы сведен в таблицу 7.4

Таблица 7.4 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Доплата за классность, %	Заработная плата с учетом надбавок, тыс.руб.
Мастер участка	1 чел.	9	80	920	25	314,0
электросварщик	2 чел.	6	88,0	574	25	210,8
газорезчик	2 чел.	5	62,0	574	—	129,8
монтажник	2 чел.	5	50,0	662	25	161,4
монтажник	2 чел.	4	45,0	662	—	120,5
геодезист	1 чел.	4	51,0	84	25	18,3
дефектоскопист	2 чел.		55,0	110	—	22,9
Маляр	3 чел.		46,0	440	—	81,2
ИТОГО						1058,8

Отчисления на социальные нужды определяются суммой единого социального налога по установленным законодательством нормам в процентах от расходов на оплату труда (30%). *Отчисления на социальные нужды: 1058,8×30% = 317,6 тыс.руб.*

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	сумма амортизации за время эксплуатации, тыс.руб.	Сумма амортизации, тыс.руб.
		одного объекта	всего			
Выпрямитель сварочный ВДУ-306УЗ	2 шт.	42000	84000	10	8,4	0,882
Пост газовой резки	2 шт.	17000	34000	11	3,7	0,393
Лебедка с тяговым усилием 100 кН ЛМЭ - 10-510	1 шт.	870000	1740000	15	261,0	27,411
Монтажный блок грузоподъемностью 100 кН	1 шт.	5000	5000	20	1,0	0,105
Шлифмашинка ИЭ-2031А	2 шт.	2200	4400	20	0,9	0,092
Шаблон сварщика УШС-3	1 шт.	960	960	15	0,1	0,015
Электроды для прокаливания электродов СНО-5,5/5-И 1	1 шт.	112000	112000	18	20,2	2,117
Рулетка металлическая	2 шт.	300	600	12	0,1	0,008
Теодолит 2Т30	1 шт.	37000	37000	21	7,8	0,816
Нивелир Н-ЗКЛУ1	1 шт.	6000	6000	14	0,8	0,088
Рейка нивелирная РН-3-3000	1 шт.	880	880	10	0,1	0,009
Штатив	1 шт.	1800	1800	12	0,2	0,023
Рентген аппарат	1 шт.	425000	425000	15	63,8	6,695
Компрессор с комплектом вакуум камер	1 шт.	80000	80000	16	12,8	1,344
ИТОГО					380,9	39,999

В состав Прочих затрат включаются:

- налоги, сборы, отчисления в социальные внебюджетные фонды в порядке, установленном законодательством (земельный налог, экономические платежи, плата за недра и др.);
- платежи по обязательному и добровольному страхованию имущества, учитываемого в составе ОПФ;
- расходы по обслуживанию объектов жилищной и коммунальной сферы (жилой фонд, общежития, детские сады и лагеря, базы отдыха и др.);
- оплата услуг связи, банков, юридических и аудиторских фирм, сторожевой и пожарной охраны, авиационных услуг и др.;

- плата за аренду помещений (площадей) и основных производственных фондов (лизинг);
- уплата процентов за банковский кредит;
- затраты на гарантийный ремонт и обслуживание;
- командировочные расходы;
- расходы по подготовке и переподготовке кадров и др.

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются *накладные расходы*, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 7.6.

Таблица 7.6 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.	Сумма затрат, %
1. Материальные затраты	766,7	23
2. Затраты на оплату труда	1058,8	32
3. Отчисления на социальные нужды	317,6	10
4. Амортизационные отчисления	39,9	1
5. Прочие затраты	160,0	5
Итого основные расходы	2343	
Накладные расходы (40% от основных расходов)	955,0	29
Всего затраты на мероприятие	3298	100%

7.3 Оценка экономической эффективности мероприятия

Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий может быть определен в стоимостном выражении. Сравнив затраты на капитальный ремонт РВС-5000 с затратами на строительство нового РВС-5000 можно определить экономическую эффективность.

$$\mathcal{E} = (C_0 - C_1) = 22000 - 3298 = \mathbf{18702} \text{ тыс.руб.}$$

где C_0 – затраты на строительство нового резервуара РВС-5000м³, составляет порядка 22-26 млн. руб.;

C_1 – затраты на капитальный ремонт резервуара РВСП-5000м³, составит 3298 тыс.руб.

Затраты на проведение капитального ремонта РВСП-5000м³ представлены на рисунке 7.1.

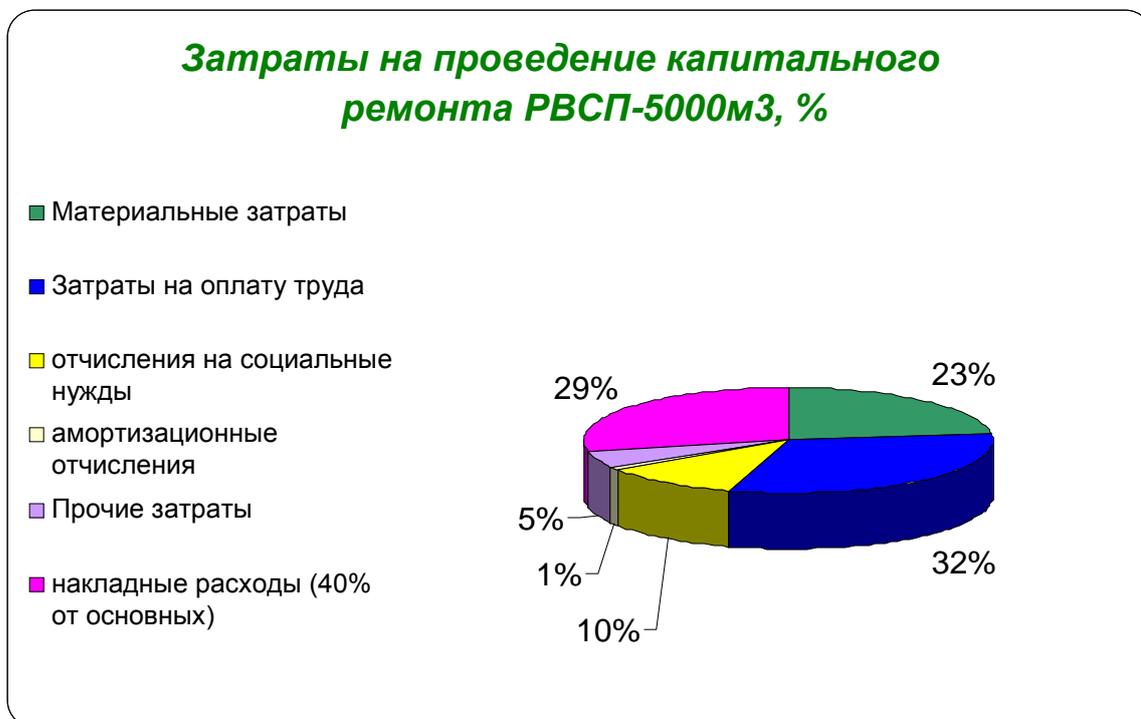


Рисунок 7.1 – Затраты на проведение капитального ремонта РВСП-5000 №403

В нашем случае источник эффекта – экономия средств, выраженная как разница между затратами на строительство нового резервуара и затратами на капитальный ремонт РВСП, и составляет минимум 18 млн. руб.

По результатам проведенных расчетов затрат, (представлено на диаграмме) выяснилось, что основная доля затрат идет на оплату труда работников и накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Заключение

При разработке плана проведения работ по капитальному ремонту резервуара типа РВСП-5000, были проанализированы результаты технического диагностирования резервуара РВСП-5000 №403 установленного в резервуарном парке ЛПДС Сокур АО «Транснефть - Западная Сибирь». Также проведен расчет минимальной толщины стенки резервуара для условий эксплуатации и для условий проведения гидравлического испытания. В результате были выявлены недопустимые дефекты листов стенки и днища резервуара, и предложены методы ремонта путем частичной замены листов стенки 1-ого пояса резервуара и частичной замены элементов днища и окрайки резервуара, а также ремонт дефектов днища методом наплавки. После проведения ремонта элементов стенки, днища и окрайки, проводим замену приемо-раздаточных патрубков, ремонт шахтной лестницы и переходных площадок, изготовление площадок обслуживания приборов КИПиА. По окончании сварных работ проводится 100 % визуальный и радиографический контроль сварных соединений ремонтируемых элементов резервуара.

Затем проводим гидравлическое испытание резервуара на прочность и плотность, с последующей нивелировкой вертикальности стенок резервуара. В случае удовлетворительных результатов гидравлического испытания необходимо провести зачистку наружной и внутренней поверхности РВСП, площадок обслуживания и лестниц, перед нанесением антикоррозионного покрытия. И нанести антикоррозийное покрытие на наружную и внутреннюю поверхности РВСП, площадок обслуживания и лестниц.

Для определения рентабельности данного мероприятия был проведен расчет затрат на проведение капитального ремонта РВСП-5000, которые составят порядка 4 млн. рублей. А также оценка экономической эффективности мероприятия, при которой определен источник эффекта – экономия средств порядка 18 млн. рублей, в сравнении с монтажом нового резервуара РВСП-5000, стоимость которого составит 22 млн. рублей.

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					101	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

В результате выявлено, что в нашем случае проведение капитального ремонта РВСП - 5000 более целесообразно, нежели возведение абсолютно нового резервуара. Тем более из результатов технического диагностирования известно, что скорость проникновения коррозии стенки резервуара составляет 0,3 мм/год, это дает возможность предположить, что следующий ремонт понадобится резервуару не ранее чем через 3-4 года.

					<i>Заключение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

Список используемых источников:

1. ВСН 311-89 «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 5000 м³».
2. ПБ 03-246-98 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».
3. РД 090364-00-2000 «Типовая инструкция по организации безопасности проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектов».
4. ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных, цилиндрических, стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов».
5. ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно - гигиенические требования».
6. Технологический регламент ЛПДС Сокур АО «Транснефть-Западная Сибирь».
7. ИТН-93 «Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств».
8. РД 08-95-95 «Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов». Правила эксплуатации электроустановок потребителей.
9. СНиП 2.01.02-85 «Противопожарные нормы».
10. СНиП 2.11.03-93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».
11. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
12. СНиП 3.01.01-85 «Обеспечение качества строительно-монтажных работ».
13. РД 39-0147103-385-87 «Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности».
14. РД 39-22-133-78 «Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и АЗС».

					<i>Капитальный ремонт резервуара вертикального стального с понтоном типа РВСП-403 Линейной производственно-диспетчерской станции «Сокур»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сычев А.И.</i>			Список используемых источников	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Назаров А.Д.</i>					103	139
<i>Консульт.</i>						ТПУ ИПР ТХНГ гр. 3-2Б14		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рудаченко А.В.</i>						

15. ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в РФ».
16. ЦБТВ-1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности».
17. ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
18. ГОСТ 23118-99 «Конструкции стальные строительные. Общие технические условия».
19. ГОСТ 23055-78 «Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля».
20. ГОСТ 19903-74 «Прокат листовой горячекатаный. Сортамент».
21. ГОСТ 14771-76 «Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
22. ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
23. ГОСТ 8713-79 «Сварка под флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
24. РД 39-30-1284-85 «Руководство по обследованию и дефектоскопии стальных вертикальных резервуаров».
25. СНиП 3.03.01-87 «Несущие и ограждающие конструкции».
26. ВППБ 01-05-99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов ОАО "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть"».
27. ГОСТ 52910-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».
28. СНиП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства».
29. ГОСТ 21.513-83 «СПДС. Антикоррозионная защита конструкций зданий и сооружений. Рабочие чертежи».
30. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз».
31. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м³».

					Список использованной литературы	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. СТО 0030-2004 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Правила технического диагностирования, ремонта и реконструкции».

33. ГОСТ 19282-73 «Сталь низколегированная толстолистовая и широкополосная универсальная ТУ».

34. ТУ 14-1-3023-80 «Прокат горячекатаный и гнутые профили из стали углеродистой и низколегированной с гарантированным уровнем механических свойств, дифференцированным по группам прочности. Технические условия».

35. ГОСТ 8278-83 «Швеллеры стальные гнутые равнополочные».

36. ГОСТ 12.1.046-85 «Нормы освещения строительных площадок».

37. ПУЭ 1.7.103 «Правила устройства электроустановок».

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

Приложения

Приложение А

(обязательное)

Программа работ по техническому диагностированию вертикального стального резервуара РВСП-5000

Программа работ по техническому диагностированию резервуара составлена на основании "ПБ 03-246-98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности". "ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов". "РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сваренных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов", "Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту". "РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса сварных вертикальных резервуаров". "И Т Н 1-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств".

Таблица А.1 - Программа работ по техническому диагностированию

№ п/п	Вид контроля	Объект контроля	НТД	Объем контроля	Особенности контроля
1	2	3	4	5	6
1	Ознакомление с эксплуатационно-технической документацией на резервуар	1. Паспорт РВСП 2. Сертификаты на металлические конструкции. 3. Технологическая карта. 4. Градуировочная таблица. 5. Другая имеющаяся в наличии документация на резервуар.	1. РД 08-95-95 2. Правила технической эксплуатации резервуаров	Имеющаяся в наличии документация	При ознакомлении с технической документацией устанавливается ее комплектность и собираются следующие сведения: - технические характеристики резервуара - тип, высота, диаметр, вместимость и т.п.; - данные по изготовлению и монтажу резервуаров - номер проекта, завод-изготовитель, монтажная организация, дата изготовления и монтажа, отступления от проекта в процессе сооружения, виды и результаты испытаний; - сведения о металле, толщина листов по сертификату; - сведения о технологии сварки и сварочных материалах; - данные о режиме эксплуатации резервуара и вида хранимых в нем продуктов; - данные о проведенных ранее обследованиях с заключениями о техническом состоянии и рекомендациями по дальнейшей эксплуатации или ремонту,

					- данные о проведенных ремонтах.
2	Визуальный и измерительный контроль	1. Общая конструкция резервуара. 2. Поверхность металла стенки, полотнища днища, кровли резервуара. 3. Поверхность сварных соединений резервуара. 4. Основание и отмостка резервуара.	1. РД 08-95-95 2. РД 153-112-017-97 3. Правила технической эксплуатации резервуаров 4. ИТН-93 3.СНиП 111-18-75 6. РД 34.10.130-96	100% доступной наружной и внутренней поверхности резервуара	<p>Проводится с целью:</p> <ul style="list-style-type: none"> - выявления несоответствия конструкции резервуара требованиям проекта и НТД; - выявления на поверхности металла коррозионных повреждений, царапин, задигов, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, металлических включений, закатов и пр., общих и местных деформаций, вмятин, выпучин. - выявления на поверхности сварных швов наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП 3.03.01-87 и стандартов: трещин всех видов и направлений: наплывов, подрезов, прожогов, незавершенных кратеров, непроваров, пористости; отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта; - выявления пустот между днищем резервуара и основанием, погружения нижней части основания резервуара в грунт и скопление воды по контуру резервуара, наличия растительности на отмостке, трещин и выбоин в отмостке и кольцевом лотке, несоответствия отмостки требованиям НТД.
3	Измерительный контроль отклонения стенки резервуара от вертикали	Стенка резервуара	1. РД 08-95-95 2. РД 153-112-017-97 3. ПТЭ резервуаров 4. ИТН-93 5. СНиП ИМ8-75	Осуществляется вдоль вертикальных сварных швов стенки Величина отклонения измеряется на уровне верха каждого пояса	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проводится с целью выявления действительной геометрической формы резервуара и определения величины отклонений от требований НТД. 2. Допустимая величина отклонения определяем по п.п.8.12, 8.13 РД 08-95-95.
4	Нивелирование наружного контура днища	Основание резервуара, форма днища	1. РД 08-95-95 2. РД 153-112-017-97 3. Правила технической эксплуатации резервуаров 4. ИТН-93 5. СНиП 111-18-75	Осуществляется по радиальным линиям, направленным к вертикальным швам стенки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проводится с целью выявления неравномерности осадки основания, изменения формы днища 2. Допустимая величина отклонения определяется по п.8.16 РД 08-95-95.
5	Ультразвуковая толщинометрия	1. Листы стенки 2 Листы полотнища днища 3. Листы кровли 4. Патрубки и	1. РД 08-95-95 2. РД 153-112-017-97 3. Правила технической эксплуатации	1. Измерения толщины листов стенки на каждом листе нижних 3-х (4-х) поясов в узлах	1. Проводится с целью определения остаточной толщины листов стенки, листов кровли и патрубков резервуара, ее сопоставления с отбраковочной величиной, а также определения величины и скорости коррозионно-

		люки (на стенке резервуара)	резервуаров 4. ИТН-93	<p>прямо-угольной решетки с шагом 1000x500мм, а также вдоль шахт-ной лестницы по 4 точки на листе всех поясов стенки.</p> <p>2. Измерения толщины листов, на каждом листе не менее 3-х точек.</p> <p>3. Измерения толщины листов кровли в 16-ти лучах по 5 точек на каждом луче.</p> <p>4. Измерения толщины стенок патрубков в 8-ми точках, равномерно по окружности трубы.</p> <p>5. При измерениях непосредственно после ремонтных работ, для элементов, подвергшихся замене объем измерений уменьшается, но не менее чем до 2 точек измерения.</p>	<p>эрозионного износа металла элементов резервуара.</p> <p>2. Минимально-допустимая толщина листов стенки определяется по п.2.1.4 "Правил технической эксплуатации резервуаров. Часть II" и п.8.9 РД 08-95-95.</p> <p>эрозионного износа металла элементов резервуара.</p> <p>3. Минимально-допустимая толщина листов полотна днища определяется по п.п.8.10. 8.11 РД 08-95-95.</p> <p>4. Минимально-допустимая толщина листов кровли определяется по п.8.10 РД 08-95-95.</p> <p>5. Минимально-допустимая толщина стенок патрубков определяется по п.3.6.1 ИТН-93.</p>
--	--	-----------------------------	--------------------------	--	--

Приложение Б

(Справочное)

Перечень

использованной нормативной, технической и методической документации при техническом диагностировании

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997г..№ 116-ФЗ.

2. ПБ 03-246-98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности.

3. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

4. РД 03-484-02. Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах.

5. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.

6. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

7. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.

8. РД 153-112-017-97. Инструкция по диагностике и оценке остаточного ресурса вертикальных стальных резервуаров.

9. Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М., Недра. 1988 г.

10. ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих 02-35/122 от 16.05.94.

11. РД 34.21.526-95. Типовая инструкция по эксплуатации металлических резервуаров для хранения жидкого топлива и горячен воды. ОРГРЭС.М..1995 г.

12. ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

13. Типовой проект. 704-1-27. Резервуар для хранения светлых и темных нефтепродуктов с объемной массой не более 1 кг/см^3 , предназначенные для эксплуатации в условиях низких температур, емкостью 1000 м^3 . Альбом IX. Стальные конструкции.

14. СНиП Н-23-81. Нормы проектирования. Стальные конструкции.

- 15.СНиП 11-91-77. Промышленные сооружения. Нормы проектирования.
- 16.СНиП III-18-75. Металлические конструкции. Правила производства и приёмки работ.
- 17.СНиП 3.03.01-87. Несущие и ограждающие конструкции. Правила производства и приёмки работ.
- 18.ВСН 311-89. Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000м³.
- 19.РД 09-102-95. Методические указания по определению ресурса потенциально опасных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России.
- 20.Методика оценки ресурса остаточной работоспособности технологического оборудования.
- 21.Комплект технической и эксплуатационной документации на резервуар.
- 22.ГОСТ 14637-89. Прокат толстолистовой углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия.
- 23.ГОСТ 19281-89. Прокат из стали повышенного качества. Общие технические условия.
- 24.ГОСТ 14782-86. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.
- 25.ГОСТ 5264-80. Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 26.ГОСТ 8713-79. Сварка иод флюсом. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 27.ГОСТ 5272- 68. Коррозия металла. Термины.
- 28.Толщиномер ультразвуковой ТАУ-326. Руководство по эксплуатации.
- 29.ГОСТ 8.495 - 83. Толщиномеры ультразвуковые контактные. Методы и средства поверки.
- 30.ГОСТ 20911 - 89. Техническая диагностика. Термины и определения.

Приложение В
(Обязательное)

Перечень

использованных при техническом диагностировании измерительных приборов и оборудования

1. Толщиномер ультразвуковой ТАУ-326, заводской №174. свидетельство поверки №271/4, действительно до 20.02.2017г.
2. Шаблон сварщика универсальный УШС-3 по ТУ 3936-050-00221190-99, зав.№1, сертификат о калибровке средств измерений №30. действительно до 01.02.2017г.
3. Штангенциркуль ШЦ-1-150-0.1. зав. №51000913. свидетельство о поверке №0130/1. действительно до 01.02.2017г.
4. Дальномер ультразвуковой DUS-20 ("Robert Bosch GmbH". ФРГ), зав. №0603096201.
5. Лазерный нивелир BL-30 ("Robert Bosch GmbH". ФРГ), зав. №0603096501.
6. Теодолит 2Т30П. № 57173. свидетельство о поверке № 386/3 от 15.10.14г.
7. Линейка измерительная металлическая Л-300 по ГОСТ 427-75, зав. №1. свидетельство о поверке №0121/1, действительно до 01.02.2017г.
8. Лупа ЛИ-10х по ГОСТ 25706-83, зав. №1. сертификат о калибровке средств измерений №32, действительно до 01.02.2017г.
9. Рулетка измерительная металлическая Р5УЗД. ГОСТ7502-98, зав. №1. свидетельство о поверке №0119/1. действительно до 25.02.2017г.

Приложение Г
(обязательное)
ПРОТОКОЛ №1

результатов визуального и измерительного контроля резервуара

Предприятие: АО "Транснефть-Западная Сибирь" Место установки:
резервуарный парк ЛПДС Сокур

Наименование: РВСП-5000 Год ввода в эксплуатацию 1989

Инвентарный № 055193

1. Задачи визуального и измерительного контроля

Задачей визуального контроля основного металла элементов резервуара является обнаружение:

- поверхностных повреждений: трещин, коррозионных поражений, деформированных участков корпуса и днища (забоин, вмятин, выпучин), раковин, свищей и других дефектов, образовавшихся в процессе эксплуатации резервуара.

Задачей визуального контроля сварных швов элементов резервуара является обнаружение:

- трещин всех видов и направлений, пор, включений, отслоений, подрезов, усадочных раковин, свищей, наплывов, западаний между валиками, грубой чешуйчатости и других дефектов, характеризующих прочность соединений.

Задачей визуального контроля отмостки и обваловки резервуара является подтверждение:

- соответствия размеров и угла наклона обваловки и отмостки резервуара требованиям НТД.

Задачей измерительного контроля является подтверждение:

- соответствия основных размеров резервуара требованиям проекта стандартов, ТУ и паспорта изделия;

- соответствия параметров сварных швов требованиям проекта (паспорта) на резервуар путем измерения размеров шва, чешуйчатости поверхности, наплывов и пр;

- допустимости (недопустимости) размеров поверхностных дефектов, выявленных при визуальном контроле, требованиям НТД путем измерений параметров дефектов: ширины, длины, глубины.

2. Нормативно-техническая база визуального и измерительного контроля

2.1. Визуальный и измерительный контроль проводится в соответствии с требованиями:

- РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
- РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
- ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических, стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
- ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.
- ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Утверждена Министерством топлива и энергетики РФ 10.10.1993.
- Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М.: Недра. 1988.
- ВСН 311-89. Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов объемом от 100 до 50000м³.
- СНиП 111-18 -75. Металлические конструкции. Правила производства и приёмки работ.
- Типовой проект. 704-1-27. Резервуар для хранения светлых и темных нефтепродуктов с объемной массой не более 1 кг/см³, предназначенные для эксплуатации в условиях низких температур, емкостью 1000м³. Альбом IX. Стальные конструкции.

2.2. Приборы визуального и измерительного контроля:

- штангенциркуль ШЦ-1-150-0,1. ГОСТ 166-89;
- лупа ЛИ-1Ох по ГОСТ 25706-83;
- дальномер ультразвуковой DUS-20 ("Robert Bosch GmbH". ФРГ);
- лазерный нивелир BL-30 ("Robert Bosch GmbH". ФРГ);
- рулетка измерительная металлическая Р5УЗД. ГОСТ 7502-98;
- линейка измерительная металлическая Л-300 по ГОСТ 427-75;
- шаблон сварщика универсальный УШС-3 мод.00314. по ТУ 3936-050-00221190-99.

3. Методика обследования и объем работы

Визуальный и измерительный контроль технического состояния основного металла и сварных швов осуществлялся во всех доступных для контроля местах элементов резервуара. Контролю подверглись:

- основной металл, зона термического влияния (околошовная зона) и сварные швы металлоконструкций резервуара;
- отмотка, обваловка резервуара.

4. Результаты визуального и измерительного контроля резервуара

4.1. Результаты наружного и внутреннего контроля стенки и дна резервуара

4.1.1. Состояние сварных соединений и основного металла стенки резервуара

Все сварные соединения стенки резервуара - стыковые, двухсторонние, выполненные автоматической электродуговой сваркой, монтажные швы, а также уторный шов дна выполнены ручной электродуговой сваркой. Развертка стенки резервуара, расположение и нумерация патрубков стенки приведены на рис.4.1
Приложения 4.

Недопустимых дефектов сварных соединений при наружном осмотре не обнаружено, сварные соединения удовлетворяют ГОСТ 8713-79, ГОСТ 5264-80, СНИП 3.03.01-87.

На поверхности корпуса (околошовная зона и основной металл) поверхностных трещин, выходящих на поверхность, расслоений и других недопустимых дефектов механического и коррозионного происхождения не обнаружено.

4.1.2. Дефекты стенки и дна резервуара, требующие исправления

При визуальном и измерительном контроле стенки и дна обнаружены недопустимые, согласно НТД, дефекты, подлежащие устранению:

1) Вмятина на листах I— II поясов стенки резервуара. Расположение вмятины Вм1 показано ниже на рис.4.2. Стрела прогиба вмятины составляет 31мм, при допустимой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (см. п.2.5.6 ИТН-93) для данного размера дефекта.

2) Выпучина на I поясе, лист №11 (расположение листа №11 - см. развертку стенки резервуара на рис.Г.1). Расположение выпучины Вп1 приведено ниже на рис.4.3. Стрела прогиба выпучины составляет 46,5 мм, при допустимой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (см. п.2.5.6 ИТН-93) для данного размера дефекта. На данном участке также имеется участок Гф1 с наличием 2

вертикальных гофр высотой 16мм и 20мм (см. рис.4.3), что также не удовлетворяет требованиям п.2.5.6 ИТН-93.

3) При осмотре внутренней поверхности стенки обнаружено, что на листах №5-7 первого пояса имеются 2 области с недопустимыми коррозионными повреждениями:

- область 1 (см. ниже рис. 4.4) - полоса шириной от 20мм до 70мм, примыкающая к уторному шву. В данной полосе имеются коррозионные повреждения в виде одиночных и групповых коррозионных язв глубиной 0.5-1.5мм. Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5,5мм (исполнительная толщина листов - 7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6мм, согласно п.2.1.4 "Правил технической эксплуатации резервуаров...";

- область II (см. ниже рис.4.4) - полоса шириной 300мм, расположенная на высоте 950мм от уторного шва. В данной области имеются групповые коррозионные повреждения глубиной до 1,8мм, размеры язв – 5×5мм. 10×8мм. 10×10мм. 15×15мм и др. (основная масса язв имеет глубину до 1.5мм). Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5.2мм (исполнительная толщина листов -7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6мм, согласно п.2.1.4 "Правил технической эксплуатации резервуаров...";

- область III, расположенная между областями I и II (см. ниже рис.3). В данной области имеются одиночные коррозионные язвы глубиной до 1,5мм, что также выводит толщину стенки за отбраковочную величину, согласно п.2.1.4 "Правил технической эксплуатации резервуаров...".

4) При осмотре днища обнаружены коррозионные повреждения листов днища резервуара, подлежащие устранению (расположение дефектов - см. ниже на рис.4.5)

I – одиночная коррозионная язва глубиной 2мм, диаметром 11мм;

II – одиночная коррозионная язва глубиной 2,2мм, диаметром 15мм;

III – участок размером 300х300мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 6мм (максимальный размер язв – диаметром 40мм);

IV – участок размером 650х500мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 2мм;

V – участок размером 100х100мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

VI – участок размером 750х280мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2мм;

VII – коррозионные повреждения околошовной зоне стыкового шва листов

днища на длине 600мм, повреждение зоны сплавления металла листа с металлом шва в виде риски глубиной 1,0-1,5мм шириной 2,5мм. Также имеются коррозионные язвенные повреждения металла валика усиления шва;

VIII – участок размером 200x80мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

IX – участок размером 2050x1480мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв 1,5-5,0мм.

5) при осмотре отстойки резервуара, обнаружено, что бетонная отстойка резервуара не обеспечивает отвода атмосферной влаги от днища резервуара в силу отсутствия необходимого уклона. Состояние материала отстойки - удовлетворительное.

4.1.3. Замечания по дефектам не требующих устранения по результатам текущего обследования

Кроме описанных выше коррозионных дефектов, требующих устранения, имеются следующие менее значимые дефекты, относящиеся к допустимым, согласно НТД:

1) По всему периметру 1-го пояса в области I (расположение области см. на рис.4.4) разрушено антикоррозионное покрытие, коррозионный износ металла стенки составляет 0,5мм;

2) По всему периметру 1-го пояса в области II (расположение области см. на рис.4.4) разрушено антикоррозионное покрытие, имеются коррозионные язвы глубиной до 0.5мм размером - 5x5мм, 8x8мм, 10x10мм и др.;

3) По всему периметру уторного шва в околошовной зоне листов днища имеются участки коррозионных повреждений в виде риски глубиной 0,1-0.3мм (в зоне сплавления металла листов днища и металла шва);

4) Кроме описанных выше в п.4.1.3(3) коррозионных повреждений листов днища, ввиду обширных, а также точечных повреждений антикоррозионного покрытия днища резервуара, на листах днища имеется большое количество хаотично расположенных коррозионных повреждений в виде групповых коррозионных повреждений, общей коррозии, одиночных коррозионных язв глубиной до 1,5 мм.

4.1.4. Других недопустимых, либо склонных к развитию допустимых дефектов при проведении визуального контроля не обнаружено.

Заключение

1. Дефекты, перечисленные выше в пункте 4.1.2, являются недопустимыми и подлежат исправлению:

- вмятина на I-II поясах стенки, описанная выше в пункте 4.1.2 (1) подлежит выправлению согласно карт ремонта, приведенных в "Правилах технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту";

- выпучина с наличием гофр, описанная выше в п.4.1.2 (2), согласно "Правил технической эксплуатации резервуаров и инструкций по их ремонту" подлежит исправлению путем замены участка дефектного листа с соблюдением требований ПБ 03-605-03 по монтажу и устройству резервуаров;

- листы №5-7 первого пояса стенки резервуара подлежат замене, ввиду наличия недопустимых коррозионных повреждений, выводящих толщину листов за отбраковочный уровень (повреждения описаны выше в пункте 4.1.2 (3), нумерация листов показана на рис.4.1);

- коррозионные повреждения листов днища, описанные выше в пункте 4.1.2 (4);

- дефект отмостки, описанный выше в пункте 4.1.2(5) - отмостка не обеспечивает отвод воды от днища резервуара в силу отсутствия необходимого уклона.

2. Ввиду того, на внутренней поверхности стенки и днища имеется большое количество коррозионных повреждений, относящихся, согласно НТД, к допустимым на момент обследования (см. п.4.1.3), а также ввиду того, что антикоррозионное покрытие на 1-м поясе стенки и днище имеет обширные повреждения, то перед проведением планового капитальною ремонта резервуара в 2015 году необходимо провести внутренний осмотр резервуара с целью оценки развития коррозионных дефектов и уточнения объемов проводимого ремонта.

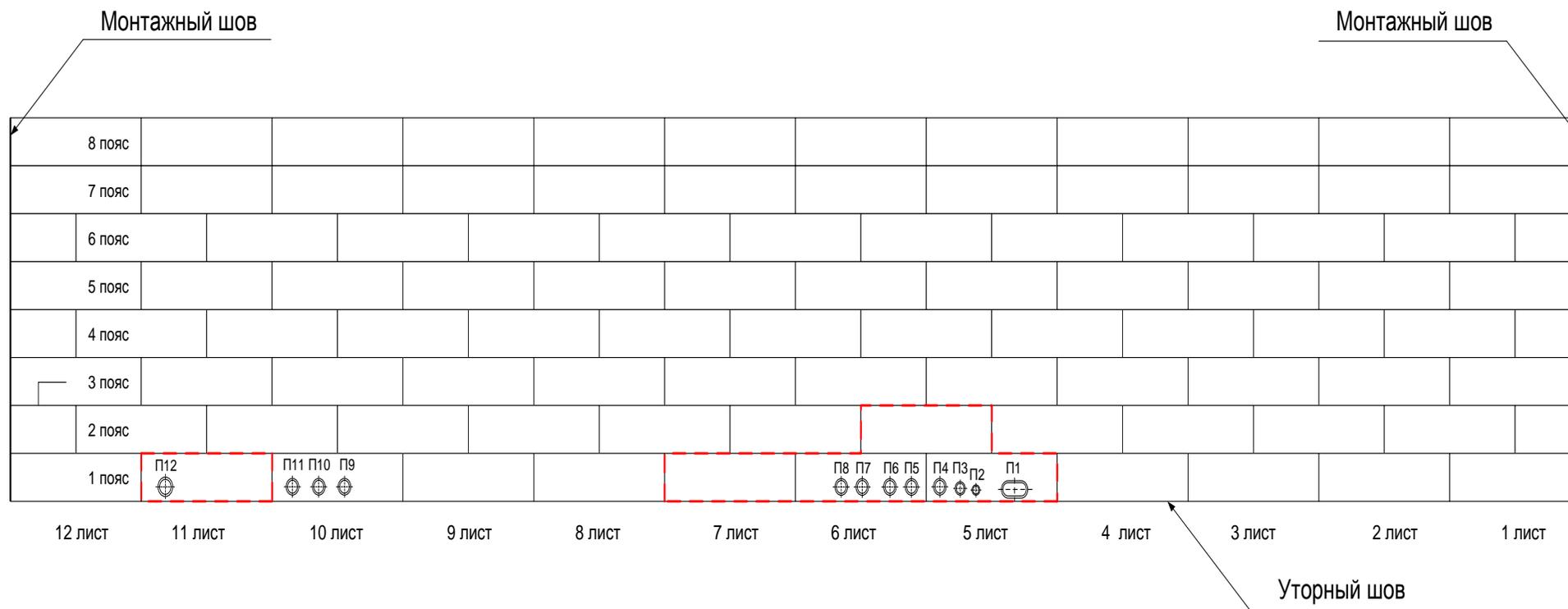


Рисунок Г.1 – развертка стенки резервуара

Примечание: 1. П1 – Ду900×600 (люк-лаз);

П2 – Ду100;

П3- Ду150;

П4, П5, П6, П7, П8, П9, П10, П11 – Ду400;

П12- Ду500(люк-лаз).

2. Нумерация листов стенки по часовой стрелке от вертикального монтажного шва.

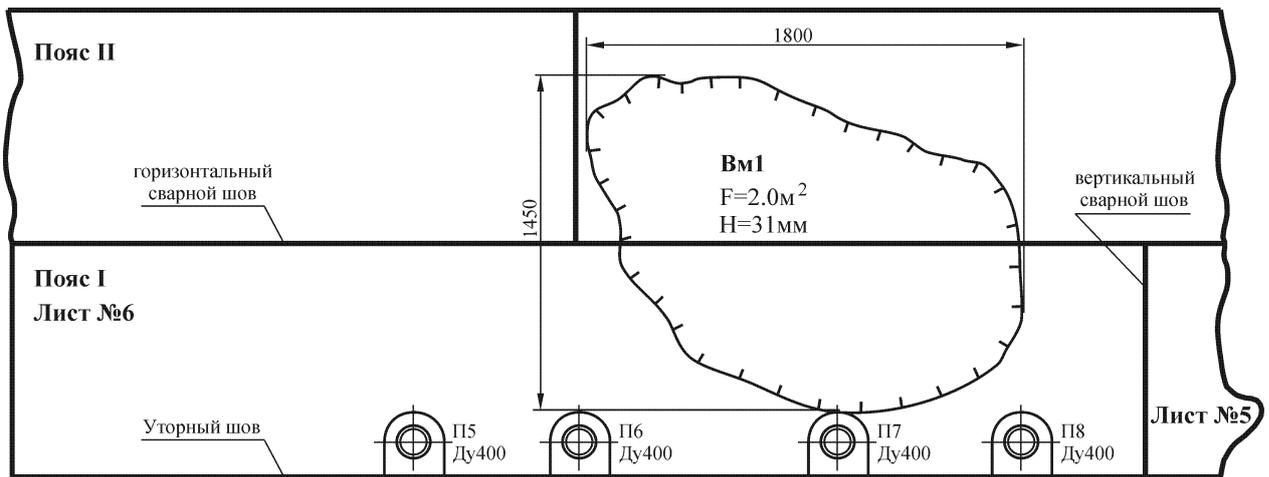


Рисунок Г.2 - Расположение вмятины Вм1 на стенке резервуара

Примечание: нумерация листов каждого пояса – по часовой стрелке, начиная от вертикального монтажного шва стенки, развертка стенки приведена в Приложении 1 к данной Дефектной ведомости

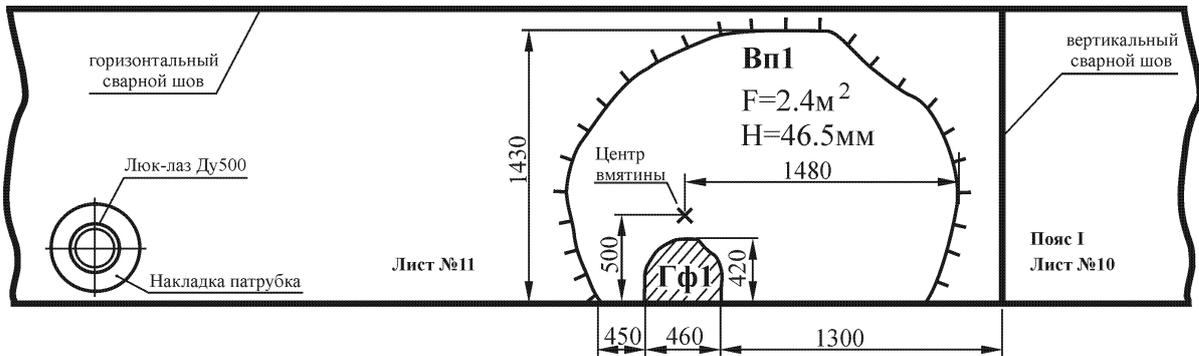
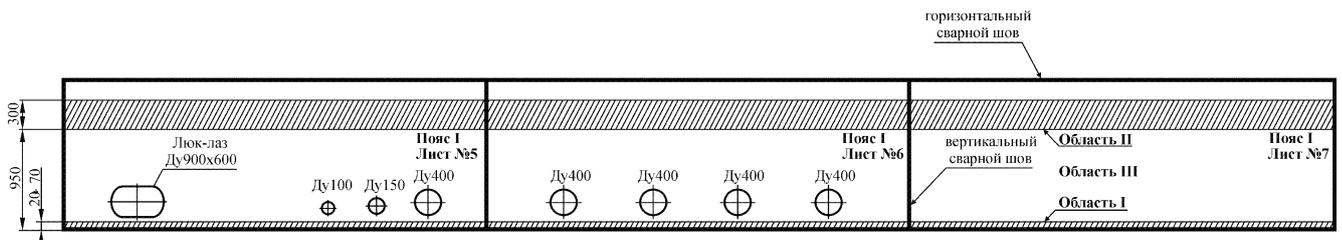


Рисунок Г.3 - Расположение выпучины Вп1, участка с гофрами Гф1 на стенке резервуара



Примечание: нумерация листов стенки по часовой стрелке от вертикального монтажного шва.

Рисунок Г.4 - Расположение недопустимых коррозионных повреждений листов №5-7 первого пояса стенки

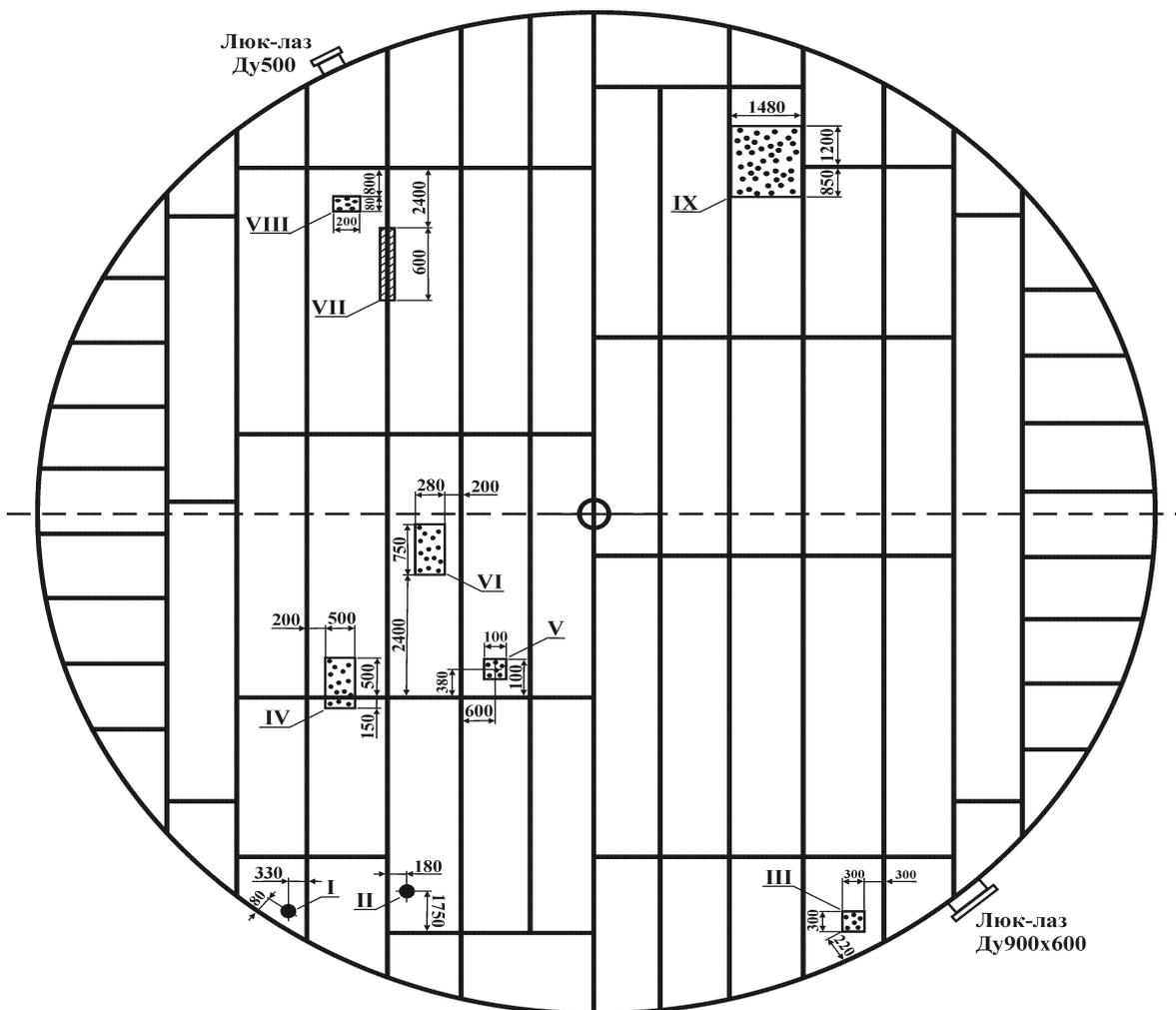


Рисунок Г.5 - Расположение коррозионных повреждений листов дна резервуара, подлежащих исправлению

Описание дефектов:

I – одиночная коррозионная язва глубиной 2мм, Ø11мм;

II – одиночная коррозионная язва глубиной 2,2мм, Ø15мм;

III – участок размером 300х300мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 6мм (максимальный размер язв – Ø40мм);

IV – участок размером 650х500мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 2мм;

V – участок размером 100х100мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

VI – участок размером 750х280мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2мм;

VII – коррозионные повреждения околошовной зоне стыкового шва листов днища на длине 600мм, повреждение зоны сплавления металла листа с металлом шва в виде риски глубиной 1,0-1,5мм шириной 2,5мм. Также имеются коррозионные язвенные повреждения металла валика усиления шва;

VIII – участок размером 200x80мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

IX – участок размером 2050x1480мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв 1,5-5,0мм.

Приложение Д
(обязательное)
ПРОТОКОЛ № 2

результатов измерительного контроля отклонений от вертикали стенки и
нивелирования наружного контура днища резервуара

Предприятие: АО "Транснефть-Западная Сибирь" Место установки:
резервуарный парк ЛПДС Сокур

Наименование: РВСП-5000 Год ввода в эксплуатацию 1989

Инвентарный № 055193

1. Задача измерительного контроля отклонения от вертикали

Измерительный контроль отклонения от вертикали проводится с целью определения устойчивого положения резервуара, а также геометрических размеров объёмных деформаций стенки, возникших в процессе эксплуатации.

2. Задача измерительного контроля (нивелирования) днища резервуара

Измерительный контроль (нивелирование) днища проводится с целью определения устойчивого положения резервуара.

3. Нормативно-техническая документация

3.1. Измерительный контроль проведен в соответствии с требованиями:

- РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю.
- РД-08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Утверждено Госгортехнадзором России постановлением №38 от 25 июля 1995г.

- ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Утверждена Министерством топлива и энергетики РФ 10.10.1993.

- Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М.: Недра, 1988.

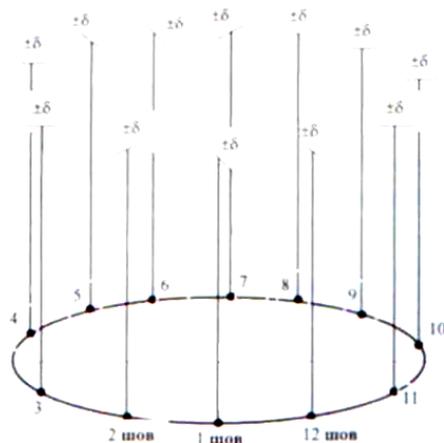
- СНиП III -18 -75. Строительные нормы и правила. Правила производства и приемки работ. Металлические конструкции.

4. Методика обследования и объем контроля

4.1 Контроль отклонения стенки от вертикали осуществлялся по 12-ти образующим с внешней стороны резервуара. Образующие расположены около вертикальных сварных швов стенки резервуара, первая образующая расположена вблизи 1-го сварного монтажного шва.

4.2 Нивелирование наружного контура днища осуществлялось по уторному шву по 12-ти точкам снаружи резервуара. Точки расположены около вертикальных сварных швов стенки резервуара, первая точка расположена вблизи сварного монтажного шва.

Карта-схема проведения измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара



Условные обозначения:

- - места измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара
- δ - величина отклонения.

Рисунок Д.1 - Карта-схема проведения измерения отклонения от вертикали образующих стенки резервуара

5.1 Результаты измерительного контроля отклонения от вертикали образующих стенки резервуара. Результаты измерений представлены ниже в Таблице Д.1.

Таблица Д.1 - Результаты измерений отклонения от вертикали

Место измерения	Номер шва												Предельно-допустимые значения
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Уторный шов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Пояс № 1	0	0	+5	0	0	-5	0	-3	0	+5	0	0	15
Пояс №2	0	+5	0	0	0	0	+5	-10	+5	0	0	-5	25
Пояс № 3	-5	+ 10	0	-7	0	+5	+5	-3	+ 10	0	-5	-10	35
Пояс № 4	-10	0	-6	-9	+5	0	0	0	+5	+8	-5	-5	45
Пояс № 5	0	0	-15	-15	0	-10	-10	-5	0	0	0	0	55
Пояс № 6	+6	-5	-10	-25	-5	-20	-15	-10	-3	-5	-4	+5	60
Пояс № 7	+ 10	-5	-10	-30	-20	-25	-25	-15	-5	0	-10	0	65
Пояс № 8	+ 10	0	-10	-30	-10	-30	-30	-20	-10	0	-10	0	70

Примечание:

1. (-) отклонение от вертикали внутрь, (+) отклонение от вертикали наружу.
2. Предельно-допустимые значения приведены в соответствии с п. 8.12 РД-08-95-95.

Вывод: отклонения от вертикали образующих стенки резервуара не превышают предельно-допустимых значений в соответствии с пунктом 8.12 и табл. п. 4.1 РД-08-95-95.

3. Нивелирование наружного контура днища резервуара.

Результаты нивелирования приведены ниже в таблице Д.2.

Таблица Д.2 – Результаты нивелирования наружного контура днища резервуара

Номер вертикального сварного шва											
1	2	3	4	5	6	7	8		10	11	12
0	+25	+30	+ 10	+20	+10	+10	+10	+10	+10	+10	+5

Вывод: отклонения контура днища от горизонтали не превышают допустимых, согласно п.8.16. (табл.4.3) РД 08.95-95. величин.

Заключение

Отклонения от вертикали образующих стенки резервуара и отклонения от горизонтали наружного контура днища не превышают предельно-допустимые значения по РД 08-95-95 и ИТН-93.

Приложение Е
(обязательное)
ПРОТОКОЛ №3

результатов измерения толщины стенки основных элементов резервуара

1. Задача ультразвукового контроля толщины металла

Измерение толщины стенок листов стенки, кровли и патрубков стенки резервуара проводится с целью определения количественных характеристик утонения металла резервуара в процессе его эксплуатации.

2. Нормативно-техническая документация

Ультразвуковая толщинометрия резервуара проводилась в соответствии с:

- РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Утверждено Госгортехнадзором России постановлением №38 от 25 июля 1995г.

- ИТН-93. Инструкция по техническому надзору, методам ревизии и отбраковке трубчатых печей, резервуаров, сосудов и аппаратов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств. Утверждена Министерством топлива и энергетики РФ 10.10.1993.

- Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. М.: Недра, 1988.

- Толщиномер ТАУ-326. Руководство по эксплуатации.

3. Измерительные приборы

Измерение толщины стенки проведено ультразвуковым толщиномером ТЛУ-326.

4. Схема измерений толщины листов стенки резервуара

4.1. Схема измерений толщины стенки резервуара

- Измерения толщины листов стенки проводились с наружной стороны резервуара.

- Выбранные для контроля участки зачищались до металлического блеска. Подготовленная поверхность не имела углублений, шероховатости, забоин, глубоких царапин и т.д.

- Измерения проводились согласно приведенной на рисунке координатной сетке. Измерение толщины стенки проведено ультразвуковым толщиномером ТАУ 326.

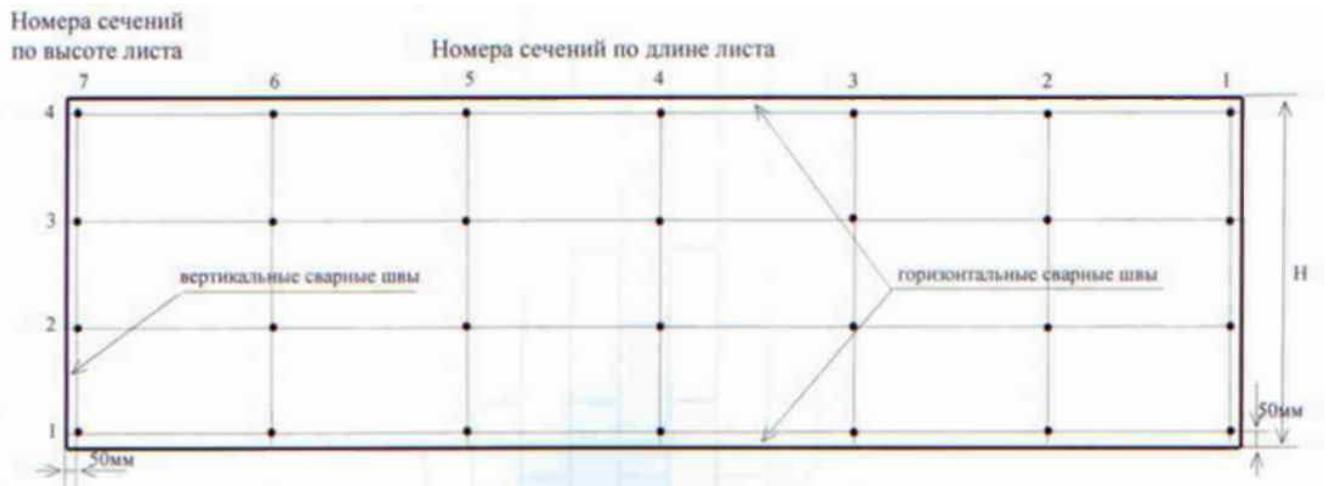


Рисунок Е.1 - Схема измерений толщины листов стенки

Шаг координатной сетки по длине листа 1,0 м. по высоте $H/3$ (0.5м) - см. рис.6.1. В околошовной зоне измерения проводятся в 5 мм от сварного шва. Нумерация листов стенки резервуара приведена на развертке стенки - рис.6.2 (отсчет листов - по часовой стрелке, начиная от вертикального монтажного шва стенки). Указанная схема применена для поясов I-III, для остальных поясов измерения проводились в доступных местах с шахтной и пожарных лестниц.

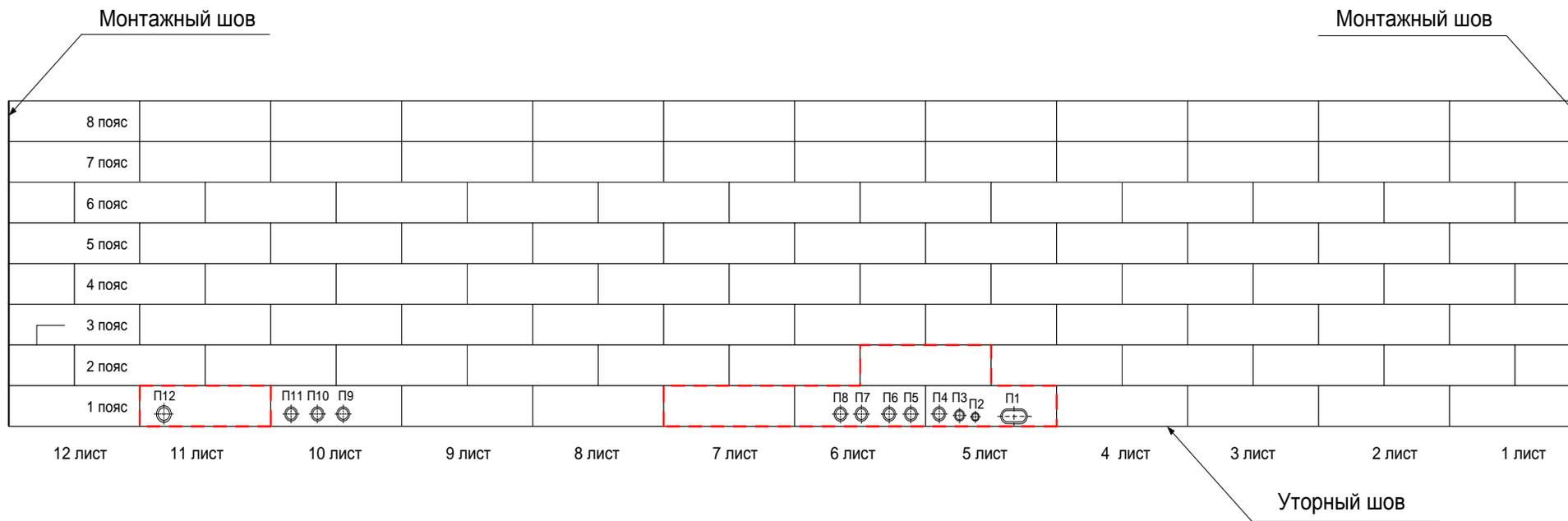


Рисунок Е.2 – развертка стенки резервуара

Примечание: 1. П1 – Ду900×600 (люк-лаз);

П2 – Ду100;

П3- Ду150;

П4, П5, П6, П7, П8,П9, П10, П11 – Ду400;

П12- Ду500(люк-лаз).

2. Нумерация листов стенки по часовой стрелке от вертикального монтажного шва.

4.2. Схема измерений толщины листов днища

Измерения толщины листов днища производится в количестве не менее 3-х точек, расположенных равномерно по длине листа. Схема днища с нумерацией листов приведена на рисунке Е.3.

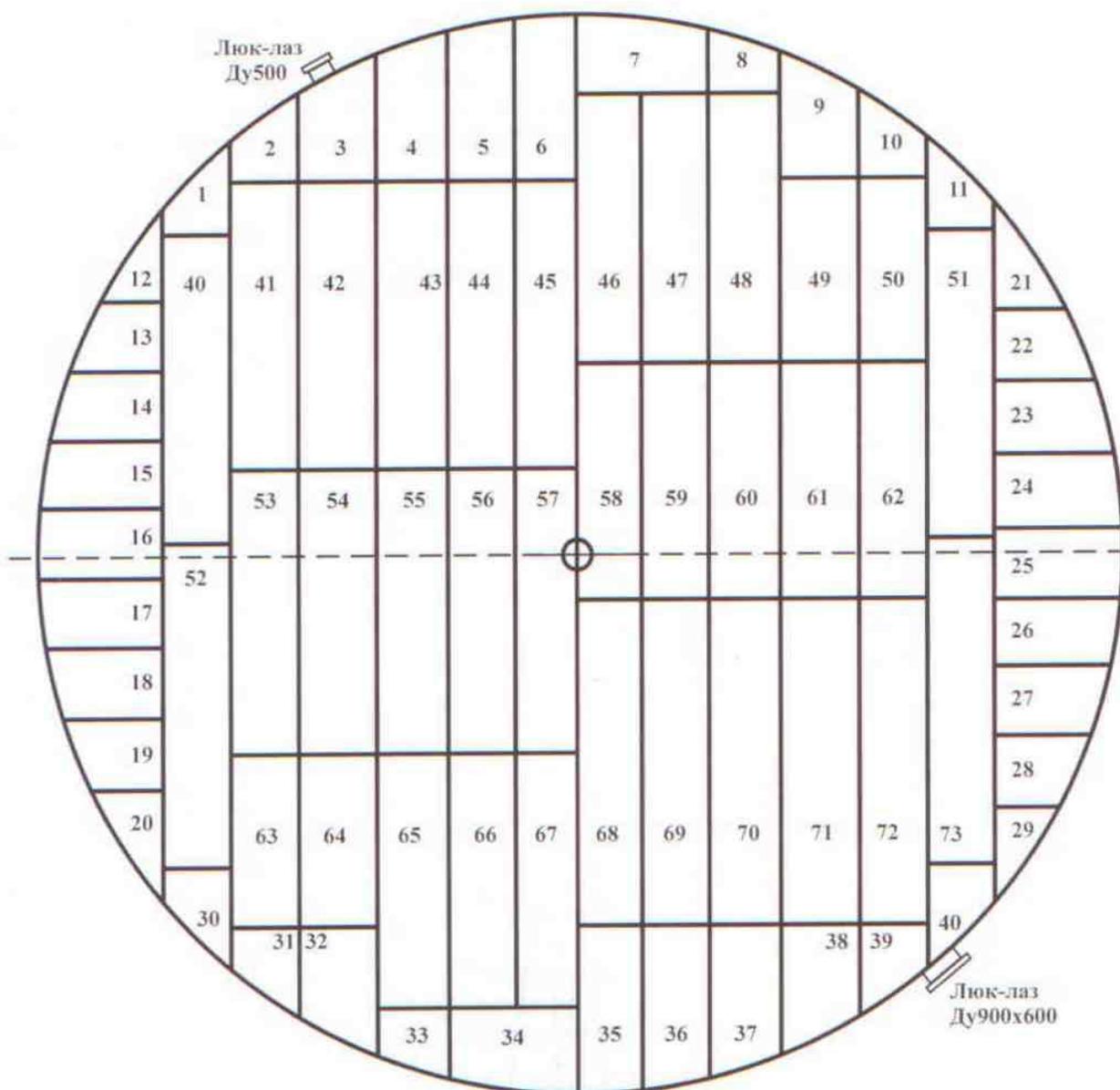


Рисунок Е.3 – Схема днища, нумерация листов днища

4.3. Схема измерений толщины щитов кровли резервуара

- Измерения толщины щитов кровли проводились с наружной стороны резервуара.

- Выбранные для контроля участки зачищались до металлического блеска. Подготовленная поверхность не имела углублений, шероховатостей, забоин, глубоких царапин и т.д.

Измерения проводились в 3-х точках на каждом листе всех секторов (щитов) кровли. Нумерация щитов кровли - по часовой стрелке начиная от шахтной лестницы (приведена на рис.6.4). Нумерация листов щита приведена на щите №15 (см. рис.6.4)

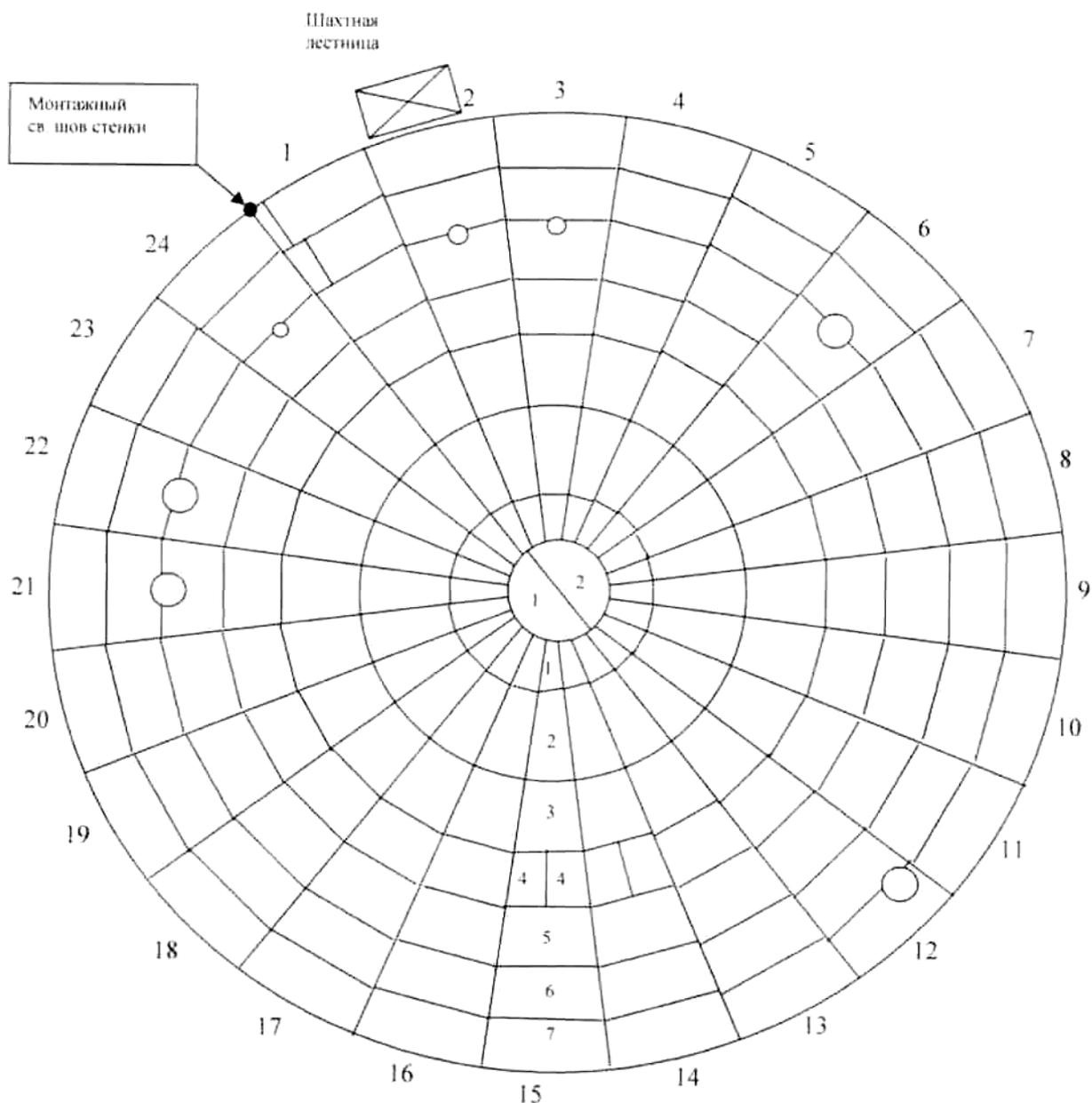


Рисунок Е.4 – Схема кровли резервуара

4.4. Схема измерений толщины патрубков

- Выбранные для контроля участки зачищались до металлического блеска. Подготовленная поверхность не имела углублений, шероховатости, забоин, глубоких царапин и т.д.

- Схема расположения патрубков приведена выше на развертке стенки резервуара – см. рисунке Е.2. Схема точек измерения толщин стенок патрубков приведена ниже на рисунке Е.5.

5. Результаты толщинометрии элементов резервуара

5.1. Результаты толщинометрии стенки резервуара

По результатам измерений установлено, что стенка резервуара изготовлена из листовой стали толщиной 7,0 мм.

Для листов I пояса минимальная остаточная толщина обнаружена на листах №5-7 (развертка стенки приведена на рисунке Е.2) и составляет 5,2мм, при предельной минимальной толщине листа I пояса - 6,0мм, согласно п.2.1.4 «Правил технической эксплуатации резервуаров...». Для остальных листов I пояса толщина составляет 6.4-7.0мм.

Для листов II пояса минимальная остаточная толщина составляет 6.4-7,0мм.

Для листов III-IIIIV поясов минимальная обнаруженная толщина составляет 6.6мм, значения толщин находятся в диапазоне 6,6-7.0мм.

Скорость проникновения коррозии стенки резервуара - 0,3 мм/год.

Вывод: требуется замена листов №5-7 первого пояса стенки резервуара (нумерация листов - см. рис.6.2).

5.2. Результаты толщинометрии листов днища резервуара

По результатам измерений установлено, что стенка резервуара изготовлена из листовой стали толщиной 7,0 мм.

Минимальные остаточные толщины обнаружена на листе №38 - 1,0мм; на листе №48 - 2,0мм; для листов №42. 56. 65 - 4.7мм; для листов №31, 54. 55. 64 - 4.8мм (нумерация листов - см. рис.6.3). Для остальных листов толщина находится в интервале 5.4-7.0мм.

Для листов №31.38, 42, 48. 54, 55, 56, 64. 65. коррозионный износ превышает допустимое, согласно п.2.5.16 ИТН-93. значение 30%. Для остальных листов днища толщина находится в интервале 5.4-7.0мм (коррозионный износ не превышает 23%).

Вывод: требуется проведение ремонта на листах №31,38, 42. 48. 54. 55, 56. 64. 65 (нумерация листов - см. рис.6.3).

5.3. Результаты толщинометрии листов кровли резервуара

По результатам измерений установлено, что кровля резервуара изготовлена из листовой стали толщиной 3,0 мм. Минимальная остаточная толщина листов кровли составляет 2.7мм, значения толщин листов кровли находятся в диапазоне 2.7-3.1 мм, величина коррозионного износа не превышает 10%. Отбраковочных, согласно п.2.5.17 ИТН-93. значений толщин не обнаружено.

5.4. Результаты толщинометрии патрубков стенки резервуара

Результаты толщинометрии представлены ниже в таблице 6.1. Схема расположения патрубков, их нумерация приведены выше на рисунке 6.2.

Таблица Е.1 – результаты толщинометрии стенок патрубков

№ патрубка	диаметр патрубка	Номер точки измерения							
		1	2	3	4	5	6		
1	900×600	8,1	8,5	8,3	8,5	7,8	8,2	8,5	8,4
2	100	4,6	4,8	4,7	4,8				
3	150	5,8	6,0	5,9	5,9				
4	400	8,5	8,5	8,4	8,3	8,4	8,4	8,3	8,4
5	400	8,3	8,4	8,3	8,3	8,1	8,3	8,3	8,3
6	400	8,3	8,3	8,1	8,1	8,2	8,3	7,8	8,3
7	400	9,4	9,6	10,2	9,9	8,9	8,8	8,1	8,4
В	400	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,3	8,2
9	400	8,3	8,3	8,3	8,1	8,1	8,2	8,2	8,3
10	400	8,4	8,2	8,2	8,3	8,3	8,2	8,3	8,3
11	400	8,4	8,0	8,2	8,1	8,3	8,1	8,3	8,3
12	500	10,1	10,1	9,9	9,9	9,8	9,6	9,9	9,8

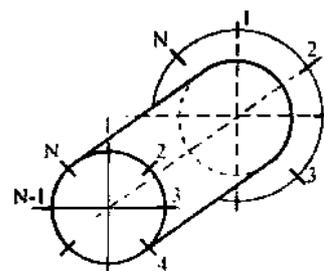


Рисунок Е.5 - Схема измерения патрубков

Заключение

По результатам толщинометрии основных элементов резервуара установлено:

- 1) Ввиду коррозионного износа листов стенки свыше допустимых значений, согласно требований НТД, требуется замена листов №5-7 первого пояса стенки резервуара (нумерация листов -см. рисунок 6.2);
- 2) Ввиду коррозионного износа листов дна свыше допустимых значений, согласно требований НТД. требуется проведение ремонта на листах №31,38. 42. 48. 54. 55, 56. 64, 65 (нумерация листов см. рисунок 6.3);
- 3) Толщина листов кровли, и патрубков стенки резервуара удовлетворяет требованиям НТД.

Приложение Ж

(обязательное)

Дефектная ведомость

НА РВСП-5000 №413, установленный в резервуарном парке ЛПДС Сокур

При внутреннем осмотре резервуара РВСП-5000 №413, установленного в резервуарном парке ЛПДС Сокур, обнаружены недопустимые, согласно НТД, дефекты, подлежащие устранению. Перечень дефектов – см. ниже в п.п.1-3.

Перечень дефектов, подлежащих устранению

1. Недопустимые дефекты геометрии формы стенки резервуара

1.1. Вмятина на листах I-II поясов стенки резервуара. Расположение вмятины Вм1 показано ниже на рисунке Ж.1.

Стрела прогиба вмятины составляет 31мм, при допускаемой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (см. п.2.5.6 ИТН-93) для данного размера дефекта.

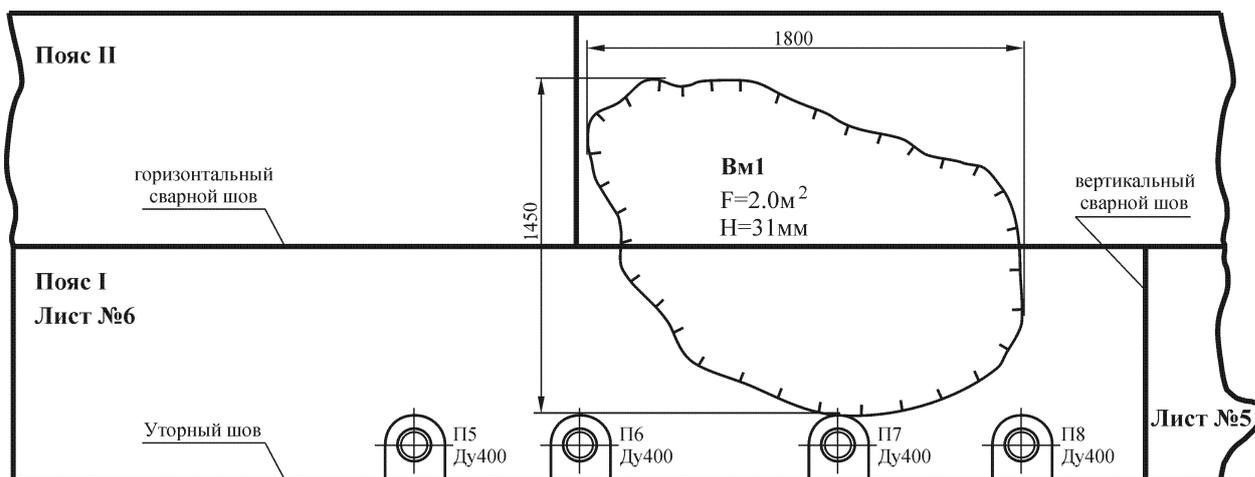


Рисунок Ж.1 - Расположение вмятины Вм1 на стенке резервуара

Примечание: нумерация листов каждого пояса – по часовой стрелке, начиная от вертикального монтажного шва стенки.

1.2. Выпучина на I поясе, лист №11. Расположение выпучины Вп1 приведено ниже на рисунке Ж.2.

Стрела прогиба выпучины составляет 46,5мм, при допускаемой величине на поверхности стенки вдоль образующей - 15мм (см. п.2.5.6 ИТН-93) для данного размера дефекта. На данном участке также имеется участок Гф1 с наличием 2 вертикальных гофр высотой 16мм и 20мм (см. рисунок Ж.2), что также не удовлетворяет требованиям п.2.5.6 ИТН-93.

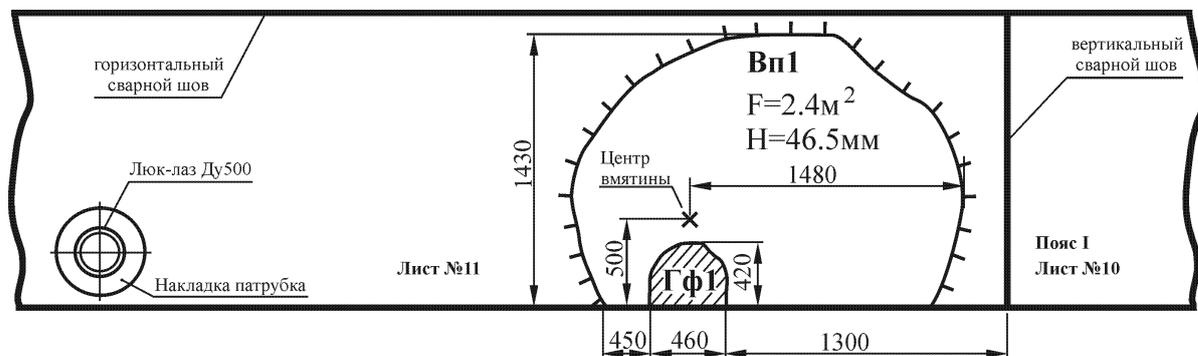


Рисунок Ж.2 - Расположение выпучины Вп1, участка с гофрами Гф1 на стенке резервуара

Вывод: дефекты, описанные выше в п.1.1, п.1.2 являются недопустимыми и подлежат исправлению.

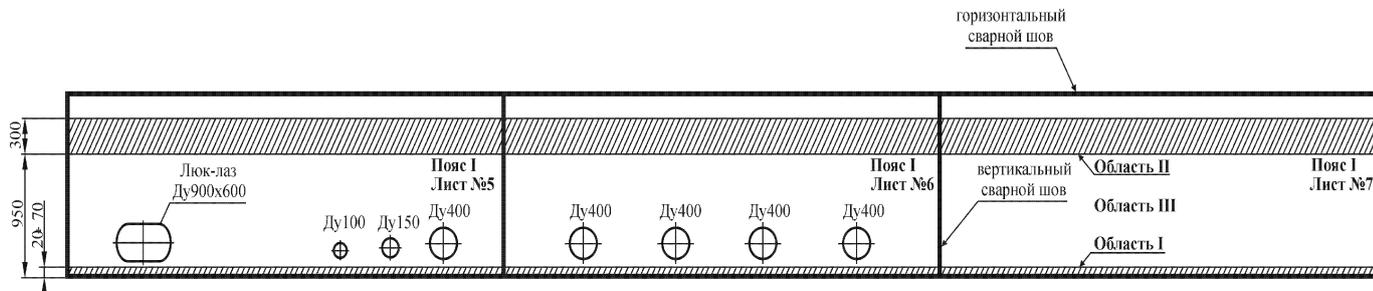
2. Недопустимые коррозионные повреждения внутренней поверхности стенки резервуара

На листах № 5-7 первого пояса имеются 2 области с недопустимыми коррозионными повреждениями:

- область I (см. ниже рисунок Ж.3) - полоса шириной от 20мм до 70мм, примыкающая к уторному шву. В данной полосе имеются коррозионные повреждения в виде одиночных и групповых коррозионных язв глубиной 0.5-1,5мм. Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5,5мм (исполнительная толщина листов – 7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса – 6мм, согласно п.2.1.4 “Правил технической эксплуатации резервуаров...”;

- область II (см. ниже рисунок Ж.3) – полоса шириной 300мм, расположенная на высоте 950мм от уторного шва. В данной области имеются групповые коррозионные повреждения глубиной до 1,8мм, размеры язв – 5х5мм, 10х8мм, 10х10мм, 15х15мм и др. (основная масса язв имеет глубину до 1,5мм). Остаточная толщина стенки в данной области составляет 5,5мм (исполнительная толщина листов – 7мм), при предельной минимальной толщине листа I пояса – 6мм, согласно п.2.1.4 “Правил технической эксплуатации резервуаров...”;

- область III, расположенная между областями I и II (см. ниже рисунок Ж.3). В данной области имеются одиночные коррозионные язвы глубиной до 1,5мм, что также выводит толщину стенки за отбраковочную величину, согласно п.2.1.4 “Правил технической эксплуатации резервуаров...”.



Примечание: нумерация листов стенки по часовой стрелке от вертикального монтажного шва.

Рисунок Ж.3 - Расположение недопустимых коррозионных повреждений листов №5-7 первого пояса стенки

Вывод: требуется замена листов №5-7 первого пояса стенки резервуара.

3. Коррозионные повреждения днища резервуара, подлежащие устранению

I – одиночная коррозионная язва глубиной 2мм, диаметром 11мм;

II – одиночная коррозионная язва глубиной 2,2мм, диаметром 15мм;

III – участок размером 300х300мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 6мм (максимальный размер язв – диаметром 40мм);

IV – участок размером 650х500мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 2мм;

V – участок размером 100х100мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

VI – участок размером 750х280мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2мм;

VII – коррозионные повреждения околошовной зоне стыкового шва листов днища на длине 600мм, повреждение зоны сплавления металла листа с металлом шва в виде риски глубиной 1,0-1,5мм шириной 2,5мм. Также имеются коррозионные язвенные повреждения металла валика усиления шва;

VIII – участок размером 200х80мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

IX – участок размером 2050х1480мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв 1,5-5,0мм.

Вывод: коррозионные дефекты, описанные выше в пункте 3 подлежат исправлению.

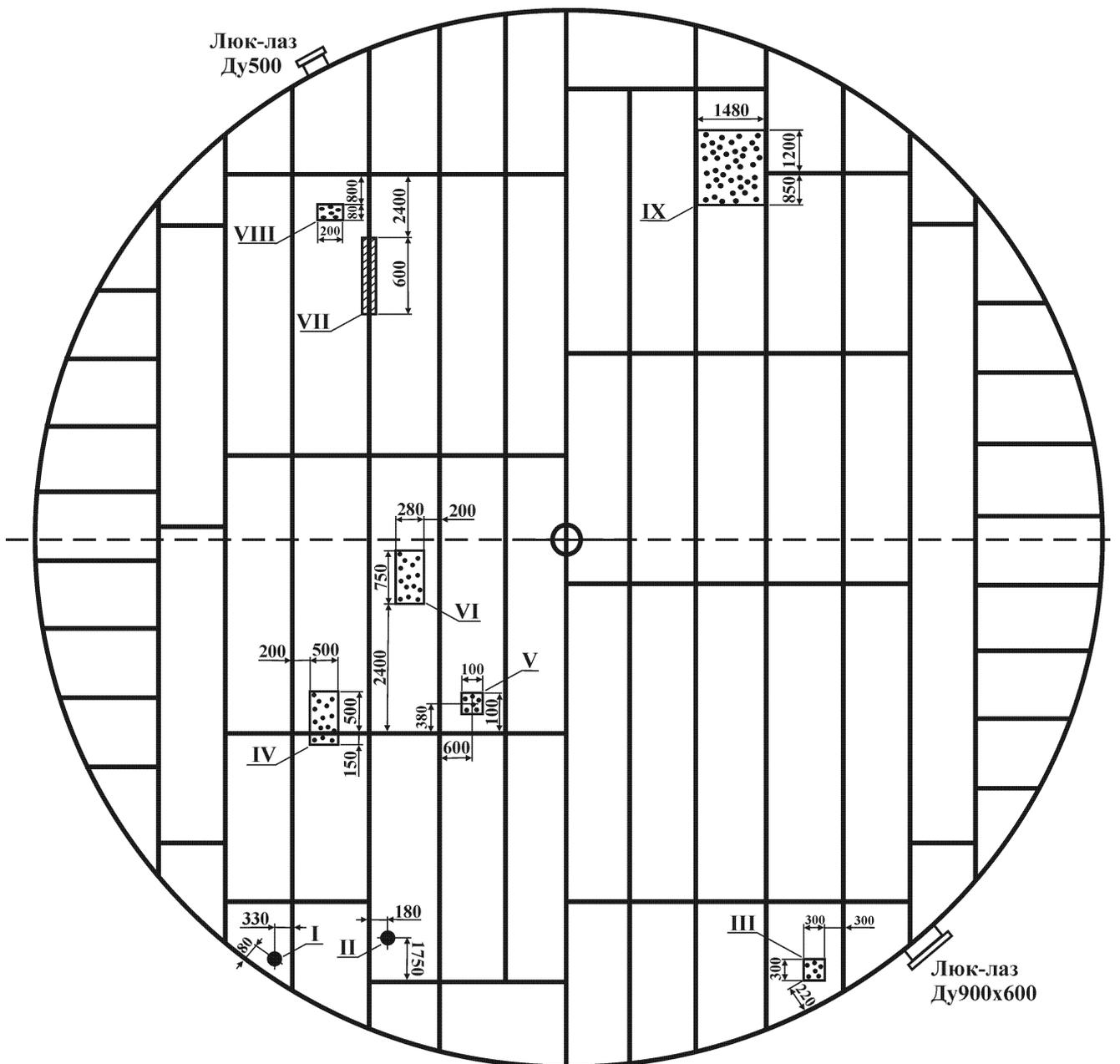


Рисунок Ж.4 - Расположение коррозионных повреждений листов дна резервуара, подлежащих исправлению

Описание дефектов:

- I – одиночная коррозионная язва глубиной 2мм, диаметром 11мм;
- II – одиночная коррозионная язва глубиной 2,2мм, диаметром 15мм;
- III – участок размером 300х300мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 6мм (максимальный размер язв – диаметром 40мм);
- IV – участок размером 650х500мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв глубиной до 2мм;
- V – участок размером 100х100мм с наличием групповых коррозионных

повреждений глубиной до 2,2мм;

VI – участок размером 750x280мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2мм;

VII – коррозионные повреждения околошовной зоне стыкового шва листов днища на длине 600мм, повреждение зоны сплавления металла листа с металлом шва в виде риски глубиной 1,0-1,5мм шириной 2,5мм. Также имеются коррозионные язвенные повреждения металла валика усиления шва;

VIII – участок размером 200x80мм с наличием групповых коррозионных повреждений глубиной до 2,2мм;

IX – участок размером 2050x1480мм с наличием одиночных и групповых коррозионных язв 1,5-5,0мм.

4. Дефекты отмостки резервуара

Бетонная отмостка резервуара не обеспечивает отвода атмосферной влаги от днища резервуара в силу отсутствия необходимого уклона. Состояние материала отмостки - удовлетворительное. Вывод: требуется проведение ремонта отмостки для обеспечения отвода атмосферной влаги от днища резервуара.

Замечания по дефектам не требующих устранения по результатам текущего обследования

Кроме описанных выше коррозионных дефектов, требующих устранения, имеются следующие менее значимые дефекты, относящиеся к допустимым, согласно НТД:

1) По всему периметру 1-го пояса в области I (расположение области см. на рис.3) разрушено антикоррозионное покрытие, коррозионный износ металла стенки составляет 0,5мм;

2) По всему периметру 2-го пояса в области II (расположение области см. на рис.3) разрушено антикоррозионное покрытие, имеются коррозионные язвы глубиной до 0,5мм размером – 5x5мм, 8x8мм, 10x10мм и др.;

3) По всему периметру уторного шва в околошовной зоне листов днища имеются участки коррозионных повреждений в виде риски глубиной 0,1-0,3мм (в зоне сплавления металла листов днища и металла шва);

4) Кроме описанных выше в пункте 3 коррозионных повреждений листов днища, ввиду обширных, а также точечных повреждений антикоррозионного покрытия днища резервуара, на листах днища имеется большое количество хаотично расположенных

коррозионных повреждений в виде групповых коррозионных повреждений, общей коррозии, одиночных коррозионных язв глубиной до 1,5мм.

Выводы: ввиду того, на внутренней поверхности стенки и днища имеется большое количество коррозионных повреждений, относящихся к допустимым на момент обследования, а также ввиду того, что антикоррозионное покрытие на 1-м поясе стенки и днище имеет обширные повреждения, перед проведением планового капитального ремонта резервуара в 2008г. необходимо провести внутренний осмотр резервуара с целью уточнения объемов проводимого ремонта.

Приложение К
(рекомендуемое)

Сварные соединения, применяемые при ремонте резервуаров (по ГОСТ 5264-80)

Стыковые соединения							
Условное обозначение	Конструктивные элементы		$S=S_1$ мм	e , мм	g , мм		
	Подготовленных кромок свариваемых деталей	Сварного шва					
С15			От 8 до 11	10 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$		
			Св. 11 до 14	12 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$		
С25			От 8 до 11	10 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$		
			Св. 11 до 14	12 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$		
С10			$S=S_1$ мм	b , мм	e , мм	g , мм	
			От 3 до 5	3 ± 1	10 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$	
			Св. 5 до 8	3 ± 1	14 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$	
Св. 8 до 11	4 ± 1	18 ± 2	$0,5^{+1,5}_{-2,5}$				
С42			$S=S_1$ мм	h , мм	e , не более, мм	e_1 , не более, мм	r , мм
			От 6 до 8	4 ± 1	10	12	7 ± 1
			Св. 8 до 10	6 ± 1	12	14	9 ± 1
Св. 10 до 12	8 ± 1	14	16	11 ± 1			

Тавровые соединения				
Условное обозначение	Конструктивные элементы		S , мм	b , мм
	Подготовленных кромок свариваемых деталей	Сварного шва		
Т3			Св. 3 до 15	0^{+1}

Нахлесточные соединения					
Условное обозначение	Конструктивные элементы	Сварного шва	S , мм	B , мм	b , мм
			Н1		
Св. 5 до 10	Не менее 30 мм*	$0^{+1,5}$			

* - в соответствии с п. 3.15.7. ПБ 03-605-03.

Приложение Л (рекомендуемое)

Технологическая схема ЛПДС Сокур АО «Транснефть-Западная Сибирь»

