

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) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы	

УДК 622.692.23–048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Рейда Антон Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В. К.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А. А.	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		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 116с.,18рис., 9табл.,1прил.

«

Ключевые слова: [REDACTED], ЗАМЕНА
ОБОРУДОВАНИЯ, СВАРОЧНЫЕ РАБОТЫ, ОБЪЕКТ, РЕКОМЕНДАЦИИ И
ПРЕДЛОЖЕНИЯ.

Объектом исследования является реконструкция [REDACTED]
[REDACTED]

Цели реконструкции резервуара: восстановление работоспособности резервуара, замена оборудования, обновления материалов ,проведение работы в кратчайшие сроки, экономичность затрат.

В результате осмотра и полной диагностики резервуара, была составлена документация, выявлен ряд дефектов и износов его оборудования.

В итоге был разработан и описан подробный процесс проведения реконструкции резервуара [REDACTED], а также представлен экономический расчет затрат на проведения реконструкции и мероприятия по соблюдения безопасности труда и экологичности проводимых работ.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2007 и представлен на диске (в конверте на обороте обложки).

Термины, определения и сокращения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Резервуар – сооружение, емкость, расположенная горизонтально или вертикально, предназначенная для приема, накопления, хранения, измерения объема и сдачи нефти, нефтепродуктов, воды и других неагрессивных жидкостей;

Резервуарный парк – комплекс взаимосвязанных резервуаров и другого технологического оборудования, с помощью которого осуществляется выполнение технологических операций приема, накопления, хранения, измерения объема и откачки нефти и нефтепродуктов;

Реконструкция резервуара – это капитальный ремонт, предусматривающий полное удаление металлических конструкций резервуара;

Сварка – комплекс работ с применением специального сварочного оборудования, главной целью которого является создание прочного и неразрывного соединения между различными металлами;

Охрана окружающей среды – комплекс мероприятий, предназначенных для ограничения отрицательного действия человеческой деятельности на природу;

Строительный контроль – процедура проверки качества работ, выполняемых подрядными организациями по строительству (в том числе и ремонтно-строительными подразделениями в составе организаций системы «Транснефть») на объектах строительства ОАО «АК «Транснефть», с определением соответствия требованиям нормативных документов и проектным решениям, содержащимся в проектной документации.

В настоящем документе применены следующие сокращения:

РВС – резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона;

ПРП – приемо-раздаточный патрубок;

СРДО – система размыва донных отложений;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ВПГ – высоконапорный генератор;

ППР – приемо-раздаточный патрубок;

КДС – клапан дыхательный.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	18
1.1Краткая характеристика района	18
1.1.1Сейсмичность	25
1.2Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании объекта капитального строительства	25
1.2.1Сведения о функциональном назначении объекта	27
1.3Информация о резервуаре.....	28
1.4Перечень установленного оборудования	32
1.4.1Люк замерный ЛЗ-150.....	32
1.4.2Световой люк.....	34
1.4.3 Люк –лаз ЛЛ(ЛЛ 500,600×900).....	35
1.5Термоизвещатель.....	36
1.6Пеногенератор	37
1.7Кран сифонный.....	39
1.8Патрубок приемо-раздаточный ППР.....	41
1.9Клапан дыхательный КДС-3000.....	43
1.10Клапан предохранительный.....	45
1.11Огнепреградители	46
1.12Сигнализаторы	48
1.13Мембраны разрывные	48
1.14Подготовка резервуара к ремонтным работам	49
1.14.1Общеплощадные подготовительные работы	50
1.14.2Организация строительной площадки	51
1.14.3Заземление электроустановок.....	52

1.15Зачистка внутренней поверхности резервуара	53
1.15.1Технологический процесс зачистки резервуаров	53
1.15.2Предварительная дегазация резервуара	53
1.15.3Мойка внутренних поверхностей	55
1.15.4Контроль качества зачистки	56
1.16Сварочные работы.....	57
1.16.1Способы сварки и сварочные материалы.....	57
1.16.2Полуавтомат типа ПДГ-312-4.....	58
1.16.3Технические характеристики падающего механизма ДДГ-312-4	59
1.16.4Технические характеристики выпрямителя ВДГ-303-3.....	59
1.17Контроль качества сварных швов	60
1.17.1Визуальный контроль.....	60
1.17.2Ультразвуковая дефектоскопия.....	61
1.18Выявленные дефекты.....	62
2.РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	64
2.1Определение геометрических параметров резервуара.....	64
2.2Определение толщины стенки резервуара.....	66
2.3Расчет стенки резервуара на прочность и устойчивость	69
2.4Расчет сопряжения стенки резервуара с днищем	75
3.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
3.1Производственная безопасность	83
3.1.1Анализ опасных и вредных производственных факторов	83
3.1.2Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.....	88
3.2Экологическая безопасность	96
3.2.1Воздействие объекта на загрязнение атмосферного воздуха	96

3.2.2Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ от выбросов объекта.....	96
3.3Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
3.3.1Чрезвычайная ситуация на объекте	98
3.3.2Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях	99
3.3.3Экологичность проекта	102
3.4Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ.....	105
4.1Расчет затрат на капитальный ремонт РВС-20000м ³	105
4.2Затраты на материалы	105
4.3Затраты на оборудование.....	107
4.4Затраты на амортизацию оборудования.....	108
4.5Затраты на оплату труда	109
4.6Суммарные затраты на проведение реконструкции РВС-20000м ³	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
ПРИЛОЖЕНИЕ А	116

ВВЕДЕНИЕ

Металлические резервуары относятся к числу ответственных сварных конструкций, работающих в тяжелых эксплуатационных условиях. Наличие в резервуарах жестких сварных соединений и снижение пластических свойств металла при отрицательных температурах вызывает значительные внутренние напряжения и создает условия, исключающие возможность их перераспределения.

Предназначение любых видов резервуаров состоит в приеме, хранении, выдачи нефтепродуктов, воды, иных жидкостей, а также газообразных продуктов, в различных климатических условиях.

Проблема надежности и работоспособности оборудования и сооружений объектов магистральных нефти и нефтепродуктов очень важна в отрасли транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

Актуальность темы заключается в том, что по результатам полной технической диагностики резервуара [REDACTED], на основании данных которого были произведены расчеты резервуара на прочность и устойчивость, и принято решение о реконструкции и техническом перевооружении данного резервуара, в соответствии с которым резервуар будет оборудован новыми техническими средствами.

Научная новизна. При реконструкции резервуара [REDACTED] можно добавить понтон стальной который предназначен для снижения потерь нефти и нефтепродуктов, а также предотвращения загрязнения атмосферы углеводородами при хранении их в вертикальных стальных резервуаров путем перекрытия поверхности продукта понтоном.

Цель данной выпускной квалифицированной работы посвящена реконструкции резервуаров вертикальных стальных типа [REDACTED] для хранения нефти на нефтеперекачивающей [REDACTED].

Исходя из цели можно выделить следующие основные задачи:

- Дать характеристику объекта реконструкции с приведением текущих и предлагаемых параметров работы и технического состояния.

- Изучить современные методы ремонта резервуаров, правила и порядок проведения.
- Осветить вопросы безопасности труда и экологичности проектных решений, дать характеристику противопожарной безопасности объекта.
- Предложить и рассчитать мероприятия по реконструкции резервуара с целью повышения его эксплуатационных характеристики.
- Предложить мероприятия по технике безопасности в результате реконструкции резервуара.

1.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая характеристика района

Согласно данным технического задания на проектирование (№ТЗ-23.040.01-ВСМН-319-11) [1] и технических условий объект реконструкции резервуар [REDACTED] расположен на существующей территории резервуарного парка [REDACTED]. В административном отношении [REDACTED].

Объект расположен на местности с развитой дорожной сетью, представленной дорогами с асфальтовым покрытием. Ближайшая железнодорожная [REDACTED] Проезд непосредственно к участку возможен от железнодорожной станции [REDACTED]» на запад по асфальтированной дороге, идущей до НПС [REDACTED] на протяжении [REDACTED].

По характеру растительности район работ относится к лесостепной зоне. Участок изысканий расположен в зоне смешанных лесов (береза, ель высотой до 25 м).

Максимальная отметка на участке изысканий составляет [REDACTED], [REDACTED]. Перепад высот составляет [REDACTED].

Рельеф площадки под резервуар относительно ровный, поверхность спланирована насыпным грунтом. [REDACTED].

В пределах исследуемой территории абсолютные отметки поверхности земли по устьям выработок составляют [REDACTED].

Климатические [REDACTED]» составлены по данным метеостанций [REDACTED].

Климатический район строительства – П4 , подрайон IV.

Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,98) - минус 42,9°С.

Расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) - минус 37,6°С.

Абсолютная минимальная температура воздуха - минус 49,7 °С.

Абсолютная максимальная температура воздуха – плюс 36,4°С.

Нагрузки:

– расчетная снеговая для II снегового района, 120кгс/м²

– нормативная ветровая для III ветрового района, 38кгс/м²

Согласно карте общего сейсмического районирования (ОСР-97 карта В) сейсмическая активность территории составляет 7 баллов шкалы MSK-64.

Расчетная температура металла основных конструкций подгруппы «А» (РД-23.020.00-КТН-079-09)(2) - минус 42,9°С.

Расчетная температура металла основных конструкций подгруппы «Б» и вспомогательных конструкций(РД-23.020.00-КТН-079-09)(2) - минус 37,6°С.

Климат района резко континентальный, с суровой продолжительной зимой и теплым, обильным осадками летом. Своеобразие климата исследуемого района определяется его положением в центре материка, приподнятостью над уровнем моря и сложностью орографии.

Атмосферная циркуляция. Над территорией района в зимний период образуются мощные, малоподвижные антициклоны, обуславливающие морозную и тихую погоду с небольшим количеством осадков. Летом развивается циклоническая деятельность, с которой связано выпадение значительного количества осадков.

Ветровой режим. В течение всего года в данном районе преобладают ветры северо-западного направления. Средняя годовая скорость ветра составляет 1,6 м/с. Средние месячные скорости ветра изменяются в пределах 1,0-2,6 м/с. Наименьшие скорости ветра наблюдаются в январе, наибольшие - в апреле. Абсолютная годовая максимальная скорость ветра с учетом порыва наблюдалась в 1969 г. и составила 34 м/с.

Температура воздуха. Средняя годовая температура воздуха составляет минус 0,3 °С. Наиболее холодным месяцем в году является январь со среднемесячной температурой воздуха минус 20,3 °С. Средняя месячная температура июля, самого теплого месяца, составляет плюс 17,9 °С.

Продолжительность теплого и холодного периодов составляет по шесть месяцев.

Устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С весной происходит в начале второй декады апреля, осенью - в конце второй декады октября. Первые заморозки отмечаются обычно в конце первой декады сентября, последние - в конце мая. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 101 день.

Температура почвы. Температура почвы находится в зависимости от температуры воздуха. На поверхности почвы, самым холодным месяцем является январь со среднемесячной температурой минус 23 °С, самым теплым - июль (плюс 23 °С). Средняя годовая температура поверхности почвы составляет плюс 1 °С. Средняя годовая температура поверхности почвы из максимальных составляет плюс 12 °С, из минимальных - минус 10 °С.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков составляет – 2,09 м, для гравийно-галечниковых грунтов – 3,09 м.

Осадки. Средняя многолетняя сумма осадков составляет 410 мм. Распределение их в течение года неравномерное, основная масса осадков (83 %) выпадает в теплый период года, на холодный период приходится 17 % годовой суммы осадков.

Снежный покров. Снежный покров появляется в первой декаде октября. Устойчивый снежный покров образуется в первой декаде ноября, разрушается - в конце марта. Сход снежного покрова происходит в первой декаде мая. Средняя продолжительность периода со снежным покровом составляет 157 дней. Наибольшей высоты снежный покров достигает во второй декаде февраля. Максимальная высота снежного покрова из наибольших за зиму на полузащищенном участке составила 36 см, минимальная – 8 см, средняя – 21 см.

Влажность воздуха. Средняя годовая упругость водяного пара, содержащегося в воздухе, составляет 6,2 гПа. В течение года средняя месячная упругость водяного пара изменяется от 1,3 гПа в январе до 15,0 гПа в июле. Средняя годовая относительная влажность воздуха составляет 75 %.

Наибольшее значение относительной влажности воздуха наблюдается в декабре (84 %), наименьшее - в мае (60 %).

Атмосферные явления.

Облачность. В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается

165 пасмурных дней и 29 ясных.

Туманы. За год среднее количество дней с туманами составляет 47, наибольшее - 59.

Метели. В среднем в году наблюдается 22 дня с метелью, максимальное их количество достигает 44.

Грозы. В среднем за год наблюдается 27 дней с грозой. Наибольшее количество дней с грозой равно 45. Средняя продолжительность гроз в году составляет 51,6 часа.

Гололед. Толщина стенки гололеда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью 1 раз в 25 лет составляет 25 мм [4]. Вес стенки гололеда равен 146,8 г/м.

Геологическое строение

В геологическом строении исследуемой площадки принимают участие покровные элювиально-делювиальные отложения четвертичного возраста.

Покровные отложения представлены суглинками полутвердой консистенции. Элювиально-делювиальные отложения представлены глиной твердой консистенции с включением дресвы и глиной дресвяной твердой консистенции. Элювиальные отложения представлены дресвой с глинистым заполнителем. Сверху четвертичные отложения перекрыты насыпными грунтами, мощностью 1,8-2,0 м.

В административном отношении участок работ расположен на территории Нижнеудинского района Иркутской области.

Обзорная карта расположения объекта представлена на рисунке 1.1.1

Местность обжитая, имеется довольно разветвленная дорожная сеть шоссейных дорог, соединяющих населенные пункты. Ближайшая

железнодорожная

Ситуационный план объекта с указанием существующей транспортной схемы представлен на рисунке 1.1.2.

1.1.1 Сейсмичность

Согласно карте общего сейсмического районирования (ОСР-97) территории РФ сейсмическая активность исследуемого участка составляет 7 баллов (карта В) по шкале MSK-64.

Участок изысканий расположен в сейсмически активном районе.

По сейсмическим свойствам грунты на исследуемой территории согласно СП 14.13330.2011 относятся:

- ко II категории – суглинки полутвердые (ИГЭ 4-2), насыпные грунты (ИГЭ 1а) и гравийные грунты (ИГЭ 7);
- к III категории – пески средней крупности насыщенные водой (ИГЭ 6-3).

Согласно СНиП 22-01-95 [3] (приложение Б) категория опасности территории по интенсивности землетрясений для сооружений на естественном основании оценивается как опасная.

Согласно ТЗ-23.040.01-ВСМН-319-11 [1] за расчетную сейсмичность района строительства принято 8 баллов.

1.2 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании объекта капитального строительства

Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании объекта определены инженерно-геологическими изысканиями (Г.4.0000.12034-ВСМН/ГТП-052.100-И) [4], выполненными филиалом ОАО «Гипротрубопровод» - «Омскгипротрубопровод» в 2011 году.

Согласно ГОСТ 25100-95 [5] и ГОСТ 20522-96 [6]), с учётом геологического строения в толще вскрытых отложений, по данным материалов инженерно-геологических изысканий на глубину 23,0 м выделены четыре инженерно-геологических элемента (ИГЭ) и один слой.

Современные техногенные грунты (tQIV) залегают с поверхности на всей территории. Отложения представлены суглинком с прослоями глины, с включением гравия до 20%, сверху заросший растительным слоем мощностью до 0,05 м. Мощность насыпных грунтов составляет 1,0 – 3,0 м.

Слой 1 (pdQIV) Почвенно-растительный, мощностью 0,2 м. Встречен с поверхности на площадке анодного заземлителя и площадке ПОС.

ИГЭ 1a (tQIV) Насыпной грунт: суглинок коричневый, тяжелый пылеватый, тугопластичный, с прослоями полутвердого, с прослоями песка мелкого, с включением гальки и гравия до 5%, мощностью 1,6 – 1,9 м. Сверху насыпные грунты заросшие растительным слоем мощностью 0,1 м. Встречены грунты с поверхности на площадке резервуара.

Модуль деформации по штамповым испытаниям составляет 5,6-5,78 МПа.

ИГЭ 4-2 (IaQII-III) Суглинок серый тяжелый пылеватый, полутвердый, с прослоями твердого, глины твердой и полутвердой, с включением гравия и гальки до 5%, мощностью 12,3-17,7 м. Встречен грунт под насыпными грунтами и почвенно-растительным слоем на площадках резервуара, анодного заземлителя и ПОС.

Модуль деформации по штамповым испытаниям составляет 13,16-13,67 МПа.

ИГЭ 7 (IaQII-III) Гравийный грунт насыщенный водой, с песчано-суглинистым заполнителем мощностью 0,5 – 1,0 м. Встречены грунты на площадке резервуара и площадке анодного заземлителя.

ИГЭ 6-3 (IaQII-III) Песок серый, средней крупности, с прослоями гравелистого, неоднородный, насыщенный водой, средней плотности, с включением гальки и гравия до 15%, вскрытой мощностью 1,5-4,3 м. Встречен

грунт под полутвердыми суглинками на площадке резервуара и площадке анодного заземлителя.

Согласно ГОСТ 9.602-2005 [7] по результатам лабораторных определений УЭС грунта и средней плотности катодного тока установлено, что коррозионная агрессивность грунтов ИГЭ 4-2 (суглинки полутвердые) по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая, грунты ИГЭ 1а (насыпные грунты) обладают низкой и средней коррозионной агрессивностью.

По отношению к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля грунты ИГЭ 4-2 (суглинки полутвердые) обладают средней коррозионной агрессивностью; грунты ИГЭ 1а (насыпные грунты) к свинцовой оболочке кабеля обладают средней коррозионной агрессивностью, к алюминиевой оболочке кабеля - средней и высокой коррозионной агрессивностью.

Согласно ГОСТ 25100-95 [8] грунты площадки незасоленные; согласно СНиП 2.03.11-85 выше уровня грунтовых вод к бетонным и железобетонным конструкциям неагрессивные.

Согласно СНиП 2.03.11-85 [9] грунты ниже уровня грунтовых вод, учитывая сухую зону влажности согласно СНиП 23-02-2003 [10], слабоагрессивные по суммарной концентрации сульфатов и хлоридов; выше уровня грунтовых вод – слабоагрессивные по значениям удельного электрического сопротивления.

Высота опасного капиллярного поднятия в суглинках составляет 2,0 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания приведена согласно климатической характеристике района работ, составленной по данным наблюдений на [REDACTED], и составляет для суглинков – 2,05 м.

1.2.1 Сведения о функциональном назначении объекта

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

1.3 Информация о резервуаре

Место расположения резервуара - [REDACTED]

Тип резервуара [REDACTED].

Инвентарный номер [REDACTED]

Технологический [REDACTED]

Изготовлен [REDACTED]

Рабочие чертежи разработаны - "Южгипротрубопровод" г. Киев.

Завод-изготовитель - Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций.

Строительно-монтажные организации:

- [REDACTED] монтажное управление треста "Сибхиммонтаж";
- тр. «Востокпромстрой» Востокпромстроя СССР ПМК-34.

Дата начала монтажа [REDACTED]

Дата окончания монтажа [REDACTED]

Дата приемки и ввода в эксплуатацию [REDACTED]

Диаметр резервуара - [REDACTED]

Режим работы - прием-раздача, [REDACTED] циклов в год.

Проектная высота разлива - [REDACTED]

Верхний аварийный уровень (согласно технологической карте)

- [REDACTED]

Верхний допустимый уровень (согласно технологической карте)

[REDACTED]

Верхний нормативный уровень (согласно технологической карте)

- [REDACTED].

Вид продукта - товарная нефть.

Плотность - [REDACTED].

Содержание меркаптана [REDACTED].

Содержание серы [REDACTED]

Класс по ГОСТ Р 51858-2002 – 2.

Тип крыши - стальная.

Форма стационарной крыши - сферическая.

Вес металлоконструкций резервуара (согласно сертификатов и паспорта резервуара):

– корпус и элементы резервуара – [REDACTED] т; днища – [REDACTED].

Вес стационарного оборудования на крыше [REDACTED]

Высота крыши [REDACTED].

Радиус крыши [REDACTED].

Интенсивность сейсмического воздействия - 7 баллов.

Интенсивность сейсмического воздействия согласно проектному решению – 7 баллов.

Нормативное значение ветрового давления - 0,37 кПа.

Нормативное значение ветрового давления согласно проектному решению - 0,37 кПа.

Нормативная снеговая нагрузка на поверхности земли – 1,26 кПа.

Нормативная снеговая нагрузка на поверхности земли согласно проектному решению – 1,26 кПа.

Данные о металле - (согласно технического паспорта на резервуар) приведены в таблице 1.2.1.1

Таблица 1.2.1.1 – Сведения о материале резервуара

Конструктивные элементы резервуара	Толщина, мм	Марка стали	Документы, определяющие качество металла (сертификат и лабораторные анализы)
------------------------------------	-------------	-------------	--

Продолжение таблицы 1.2.1.1

Окрайка днища	9,0	09Г2С	Сертификат на стальные конструкции резервуара № 7910
Центральная часть днища	6,0	09Г2С	Сертификат на стальные конструкции резервуара № 7910
1-й пояс стенки	13,0	09Г2С	Сертификат на стальные конструкции резервуара № 7909
Вставки 1-го пояса стенки	16,0	09Г2С	-
2-й пояс стенки	12,0	09Г2С	Сертификат на стальные конструкции резервуара № 7909
3 ÷ 12-й пояса стенки	11,0	09Г2С	Сертификат на стальные конструкции резервуара № 7909
Крыша резервуара	4,0	09Г2С	-

Данные о химическом составе металла стенки резервуара в паспорте на резервуар отсутствуют.

Данные о сертификатах на элементы конструкций:

– Сертификат [REDACTED] на стальные конструкции резервуара.

Документы о согласовании отступлений от проекта

– данные об отступлении от проекта отсутствуют.

Сведения о технологии сварки и сварочных материалах, примененных при изготовлении, монтаже и ремонте резервуара.

Сведения о технологии сварки приведены в таблице 1.2.1.2

Таблица 1.2.1.2 – Сведения о технологии сварки

Вид соединения	Тип сварного соединения	Вид сварки
----------------	-------------------------	------------

Продолжение таблицы – 1.2.1.2

Соединения, выполненные при изготовлении рулонных заготовок в заводских условиях	Двухстороннее, стыковое, сплошными швами	Автоматическая, под слоем флюса
Соединения полотнищ стенки между собой на монтаже	Двухстороннее, стыковое, сплошными швами	Ручная электродуговая, штучными электродами
Соединения окراек между собой	Одностороннее, стыковое, на оставшейся подкладке	Ручная электродуговая, штучными электродами
Заводское соединение элементов полотнищ центральной части днища	Двухстороннее, стыковое, сплошными швами	Автоматическая, под слоем флюса
Соединение полотнищ днища между собою	Нахлесточное, одностороннее, сплошными швами	Ручная электродуговая, штучными электродами
Соединение стенки с днищем	Тавровое, двухстороннее, угловыми швами	Ручная электродуговая, штучными электродами
Соединения крыши, лестницы, переходов, ограждений	Все виды соединений	Ручная электродуговая, штучными электродами

Сведения о сварочных материалах приведены в таблице 1.2.1.3

Таблица 1.2.1. 3 – Сведения о сварочных материалах

Сварное соединение	Тип электрода, сварочная проволока по проекту	Тип электрода, сварочная проволока по сертификату	№ сертификата
-----------------------	---	---	------------------

Продолжение таблицы 1.2.1.3

I-VIII пояса стенки	Электроды Э-50А, сварочная проволока СВ-08ГА, флюс АН-348А	Электроды Э-50А, Э-46, сварочная проволока СВ-08ГА, СВ-08Г2С флюс АН-348А	№ 082
------------------------	---	--	-------

Данные по результатам контроля конструкций и швов сварных соединений:

- перечень испытаний, проведенных при монтаже и ремонтах резервуара, приведен в таблице 1.2.1.4 (по данным технического паспорта).

Таблица 1.2.1. 4 – Перечень испытаний

п/п	Дата испытания	Что подвергалось испытанию	Как проводилось испытание	Результаты испытания
	■■■■■■■■■■.	резервуар	наливом воды	дефектов не обнаружено
	■■■■■■■■■■.	резервуар	наливом воды	дефектов не обнаружено
	■■■■■■■■■■.	резервуар	наливом воды	дефектов не обнаружено

Данные об основании резервуара:

- грунт, на котором устроена подушка – грунт уплотненный щебнем и гравием;
- нижний слой подушки выполнен толщиной 3,6 мм из песчано-гравийной смеси;
- верхний слой подушки выполнен из бетона М-200;
- откосы подушки укреплены цементной стяжкой М-100.

1.4 Перечень установленного оборудования

1.4.1 Люк замерный ЛЗ-150

Люки замерные ЛЗ-150 предназначены для замера уровня и отбора проб

нефтепродуктов в резервуарах нефтебаз и АЗС.



Рисунок 1.4.1.1 – Люк замерный ЛЗ-150

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды люки замерные соответствуют исполнению У, категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [11].

Пример записи люка замерного при заказе и в другой документации:

Люк замерный ЛЗ-150 ТУ 3689-010-03467856-2001, где Л - люк; З - замерный; 150 - диаметр условного прохода, мм.

Состав люка замерного ЛЗ-150.

Люк замерный состоит из следующих основных частей: корпуса 1, крышки 2, рычага 3, болта откидного 4, осей 5, прокладки 6 и маховика 7.

Устройство и работа люка замерного ЛЗ-150.

Корпус служит для размещения на нем всех составных частей люка замерного.

Рычаг с помощью оси образует с корпусом люка вращательную пару. Кроме того, рычаг посередине соединяется с помощью оси с крышкой, к которой прикреплена резиновая прокладка, и имеет на левом конце прорезь, через которую проходит болт откидной. Болт откидной образует с корпусом люка также вращательную пару. На конец болта откидного накручивается маховик, с помощью которого рычаг воздействует на крышку и прижимает ее через прокладку к корпусу, герметизируя внутреннюю полость резервуара от атмосферы.

Для осуществления замера уровня и отбора проб нефтепродуктов необходимо открыть люк замерный ЛЗ-150. Для этого маховик откручивается,

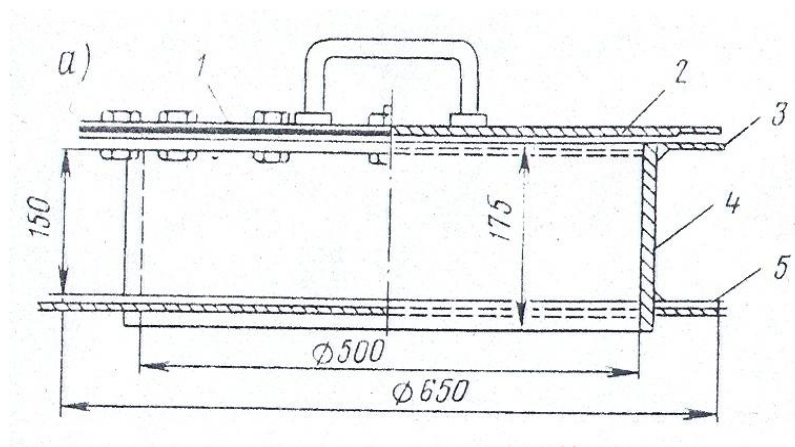
болт откидной с маховиком отводятся в одну сторону, а рычаг с крышкой - в другую.

Люки замерные крепятся на крышке резервуара с помощью фланца через прокладку из маслобензостойкой резины.

1.4.2 Световой люк

Световой люк служит для проветривания резервуара пред ремонтом, подъема крышки-хлопушки с помощью аварийного троса при обрыве основного, проверки состояния и положения плавающего топливозаборного устройства. На резервуаре ██████████ устанавливают два люка ЛС-500.

Корпус 4 люка (ГОСТ 3570-70) [12] представляет собой короткую трубу высотой 0,175 м и диаметром 0,5 м, вваренную в крышку или в стенку РВС с фланцем 3 под болты на другом конце. Сверху люк накрывают крышкой 2, которая болтами прикреплена к фланцу. Герметичность между фланцем и крышкой обеспечивает прокладка 1 из топливостойкой резины или паронита (рисунок 2).



1-прокладка, 2-крышка, 3-фланец, 4-корпус люка.

Рисунок 1.4.2.1 – Общий вид люка светового ЛС-500

Допускаются следующие отклонения: по диаметру люка плюс минус 2 мм, по высоте обечайки плюс минус 5 мм.

Таблица 1.4.2.1 Технические характеристики светового люка ЛС-500

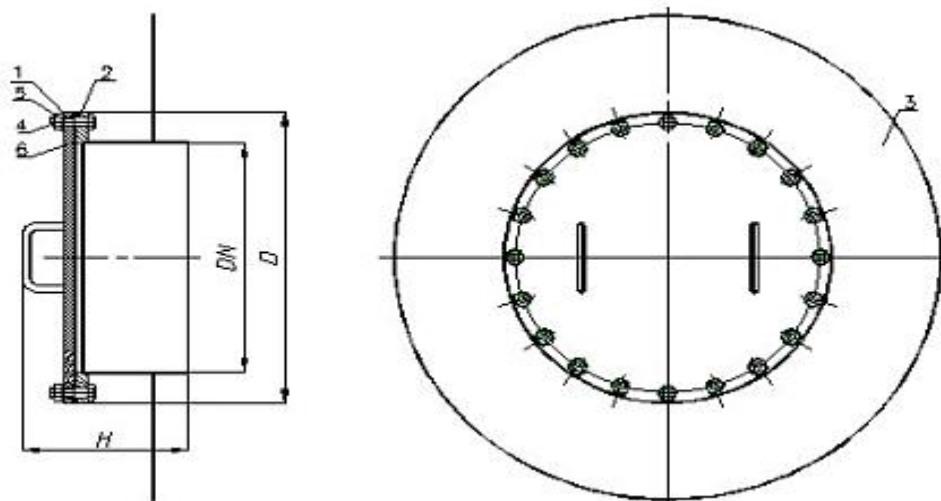
Параметры изделия	ЛС-500
-------------------	--------

Диаметр условного прохода, мм	500
Условное давление, МПа (кгс/см ²)	0,1 (1)
Диаметр наружный, мм	645
Высота, мм	555
Масса, кг	100

1.4.3 Люк-лаз ЛЛ (ЛЛ 500, 600×900)

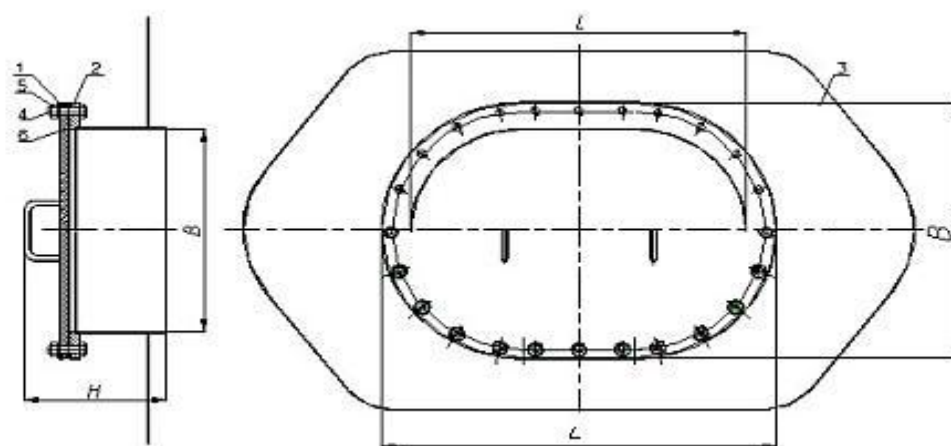
Люк-лаз ЛЛ размещается в первом поясе и предназначен для проникновения обслуживающего персонала для внутреннего осмотра и ремонта резервуара. Через люк-лаз в резервуар доставляется оборудование, требующее монтажа (протекторы, детали понтонов и т.д.). А также извлекаются донные отложения при ручной зачистке. Люк-лаз ЛЛ изготавливается в двух исполнениях: круглый и овальный. Устанавливается на вертикальной стенке стального резервуара и приваривается к корпусу через усиливающую накладку. По требованию заказчика люк-лаз может быть дополнительно укомплектован поворотным устройством. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды **люк-лаз ЛЛ** изготавливается в исполнении У и УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [11]. Для осмотра внутреннего пространства резервуара и его вентилирования (при очистке и ремонте) на стационарной крыше устанавливают не менее двух **люков** диаметром 500 мм. Резервуары с понтонами и плавающими крышами оснащаются дополнительными **люками**, обеспечивающими выход на понтон или плавающую крышу. Условный проход **люков-лазов ЛЛ** должен быть не менее 600 мм, а монтажного люка - 800 мм. Для доступа на понтон в стенке резервуара должно быть предусмотрено не менее одного **люка-лаза**. Устройство и принцип работы.

Люк-лаз состоит из крышки, корпуса 2, стягиваемых через прокладку 6 болтами с гайками 4, и усиливающей накладки 3, выгибаемой по радиусу резервуара и привариваемой при монтаже люка к резервуару.



1 — фланец; 2 — корпус; 3 — усиливающая накладка; 4 — болт; 5 — гайка; 6 — прокладка.

Рисунок 1.4.3.1 – Общий вид люка-лаза ЛЛ-600



1 — фланец; 2 — корпус; 3 — усиливающая накладка; 4 — болт; 5 — гайка; 6 — прокладка.

Рисунок 1.4.3.2 – Общий вид люка-лаза ЛЛ-600/900

1.5 Термоизвещатель

ИП 103-5/1 - тепловой пожарный извещатель от компании "Комплект-стройсервис", предназначен для выдачи сигнала в шлейф пожарной сигнализации. ИП 103-5/1 работает в закрытых отапливаемых помещениях и рассчитан на совместную работу с приемо-контрольными приборами. Полярность питающего напряжения произвольная.

Напряжение питания шлейфа 10...25 В.

Средний ток потребления в дежурном режиме, не более 0,05 мА.

Допустимый ток замыкания шлейфа в тревожном режиме, не более 20 мА.

Остаточное напряжение замкнутого шлейфа не более 4,5 В.

Номинальная температура срабатывания 70 ± 6 °С.

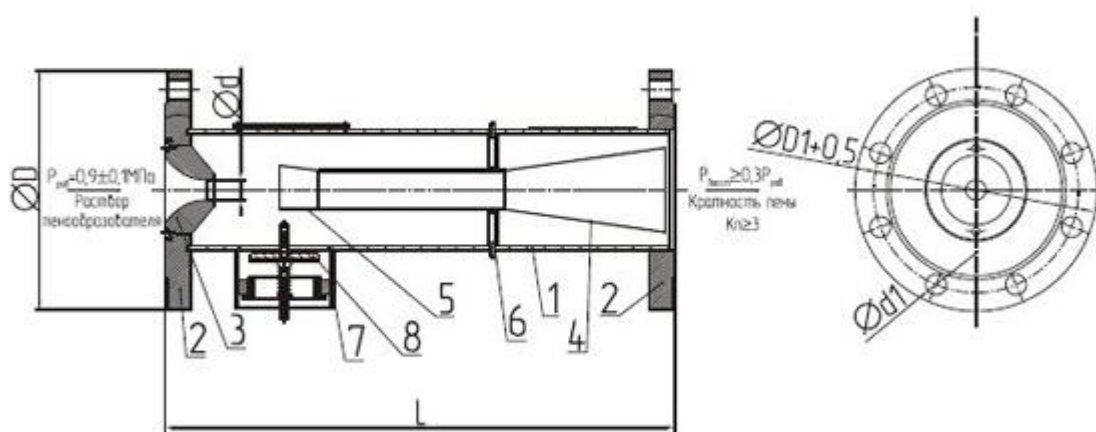
Интервал между измерениями температуры 8 с.

Время возврата в дежурный режим после снятия напряжения питания, не более 5с.

1.6 Пеногенератор

Высоконапорный пеногенератор ВПГ предназначен для получения воздушно-механической пены низкой кратности из раствора пенообразователя в воде и тушения содержимого резервуаров послойным способом в стационарном режиме.

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



1-корпус, 2- фланцы, 3-сопло, 4-колебательный контур, 5-приемный канал с диффузором, 6-диск, 7-патрубок, 8-обратный клапан.

Рисунок 1.6.1 – Общий вид высоконапорного генератора ВПГ

Основные функции ВПГ:

- образование воздушно-механической пены;
- транспортировка образованной пены по пенопроводу через систему пенных насадок на «зеркало нефти» в резервуаре;- автоматическое перекрытие линии подачи воздуха в пеногенератор через обратный клапан.

Высоконапорный пеногенератор ВПГ соответствует климатическому исполнению У, УХЛ или Т категории размещения 1 по ГОСТ 151560-69 [11]. Пеногенератор ВПГ в соответствии с требованиями заказчика калибруется на рабочем давлении по минимальному расходу. Высоконапорный пеногенератор полностью удовлетворяет требованиям «Норм пожарной безопасности» НПБ 61-97 [13]. Все детали высоконапорного пеногенератора изготовлены из нержавеющей стали, что обеспечивает длительный срок их службы.

Устройство и принцип работы. Высоконапорный генератор состоит из корпуса 1, присоединительных фланцев 2, сменного сопла 3, колебательной системы 4, приемного канала с диффузором 5, воздушного канала, состоящего из отводного патрубка 7, обратного клапана 8. ВПГ монтируется стационарно перед напорным пенопроводом узла ввода пены, предпочтительно за обвалованием резервуара.

Генератор работает по принципу газо-жидкостного эжектора.

В случае возникновения пожара в резервуаре и срабатывании системы подслоного тушения пожаров, водный раствор пенообразователя, поступающий от насосной установки или пожарной машины, проходя через сопло 3, попадает в камеру смешения, где, взаимодействуя с высокотурбулентной воздушно-жидкостной средой камеры, приобретает вид полузатопленной, полусвободной струи с четко выраженным ядром и расходящейся частью.

Основная часть струи, попадая в приемный канал 5 колебательной системы с диффузором, генерируется в пену заданной кратности.

Специальная колебательная система 4 с диском 6, установленном на определенном расстоянии от начала приемного клапана 5, обеспечивает выполнение следующих функций:

1. При ударе струи в диффузор приемного канала 5 и остаточной периферийной части струи в диск 6 происходит гарантированное возникновение устойчивого вихря в камере смешивания, что улучшает всасывание воздуха в расходящуюся струю водного раствора пенообразователя;

2. При ударе струи в диффузор приемного клапана 5 создается смещение общей геометрической оси колебательной системы и приемного клапана, за счет упругих свойств диска 6, что вызывает возникновение радиальной ротационной вибрации приемного клапана 5.

Данные устойчивые колебания системы формируют на периферии начального участка приемного канала 5 своеобразный "кипящий" слой, который способствует эффективному перемешиванию и измельчению воздушных пузырьков, что существенно повышает устойчивость пены.

1.7 Кран сифонный



Рисунок 1.7.1 – Кран сифонный

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

Кран КС выпускается двух типов размеров:

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

Климатическое исполнение крана КС У, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [11].

Устройство и принцип работы

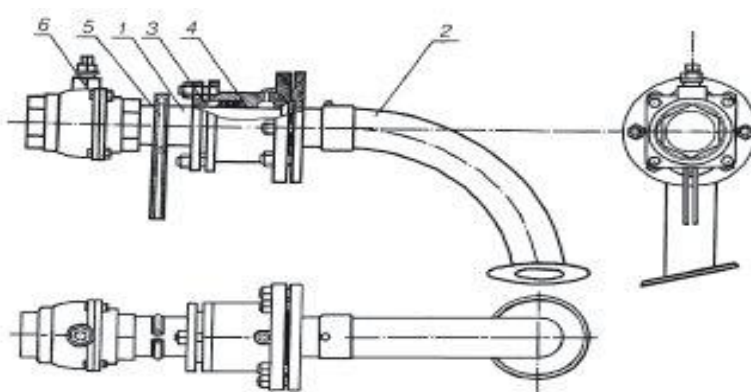
Кран сифонный КС (рисунок 1.7.1) состоит из следующих основных частей: крана шарового проходного 6, кожуха с защелкой, трубы горизонтальной 1, отвода 2, ручки 5, корпуса 4, втулки 3 и т. д.

Горизонтальная труба в сборе с втулкой сальника, корпусом сальника, фланцем и ручкой является затвором, который укрепляется на стенке резервуара через приваренный к ней фланец. С наружной стороны затвора крепится кран шаровой проходной, а с внутренней стороны — отвод.

С помощью ручки горизонтальная труба вращается вместе с отводом и в соответствии с метками на втулке сальника занимает три положения:

- рабочее — отвод обращен вниз: происходит сброс отстоявшейся под нефтепродуктами воды;
- промывки — отвод обращен вверх: осуществляется сброс воды, находящейся в отводе;

нерабочее — отвод расположен горизонтально. В нерабочем состоянии затвор вместе с проходным краном закрывается кожухом 7 и фиксируется защелкой.



1 — труба; 2 — отвод; 3 — втулка сальника; 4 — корпус; 5 — ручка;
6 — кран шаровой проходной.

Рисунок 1.7.2 – Общий вид крана сифонного КС

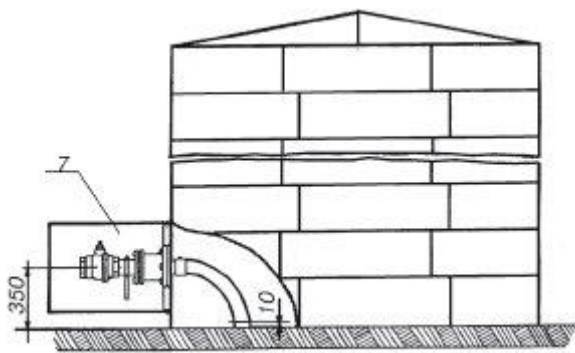


Рисунок 1.7.3– Схема монтажа крана сифонного КС

1.8 Патрубок прямо-раздаточный ППР

Приемо-раздаточный патрубок ППР (рисунок 1.8.1) является технологическим оборудованием вертикальных цилиндрических резервуаров. Патрубок является комплектующим изделием приемо-раздаточного устройства ПРУ и служит для подсоединения запорной арматуры, сливноналивного оборудования и др. Данное изделие связывает приемные и раздаточные технологические трубопроводы и резервуары с нефтепродуктами.



Рисунок 1.8.1 – Патрубок приемо-раздаточный ППР

Патрубок ППР используется в процессе операций при приемке/раздаче (выдаче) нефти, а также при сливе/наливе ее для восстановления плавучести затонувшего понтона.

Приемо-раздаточный патрубок ППР устанавливается на стенке в нижнем поясе резервуара.

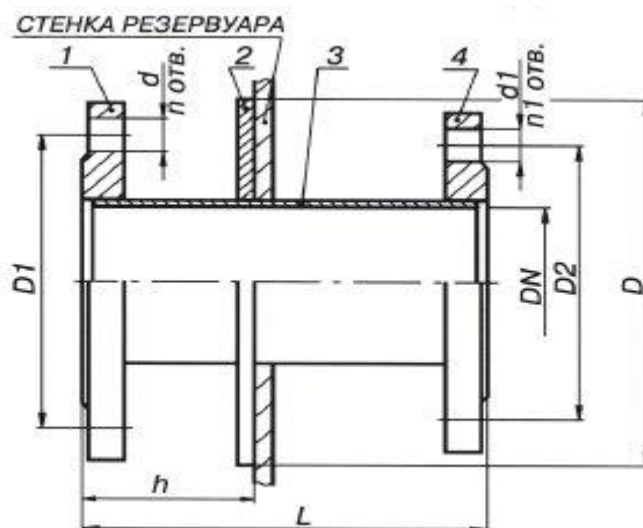
По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды патрубки ППР изготавливаются в исполнении У и УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [11].

ТУ 3689-046-10524112-2003 соответствует:

- ОАО "Нефтемаш" - Сапкон ТУ 3689-018-00217633-97;
- ОАО "АОМЗ" ТУ 3689-020-03467856-2001.

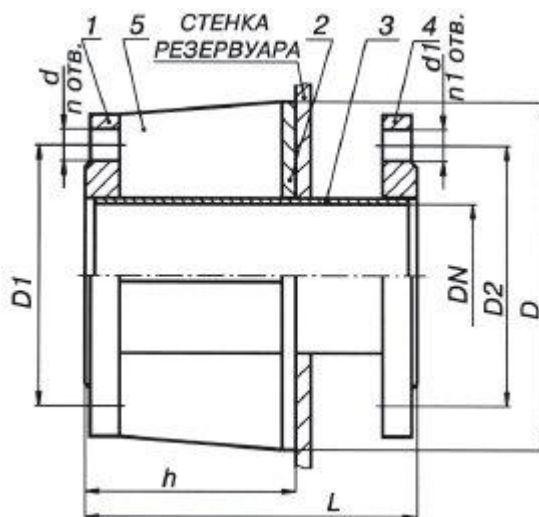
Устройство и принцип работы

Патрубок ППР состоит из следующих основных частей: фланца 1 для подсоединения запорной арматуры, кольца опорного 2 для усиления места установки патрубка на резервуаре, трубы патрубка 3, фланца 4 для подсоединения хлопуши внутри резервуара, усиливающих косынок 5.



1 — фланец наружный; 2 — усиливающая накладка; 3 — труба; 4 — фланец внутренний.

Рисунок 1.8.2 – Общий вид (ППР-80...ППР-350)



1 — фланец наружный; 2 — усиливающая накладка; 3 — труба; 4 — фланец внутренний; 5 — косынка.

Рисунок 1.8.3 – Общий вид (ППР-400...ППР-600)

1.9 Клапан дыхательный КДС – 3000

Клапан дыхательный КДС-3000 (далее - клапан КДС-3000) предназначен для регулирования давления паров нефтепродуктов в вертикальном резервуаре в процессе закачки или выкачки нефтепродуктов, а также при колебании температуры.

Для уменьшения потерь от испарения продукта под клапаном КДС-3000 рекомендуется устанавливать диск-отражатель, входящий в комплект клапана.

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

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

По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды клапан КДС изготавливается в исполнениях У (умеренный климат) и УХЛ (холодный климат с нижним пределом температуры эксплуатации до -60°C), категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 [11].

Установленный срок службы клапана дыхательного КДС - 15 лет. По его истечении клапан КДС должен быть заменен на новый или проведены его испытания в объеме периодических по методике предприятия-изготовителя.

Клапан дыхательный имеет необходимую документацию и соответствующую сертификацию.

Технические условия клапана дыхательного КДС

КДС–3000 ТУ 3689-038-10524112-2001 соответствует:

- АОМЗ ТУ 3689-022-03467856-2003;
- НГМ Групп ТУ 3689-011-79167039-2006.

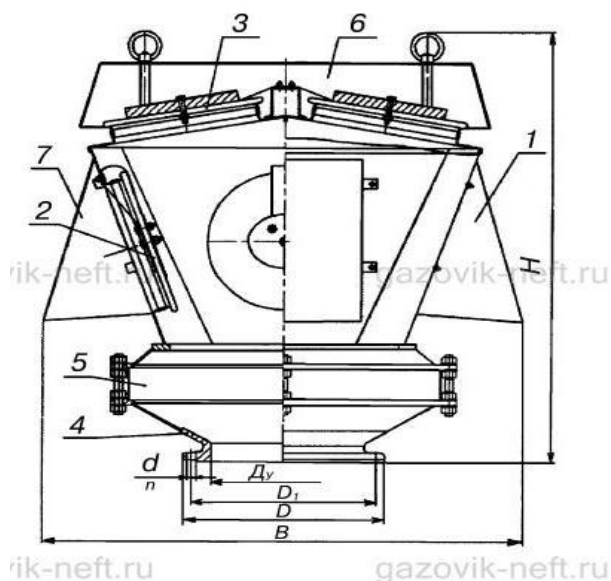
Устройство и принцип работы клапана дыхательного КДС.

Штампованной корпус 1-го дыхательного клапана выполнен в виде четырехугольного бункера, на боковых поверхностях которого выкатаны седла для вакуумных затворов. Затвор вакуума состоит из тарелки вакуума 2, прикрывающей седло вакуума в корпусе дыхательного клапана, и кронштейна с фторопластовым хлястиком, которые крепятся к корпусу и ограничивают смещение тарелки относительно седла. Герметичное соединение «затвор-седло» предотвращает поступление воздуха в резервуар. Горловина клапана КДС–1500 заканчивается седлом, на котором устанавливается тарелка давления 3, а на верхней части корпуса КДС–3000 раскатаны два седла давления 3, предназначенные для выхода паровоздушной смеси из резервуара. Контактующие поверхности тарелок и седел покрыты фторопластовой пленкой, препятствующей примерзанию сопрягающихся поверхностей.

Дыхательный клапан КДС устанавливается на резервуар крепежным фланцем 4 или переходником. На крепежный фланец (переходник) устанавливается кассета огневого предохранителя 5. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра клапан имеет крышку 6 и четыре воздуховода 7 для вакуумных затворов.

При «вдохе» резервуара в полости создается вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении расчетного значения вакуума (вакуума срабатывания) в полости клапана тарелки вакуумных затворов открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой,

обеспечивая пропуск воздуха в резервуар. При снижении вакуума ниже расчетного значения затвор закрывается и резервуар герметизируется.



1 — корпус; 2 — тарелка вакуума; 3 — тарелка давления у КДС–1500 (два седла давления у КДС–3000); 4 — переходник; 5 — кассета огневого предохранителя; 6 — крышка; 7 — воздуховод.

Рисунок 1.9.1– Общий вид КДС–3000

Для надежной работы дыхательного клапана КДС при отрицательных температурах направляющий стержень снабжают фторопластовой оболочкой квадратного сечения, а уплотнительную поверхность тарелок дыхательного клапана КДС обтягивают фторопластовой пленкой, которая может деформироваться, предотвращая образование льда. Дыхательный клапан КДС устанавливают на крыше резервуара.

1.10 Клапан предохранительный

Клапаны предохранительные гидравлические КПП (рисунок 13). Клапаны предохранительные гидравлические КПП предназначены для установки на резервуарах с нефтью и нефтепродуктами для защиты резервуара от разрушения в случае сверхдопустимого давления или вакуума при отказе рабочего клапана. Конструкция клапана, материалы, из которых он изготовлен, обеспечивают высокую надёжность, долговечность и безопасность в эксплуатации. Возможна комплектация ответными фланцами.



Рисунок 1.10.1– Клапан предохранительный

По устойчивости к воздействию климатических факторов клапаны соответствуют исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ Р 15150-69 [11].

Средняя наработка на отказ 36000 циклов. Под циклом понимается одно открытие и закрытие клапана. Срок службы 10 лет.

1.11 Огнепреградители

Огнепреградители ОП-40, ОП-50, ОП-100, ОП-150, ОП-200, ОП-250, ОП-300, ОП-350, ОП-500 для временного предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара с нефтью и нефтепродуктами при воспламенении выходящих из него взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом.

Огнепреградители (рисунок 14) устанавливаются на крыше резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов под дыхательным или предохранительным клапаном и не предназначен для пропускания нефтепродуктов, для этого используется ПОЖ-80.

Огнепреградители устанавливаются присоединительными фланцами на ответные фланцы резервуара через прокладку и крепятся болтами.



Рисунок 1.11.1 – Огнепреградитель

По устойчивости к воздействию климатических факторов огнепреградитель ОП. соответствует исполнению У категории размещения 1 по ГОСТ Р 15150-69 [11].

Огнепреградитель ОП имеет корпус изготовленный из алюминия.

По дополнительной заявке огнепреградители комплектуются ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Таблица 1.11.1 – Технические характеристики огнепреградителей

Параметры \ изделия	ОП-40	ОП-50АА	ОП-100АА	ОП-150АА	ОП-200АА	ОП-250АА	ОП-300АА
диаметр условного прохода, мм	40	50	100	150	200	250	300
пропускная способность, м ³ /ч	12	25	100	215	380	600	750
Габаритные размеры, мм, не более:							
длина, мм	95	145	220	295	375	450	527
ширина, мм	64	145	220	295	375	450	527
высота, мм		85	250	260	270	300	295
масса, кг	0,8	1,5	7,5	11	17	25	

Параметры \ изделия	ОП-80	ОП-350	ОП-500
диаметр условного прохода, мм	80	350	500
пропускная способность, м ³ /ч	150	900	2200
Габаритные размеры, мм, не более:			
длина, мм	214	640	930
ширина, мм	214	640	930
высота, мм	200	340	570
масса, кг	2,5	48	120

1.12 Сигнализаторы

Сигнализаторы предназначены для контроля уровня жидкости в открытых или закрытых, находящихся под давлением емкостях в технологических установках промышленных объектов химической, нефтехимической, медицинской, пищевой и других отраслях промышленности, а также могут быть использованы в качестве индикатора наличия (отсутствия) жидкости в контролируемом объеме.

1.13 Мембраны разрывные

Для систем подслоного тушения пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами

Эксплуатируются в наружных установках во взрывоопасных зонах класса В1а. Предохранительная пленка из сверхпрочного инертного материала гарантирует надежную герметизацию пенопровода, а специальный нож обеспечит ее разрыв и раскрытие мембраны при минимальном перепаде давлений.

Вошел в "100 лучших товаров России" по итогам Всероссийской программы конкурса 2000 года.

Функции :

Герметизация пенопроводов, соединяющихся с резервуаром с нефтью или нефтепродуктами от внешних пенопроводов.

Гарантированное удержание давления столба нефти или нефтепродуктов со стороны резервуара.

Прорыв разрывной диафрагмы и открытие проходного сечения пенопровода при срабатывании пеногенератора.

Герметичное перекрытие пенопровода при прекращении работы пеногенератора (обратный клапан).

1.14 Подготовка резервуара к ремонтным работам

Подготовка резервуара к ремонтно-реконструкционным работам производят в соответствии с «регламентом вывода из эксплуатации, проведения диагностики, капитального ремонта (реконструкции) резервуаров и ввода их в эксплуатацию» и принимается по акту.

Для вывода резервуара из эксплуатации производятся следующие операции:

Подготовительные работы включают в себя следующие виды работ:

- издание приказа о выводе резервуара из эксплуатации и назначении ответственных за осуществление данных работ;
- издание приказа о назначении ответственных за подготовку, проведение и за осуществление контроля при проведении газоопасных работ и повышенной опасности с ведением журнала анализа газо-воздушной среды;
- проведение проверки наличия индивидуальных средств защиты у персонала занятых по очистке;
- ознакомление персонала занятого откачкой с планом ликвидации аварий на нефтебазе;
- проведение целевого инструктажа с работниками, участвующими в работах с записью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске;
- получение наряда - допуска на проведение газоопасных работ;
- подготовка необходимого количества искробезопасного инструмента;
- проверка наличия воды в пожарной емкости;
- подготовка приборов контроля газовой среды;
- подготовка карты-плана рабочей зоны производства работ с указанием точек контроля и порядка контроля газовой среды;
- подготовка первичных средств пожаротушения;

– перед началом работ по откачке МП через сифонный кран производится:

1) монтаж насоса и временного трубопровода в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;

2) заземление оборудования и трубопроводов с присоединением к общему контуру заземления резервуара;

3) испытание (опрессовка) смонтированного оборудования и трубопроводов на герметичность производится давлением $P=1,25$ раб.

– подготовка емкостей для сбора и последующей откачки отложений из резервуара;

– подготовка заглушек на ПРП и запорную арматуру из листовой стали и прокладок из паронита. Заглушки должны иметь «хвостики» с выбитым на них номером и допустимым давлением. Хвостик должен выступать не менее 100 мм над образующей фланца;

– закрытие задвижек на ПРП;

– откачка оставшегося НП из резервуара производится через сифонный кран в специально подготовленный резервуар.

–

1.14.1 Общеплощадные подготовительные работы

Мероприятия по производству подготовительных работ перед проведением ремонтных и реконструкционных работ:

– вокруг РВС определяется опасная зона равная $2D=2 \times 15,3=30,6$ м от стенки РВС во все стороны, границы которой чётко обозначаются предупредительными знаками, плакатами, надписями с установкой стоечного ограждения;

– на въезде в каре и возле открытых люков устанавливаются знаки безопасности: «НЕ курить», «ОГНЕОПАСНО»;

– подготавливаются первичные средства пожаротушения на рабочем месте;

- обеспечивается дежурство пожарного поста на месте производства работ. Пост состоит из мотопомпы, забор воды осуществляется из пожарного водоема 50 м;
- подготавливаются приборы контроля газовоздушной среды;
- подготавливается схема вскрытия каре резервуара;
- вскрывается каре резервуара;
- уточняется место и составляется план размещения материалов, оборудования, временных сооружений, мест отдыха, расстановки техники на месте производства работ и маршруты движения техники;
- освобождается место проведения строительных и монтажных работ от взрывоопасных и сгораемых продуктов, материалов, посторонних предметов, ликвидируется замазученность;
- все механизмы с двигателем внутреннего сгорания обеспечить исправными искрогасителями;
- разрабатывается и утверждается ответственным за эксплуатацию энергохозяйства нефтебазы схема расстановки энергопотребителей, прокладки временных кабельных линий и точек подключения энергопотребителей.

1.14.2 Организация строительной площадки

Для организации проездов в каре резервуара и строительной площадки на месте производства работ выполняется:

- планировка съезда в каре РВС имеющимся трактором с последующей отсыпкой гравием;
- выполняется планировка трактором и уплотнение вручную (трамбованием) площадки для работы у основания РВС;
- подготавливаются площадки для складирования материалов и установки оборудования;
- место производства работ обеспечивается первичными средствами пожаротушения;
- устанавливается распределительный щит электрического питания;

- устанавливается электрооборудование, прокладываются электрокабели, подводящие кабели прокладываются на временных опорах;
- подключение к энергоснабжению нефтебазы выполняется электриком;
- устанавливаются трансформаторы и устройства защиты отключения электропитания - УЗО, гарантирующие защиту от механических повреждений и случайного прикосновения;
- обустраивается пешеходная дорожка.

1.14.3 Заземление электроустановок

Для обеспечения безопасности персонала при однофазном замыкании на металлический корпус трансформаторных подстанций, экскаваторов, кранов, двигателей, рубильников, сварочной техники, электрического инструмента и другого оборудования в электроустановках напряжением до 1000В и выше должны быть сооружены заземляющие устройства.

В качестве заземления, могут быть использованы:

- естественные заземлители: металлические трубопроводы (за исключением трубопроводов для горючей жидкости и горючих или взрывчатых газов), обсадные трубы, металлические конструкции зданий, соединенные с землёй.

- искусственные заземлители:

- а) могут быть в виде вертикально забитых металлических труб диаметром 50 мм и длиной 2,5 - 3 м при толщине стенок не менее 3,5мм;

- б) металлических стержней с угловой стали с размером полок 60×60мм и 50×50мм длиной 2,5-3м;

- в) с горизонтально проложенной в грунте полосой стали с наименьшим размером 40×4мм при длине от 5м и более, круглой стали и т.п.

Сопротивление заземлителей растеканию тока на землю не должно превышать:

- а) при групповых установках не более 40мм;
 - б) при индивидуальных - не более 100мм.

1.15 Зачистка внутренней поверхности резервуара

1.15.1 Технологический процесс зачистки резервуаров

Технологический процесс зачистки резервуара включает следующие операции:

- откачка остатка нефтепродукта через сифонный кран;
- предварительная дегазация резервуара путем принудительной или естественной вентиляции (аэрации);
- удаление из резервуара механических примесей и мойка внутренней поверхности резервуара;
- контроль степени зачистки внутренних поверхностей резервуара.

Результаты зачистки заносятся в журнал.

1.15.2 Предварительная дегазация резервуара

Предварительную дегазацию резервуара осуществлять путем принудительной вентиляции до снижения концентрации паров нефти ниже предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации ПДК - не более 2 г/м (газоанализатор «Сигнал-02» во взрывобезопасном исполнении).

Принудительную вентиляцию резервуаров проводить с помощью взрывобезопасного вентилятора с приводом от электродвигателя во взрывозащищенном исполнении, соответствующим с требованиями ПУЭ. Вентилятор заземляется и устанавливается на станине на расстоянии не ближе 5 м от стенки, крепление к станине выполняется на подкладках из резины или войлока. На выходном фланце вентилятора устанавливается металлическая сетка с размером ячейки 25×25 мм.

Воздуховоды изготавливаются из неметаллических материалов (брезент, бельтинг) и имеют электростатическую защиту: обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 100 мм.

Один конец проволоки соединяется с металлическими заземленными частями вентиляционной системы, а другой с фланцем люка-лаза болтовым соединением. На воздуховоде устанавливается обратный клапан.

Дегазация резервуара с понтоном осуществлять при положении понтона на стойках.

До начала дегазации резервуара с понтоном необходимо открыть на нем все люки, щитки затвора и отжать уплотняющий затвор, создав зазор между стенкой резервуара и понтоном на длину не менее 10м на противоположной стороне от люка, через который подается воздух.

Так как короба в понтоне закрытые, воздух в них подается через рукава (шланги).

Подачу воздуха осуществлять при закрытых люках на стенках резервуара, через специально подготовленную крышку люка на 1-ом и 2-м поясах резервуара . Крышка должна иметь отверстие, размеры которого обеспечивают прохождение воздуховода внутрь резервуара, и иметь герметичность, предотвращающую выход паров нефти наружу.

Скорость подачи воздуха в резервуар при наличии в резервуаре взрывоопасных концентраций должна быть не более 10 м/с, но не менее 2 м/с. После снижения в газовом пространстве концентрации паров ниже ПДВК скорость воздуха увеличивается, но не более 50 м/с.

Выход паров нефти из резервуара в атмосферу осуществляется через трубы высотой 2 м, установленные на световые люки. В основание трубы монтируется трубка для подключения шланга газоанализатора отбора проб.

В процессе вентиляции на выходе из резервуара отбираются пробы газовоздушной смеси, и определяется концентрация паров нефти в ней. Периодичность отбора проб должна быть не реже чем через 2 часа. При достижении в пробе концентрации паров нефти менее 2 г/м, подача воздуха в резервуар прекращается. Если по истечении двух часов концентрация паров в резервуаре не превысит указанные значения, то процесс дегазации считается законченным.

При вентиляции резервуара замеры концентрации паров нефти в каре резервуаров РВС производятся каждый час.

Результаты замеров заносятся в журнал ведения работ по очистке резервуара и в приложение к наряду-допуску.

1.15.3 Мойка внутренних поверхностей

Размыв донных отложений и последующая мойка внутренней поверхности производится только при концентрации паров нефтепродукта в резервуаре не выше 2 г/м.

Мойка резервуара проводится непрерывным циклом. Подача воды осуществляется из АЦ-2, один рабочий, находясь в резервуаре с пожарным рукавом, проводит мойку внутренней поверхности резервуара. Второй рабочий следит за подачей моющей жидкости. Откачка размывших отложений вместе с моющей жидкостью производится насосом (вакуумная установка) по трубопроводам в емкость-отстойник с последующей откачкой отстоявшейся эмульсии обратно в АЦ-2. Откачка из зачищенного резервуара ведется одновременно с размывом отложений.

В процессе мойки внутренней поверхности резервуара и откачки продуктов зачистки осуществляется контроль за давлением воды на подающей линии и линии откачки, за техническим состоянием оборудования, трубопроводов и рукавных линий и за концентрацией паров углеводородов, которая не должна превышать значение 2 г/м³. При превышении концентрации паров нефти этого значения, мойка резервуара прекращается.

Трубопроводы подачи воды в резервуар должны быть изготовлены из искробезопасного материала и должны быть заземлены, а неметаллические рукава подачи воды должны иметь защиту от статического электричества: обвиты медной проволокой диаметром не менее 2 мм с шагом витка не более 100мм и заземлены. Применяемые при зачистке резервуара инструмент и оборудование должны обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность.

После мойки отстоявшийся нефтепродукт из емкости-отстойника откачивается в РВС. Данный нефтепродукт не должен ухудшать качество бензина.

Дозачистка с удалением продуктов очистки из резервуара проводится вручную искробезопасным инструментом. Продукты дозачистки, вынесенные

из резервуара, вывозятся в места утилизации, согласованные с органами экологического контроля и пожарной охраны.

Очистные работы проводятся звеньями численностью не менее 3 человек, один из которых работает непосредственно в емкости, двое находятся у люка-лаза РВС, обеспечивая страховку работающего и удаление шлама по лотку.

Все работники должны быть в спецодежде и обуви без стальных деталей, иметь при себе изолирующие противогазы.

Внутри резервуара рабочий должен, находится в шланговом противогазе типа ПШ-1 с принудительной подачей воздуха, и надеть поверх спецодежды страховочный пояс с широкими крестообразными лямками и проверенной сигнально-спасательной веревкой.

Тонкий слой оставшихся отложений зачищается скребками и металлическими щетками из искробезопасных цветных металлов.

1.15.4 Контроль качества зачистки

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности проведения огневых работ в резервуаре необходимо, чтобы остаточная загрязненность его внутренних поверхностей исключала возможность горения внутри резервуара:

- верхняя и боковая поверхность: пленка нефтепродукта отсутствует, металл может иметь налет ржавчины;
- днище: пленка нефтепродукта и донный осадок отсутствует;
- газовое пространство: ПДК не более 2 г/м.

Заключение о полноте и качестве выполнения зачистки резервуара выдается комиссией на основании практически накопленного опыта визуального осмотра и результатом лабораторного анализа проб воздуха из резервуара.

В комиссию по приему зачищенного резервуара входит ответственный за проведение зачистных работ, главный инженер и ответственный за проведение ремонтных работ. Обязательное участие в комиссии представителей пожарной охраны, инженера по охране труда и других,

предусмотренных утвержденной на предприятии инструкцией по проведению зачистных работ.

Комиссия составляет акт на выполненную работу по зачистке резервуара.

1.16 Сварочные работы

1.16.1 Способы сварки и сварочные материалы

Приварку люка-лаза изнутри к стенке резервуара производить механизированной сваркой в углекислом газе, проволокой сплошного сечения Св-08Г2С диаметром 1,2 мм. Сварочная проволока должна быть очищена от ржавчины и обезжирена от масел и других загрязнений и заправлена в кассеты.

Защитный газ, поставляемый в баллонах, должен соответствовать .

Все сварочные материалы должны иметь сертификаты предприятия изготовителя. Службе главного технолога в обязательном порядке выполнить входной контроль поступающих сварочных материалов.

Сварочными работами должен руководить квалифицированный специалист по сварке с профессиональной подготовкой не ниже 2 уровня. Кромку стенки заделать 45° от обечайки люка-лаза. Поверхность кромок, а также прилегающие к ним зоны шириной 20 мм должны быть зачищены металлической щеткой от любых загрязнений.

Сварка должна производиться при стабильном режиме. Колебания величины сварочного тока и напряжения в сети, к которой подключается сварочное оборудование, не должны превышать плюс минус 5 процентов.

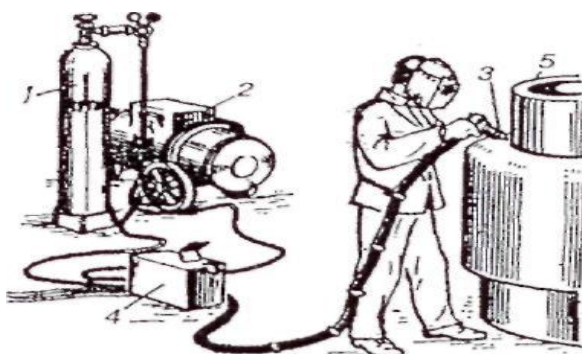
В процессе сварки необходимо обеспечить плавный переход от основного металла к наплавленному.

Не допускается выполнение сварочных работ на резервуаре при дожде, снеге, если кромки элементов, подлежащих сварке, не защищены от попадания влаги в зону сварки.

Каждый слой сварной швов должен проходить визуальный контроль, а обнаруженные дефекты должны устраняться.

Удаление дефектных участков сварных швов производится механическим методом (шлифмашинками или пневмозубилом) или воздушно-дуговой строжкой с последующей зашлифовкой поверхности реза. Кратеры в местах обрыва дуги должны быть зашлифованы и заварены.

Заварку дефектных участков сварных швов следует выполнять способами и материалами, предусмотренными технологией. Исправленные участки сварного шва должны быть подвергнуты повторному контролю физическими методами. Если в исправленном участке вновь будут обнаружены дефекты, ремонт сварного шва должен выполняться при обязательном контроле всех технологических операций руководителем сварочных работ.



1-баллон защитного газа; 2 - источник питания дуги. 3 - горелка полуавтомата. 4 - подающий механизм. 5 – деталь.

Рисунок 1.16.1.1 Оборудование рабочего места электросварщика при механизированной сварке в среде защитных газов

Информация о выполненных ремонтных работах сварных соединений должна быть занесена в журнал контроля качества монтажно-сварочных работ.

После сварки швы и прилегающие зоны должны быть очищены от шлака и брызг металла.

1.16.2 Полуавтомат типа ПДГ-312-4

Полуавтомат типа ПДГ-312-4 предназначен для сварки стальной проволокой изделий из стали в среде защитных газов на постоянном токе.

Полуавтомат состоит из подающего механизма ПДГ-312-4 и выпрямителя ВДГ-3 03 -3.

Подающий механизм закрытого типа. Внутри установлен 2-х роликовый редукторный привод, кассета для сварочной проволоки, тормозное устройство, плата управления и электромагнитный клапан. На лицевой панели механизма имеются резисторы регулировки длительности режима сварки электродуговыми точками, скорости подачи сварочной проволоки и напряжения.

Полуавтомат обеспечивает:

- управление газовым клапаном, подающим механизмом и сварочным источником от кнопки на горелке;
- плавную регулировку и стабилизацию скорости подачи сварочной проволоки и напряжения.

Полуавтомат имеет следующие технические решения:

- работа в двух режимах «длинные или короткие швы»;
- плавно-ступенчатое регулирование напряжения;
- подключение горелки производится через евразъем;
- зубчатое зацепление подающего и прижимного роликов.

1.16.3 Технические характеристики подающего механизма ДДГ-312-4

1. напряжение питающей сети, 24 В;
2. мощность привода, 60 Вт;
3. скорость подачи электродной проволоки, 40-950 м/ч;
4. диаметр электродной проволоки, 0.8-1.4 мм;
5. масса не более 12 кг;
6. габаритные размеры не более 490x210x450 мм.

1.16.4 Технические характеристики выпрямителя ВДГ-303-3

1. напряжение питающей сети 3x380 В;
2. частота питающей сети 50 Гц;
3. номинальный сварочный ток 315 А;
4. пределы регулирования сварочного тока 40-325 А;
5. напряжение холостого хода не более 60 В;

6. количество ступеней регулирования рабочего напряжения 3;
7. пределы регулировки рабочего напряжения 16-40 В;
8. потребляемая мощность не более 21 кВт;
9. масса не более 200 кг;
10. габаритные размеры не более 735х605х750 мм.

1.17 Контроль качества сварных швов

Приемку сварных стыков под сварку осуществляет руководитель сварочных работ, о чем делается соответствующая запись в журнале контроля качества монтажно-сварочных работ.

1.17.1 Визуальный контроль

Визуальному контролю подлежат 100% длины всех наложенных сварных швов.

По внешнему виду сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- по форме и размерам швы должны соответствовать проекту;
- швы должны иметь гладкую или равномерно чешуйчатую поверхность (высота или глубина впадин не должна превышать 1 мм);
- металл шва должен иметь плавное сопряжение с основным металлом;
- швы не должны иметь недопустимых внешних дефектов.

К недопустимым внешним дефектам сварных соединений резервуарных конструкций относятся трещины любых видов и размеров, несплавления, наплывы, грубая чешуйчатость, наружные поры и цепочки пор, прожоги и свищи.

Выпуклость швов стыковых соединений не должна превышать 2 мм. Уменьшение катета углового шва допускается не более 1 мм.

Увеличение катета углового шва допускается не более следующих значений:

- для катетов до 5 мм - 1,0 мм;
- для катетов свыше 5 мм - 2,0 мм.

В местах пересечения сварных швов и в местах исправления дефектов необходимо обеспечивать минимальную концентрацию напряжений за счет обеспечения плавного сопряжения шва с основным металлом.

1.17.2 Ультразвуковая дефектоскопия

При контроле должны быть использованы:

- ультразвуковой импульсный дефектоскоп (далее - дефектоскоп) по ГОСТ 23049-84 [14] не ниже второй группы с преобразователями пьезоэлектрическими;

- стандартные образцы для настройки дефектоскопа;

- вспомогательные приспособления и устройства для соблюдения параметров сканирования и измерения характеристик выявленных дефектов.

Дефектоскопы и стандартные образцы, используемые для контроля, должны быть аттестованы и поверены в установленном порядке.

Сварное соединение подготавливают к ультразвуковому контролю при отсутствии в соединении наружных дефектов. Форма и размеры околошовной зоны должны позволять перемещать преобразователь в пределах, обеспечивающих прозвучивание акустической осью преобразователя сварного соединения или его части, подлежащей контролю.

Поверхность соединения, по которой перемещают преобразователь, не должна иметь вмятин и неровностей, с поверхности должны быть удалены брызги металла, отслаивающаяся окалина и краска, загрязнения.

При механической обработке соединения, предусмотренной технологическим процессом на изготовление сварной конструкции, поверхность должна быть не ниже Rz 40 мкм по.

Сварное соединение следует маркировать и разделять на участки так, чтобы однозначно устанавливать место расположения дефекта по длине шва.

Угол ввода луча и пределы перемещения преобразователя следует выбирать такими, чтобы обеспечивалось прозвучивание сечения шва прямым и однократно отраженным лучами или только прямым лучом.

Прямым и однократно отраженным лучами следует контролировать швы, размеры ширины или катетов которых позволяют осуществлять прозвучивание проверяемого сечения акустической осью преобразователя.

1.18 Выявленные дефекты.

В результате полного обследования резервуара была выявлена коррозия стенок и днища, а так же выводение из строя оборудования.

Основные технические решения.

Раздел рабочего проекта «Конструкции металлические КМ» предусматривает следующие виды работ:

- снятие антикоррозионного покрытия;
- демонтаж существующих патрубков и люков;
- демонтаж анкерных кронштейнов и анкерных болтов ;
- замена листов первого пояса стенки резервуара
- замена окраечных листов днища резервуара с заменой гидрофобного слоя;
- демонтаж старых и монтаж новых площадок обслуживания оборудования резервуара;
- ремонт шахтной лестницы;
- устранение дефектов околошовной зоны;
- устранение дефектов на поверхности днища, стенки и кровле резервуара;

Проектом предусмотрено анкерное закрепление стенок существующей конструкции резервуар РВС-20000 №54, после выполнения указанных работ.

Основание:

- расчет конструкций на прочность и устойчивость с учетом сейсмического воздействия сейсмостойкость, выполненный ЦНИИПСК им. Мельникова для резервуара аварийного разлива при эксплуатации под воздействием нормативной ветровой нагрузки II-го района, расчетной снеговой нагрузки II-го района и сейсмических воздействий 8 баллов по шкале MSK-64.

Раздел рабочего проекта «Конструкции металлические КМ1» предусматривает следующие виды работ:

- устройство подъемов по отмошке и лестниц-переходов через обвалование;
- площадок обслуживания технологических трубопроводов;
- устройство опор под пружинные подвески;
- стойки КИП и ЭМ;
- опоры трубопроводов НПТ.

Запрещается использование для основных конструкций резервуара металлоконструкций, изготовленных на месте монтажа.

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет затрат на капитальный ремонт РВС-20000м³

Целью планирования себестоимости проведения ремонтных работ является экономически обоснованное определение величины затрат на их выполнение. Согласно проекту будут выполняться следующие виды работ:

1. приобретение оборудования;
2. приобретение расходных материалов;
3. проведение ремонтных работ.

В фактические затраты на проведение работ включаются затраты:

- на материалы;
- на оборудование;
- амортизацию оборудования;
- заработная плата и налоговые отчисления;
- на электроэнергию.

4.2 Затраты на материалы

В статью «Материалы» включаются затраты на приобретение сварочной проволоки, углекислого газа, антикоррозионного материала, моющего раствора, подлежащего замене и других материалов для проведения ремонта.

Определим суммарные затраты, связанные с покупкой материалов и изделий.

Затраты на приобретение материалов определяются по формуле:

$$З_{\text{мат}} = C \times N, \quad (4.1)$$

где C - цена за единицу массы, объема, руб/кг, руб/л, руб/шт, руб/м³, руб/м;

N - количество необходимого материала, шт, м, м³.

Моющий порошок О-БИС. Необходимый объем - 590 кг. Стоимость 1 кг- 103 руб. В соответствии с формулой 4.1 затраты на приобретение порошка составят:

$$З_{\text{мат}} = 103 \times 590 = 60770 \text{ руб.}$$

Сварочная проволока Св-08Г2С 1,2 мм. Необходимы 6 кассеты по 5 кг каждая. Цена - 350 руб/шт [52]. Затраты на приобретение проволоки по формуле 8.1 составят:

$$З_{\text{мат}} = 350 \times 6 = 2100 \text{ руб.}$$

Углекислый газ для сварочных работ – 800 л. Цена – 7,5 руб/л .

$$З_{\text{мат}} = 7,5 \times 800 = 6000 \text{ руб.}$$

Порошок А-20-11, масса 560 кг. Цена 1кг - 637 руб/кг [54]. Затраты на приобретение по 8.1 составят:

$$З_{\text{мат}} = 637 \times 560 = 356720 \text{ руб.}$$

Цинкнаполненная грунтовка Steelpaint-PU-Zinc – 700 кг. Цена 252 руб/кг . Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 252 \times 700 = 176400 \text{ руб.}$$

Полиуретановая краска Steelpaint-PU-Mica HS - 490 кг. Цена 320 руб/кг. Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 320 \times 490 = 156800 \text{ руб.}$$

Полиуретановая краска Steelpaint-PU-Mica UV - 535 кг. Цена – 407 руб/кг . Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 407 \times 535 = 217745 \text{ руб.}$$

Цинкнаполненная грунтовка Steelpaint-PU-Tank1 - 3500 кг. Цена - 285 руб/кг . Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 285 \times 3500 = 997500 \text{ руб.}$$

Цинкнаполненная грунтовка Steelpaint-PU-Tank2 - 950 кг. Цена – 313 руб/кг . Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 313 \times 950 = 297350 \text{ руб.}$$

Растворитель Steelpaint-PU-Thinner - 400 л. Цена - 137 руб/л. Затраты составят:

$$З_{\text{мат}} = 137 \times 400 = 54800 \text{ руб.}$$

Песок - 23 м³. Цена - 300 руб/м³. Затраты на приобретение песка составят:

$$З_{\text{мат}} = 300 \times 23 = 6900 \text{ руб.}$$

Лист 5,0×1500×6000 по ГОСТ 16523-97, Ст 3. 20 шт. Цена – 29500 руб/шт.

$$З_{\text{мат}} = 29500 \times 20 = 590000 \text{ руб.}$$

4.3 Затраты на оборудование

В статью «оборудование» включаются затраты на приобретение технологического оборудования для резервуара, подлежащего замене при капитальном ремонте.

Дыхательный клапан КДС-3000. Необходимое количество - 2 шт. Цена клапана – 44368 руб/шт . Затраты на приобретение дыхательных клапанов определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 44368 \times 2 = 88736 \text{ руб.}$$

Люк-лаз ЛЛ-600. Необходимое количество – 2 шт. Цена люка-лаза – 27280 руб/шт . Затраты на приобретение определим по формуле 4.1:

$$З_{\text{мат}} = 27280 \times 2 = 54560 \text{ руб.}$$

Световой люк ЛС-500. Необходимое количество – 4 шт. Цена светового люка – 15667 руб/шт . Затраты на приобретение составят:

$$З_{\text{мат}} = 15667 \times 4 = 62668 \text{ руб.}$$

Патрубки приемораздаточные ППР-500. Необходимое количество патрубков – 3 шт. Цена приемораздаточного патрубка – 3150 руб/шт . Затраты на приобретение патрубков по формуле 4.1 составят:

$$З_{\text{мат}} = 3150 \times 3 = 9450 \text{ руб.}$$

Сифонный кран КС-50. Приобретается в количестве - 1 шт. Цена КС-50 – 8950 руб/шт.

Люк замерный ЛЗ-150. Необходимое количество – 1 шт. Цена ЛЗ-150 – 1308 руб/шт.

Термоизвещатель ИП-103 Необходимое количество – 6 шт. Цена ИП-103 – 28 руб/шт.

Задвижка ЗКЛ-200*16. Необходимое количество – 3шт. Цена ЗКЛ-45103 руб/шт.

$$З_{\text{мат}} = 45103 \times 3 = 135309 \text{ руб.}$$

Пеногенератор ВПГ-20.Необходимое количество – 6шт.Цена ВПГ-20 - 22000 руб/шт.

$$З_{\text{мат}} = 22000 \times 6 = 132000 \text{ руб.}$$

4.4 Затраты на амортизацию оборудования

Затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб.

Амортизационные отчисления рассчитываем следующим образом:

$$\Sigma \text{ Ам. отч.} = \frac{C_{\text{ос}} \times H_a}{100}, \quad (4.2)$$

где $C_{\text{ос}}$ – первоначальная стоимость основного средства, руб;

H_a – годовая норма амортизационных отчислений, в процентах.

$$H_a = \frac{100}{T}, \quad (4.3)$$

где T – срок службы основного средства, лет.

По представленным формулам произвели расчет амортизационных отчислений для оборудования, применяемого для ремонта резервуара.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1– Амортизационные отчисления

Виды основных средств	Количество, шт	Стоимость единицы, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации %	Сумма амортизационных отчислений за период работы, руб.
1	2	3	4	5	6
Сварочный аппарат типа ПДГ-312-4	1	67570	5	20	1332
Кран	2	34500	8	16	968

Таким образом, общие затраты на амортизацию оборудования за время проведения реконструкции составят 1332 руб.

4.5 Затраты на оплату труда

На капитальный ремонт [REDACTED] отводится 432 часа. При 8 часовом рабочем дне и 5 дневной рабочей неделе все работы по ремонту резервуара займут 54 дня или 2,7 месяца.

Для проведения ремонта [REDACTED] требуется 19 человек: 4 - сварщика 5-ого разряда, 6 - маляров, 6 -монтажников, 2-крановщика, 2 - инженера.

Таблица 4.5.1– Заработная плата работников

Персонал	Количество работников	Заработная плата одного работника (месячная), руб
Инженер	2	20000
Маляр	6	8000
Сварщик	4	14000
Монтажник	6	13000
Крановщик	2	18000

Рассчитаем фонд заработной платы для всех работников, за весь период проведения работ по формуле, руб:

$$\text{ФЗП} = (\sum \text{ЗП}_i \times n_i) \times 2,7, \quad (4.4)$$

где ФЗП – фонд заработной платы всех работников за весь период работ, руб;

ЗП_i – заработная плата i -ого работника, руб;

n_i – количество работников i -ой должности;

2,7 – время проведения работ.

Подставив значения формулу 4.4 получим:

$$\text{ФЗП} = (20000 \times 2 + 8000 \times 6 + 14000 \times 4 + 13000 \times 6 + 18000 \times 2) \times 2,7 = 696600 \text{ руб}$$

Расчет страховых взносов производится исходя из ставки налога 30%.

$$\text{СВ} = \frac{\text{ФЗП} \times 30}{100}, \quad (4.5)$$

$$\text{СВ} = \frac{696600 \times 30}{100} = 208980 \text{ руб.}$$

Расчет взносов за страхование от несчастных случаев на производстве. Базой для расчета взноса является фонд заработной платы. Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. Нефтебаза относится к 3 классу. Ставка взноса равна 0,4%.

$$НС = \frac{ФЗП \times 0,4}{100}, \quad (4.6)$$

$$НС = \frac{696600 \times 0,4}{100} = 2786,4 \text{ руб}$$

4.6 Суммарные затраты на проведение реконструкции РВС-20000м³

Суммарные затраты определим по формуле, руб:

$$\Sigma Z = \Sigma Z_{\text{мат}} + \Sigma Z_{\text{оборуд}} + \Sigma Z_{\text{амор}} + \Sigma Z_{\text{фзп}} + \Sigma Z_{\text{налог}} \quad (4.7)$$

где $\Sigma Z_{\text{мат}}$ - суммарные затраты на приобретение материалов, руб;

$\Sigma Z_{\text{оборуд}}$ - суммарные затраты на приобретение оборудования, руб;

$\Sigma Z_{\text{амор}}$ - суммарные затраты на амортизацию оборудования, руб;

$\Sigma Z_{\text{фзп}}$ – суммарные затраты на фонд заработной платы, руб;

$\Sigma Z_{\text{налог}}$ - суммарные затраты на налоговые отчисления, руб.

$$\Sigma Z = 617250 + 336557 + 2300 + 205200 + 70588 = 1230927$$

Полученные статьи затрат сведем в таблицу 4.6.1.

Таблица 4.6.1– Суммарные затраты на реконструкцию РВС-20000м³

Наименование затрат	Затраты, руб.	Удельный вес затрат, %
Затраты на материалы	2362585	63
Затраты на оборудование	493149	13
Затраты на амортизацию оборудования	2300	0
Затраты на фонд заработной платы	696600	18

Продолжение таблицы 4.6.1

Затраты на налоговые отчисления	208980	6
Итого	3137946	100

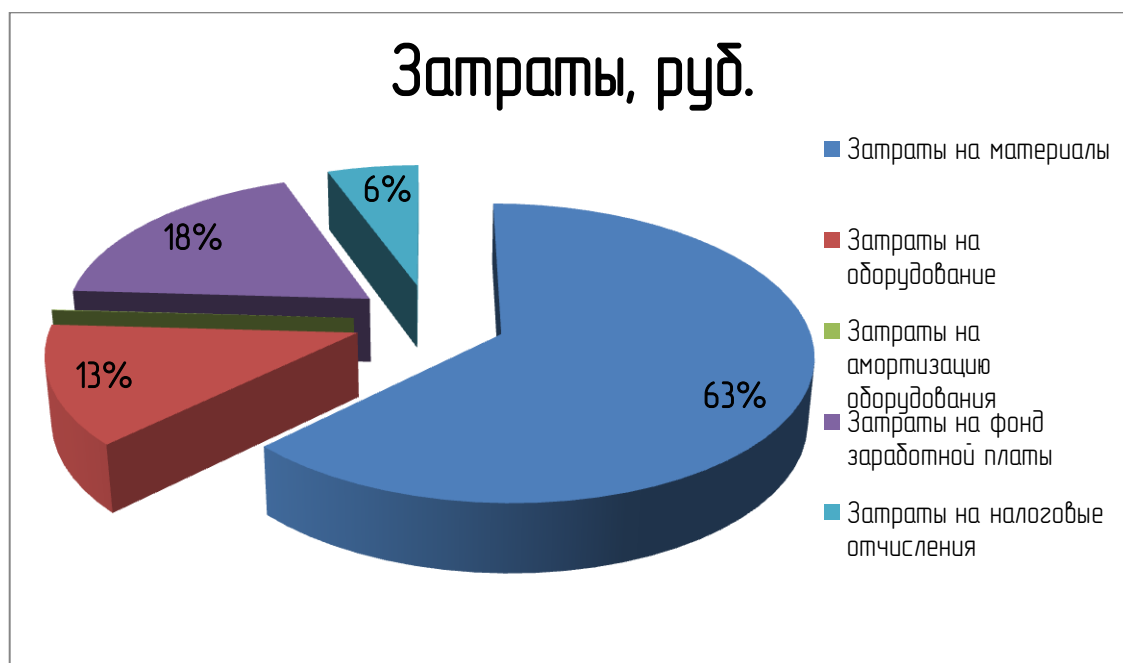


Рисунок 4.6.1 –

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе, представлен проект по реконструкции [REDACTED]

[REDACTED] У резервуара закончился срок эксплуатации, в результате чего были проведены ВИК и УЗК, которые выявили ряд деформаций резервуара и поломки его оборудования. Предложенные работы по замене оборудования, вырезки и замене деформированных листов, позволяют в кратчайшие сроки привести резервуар в работоспособное состояние.

В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

- дана характеристика объекта;
- были изучены современные методы ремонта резервуара;
- решены вопросы безопасности труда и экологичности проектных решений;
- дана характеристика противопожарной безопасности объекта;
- рассчитаны мероприятия по реконструкции резервуара с целью повышения его эксплуатационной характеристики;
- выполнен расчет резервуара на прочность и устойчивость;
- выполнен расчет сопряжения стенки резервуара с днищем;
- выполнен экономический расчет на капитальный ремонт [REDACTED]

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 №ТЗ-23.040.01-ВСМН-319-11 Техническое задание на проектирование.
- 2 РД-23.020.00-КТН-079-09 Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 куб. м. Дата введ. **2009.12.03.М. Строй инфо.**
- 3 СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий. М.: Стандартиформ, 1996. 34 с.
- 4 Г.4.0000.12034-ВСМП/ГТП-052.100-И
- 5 ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация. Взамен ГОСТ 25100-82; дата введ. 01.07.1996. М.: Стандартиформ, 1995. 23с.
- 6 ГОСТ 20522-96. Методы статистической обработки результатов испытаний, дата введ. 15.05.1996. М. Стандартиформ, 1996. 32с
- 7 ГОСТ 9.602-2005 . Защита от коррозии, дата введ. 25 октября 2005г. М Стандартиформ. 2005 46с
- 8 ГОСТ 25100-95. Классификация, грунты , дата введ. 19 апреля 1995 г. М.: Стандартиформ, 1995. 100с
- 9 СНиП 2.03.11-85 Строительные нормы и правила. дата введ. М. 1985г 56 с..
- 10 СНиП 23-02-2003 . Тепловая защита зданий. дата введ. 23 февраля 2003г. М. 23.2.2003 19 с.
- 11 ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических районов. дата введ 1.1.1971. М
- 12 ГОСТ 3570-70 Бетоны дата введ 01.01.1980. М .Стандартиформ, 1970. 15с
- 13 ГОСТ 151560-69 Исполнение для различных климатических районов. дата введ 1.1.1971. М
- 14 ГОСТ 23049-84 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Основные параметры. 02.11.2006. М 53с.
- 15 СНиП 2.09.04-87 Строительные нормы и правила. М. 1996 18с.

- 16 ГОСТ 12.4.026 Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная.
- 17 ГОСТ 12.2.058-81 Краны грузоподъемные. М. 1981 42с.
- 18 ПБ 10-157-97. Правила устройства и безопасности эксплуатации кранов-трубоукладчиков .М. 1992. 41 с.
- 19 ГОСТ 2789-73. Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики .М 1989.31с.
- 20 ГОСТ 23143-78 Эмали. Лакокрасочные материалы /Госстрой СССР - М.: НИИЖБ Госстроя СССР, 1980-30 с.
- 21 ГОСТ 16037-80. Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.
- 22 РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием /Госстрой СССР- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986 - 33с
- 23 РД-08-95-95 Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов М.: Госгортехнадзор РФ, 1985-30 с.
- 24 Правила технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. Государственный - комитет СССР по обеспечению нефтепродуктами. М.: «НЕДРА», 1988. - 269 с.
- 25 Афанасьев В.А. Сооружение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. М.: НЕДРА, 1981. 192 с.
- 26 Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. С.Г. Едигаров. М.: «НЕДРА», 1973.-180 с
- 27 Справочник по клеям. В.Д. Заика. Л.: Химия, 1980. - 304 с
- 28 Марочник сталей и сплавов. Под. ред. В.Г Сорокина. М.: «Машиностроение» 1989 г. - 641 с.
- 29 ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты .Маркировка,упаковка,транспортирование и хранение – М. 1986Ю 15с.
- 30 ГОСТ 23143-78 Эмали. Лакокрасочные материалы , Госстрой СССР М. НИИЖБ Госстроя СССР 1980. 30с.

- 31 РД-05.00-45.21.30-КТН-005-1-05. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием. Госстрой СССР. М.. ЦИТП Госстроя СССР. 1986. 33с.
- 32 РД 39-30-1284-85 Руководство по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров М. Миннентепром 1985.25 с.
- 33 СНиП Защита строительных конструкций от коррозии. Госстрой СССР М. НИИЖБ Госстроя СССР. 1986 35с.
- 34 СНиП23-05-03 Единые нормы и расценки на строительные работы. М. 1984
- 35 ГОСТ 14782 Контроль не разрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. М. 1982. 35с.
- 36 ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная.
- 37 ГОСТ 14771-76 Дуговая сварка в защитном газа .Соединения сварные. Основные типы.
- 38 ГОСТ 12.0.002-84 ССБТ Термины и определения.
- 39 СНиП 23-01-99 Строительная климатология.
- 40 ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы ,конструктивные элементы и размеры. .М.24.04.1876. 63с.

