

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

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ при подготовке к ремонту

УДК 622.692.23.004.6:665.637.7

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
з-2Т00	Пафнутьев И.А.		15.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Наплеков В.И.	к.т.н., доцент		15.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н, доцент		15.06.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		15.06.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		15.06.2016

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранение нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

Студенту:

ГРУППА	ФИО
3-2Т00	ПАФНУТЬЕВУ ИВАНУ АНДРЕЕВИЧУ

Тема работы:

Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ при подготовке к ремонту	
УТВЕРЖДЕНА ПРИКАЗОМ ДИРЕКТОРА (ДАТА, НОМЕР)	ОТ 20.04.2016. № 3079/С

СРОК СДАЧИ СТУДЕНТОМ ВЫПОЛНЕННОЙ РАБОТЫ:	15.06.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные для расчета стенки резервуара на прочность РВС – 20000м³

t_{min} , мм (толщина стенки)	15
γ_c (гидроиспытания) нижний слой	0,7
γ_c (гидроиспытания) для всех остальных	0,8
R (радиус срединной поверхности пояса стенки)	14.63
R_y (расчетное сопротивление материала)	217.39
γ_{f1}, γ_{f2} (коэффициенты по нагрузке)	1.1 / 1.2
γ_{II} - коэффициент надежности по назначению для 1-го класса резервуара	1.1
γ_{II} - коэффициент надежности по назначению для 2-го класса резервуара	1.05
γ_{II} - коэффициент надежности по назначению для 3-го класса резервуара	1
t_k (Минимально конструктивно необходимая толщина стенки), мм	9
Номинальный (проектный) объем резервуара, V, м ³	20000
Тип резервуара	РВС
Хранимый продукт	Нефть
Плотность продукта, кг/м ³ ρ_{20} (при $t=20^\circ\text{C}$)	860
Технология сборки	Листовая

ПЕРЕЧЕНЬ ПОДЛЕЖАЩИХ ИССЛЕДОВАНИЮ, ПРОЕКТИРОВАНИЮ И РАЗРАБОТКЕ ВОПРОСОВ	1. <i>ХРАНЕНИЕ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС 20000 М</i> 2. <i>ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ</i> 3. <i>ПРОВЕДЕНИЕ ОЧИСТКИ</i> 4. <i>ДЕГАЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ</i> 5. <i>КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА</i> 6. <i>ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ</i> 7. <i>ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОЧИСТКИ</i> 8. <i>ПРИЧИНЫ НАКОПЛЕНИЯ ВОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ</i> 9. <i>СПОСОБЫ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРА ОТ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ</i> 10. <i>РУЧНОЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ</i> 11. <i>МЕХАНИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ</i> 12. <i>ХИМИКО МЕХАНИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ</i>
---	---

ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛА	ГРАФИЧЕСКОГО
-------------------------------	---------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

РАЗДЕЛ	КОНСУЛЬТАНТ
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	ВАЗИМ А.А., К.Э.Н., ДОЦЕНТ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	ГУЛЯЕВ М.В., ДОЦЕНТ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Наплеков В.И	к.т.н., доцент		14.03.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Пафнутьев И.А.		14.03.2016г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Пафнутьеву Ивану Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/ специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость материалов при механизированном методе очистки	Расчет амортизационных отчислений
2. Стоимость материалов при ручном методе очистки	Расчет стоимости расходов на материал
3. Стоимость затрат при химико-механизированном методе очистки	Расчет стоимости расходов на материал
4. Трудовой кодекс РФ, Трудовой (коллективный) договор предприятия	Расчет заработной платы
5. Отчисления на единый социальный налог	Расчет отчислений в налоговую и пенсионный фонд

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

4. Расчет времени на проведение мероприятия	
5. Расчет затрат на оплату труда	
6. Страховые взносы	
7. Затраты на проведение мероприятия	

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.05.2016г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.э.н, доцент		05.05.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Пафнутьев И.А.		05.05.2016г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Пафнутьев Иван Андреевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
----------	--------------------	---------	------------------------------------

Уровень образования	Специалист (Инженер)	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ
---------------------	----------------------	---------------------------	---

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона). Области его применения.

Объектом исследования в данной работе Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ при подготовке к ремонту. Вследствие чего:
-Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);
-Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала предприятия;
-Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

7.1. Производственная безопасность

7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ при подготовке к ремонту :

1.1 Вредные факторы:

- Климатические условия;
- Повышение уровня шума;
- Повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- Недостаточная освещенность рабочей зоны.

7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов при удалении твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ при подготовке к ремонту:

1.2 Опасные факторы:

- Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) ;
- Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- Взрывоопасность;
- Пожароопасность;
- Поражение электрическим током.

7.1.4. Экологическая безопасность:	При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Потери нефти и нефтепродуктов сопровождаются: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
7.2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	При хранении нефти и нефтепродуктов в резервуарном парке, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате внезапного выхода паров углеводородов, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара. Для предупреждения ЧС на объекте: - перед началом работ проверять исправность оборудования, - замерять ПДК в воздухе рабочей зоны; - проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность;
7.3. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций; РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-04 «Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000м³»;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Пафнутьев Иван Андреевич		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Уровень образования инженер

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

СРОК СДАЧИ СТУДЕНТОМ ВЫПОЛНЕННОЙ РАБОТЫ:	15.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Хранение нефти в резервуарах типа РВС 20000 м³</i>	15
28.03.2016	<i>Твердые отложения</i>	15
15.04.2016	<i>Технология очистки резервуаров</i>	15
29.04.2016	<i>Причины накопления воды и механических примесей и их влияние на срок эксплуатации</i>	10
05.05.2016	<i>Способы очистки резервуара от нефтяных остатков</i>	10
12.05.2016	<i>Расчет стенки резервуара на прочность</i>	15
19.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	10
23.05.2016	<i>Презентация</i>	10
06.06.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
	ИТОГО	110

Составил преподаватель:

ДОЛЖНОСТЬ	ФИО	УЧЕНАЯ СТЕПЕНЬ, ЗВАНИЕ	ПОДПИСЬ	ДАТА
ДОЦЕНТ	НАПЛЕКОВ В.И.	К.Т.Н.		01.03.2016

		ДОЦЕНТ		
--	--	--------	--	--

СОГЛАСОВАНО:

ЗАВ. КАФЕДРОЙ	ФИО	УЧЕНАЯ СТЕПЕНЬ, ЗВАНИЕ	ПОДПИСЬ	ДАТА
ТХНГ	РУДАЧЕНКО А.В.	К.Т.Н, ДОЦЕНТ		01.03.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 с, 13 рис., 9 табл., 45 источников, 2 приложения, графический материал оформлен в виде презентации Microsoft PowerPoint.

Объектом исследования являются способы очистки резервуаров от твердых отложений при их подготовке к ремонту.

Цель работы - изучение способов удаления твердых отложений из резервуаров типа РВС 20000 м³ и технических средств, применяемых при этом.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Word 2010. Все данные представлены на компакт диске (в конверте на обороте обложки).

					<i>Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Реферат		
Разраб.		Пафнутьев И.А					
Руковод.		Наплеков В.И					
Консульт.							
Зав. Каф.		Рудаченко					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						10	78
					ТПУ ТХНГ гр. 3-2Т00		

ABSTRACT

Graduation thesis 78 p., 13 Fig., 9 tab., 45 sources, 2 appendices, graphic material designed in the form of a Microsoft PowerPoint presentation.

The object of research is methods of cleaning of tanks from solid deposits in their preparation to repair.

Purpose - learn how to remove hard deposits from reservoir type RVS 20000 m³ and hardware used in this case.

Thesis made in a text editor of Microsoft® Word 2010. All data are presented on the CD-ROM in envelope on the back cover).

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Пафнутьев И.А			Реферат				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Наплеков В.И									11	78
Консульт.									ТПУ ТХНГ зр. 3-2Т00			
Зав. Каф.		Рудаченко										

АННОТАЦИЯ

Целью данной дипломной работы является изучение способов удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ при подготовке к ремонту, их достоинств и недостатков. Представлена классификация способов очистки резервуаров.

В процессе данной работы был произведен расчет стенки резервуара на прочность.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Пафнутьев И.А			Аннотация			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Наплеков В.И								12	78
Консульт.								ТПУ ТХНГ зр. 3-2Т00			
Зав. Каф.		Рудаченко									

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтехранилище - промышленный объект для хранения нефти или нефтепродуктов.

Резервуар - герметично закрываемый или открытый искусственно созданный сосуд, наполняемый жидким или газообразным веществом.

Резервуар Шухова - цилиндрическое хранилище из листов стали для нефти, нефтепродуктов и других жидкостей высотой и диаметром более трёх метров, с тонким днищем на песчаной подушке и ступенчатой толщиной стенок, отличающееся минимальными затратами стали при заданном объёме.

Нефтяные донные осадки - вещества, отложившиеся на дне резервуаров в результате физических, химических и биологических процессов.

Дегазация жидкости - процесс удаления нежелательных или всех растворённых газов, из какой либо жидкости.

Нефтешламы - это сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, механических примесей и воды.

Контроль качества - комплекс мероприятий и нормативных документов, направленных на поддержание качества продукции на заданном уровне.

Отходы - вещества (или смеси веществ), признанные непригодными для дальнейшего использования в рамках имеющихся технологий, или после бытового использования продукции.

Переработка - повторное использование или возвращение в оборот отходов производства.

Технология - комплекс организационных мер, направленных на изготовление, обслуживание, и/или эксплуатацию изделия с номинальным качеством и оптимальными затратами, и обусловленных текущим уровнем развития науки, техники и общества в целом.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ пр подготовке к ремонту					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Пафнутьев И.А			Определения			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И							13	78
Консульт.								ТПУ ТХНГ гр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко								

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ХРАНЕНИЕ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС 20000 М³	16
1.1. УСТРОЙСТВО НЕФТЯНОГО РЕЗЕРВУАРА ТИПА РВС 20000 М ³	18
1.2. СОСТАВ И СВОЙСТВА НЕФТИ.....	23
2. ТВЕРДЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ.....	25
3.ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ	27
3.1. ПОДГОТОВКА РЕЗЕРВУАРА К ПРОВЕДЕНИЮ ОЧИСТКИ	28
3.2. ПРОВЕДЕНИЕ ОЧИСТКИ.....	30
3.3. ДЕГАЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРОВ	31
3.4. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА	34
3.5. ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЕШЛАМОВ.....	35
3.6. ПЕРИОДИЧНОСТЬ ОЧИСТКИ	37
4. ПРИЧИНЫ НАКОПЛЕНИЯ ВОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ	38
5. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРА ОТ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ	40
5.1. РУЧНОЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ	41
5.2. МЕХАНИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ.....	43
5.3. ХИМИКО МЕХАНИЗИРОВАННЫЙ СПОСОБ ОЧИСТКИ	49
6. РАСЧЕТ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА НА ПРОЧНОСТЬ.....	54
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
7.1. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	57
7.1.1. АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....	58
7.1.2. АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....	60
7.1.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	61
7.1.4.ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	65
7.2. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	65
7.3. ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	67
8.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	71
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	76

ВВЕДЕНИЕ

Главной задачей при хранении нефтепродуктов является обеспечение надежной эксплуатации резервуара в течение всего срока службы. Поэтому обязательным требованием служит контроль технического состояния и зачистка резервуаров для хранения и транспортировки нефтепродуктов. Своевременная зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов, высоковязких смолистых осадков, влаги и механических примесей, обеспечит бесперебойную работу нефтебаз, автозаправочных станций, тепловых электростанций и хранилищ ГСМ (горюче-смазочные материалы).

Качество нефтепродуктов непосредственно зависит от технического состояния резервуаров и тщательной зачистки емкостей.

Зачистка резервуаров от остатков нефтепродуктов проводится в соответствии с нормативными документами РД 153-39.4-078-01, РД 16.01-60.30.00 регламентирующими порядок выполнения работы по зачистке резервуаров с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности.

Проведение очистки необходимо не только для дальнейшей эксплуатации резервуара, но и для сохранения его целостности. Внутренняя коррозия резервуаров часто происходит в результате активности микроорганизмов. Скопление воды приводит к росту популяции бактерий и появлению коррозионных процессов. Наличие отложений усугубляет развитие очагов коррозии и приводит к ускоренной потере металла – это является главной проблемой при хранении нефти в резервуаре [1].

Целью работы является изучение способов удаления донных отложений из резервуаров типа РВС 20000 м³ и технических средств, применяемых при этом.

В данной работе передо мной были поставлены следующие задачи:

- изучить состав донных отложений;
- изучить причины накопления воды и механических примесей;
- рассмотреть технологию и способы очистки резервуаров;
- выявить наиболее эффективный способ очистки.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Пафнутьев И.А			Введение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И							15	78
Консульт.								ТПУ ТХНГ гр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко								

1.ХРАНЕНИЕ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС 20000 М³

Резервуары вертикальные стальные цилиндрические (РВС-20000м³) предназначены для приема, хранения, выдачи нефтепродуктов и воды, а также других жидкостей, в различных климатических условиях. В зависимости от расположения резервуары могут быть надземными, наземными, полузаглубленными или подземными, подводными. Для сокращения потерь от испарения эти резервуары оборудуют дыхательной арматурой (рабочими и предохранительными клапанами), системой газовой обвязки, понтонами или используют специальные конструкции с понтоном или плавающей крышей.

В нефтяной промышленности, в частности, применяются стальные резервуары Шухова. Для контроля содержимого резервуара используются пробоотборники.

Резервуар вертикальный стальной РВС 20000 м³ состоит из цилиндрического корпуса, плоского днища и стационарной крыши (самонесущая коническая крыша, несущая способность которой обеспечивается конической оболочкой настила; каркасная коническая крыша, состоящая из элементов каркаса и настила).

Также резервуары вертикальные РВС могут изготавливаться с плавающей крышей или понтоном. Плавающая крыша, находящаяся внутри резервуара РВС на поверхности жидкости, предназначена для сокращения потерь ее от испарения и исключения возможности возникновения взрыва и пожара. Понтон может быть установлен по желанию заказчика.

Для технического использования и проведения технологических операций резервуар оснащается оборудованием. Для обеспечения безопасной эксплуатации резервуар должен быть оснащен системами безопасности.

На резервуаре должны монтироваться следующее оборудование и системы:

- 2 приемо-раздаточных патрубка;
- 1 кран сифонный;
- 1 люк-лаз 600 мм, 1 люк-лаз 600×900 мм;
- 1 люк монтажный;
- 4 люка световых;
- 1 люк замерный;
- 8 дыхательных клапанов;
- 8 предохранительных клапанов;
- 2 сигнализатора максимального допустимого уровня;
- 2 датчика измерения температуры;
- 1 уровнемер;
- пожарные извещатели;
- приемо-раздаточные устройства с внутренней стороны резервуара;
- устройства для размыва донных отложений;

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

- система охлаждения;
- система пожаротушения;
- система защиты от коррозии;
- система молниезащиты, защиты от статического электричества и заземления.

Оборудование, располагаемое на резервуаре, должно быть доступным для обслуживания. С этой целью необходимо предусматривать обслуживающие площадки с лестницами, для данного резервуара к стенкам крепится кольцевая лестница.

Световые люки на стационарной крыше должны располагаться так, чтобы обеспечить возможность их открывания с площадки. Один из световых люков на стационарной должен располагаться диаметрально противоположно люку-лазу в первом поясе стенки.

Взаиморасположение световых люков и люков-лазов в стенке должно обеспечивать максимальное проветривание внутреннего пространства резервуара при его зачистке.

Монтажный люк, устанавливается на стационарной крыше и располагается над приемо-раздаточными патрубками или в непосредственной близости от них.

Устройства для размыва донных отложений монтируются на люке в первом поясе стенки резервуара на специальной монтажной крышке, входящей в комплект поставки завода изготовителя, с учетом требований по установке.

На патрубках крыши резервуаров типа РВС монтируют датчик средней температуры, сигнализатор максимального допустимого (аварийного) уровня и пожарные извещатели., уровнемер (измеритель уровня). В рабочей зоне антенного излучателя радара, радарного уровнемера, устанавливаемого на крыше РВС, запрещается установка технологического оборудования.

Для контроля показаний уровнемера, величины донного осадка и отбора проб устанавливаются замерные люки $D_{\text{г}}150$.

Для РВС необходимо предусмотреть установку дыхательных клапанов и патрубков, обеспечивающих проектные значения избыточного давления и вакуума при наполнении и опорожнении резервуара, а также при изменении температуры газовой среды в резервуаре.

Системы пожаротушения с установкой на резервуаре стационарного или полустационарного оборудования для пожаротушения, а также использование передвижной пожарной техники должны обосновываться и разрабатываться генпроектировщиком и утверждаться заказчиком резервуара [2].

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1.1 Устройство нефтяного резервуара типа РВС 20000 м³

1.1.1 Конструкция днища

Днище резервуара объемом 20000 м³ должно иметь центральную часть и утолщенную кольцевую окрайку. Толщина листов центральной части днища должна быть не менее 4 мм (без учета припуска на коррозию). Номинальная толщина листов окрайки днища должна быть не менее 6 мм.

Выступ листов окрайки за стенку резервуара должен быть не менее 50 и не более 100 мм.

Для листов окрайки должна применяться та же марка стали, что и для нижнего пояса стенки, или соответствующего класса прочности при условии обеспечения их свариваемости.

Кольцевые окрайки собираются между собой с клиновидным зазором и свариваются между собой односторонними стыковыми швами на остающейся подкладке.

Центральную часть днища выполняем в виде рулонированных полотнищ. Полотнища, сваренные встык, сваривают внахлест. Полотнища центральной части днища сваривают с окрайкой внахлест (шириной не менее 60 мм) сплошным угловым швом сверху.

При сборке днища резервуара должна быть обеспечена сохранность основания (фундамента) и гидроизолирующего слоя от воздействия различных монтажных нагрузок.

В ППР при разработке технологии сборки элементов днища, имеющего кольцо окрак, должно быть предусмотрено следующее:

- стыки между окрайками собираются с зазором клиновой формы, размеры которого должны соответствовать приведенным в чертежах КМ, КМД;

- сборку днища начинают с раскладки окрак в проектное положение и сварки стыков между ними на длине 200-250 мм в зоне расположения стенки;

- смещение кромок в стыках окрак не должно превышать 10 % толщины листа при плотности прилегания к подкладным полосам с зазором не более 0,5 мм. Вмятины на окрайках, в зоне расположения стенки, не допускаются;

- величина усадки кольца окрак после сварки.

Предельно допустимые отклонения размеров и формы собираемых под сварку элементов днища должны быть указаны в ППР и журнале пооперационного контроля [3].

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

1.1.2 Конструкция стенки

Вертикальные соединения листов в прилегающих поясах стенки должны быть смещены относительно друг друга на расстояние не менее $8t$, где t - наибольшая из толщин листов прилегающих поясов.

Расстояния между швами патрубков, усиливающих листов и швами стенки должны быть не менее: до вертикальных швов - 250 мм, до горизонтальных швов - 100 мм.

Вертикальные соединения первого пояса стенки должны располагаться на расстоянии не менее 100 мм от стыков краек днища.

Для РВС вертикальные оси поясов располагают по одной вертикальной линии.

Стенка резервуара должна иметь основное кольцевое ребро жесткости, которое устанавливается в верхней части стенки, и одновременно служит опорной конструкцией для крыши.

Основное кольцевое ребро жесткости может быть установлено снаружи или изнутри стенки; сечение ребра определяют расчетом.

Кольцевые ребра жесткости должны иметь неразрезное сечение по всему периметру стенки.

Кольца жесткости должны отстоять не менее чем на 150 мм от горизонтальных швов стенки, а их монтажные стыки не менее чем на 150 мм от вертикальных швов стенки. Конструкция колец жесткости не должна допускать скопления на них воды, а также должна обеспечивать орошение стенки ниже уровня колец.

При монтаже стенки методом полистовой сборки заказчик при оформлении заказа (договора) на поставку конструкций резервуара должен уточнить подготовку кромок листов стенки в зависимости от принятых способов сварки. Стенка резервуара при полистовой сборке может монтироваться методом наращивания или методом подрачивания.

При монтаже методом наращивания должна быть обеспечена устойчивость стенки от ветровых нагрузок путем установки расчалок и секций временных колец жесткости, служащих в качестве подмостей для сборки и сварки монтажных стыков.

При монтаже методом подрачивания устойчивость конструкции должна обеспечиваться специальной оснасткой, предусмотренной ППР. Метод подрачивания может использоваться самостоятельно или в качестве комбинированного метода при монтаже верхней части стенки из рулонов, а нижних поясов - из отдельных листов.

Сборка листов стенки между собой и с листами днища должна выполняться с применением сборочных приспособлений, обеспечивающих проектные зазоры и совмещение кромок, вертикальность образующих поясов стенки после выполнения сварки.

Требования к угловатости и смещению кромок в зоне сварных соединений монтажных стыков стенки аналогичны требованиям, предъявляемым к рулонированным полотнищам [3].

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		19

1.1.3 Конструкция крыши

Стационарные крыши должны опираться по периметру на стенку резервуара с использованием кольцевого элемента жесткости.

Толщина листового настила и элементов поперечного сечения профилей каркаса крыши должна быть не менее 5 мм без учета припуска на коррозию.

Допускается применение стационарных крыш из алюминиевых сплавов.

Крыша может изготавливаться в виде щитов или отдельно из элементов каркаса и листов настила.

Для соединения листов крыши применяются стыковые и нахлесточные соединения.

Величина прибавки для компенсации коррозии принимается с учетом условий эксплуатации, срока службы и скорости коррозии.

Монтаж выполняют способом монтажа с центральной стойкой. Монтаж крыш начинают с установки центральной монтажной стойки. Монтажная стойка устанавливается строго в центре резервуара и раскрепляется расчалками в количестве не менее пяти.

Нижний конец стойки должен опираться на подкладной лист и исключать его перемещение. Конструктивно узел опирания должен быть выполнен «шарнирно» - без приварки стойки к подкладному листу.

Центральный щит крыши, закрепленный на монтажной стойке, должен находиться в горизонтальной плоскости.

Величина перекаса от горизонтальной плоскости, на длине диаметра центрального щита, должна составлять не более ± 5 мм.

Отклонение центра щита относительно центра резервуара в плане должно составлять не более 10 мм.

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Угол наклона образующей крыши к горизонтальной поверхности должен составлять от 6 градусов (уклон 1:10) до 9,5 градусов (уклон 1:6) [3].



Рисунок 1.3.1 - Общий вид резервуара

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

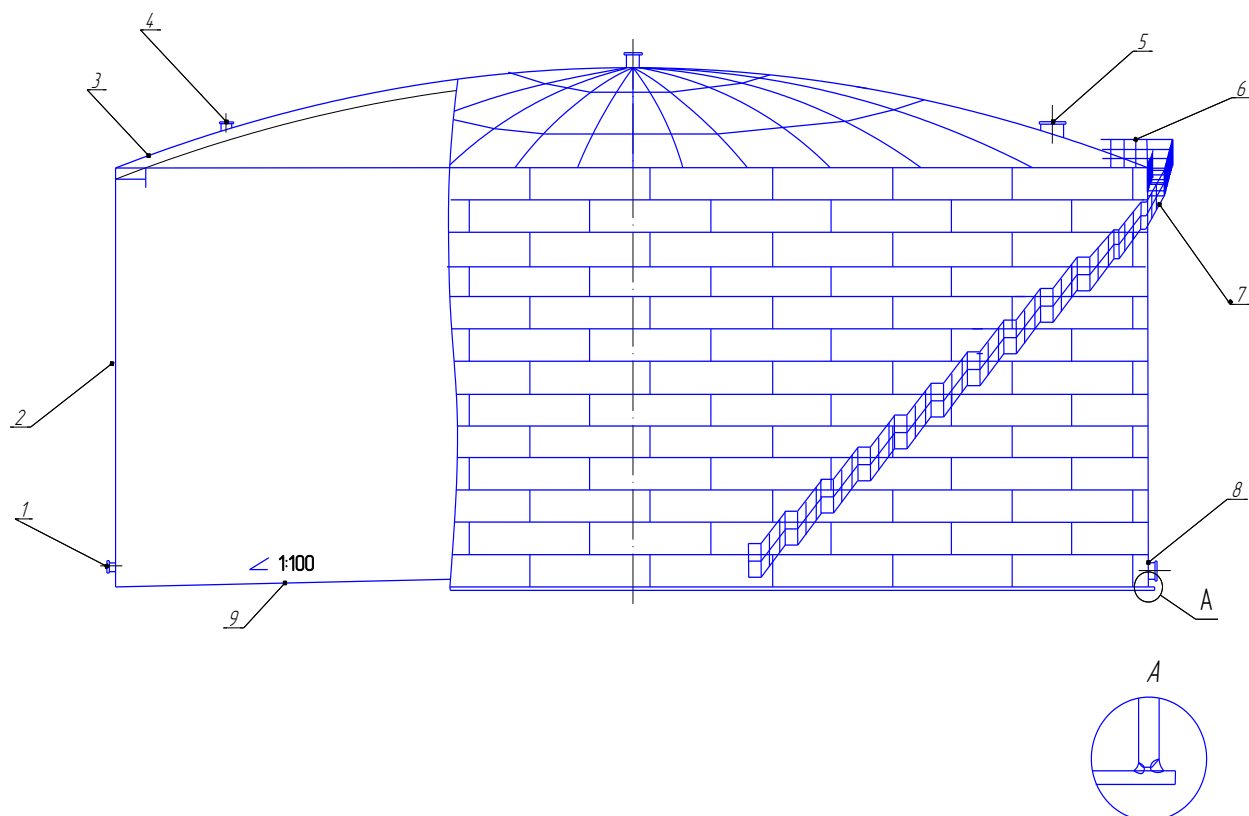


Рисунок 1.3.2 - Схема резервуара

1-патрубки в стенке; 2- стенка; 3- крыша; 4- патрубки в крыше; 5- люки в крыше; 6- площадка на крыше; 7- лестница; 8- люки-лазы в стенке.

1.2 Состав и свойства нефти

Нефти представляют собой химически сложные многокомпонентные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений состоящих в основном, из метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов, содержащих от 5 до 17 атомов углерода. Главными элементами состава всех нефтей являются углерод (83,5 - 87 %) и водород (11,5 - 14 %). Среди других компонентов присутствует сера (1 - 6 %), азот (0,001 - 0,3 %), кислород (0,1 - 1,0%), в высокосмолистых нефти кислород от 2 до 3%. В очень малых количествах в нефти присутствуют металлы, главным образом ванадий, никель, железо, магний, хром, титан, кобальт, калий, кальций, натрий, фосфор, кремний и др. В нефтях могут быть растворены различные количества углеводородных газов и газы неорганического происхождения: сероводород (H_2S), уголекислота (CO_2), азот (N_2), гелий (He) и др.

В зависимости от преимущественного содержания в нефти одного или нескольких классов углеводородов она может называться *парафиновой, парафино-нафтеновой, нафтеновой, нафтенно-ароматической и ароматической*. Физические свойства и качественные характеристики нефтей зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их групп.

Физические свойства нефтей в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированной нефти. Это объясняется влиянием высоких давлений, температур и содержанием растворенного газа, количество которого может достигать 400 нм³ на 1 м³ нефти. Растворенный газ влияет на плотность и вязкость нефти, увеличивает сжимаемость, а при снижении давления на ее объем.

Физические свойства нефти в пластовых условиях необходимо знать при составлении планов и схем разработки месторождения, подсчете запасов нефти, выборе технологии и техники извлечения нефти из пласта, а также оборудования для сбора нефти на промыслах.

Опасное развитие получает процесс коррозии при переработке сернистых нефтей, так как при этом сероводород и соляная кислота действуют на металл совместно. Поэтому для снижения коррозии нефтеперегонной аппаратуры и внутренней поверхности магистральных трубопроводов, на промыслах необходимо производить обессоливание нефти.

В зависимости от степени подготовки ГОСТ 9965 — 76 устанавливает I, II и III группы нефтей, поставляемых на нефтеперерабатывающие предприятия для переработки.

По содержанию серы нефти подразделяются на три класса:

- 1 класс — *малосернистые нефти* с содержанием серы не более 0,6 %;
- 2 класс — *сернистые нефти* с содержанием серы от 0,61 до 1,80 %;
- 3 класс — *высокосернистые нефти* с содержанием серы более 1,8 %.

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		23

На промысле первичная характеристика нефти определяется по ее плотности. В зависимости от плотности нефти при 20°С подразделяют на три типа 1 тип — *легкая* с плотностью не более 850 кг/м³; 2 тип — *средняя* с плотностью от 851 до 885 кг/м³; 3 тип — *тяжелая* с плотностью более 885 кг/м³. Наиболее ценными являются легкие нефти, содержащие больше бензиновых и масляных фракций [4].

					Хранение нефти в резервуаре типа РВС 20000м ³	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		24

2. ТВЕРДЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

На днищах резервуаров с течением времени при длительной эксплуатации накапливается осадок, сокращающий полезную емкость и затрудняющий эксплуатацию резервуаров. Осадок по площади распределяется неравномерно, наибольшая его толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре.

Со временем осадок уплотняется и в отдельных зонах трудно поддается размыву. Для надежной эксплуатации резервуаров их необходимо периодически очищать от накопившегося осадка.

Физически, отложения представляют собой плотную не текучую массу, располагающуюся по днищу резервуара крайне неравномерно. Уровень осадка колеблется от 0,3 до 3 метров, а объем – от 300 до 6000 м³. Осадок препятствует движению нефти и перемешиванию различных ее слоев в резервуаре, что способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и развитию коррозионных процессов в районе днища, уторного сварного шва и первого пояса резервуара. Одновременно происходит уменьшение рабочего (полезного) объема резервуара. Все это снижает эксплуатационные характеристики объекта.

Нефтеосадок в резервуарах по существу представляет собой песчано-глинистую основу, пропитанную нефтепродуктом и подтоварной водой. В осадке содержание механических примесей может достигать 50-90%, а углеводородов – 10-40%. Фракционный состав нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6-25%), парафинов (1-4%), масел (70-80%) и связанной воды (0,3-8%). Фракционный состав графически представлен на рисунке 2.1.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Пафнутьев И.А			Твердые отложения ТПУ ТХНГ зр. 3-2Т00					
Руковод.		Наплеков В.И								
Консульт.										
Зав. Каф.		Рудаченко								
					Лит.		Лист		Листов	
							25		78	

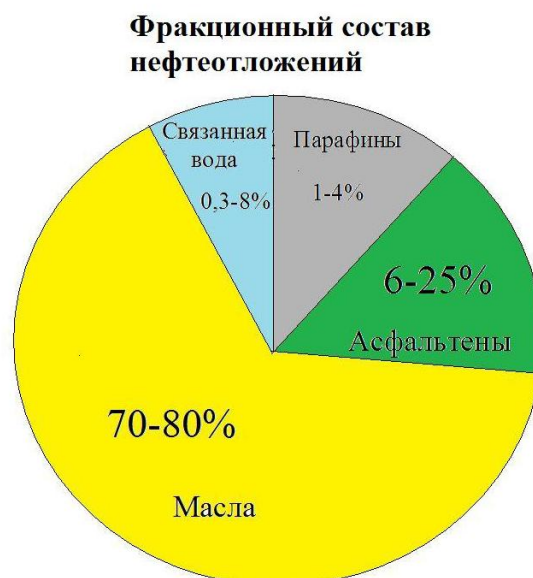


Рисунок 2.1

Наличие в нефтеосадках солей хлора, серы и воды приводит к реализации локальной коррозии днища резервуара и нижнего пояса стенки его корпуса.

Все это, естественно, предопределяет огромную экологическую опасность и требует соответствующего регламентирования.

3.ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ

Резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования, т.е. очистку необходимо проводить для :

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;
- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- полного обследования и производства ремонта [5].

Технологический процесс зачистки резервуаров от остатков нефтепродуктов состоит из типовой схемы последовательных операций и имеет свои характерные особенности в зависимости от вида хранящегося вещества, конструкции резервуара, длительности периода эксплуатации, количества и состава отложений, а также цели проведения зачистки.

В общем случае операции, входящие в процесс зачистки резервуаров показан на рисунке 3.1:



Рисунок 3.1 - Технология очистки

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Пафнутьев И.А				Технология очистки резервуаров		Лит.	Лист
Руковод.	Наплеков В.И							27
Консульт.								78
Зав. Каф.	Рудаченко						ТПУ ТХНГ гр. 3-2Т00	

3.1 Подготовка резервуара к проведению очистки

Подготовительные работы включают следующие операции:

- отключение резервуара от действующей схемы с установкой заглушек;
- дегазацию резервуара.

Для оценки состояния отложений берутся пробы с днища резервуара, определяется плотность отложений и содержание асфальтенов.

При содержании асфальтенов более 5 % пропарка резервуара не производится категорически.

При химико-механизированном способе очистки проводятся анализы отложений.

Пропарка резервуара осуществляется в течение $24 \div 30$ ч; при этом пар подается с такой интенсивностью, чтобы внутри резервуара постоянно поддерживалось избыточное давление.

Это контролируется по выходу водяного пара через дыхательные клапаны и люки на кровле резервуара.

После окончания пропарки:

- открываются люки на кровле резервуара;
- откачивается скопившийся после пропарки конденсат на очистные сооружения либо в другой резервуар.

Вентиляция резервуара осуществляется естественным или принудительным способом.

Естественная вентиляция применяется для металлических резервуаров путем открытия верхних и нижних люков (при возможности открываются нижние люки).

Принудительная вентиляция (с помощью вентиляторов или паровых эжекторов ПЭ11) применяется в основном для железобетонных резервуаров.

Вентилирующие устройства устанавливаются в люке кровли, одновременно открывая на перекрытии другой люк, максимально удаленный от люка с установленным вентилятором (паровым эжектором).

Выбор и установку устройств рекомендуется производить по дополнительной программе.

Продолжительность принудительной вентиляции - не менее 24 час при 15-кратном обмене воздуха.

Вентиляция резервуара прекращается при достижении температуры газового пространства в резервуаре $25 \div 30$ °С.

После прекращения вентиляции, измеряется загазованность резервуара. По результатам измерений определяется готовность резервуара к проведению очистки, а также производится оценка количества и состояния отложений.

В зависимости от качества проведенной дегазации осмотр резервуара производится с применением индивидуальных средств защиты или без них.

При неудовлетворительных результатах дегазации (превышены ПДК) эти операции проводятся повторно [1].

При зачистке резервуаров обязательным требованием является

					Технология очистки резервуаров	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

оформление наряда-допуска - письменного разрешения на проведение работ повышенной опасности. Зачистка резервуаров, сбор остатков нефтепродуктов и их утилизация должна проводиться специалистами, имеющими аккредитацию в области пожарной безопасности (СДСПБ) и разрешительные документы.

Особое внимание уделяется организации работы по зачистке резервуаров. Выполнять зачистку резервуаров могут только специальные бригады, в состав которых входят квалифицированные и опытные работники. Проверка технического состояния, ремонт и зачистка нефтяных резервуаров требует также наличия необходимых средств механизации и контроля.

Данные технического обследования и проведенных работ документируются, вносятся в отчет и отражаются в заключении о техническом состоянии резервуара [5].

					Технология очистки резервуаров	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.2 Проведение очистки

Процесс очистки резервуара многоэтапный и включает в себя: работы по обеспечению безопасности во время очистки резервуара, подготовка к откачке, дегазация, откачка, переработка или утилизация осадков, очистка резервуара (стен, днища и внутренних конструкций), контроль качества очистки резервуара и передача его для обследования, эксплуатации или ремонта.

Кроме плановой зачистки резервуаров, которую необходимо производить в строго установленные нормативными актами сроки, зачистка резервуаров производится перед ремонтными работами, работами по оценке технического состояния объекта. Обязательна зачистка резервуаров, если планируется произвести смену нефтепродукта в резервуаре. Резервуар, который во время не подвергался зачистке, теряет полезный объем, на дне его скапливается неравномерным слоем осадок.

Технологический остаток, находящийся на дне резервуара, не поддающийся выборке насосом, необходимо зачистить вручную или с применением специальных механизмов и машин. При зачистке резервуаров, в которых хранились вязкие нефтепродукты, в остатке обнаруживаются механические примеси, парафины и продукты коррозии металла. При хранении в резервуаре легких нефтепродуктов (керосин, бензин, дизтопливо) остаток состоит из ржавчины, воды и минеральных загрязнений.

Очистка резервуаров от нефтешламов выполняется несколькими методами: зачистка резервуара вручную, механизированным способом, отмывом горячей жидкостью, с помощью химико-механизированного способа (применение химических реагентов, разжижающих нефтешлам). После извлечения нефтешлама из емкости, проводится окончательная очистка нефтешламов. Периодическая очистка резервуаров от нефтешламов является обязательным условием получения качественных нефтепродуктов в процессе хранения[6].

3.3 Дегазация резервуаров

Дегазация резервуаров проводится в несколько этапов и является обязательной операцией при зачистке резервуаров перед мойкой и зачисткой внутренних поверхностей, а также перед удалением донных отложений в емкостях.

Для обеспечения взрывобезопасного состояния газовой среды резервуара проводится предварительная дегазация.

Предварительная дегазация резервуара осуществляется путем принудительной вентиляции до снижения концентрации паров нефти ниже предельно-допустимой взрывобезопасной концентрации ПДК - не более 2 г/м³.

Принудительная вентиляция резервуаров должна осуществляться с помощью взрывобезопасных вентиляторов с приводом от электродвигателя во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями ПУЭ. Вентилятор должен быть заземлен и установлен на станине на расстоянии не ближе 5 м от стенки, крепление к станине должно быть выполнено на подкладках из резины или войлока. На выходном фланце вентилятора должна быть установлена металлическая сетка с размером ячейки 25x25 мм.

Воздуховоды должны быть изготовлены из неметаллических материалов (брезент, бельтинг) и иметь 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 вентсистемы, а другой с фланцем люка-лаза болтовым соединением. На воздуховоде должен быть установлен обратный клапан.

Подача воздуха осуществляется при закрытых люках на стенки резервуара, через специально подготовленную крышку люка на 1-ом поясе 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 должен осуществляться через трубы высотой 2 м, установленные на световые люки. При этом другие световые люки должны быть закрыты. Диаметр газоотводной трубы должен соответствовать диаметру люка. В основание трубы должна быть вмонтирована трубка для подключения шланга газоанализатора отбора проб.

В процессе вентиляции на выходе из резервуара отбираются пробы газовой смеси и определяется концентрация паров нефти в ней. Периодичность отбора проб должна быть не реже чем через 2 часа. При

					Технология очистки резервуаров	Лист 31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

достижении в пробе концентрации паров нефти менее 2 г/м³, подачу воздуха в резервуары следует прекратить. Если по истечении двух часов концентрация паров в резервуаре не превысит указанные значения, то процесс дегазации считать законченным. Запрещается проводить вскрытие люков и принудительную дегазацию резервуара при скорости ветра менее 1 м/с.

Естественная вентиляция (аэрация) резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2 г/м³ должна проводиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов, а на резервуарах с плавающей крышей через газоотводные трубы или рукава, установленные на световые люки на крыше или люки на 1-ом поясе резервуаров, не ниже крыши резервуара. Диаметр газоотводных труб, рукавов должен соответствовать диаметру отверстия в люке.

Рукав из неметаллических материалов должен иметь электростатическую защиту – обвит медной проволокой диаметром не менее 2-х мм с шагом витка не более 100 мм и соединен с фланцем люка болтовым соединением.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДБК (2 г/м³). Дегазация резервуаров в этом случае производится путем естественной вентиляции (аэрации).

Отбор проб для анализа газовой среды производится через отверстие в газоотводных трубах. По окончании вентиляции необходимо через люк-лаз измерить концентрацию паровоздушной смеси. Точки отбора проб при этом должны быть на расстоянии 2 м от стенки резервуара и на высоте 0,1 м от днища. Количество замеров концентрации должно быть не менее 2-х. Отбор проб проводится лаборантом в противогазе при помощи удлиненной воздухозаборной трубки.

При вентиляции резервуара замеры концентрации паров нефти в каре резервуаров РВС, на крыше резервуаров ЖБР производятся каждый час.

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

Производительность подачи воздуха в резервуар и выход из него паров нефти не должны приводить к превышению концентрации паров нефти выше ПДБК на прилегающей территории – в каре резервуаров РВС, на крыше резервуаров ЖБР.

В случае превышения концентрации, производительность подачи воздуха должна быть снижена.

Методы дегазации резервуаров должны обеспечивать безопасное использование машин и механизмов для мойки емкостей.

					Технология очистки резервуаров	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

При планируемых работах в резервуаре в присутствии людей, необходимо обеспечить условия, отвечающие требованиям, предъявляемым к воздуху рабочей зоны. С целью создания в емкости санитарно-гигиенических условий, проводится дополнительная дегазация резервуаров. После проведения операции дегазации и контроля воздушной среды на содержание в ней вредных веществ, дается разрешение на выполнение работ внутри емкости с присутствием людей. При этом обязательным условием является работающая вытяжная вентиляция.

При использовании любого способа дегазации, процесс продолжают до тех пор, пока не будет достигнута концентрация газовой среды в емкости до санитарных норм. Рекомендации по дегазации резервуаров изложены в нормативном документе «Инструкция по зачистке резервуаров от остатков нефтепродуктов».

Дегазация резервуаров проводится по составленному проекту организации работ для каждой емкости. В нем должны быть изложены меры безопасности при проведении работ, применяемое оборудование, приборы и материалы с указанием особенностей монтажа резервуара.

Контроль воздушной среды внутри резервуара проводится на всех этапах дегазации, при вентиляции, наполнении резервуара инертным газом и в период нахождения в резервуаре людей. Для контроля используют газоанализаторы. Все работы по дегазации резервуаров должны проводиться с применением индивидуальных средств защиты [7].

					Технология очистки резервуаров	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.4 Контроль качества

Качество очистки резервуара контролируется:

- измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300 мг/м^3);
- визуально;
- измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДПН не более $0,2 \text{ кг/м}^2$ для работы без доступа людей в резервуар и не более $0,1 \text{ кг/м}^2$ с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ [1].

Контролю качества очистки подлежат внутренние поверхности стенок, днища, конструкции и крыша резервуара.

Величину остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка на внутренних поверхностях стенок и днища резервуара следует определять весовым способом путем соскабливания с площади $10 \text{ квадратных дециметров}$ твердого остатка в специальный целлофановый пакет. Отбор проб остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка необходимо произвести в не менее чем 5-ти точках днища в центральной части и на расстоянии не более 1 метр от уторного уголка и в 6-ти противоположенных точках стенки резервуара на высоте 1 м, 2 м, 3 м от днища.

Удаленный с поверхности нефтеостаток необходимо взвесить вместе с целлофановым пакетом на весах с точностью $0,5 \text{ г}$ или определить его массу. Величина остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка в любой точке внутренней поверхности резервуара не должна превышать 100 г/м^2 . Результаты контроля остаточной пожарной нагрузки должны быть оформлены актом (Приложение А).

Концентрация нефтяных паров в любой точке не должна превышать ПДК ($0,3 \text{ г/м}^3$).

Пробы берутся непосредственно у окрайки резервуара по всей длине окружности не менее чем через 10 метров, в отводах стационарной размывающей системы и внутренних полостях конструкций резервуара ППР, каждого короба понтона/плавающей крыши, направляющих стойках понтона, плавающей крыши, трубопроводов систем пожаротушения и др. [8].

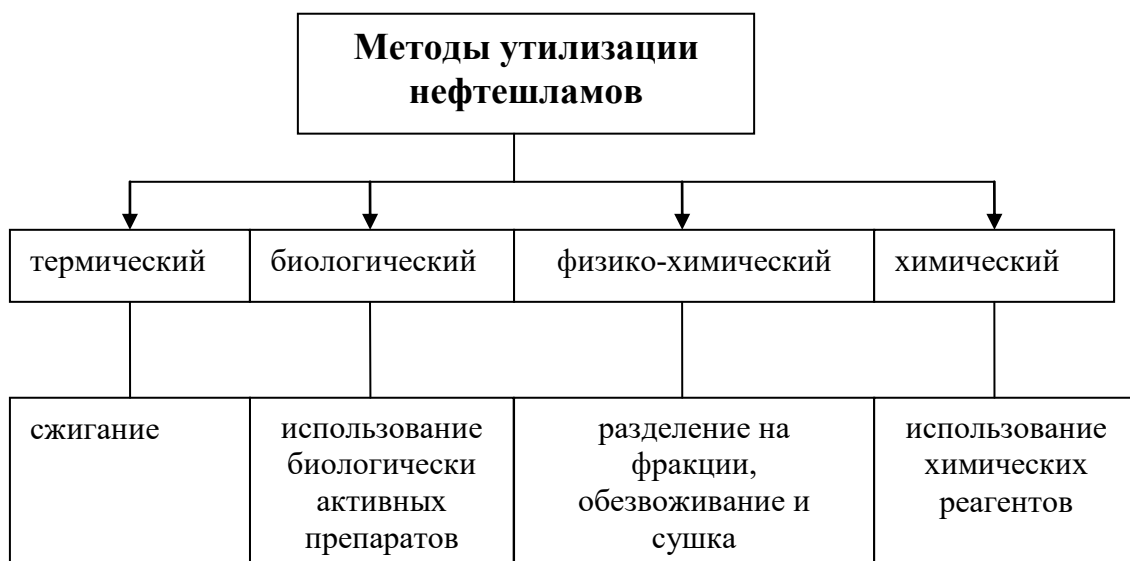
					Технология очистки резервуаров	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.5 Переработка и утилизация нефтешламов

Нефтешламы представляют собой разнообразные по составу отходы, которые неизбежны при нефтепереработке. Утилизация нефтешламов - необходимая мера для защиты окружающей среды и повышения экономической целесообразности производства нефтепродуктов.

Переработка и утилизация нефтешламов направлена на использование рентабельных и экологически безопасных технологий, применение типового оборудования и безотходной технологии очистки и утилизации.

Переработка и утилизация нефтешламов проводится с применением различных технологических приемов, в зависимости от состава отходов. Основные методы представлены на рисунке 3.5.1.



Применяемые методы очистки нефтешламов различные по своей экономической и экологической эффективности. Чаще всего используются методы обезвреживания: сжигание, фильтрование и отстаивание. Переработка и утилизация нефтешламов включает также разделение нефтесодержащих отходов на легкую и тяжелую фракции, которые затем обезвреживаются и окончательно утилизируются. Новые технологии дают возможность провести многоступенчатое разделение с высокой степенью очистки нефтешламов.

Выбор оптимального варианта переработки и утилизации нефтешламов зависит от конкретных условий: климатических особенностей региона, наличия технологий переработки и необходимого оборудования, состава нефтешламов, экономических предпосылок.

Нефтешламы являются не только опасными отходами, но и ценнейшим сырьем. Отработанные нефтепродукты - масла, нефтяные промывочные жидкости, резервуарные нефтешламы, жидкие отходы из нефтеловушек - все можно переработать и получить нефть, газ, электроэнергию, топливо, дорожное покрытие.

Очистка и утилизация нефтешламов сопряжена с опасными для здоровья человека и окружающей среды процессами. Работы сложные и трудоемкие, требующие опыта, высокой квалификации персонала и наличия специального оборудования [9].



Рисунок 3.5.1 - Утилизация нефтешламов

					Технология очистки резервуаров	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

3.6 Периодичность очистки резервуаров

Выявленные и устраненные дефекты во время периодического осмотра и ремонта резервуаров препятствуют потере топлива и загрязнению окружающей среды, повышают пожарную безопасность объекта. Согласно рекомендациям, изложенным в «Правилах технической эксплуатации резервуаров» (2004 г.), частичное обследование резервуаров проводится не реже одного раза в 5 лет, полное - один раз в 10 лет. Для проведения полного обследования обязательно выполняется зачистка резервуаров до санитарных норм [6].

Металлические резервуары, за исключением резервуаров предприятий длительного хранения, должны подвергаться периодической зачистке:

не менее двух раз в год - для топлива для реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов; допускается при наличии на линии заправки средств очистки с тонкостью фильтрации не более 40 мкм зачищать резервуары не менее одного раза в год;

не менее одного раза в год - для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;

не менее одного раза в два года - для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Металлические и железобетонные резервуары для нефти, мазутов, моторных топлив и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов следует зачищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения их качества, надежной эксплуатации резервуаров и оборудования. Отстой воды и загрязнений из резервуаров следует удалять не реже одного раза в год [10].

В первую очередь операцию очистки резервуаров от нефтепродуктов необходимо проводить для емкостей, требующих срочного обследования - находящихся в аварийном состоянии; изготовленных из сталей, подверженных быстрому разрушению в агрессивных средах; эксплуатирующихся более 20 лет [6].

					Технология очистки резервуаров	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

4.ПРИЧИНЫ НАКОПЛЕНИЯ ВОДЫ И МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ

Нефтепродукты при хранении, транспортировке и выдаче обводняются, а также засоряются механическими примесями в виде грязи, песка и ржавчины. Обводнение и засорение горючего вызывается как естественными причинами, обусловленными его химическим составом, так и недостатками существующих в настоящее время способов хранения, налива и слива.

Резервуары для горючего постоянно накапливают влагу из-за поступления влажного воздуха в паровое пространство при дыханиях и конденсации этой влаги на стенках.

Пыль, поступающая в резервуары вместе с воздухом, засоряет горючее механическими примесями, которые в виде грязи и песка осаждаются на дне резервуаров.

Засорение горючего ржавчиной при эксплуатации резервуаров происходит вследствие постоянно протекающего в них процесса коррозии (ржавления).

Коррозия внутренней поверхности резервуаров вызывается:

- 1) влажным воздухом, поступающим в резервуары при их дыханиях;
- 2) водой, находящейся под горючим;
- 3) некоторыми соединениями, входящими в состав горючего (сернистыми, кислородными и другими).

При поступлении влажного воздуха в паровое пространство резервуара, происходит быстрая конденсация влаги на внутренних стенках емкости.

Сконденсировавшаяся из этого воздуха вода, а также вода, находящаяся под горючим, почти во всех случаях содержит растворенные соли. Такая вода является хорошим электролитом, она вызывает образование устойчивых источников коррозии в виде гальванических пар из неоднородных по химическому составу листов днища и обечайки резервуара. Наличие в воде магниевых и других солей значительно ускоряет коррозию резервуаров вследствие образования кислот при гидролизе этих солей (например, соляной кислоты при гидролизе хлористого магния).

Водорастворимые кислоты и щелочи, а также органические кислоты, входящие в состав горючего, тоже вызывают коррозию резервуаров, а следовательно, и засорение горючего, хранящегося в резервуаре, продуктами коррозии.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ пр подготовке к ремонту			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Пафнутьев И.А.			Причины накопления воды и механических примесей и их влияние на срок эксплуатации резервуаров	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Наплеков В.И.					38	78
Консульт.						ТПУ ТХНГ эр. 3-2Т00		
Зав. Каф.		Рудаченко						

Наиболее сильную коррозию вызывают сернистые нефтепродукты вследствие наличия в них сероводорода и других сернистых соединений. Выделяющийся из этих нефтепродуктов сероводород растворяется в капельках воды, сконденсировавшейся на стенках резервуара, и образует при этом в присутствии кислорода воздуха серную кислоту и сернистое железо. Сернистое железо, осыпаясь со стенок, скапливается на дне резервуара. Будучи электроотрицательным к стали, оно вызывает электрохимическую коррозию, сильно разрушающую металл резервуаров и засорение горючего продуктами коррозии.

Только систематическая зачистка расходных резервуаров дает гарантию их безаварийной работы в течение предусмотренного заводом - изготовителем срока эксплуатации [11].

					Причины накопления воды и механических примесей	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5. СПОСОБЫ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ

Способы очистки резервуаров и емкостей подразделяются на три вида:

- ручной;
- механический (механизированный);
- механизированный способ очистки с применением моющих средств.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м ³ пр подготовке к ремонту			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Пафнутьев И.А.				Способы очистки резервуаров отнефтяных остатков	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Наплеков В.И.						40	78
Консульт.						ТПУ ТХНГ зр. 3-2Т00		
Зав. Каф.	Рудаченко							

5.1 Ручной способ очистки

Ручной способ очистки заключается в выборке отложений с использованием ручного инструмента (лопаты, лома, скребков и т.д.). Отложения собирают в емкость (бадью) и удаляют из резервуара с помощью простейших грузоподъемных приспособлений.

Для проведения ручной очистки подземных и заглубленных резервуаров задействуются четыре люка (отверстия) на перекрытии резервуара для:

- установки вентиляционных устройств;
- свободного доступа воздуха;
- установки грузоподъемных механизмов (лебедки, транспортера);
- спуска людей в резервуар.

При недостаточном количестве люков снимаются 1 ÷ 2 плиты с перекрытия; на наземных резервуарах задействуются нижние люки.

Устанавливаются и подготавливаются к работе грузоподъемные механизмы (лебедка, транспортер).

Подготавливается транспорт для вывоза отходов очистки.

Подготавливается ручной инвентарь: лопаты, скребки, обтирочный материал, ведра, бадьи.

Работы проводятся при постоянно включенной вентиляции.

В резервуаре с помощью ручного инструмента выбирают отложения, загружаются в емкости либо на транспортер для извлечения из резервуара.

Извлеченные отходы вывозятся к месту их ликвидации.

При необходимости получения высокой степени чистоты поверхности (например, под покрытия) днище зачищают скребками, поверхности протирают обтирочным материалом.

При ручном способе очистки емкость после удаления твердых остатков пропаривают, промывают горячей (30 – 50) °С водой из пожарного ствола при давлении (0,2 – 0,3) МПа. Промывочную воду с оставшимся нефтешламом откачивают насосом [12].

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

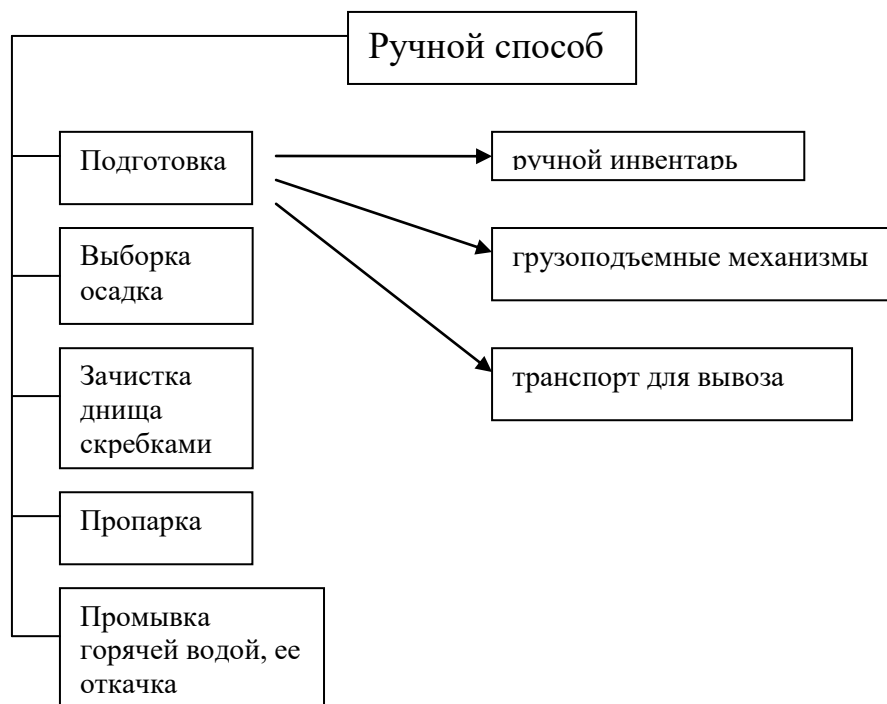


Рисунок 5.1

5.2 Механизированный способ очистки

Механизированный способ очистки танков на танкерах широко применяется в нашей стране и за рубежом. Первые опыты применения механизированной очистки осуществили в 30-х гг. на судах пароходства “Совтанкер”. При механизированном способе очистки загрязнение поверхности отмывают горячей или холодной водой, подаваемой под давлением через специальные моечные машинки – гидромониторы или миксеры, например устройства для размыва донных отложений ДИОГЕН - 500/700 и Тайфун-20/24/28.

Известен ряд конструкций механических очистных устройств, включающих управляемые скребки для очистки днища резервуара и подъемные устройства (средства) для удаления грязевой массы из резервуара. Однако при очистке с помощью этих устройств возникает ряд осложнений: работа подъемных средств часто сопровождается ударами о стенки резервуаров, размыв донного остатка происходит неравномерно, вследствие чего остается неудаленная масса.

Механизированный способ очистки значительно сокращает время очистки, уменьшает простой резервуара, уменьшает объем тяжелых операций, вредных для здоровья человека, и снижает стоимость процесса очистки резервуара.

К недостаткам механизированного способа очистки резервуаров следует отнести большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения, сравнительно большие потери легких фракций из нефтеостатков.

При исследовании влияния гидромеханических параметров струи на эффективность процесса очистки было установлено, что сила ударной струи, взаимодействующей с донными отложениями, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора струи моющей жидкости.

При достаточно большом давлении в гидромониторе (2,0 - 2,5) МПа возникает “режущий” эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Механизированная очистка может осуществляться потоком пара, который подается под давлением в полость полой штанги и далее тангенциально вводится в цилиндрическую камеру, где закручивается и через насадки отводится в зону взаимодействия с нефтепродуктом.

Отечественные очистительные машины обладают следующими недостатками: привод оборудования на них осуществляется от электромоторов, что делает использование установок на нетиповых нефтебазах колхозов и совхозов не всегда возможным; насосы, применяемые для нагнетания моющего раствора и слива отстоя из резервуара, часто выходят из строя при попадании в них твердых загрязнений; нагрев моющего раствора в установках осуществляется при помощи специального устройства, работающего на дизтопливе, что неэкономично; установки не обеспечивают необходимого качества очистки, хотя раствор моющих средств используется

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

неоднократно.

Зарубежные очистительные машины, удаляющие загрязнения из резервуаров водно-песчаной струей с использованием специальных инжекторов, также обладают существенным недостатком - песчаная струя при воздействии на металл резервуара разрушает его [13].

5.2.1 Устройство для размыва донных отложений Тайфун-20, Тайфун-24 и Тайфун-28 предназначено для размыва донных отложений в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями (бензин, дизтопливо, нефть, нефтепродукты и т.п.), а также для предотвращения образования этих отложений. Для перемешивания высоковязких жидкостей (мазут, нефтяные суспензии и т.п.) с вязкостью до 390 сСт выпускается специальная модификация устройства.

Размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре, и предотвращение образования донных осадков, постоянно перемещающейся струей жидкости, формируемой гребным винтом.

Автоматическое перемещение струи жидкости в горизонтальной плоскости за счет поворота оси пропеллера.

Создание кругового вращения всей массы жидкости в резервуаре при работе устройства в крайних угловых положениях вала пропеллера.

Гребной винт устройства создает узконаправленную затопленную струю нефти, циклически перемещающуюся над днищем резервуара за счет автоматического привода поворота. Струя перемешивает тяжелые парафинистые осадки и механические примеси, которые взвешиваются в общей массе нефти и затем удаляются путем откачивания нефти из резервуара.

Устройство комплектуется: гибким кабелем, взрывозащищенной клеммной коробкой, шкафом с пультом управления, комплектом присоединительных элементов к штатной крышке резервуара с крепежом, защитными трубами кабелей, соединяющих устройство со шкафом управления. Возможно перемешивание жидкостей вязкостью до 42 сСт.

Устройство монтируется на штатной крышке технологического люка резервуара, путем монтажа на него присоединительных элементов, входящих в комплект устройства и поставляемых вместе с ним.

Рекомендуемое количество устройств серии «Тайфун» на резервуары РВС разного объема:

РВС-1000 - «Тайфун 14» 1 шт.;

РВС-5000 - «Тайфун 20» 1 шт.;

РВС-10000 - «Тайфун 20» 1 шт.;

РВС-20000 - «Тайфун 28» 1 шт.;

РВС-50000 - «Тайфун 28» 2 шт.

Тайфун-20/24/28 может поставляться в комплекте с гибким кабелем, взрывозащищенной клеммной коробкой и пультом управления устройством. Сборка комплексного устройства производится без производства огневых работ [14].

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

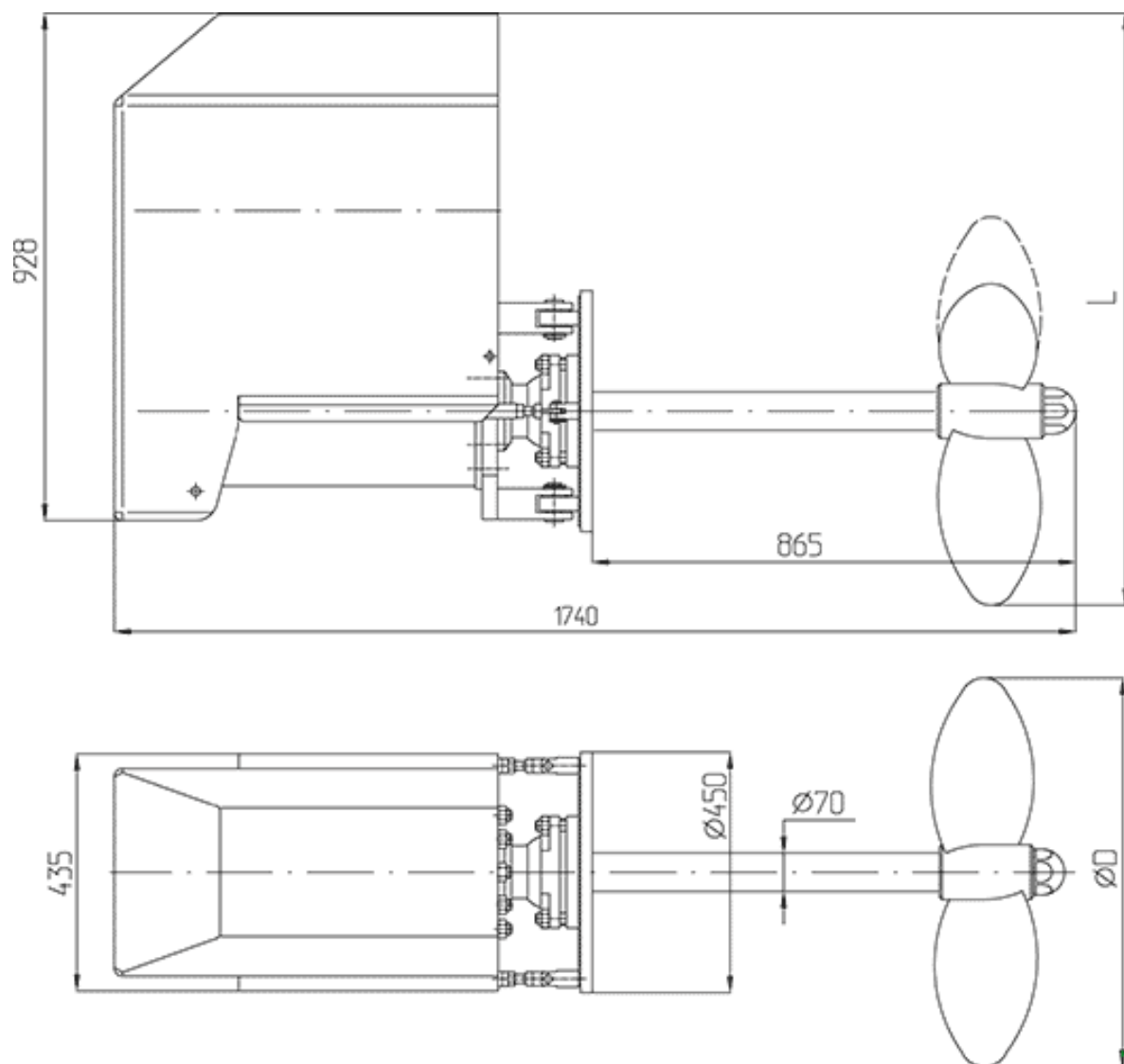


Рисунок 5.2.1 - Общий вид устройства Тайфун-20/24/28

5.2.2. На многих резервуарах эксплуатируются стационарные системы размыва донных отложений, состоящие из системы разветвленных трубопроводов с размывающими головками на концах (двенадцать и более головок в зависимости от вместимости резервуаров). Общий вид размывающей головки показан на рисунке 5.2.2.

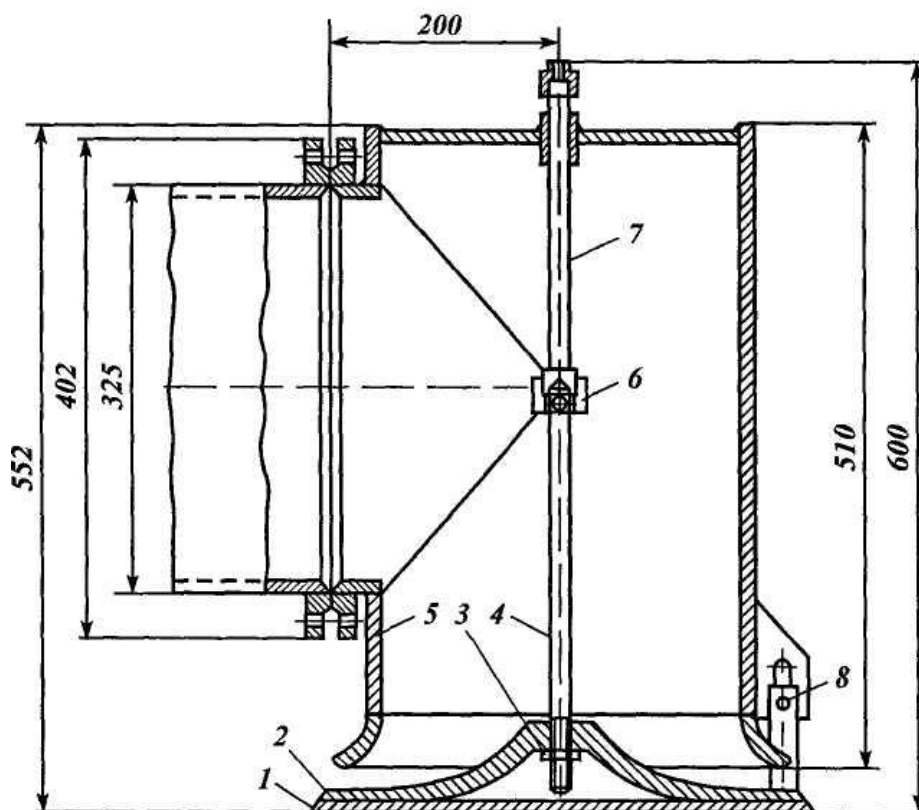


Рисунок 5.2.2 Размывающая головка

1 - опорное кольцо; 2 – клапан; 3 - гайка нижнего штока; 4, 7 – штоки; 5 -корпус РГ; 6 - гайка, регулирующая перемещение штока; 7, 8 - болты для регулировки щели сопла.

Размыв проводится, как правило, при заполнении резервуара, при этом нефть поступает через кольцевое сопло, распределяясь по днищу резервуара в виде веерной струи, которая поднимает осевший на дне осадок и распределяет его в нефти. При малой оборачиваемости резервуара в системе применяется специальный насос для периодической циркуляции нефти через размывающие головки.

Система размыва осадка с размывающими головками рассчитана на давление не более 0,8 МПа, что является ограничивающим фактором эффективности системы.

В настоящее время при ремонте или реконструкции резервуаров стальных вертикальных (РВС) предусматривается демонтаж вышеописанной системы размыва донных отложений и замена ее на устройства типа «Диоген» [15].

5.2.3 Принцип работы устройства «Диоген» заключается в образовании процесса перемешивания направленной струей хранимой нефти с изменением угла поворота пропеллера, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти.

Для достижения эффективного размыва донных отложений рекомендуется устанавливать:

- РВС-2000, РВС-3000 и РВС-5000 - «Диоген-500» - 1 шт.;
- РВС-10 000, РВС-20 000 - «Диоген-700» - 1 шт.;
- РВС-50 000 - «Диоген-700» - 2 шт.

На рисунке 5.2.3 показан общий вид устройства «Диоген-700».

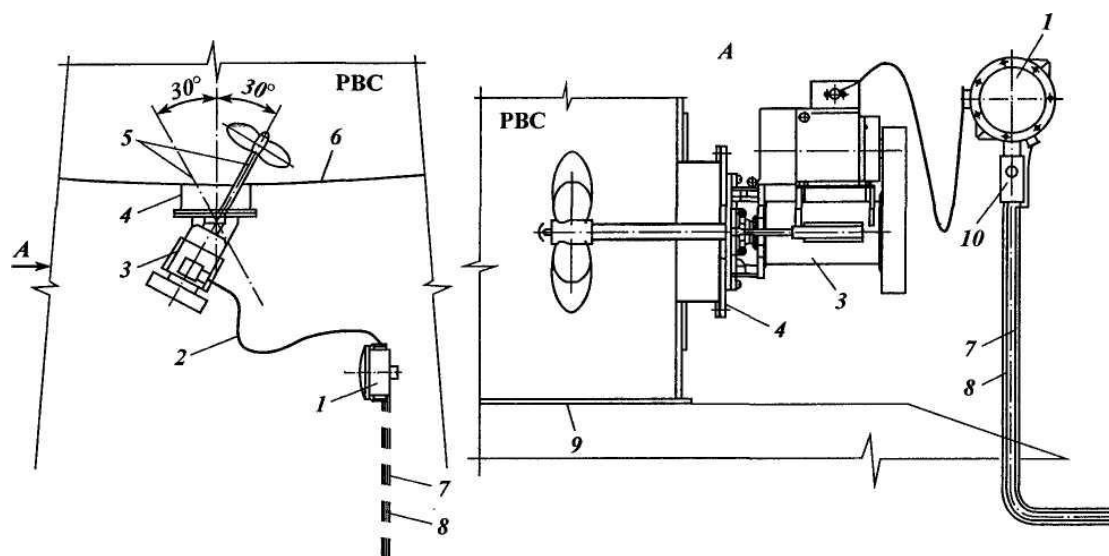


Рисунок 5.2.3 Устройство «Диоген-700»

1 - коробка разветвительная; 2 - кабель питания в металлорукаве от коробки разветвительной до «Диогена-700»; 3 - «Диоген-700»; 4 - люк-лаз D_y 600; 5 - крайние положения устройства «Диоген-700» при работе; 6 - стенка резервуара; 7 - кабель питания от коробки разветвительной до ЩСУ; 8 - кабель питания от кнопки управления до ЩСУ; 9 - днище резервуара; 10 - кнопка управления.

Работа схожих устройств не влияет на крепкость конструкции плавающего покрытия, в том числе не скапливается статическое электричество. Наиболее оптимальным является стационарное оснащение каждого резервуара устройствами размыва донных отложений [15].

5.2.4. С конца 80-х годов начал использоваться другой метод размыва донных отложений, при котором объем нефти внутри резервуара приводится в интенсивное движение с помощью специальных устройств (миксеры, мешалки). Размыв отложений осуществляется подвижной затопленной струей.

Их назначение - не допускать образования осадков в нижней зоне резервуара, поддерживая во взвешенном состоянии тяжелые и вязкие компоненты нефти. За рубежом преимущественно применяют винтовые смесители с тремя лопастями. Рекомендуется, чтобы мощность привода смесителей в резервуарах для хранения сырой нефти была не менее 1,5 кВт на 1000 м³ вместимости резервуара.

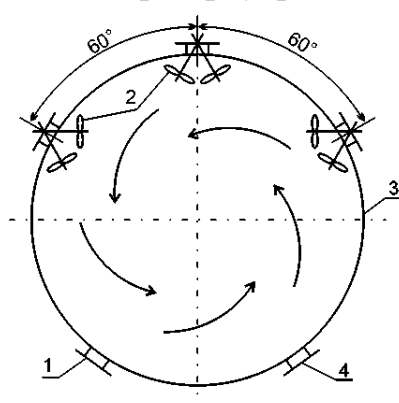


Рисунок 5.2.4 Схема установки в резервуаре винтовых смесителей:

1 наливной патрубок; 2 винтовой смеситель; 3 стенка резервуара; 4 сливной патрубок; 5 откачивающий насос.

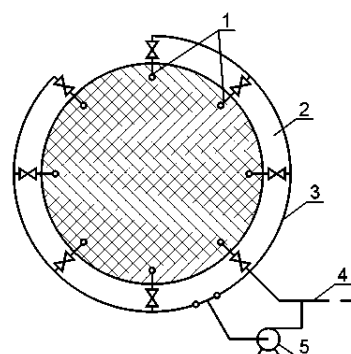


Рисунок 5.2.5 Схема устройства отсосов в резервуаре:

1 отсосы; 2 стенка резервуара; 3 обвязка отсосов; 4 отсасывающий трубопровод.

Винтовые смесители устанавливают под нижним уровнем опускания плавающей крыши резервуара напротив всасывающих и нагнетательных патрубков на угловом расстоянии друг от друга в 60° (рисунок 5.2.4).

Положение вала винта смесителя в горизонтальной плоскости может меняться на 30°, что дает возможность улучшить зачистку дна резервуара.

Эффективность смесителей в резервуарах большой вместимости (около 100 тыс. м) повышается при сочетании их работы с системой подогрева, когда за счет конвекции продукта, вызываемой теплообменом, улучшается перемешивание.

Эффективно также устройство на равном расстоянии друг от друга в нижней части стенки резервуара нескольких отсосов (как это показано на рисунок 5.2.5), соединенных с откачивающим насосом, который работает во время опорожнения резервуара [12].

5.3 Химико-механизированный способ очистки

Сущность способа заключается в одновременном воздействии на отложения физико-химического, механического и термического факторов.

Воздействие физико-химического фактора обеспечивается подбором моющих средств, представляющих собой водный раствор с добавками электролитов либо сочетание этого раствора с органическими растворителями.

Применение химических реагентов обеспечивает наряду с высоким качеством очистки поверхностей регенерацию отложений в товарное топливо.

Механическое воздействие обеспечивается ударным воздействием струи моющего раствора, подаваемого насосом на моечные машинки - гидромониторы, устанавливаемые в резервуаре.

Термическое воздействие обеспечивается путем подогрева моющего раствора до заданной температуры в емкости (каскадном отстойнике) паровыми подогревателями.

Производительность моечной машинки рассчитывается на один цикл ее работы. Один цикл - время, в течение которого сопла и корпус машинки совершат полный оборот, обеспечивающий охват струями всех поверхностей.

Моечные машинки рекомендуется устанавливать на жесткой конструкции, допускающей перестановку машинок так, чтобы был обеспечен охват струями всех поверхностей резервуара.

Химико-механизированный способ очистки резервуаров с применением растворов моющих средств способствует повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки, характеризуется незначительной степенью применения ручного труда.

Например, в качестве растворителя может быть использован керосин, водный раствор этаноламина и соли щелочного металла полиакриловой кислоты, серная кислота, нитрит натрия и другие растворы.

Достоинствами являются высокая эффективность отмыва при относительно низких температурах (45-55 °С) и способность выделять отмытый жидкий углеводород с низким содержанием в нем воды (до 5%) на поверхность еще в водном растворе.

Основными недостатками способа, ограничивающими возможности его практического применения, являются необходимость использования специального реагента и дальнейшая очистка растворов моющих средств от нефтешламов (нефтеостатков).

Взрыво- и пожароопасность очищаемого резервуара зависит не только от свойств моющего раствора, но и от свойств нефтеостатков, которые в процессе очистки активизируются и существенно изменяют состав газовой среды, что может привести к опасным концентрациям паров в воздухе.

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		49

Поэтому целесообразно нефтеостатки разжижать самой нефтью и удалять вместе с ней, что осуществляется на практике, при размыве донных парафинистых осадков.

5.3.1 С применением нефти в качестве моющего средства исключается применение специальных химических реагентов и решается проблема регенерации промывочного раствора и утилизации нефтеостатков путем сбора их в системе транспорта нефти.

Для резервуаров без стационарной системы размыва отложений с большим количеством остатков и с затруднительным доступом оборудования внутрь резервуара целесообразно использовать гидромониторы с ручным управлением, устанавливаемые на люках-лазах первого пояса резервуара.

Основным специальным узлом системы мойки является напорно-откачивающий блок, включающий гидромонитор с ручным приводом, смонтированный на фланцевой крышке люка-лаза резервуара и позволяющий изменить направление струи; напорный трубопровод и патрубок для откачки размывого нефтеостатка.

Моечное оборудование устанавливают в резервуаре через люки-лазы первого пояса на специальных устройствах, обеспечивающих их устойчивость от действия реактивных струй; его можно также устанавливать на крыше резервуара через световые люки. Размещают моечные машинки в резервуаре так, чтобы расстояние до очищаемых стенок было не более эффективной длины струи, т.е. (8 - 10) м.

Эффективность очистки резервуара можно значительно повысить, если укрепить моечные машинки на специальном поворотном устройстве. Моечные машинки размещают в центре резервуара на вращающихся устройствах с длиной плеча (3-5) м. Таким образом, достигается равномерная очистка стенок и днища резервуара за счет вращения устройства. Высота установки моечных машинок составляет (1,5 - 2,0) м от днища резервуара.

Перед началом промывки из газового пространства резервуара газоанализатором отбирают пробы нефти. Концентрация паров нефти в резервуаре должно превышать верхний предел воспламенения не менее чем в 2 раза.

Если требуемая концентрация паров нефти в резервуаре не достигнута, то в резервуар через гидромониторы при небольшом давлении (0,1 - 0,2) МПа подают свежую нефть для насыщения газового пространства парами. При необходимости для насыщения газового пространства производится отстой нефти в течение суток.

В процессе отмывки необходимо контролировать давление и температуру нефти в напорной подающей линии (температура нефти должна быть на 20°С выше ее верхнего предела воспламенения), температуру удаляемых нефтеостатков, а также состав газовой фазы.

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

5.3.2. Другой способ очистки резервуаров от загрязнений заключается в промывке очищаемого резервуара адсорбентосодержащей эмульсией с последующим ополаскиванием водой. Причем для снижения себестоимости очистки, в качестве адсорбента используют порошкообразный мел. Работы можно производить при любой плюсовой температуре. Меловая эмульсия содержит минимум компонентов, взрывобезопасна, а способ ее приготовления весьма прост.

Применяемые в настоящее время способы очистки резервуаров связаны с промывкой, пропариванием и вентиляцией внутреннего пространства резервуара, а также вывозом твердого остатка (нефтешлама).

5.3.3. Наиболее рациональным из всех существующих методов по борьбе с накоплением донных осадков в резервуарах являются гидравлические системы размыва, в частности система, разработанная ВНИИСПТ нефть и внедренная в резервуарах многих нефтеперекачивающих станций и нефтебаз. Система состоит из группы веерных сопел, из которых струи нефти распространяются по днищу резервуара, смывают осадок, и затем взвешенный осадок вместе с нефтью откачивается из резервуара. Эта система позволяет исключить трудоемкие периодические зачистки резервуаров, сохранить и перевести в нефть осадок, представляющий собой ценный энергоресурс, увеличивает полезную емкость резервуара и устраняет загрязнение окружающей среды.

Недостатком подобных систем является то, что со временем трубопроводы обвязки разрушаются, подвижные части сопел засоряются, снижая эффективность размыва.

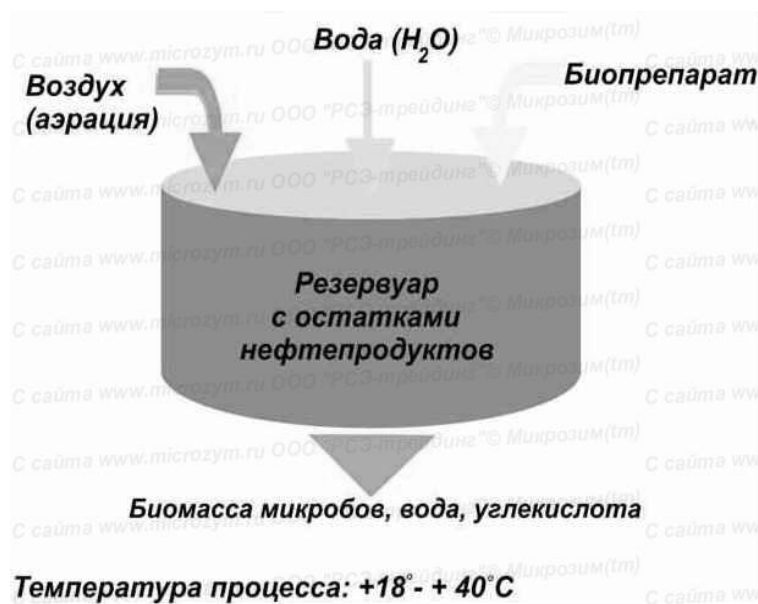
5.3.4. Некоторыми исследователями предлагается проводить очистку резервуаров с остатками нефтепродуктов путем биологической деструкции старых, густых, утративших текучесть нефтепродуктов при создании благоприятных для деятельности углеводородокисляющих микроорганизмов условий по схеме, представленной на рисунке 5.3.1.

Загустевший нефтепродукт обрабатывается водным раствором биопрепарата. Через 4 суток нефтепродукт полностью разжижается до жидкой консистенции пригодной к перекачиванию насосом, а разрушение структуры нефтепродукта облегчает очистку стенок емкости. Полная утилизация разжиженного нефтепродукта может быть проведена двумя путями:

- 1) в разжиженный нефтепродукт добавить минеральные удобрения, проводить аэрацию от 2 до 10 суток и полученную жидкость слить в почву.
- 2) в разжиженный нефтепродукт добавить опилки, азотно-фосфорное удобрение, выложить смесь на гидроизолированном основании в бурты и производить компостирование в течение 1 месяца.

Получаемый компост безвреден для окружающей среды, может использоваться для отсыпки территорий, в качестве основы газонов, как кондиционер нефтезагрязненных почв [16].

					Способы очистки резервуаров от нефтяных остатков	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		



5.3.5
"Северная пирамида",
в содружестве
с "Бератех"
и "Чистюля",
предлагает
технологии

Рисунок 5.3.1 - Схема биологической очистки донных остатков

НПСП

ЗАО

ЗАО

НОВЫЕ

разжижения и удаления нефтепродуктов, позволяющие очищать резервуары с минимумом трудозатрат. При этом сначала производится разогрев резервуара паром до температуры 90-100°C (Рисунок 5.3.2). В разогретый резервуар вводится 3-5% моющий раствор (Рисунок 5.3.3). Введение моющего водного раствора подмешиванием к пару позволяет:

1) Эффективно воздействовать на донные отложения, - перевести их в раствор и получить двухфазную (раствор - внизу, нефтепродукт - на поверхности) систему. Невыбираемый остаток нефтепродукта доводят до уровня заборного патрубка и создают условия для его переброски в другой резервуар штатными средствами перекачки;

2) Провести качественную зачистку стенок резервуара конденсатом рабочего раствора.

Интенсивно испаряясь при указанной температуре и конденсируясь на стенках, он активно смывает нефтепродукты с поверхности.

При использовании аппаратов высокого давления с подогревом воды до 100-120V°C введение в струю эжекцией моющего раствора до концентраций 0,05-0,1% улучшает качество мойки и утилизацию отходов.

Они разжижаются до степени, обеспечивающей возможность перекачивания во временные отстойники, где всплывшие нефтепродукты могут быть собраны [17].

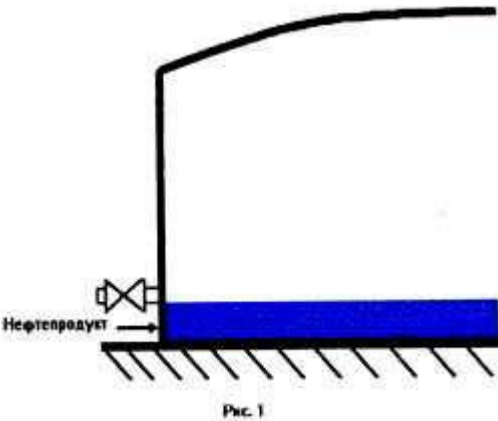


Рисунок 5.3.2 - Разогрев резервуара паром

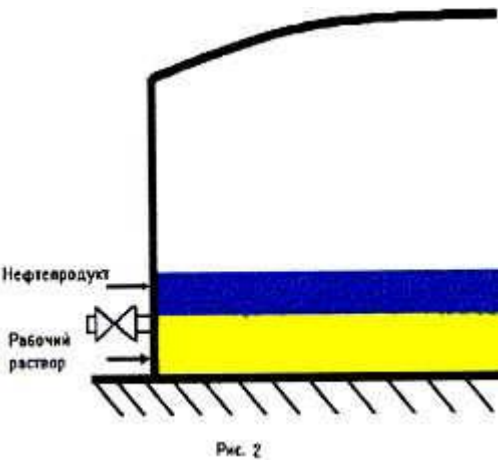


Рисунок 5.3.3 - Ввод моющего раствора

6. РАСЧЕТ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА НА ПРОЧНОСТЬ

Номинальную толщину стенок резервуара определяют в три этапа:

- предварительный выбор толщин поясов (из условия прочности и минимально конструктивно необходимых толщин);
- корректировка толщин при проверке на прочность, включая и расчет на сейсмическое воздействие для сейсмоопасных районов;
- корректировка толщин при проведении расчета на устойчивость [18].

В данной работе мы рассчитаем только первый этап, предварительный выбор толщины стенок поясов.

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

Номинальная толщина t каждого пояса стенки выбирается из сортаментного ряда таким образом, чтобы разность t и минусового допуска на прокат $\delta = \Delta$ была не меньше максимума из 3-х величин [19]:

$$\begin{aligned} t - \delta &\geq \max(t_c + c), \\ t - \delta &\geq \max(t_g + c), \\ t - \delta &\geq \max(t_k + c). \end{aligned} \quad (6.1)$$

где c – припуск на коррозию.

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе t_c для условий эксплуатации резервуара определяется по формуле [19]:

$$t_c = \frac{\gamma_{II} \cdot (\gamma_{f1} \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot z_{жс} + \gamma_{f2} \cdot P_{изб}^H) \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (6.2)$$

где $z_{жс}$ – высота от высшего уровня жидкости до нижней кромки пояса;

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

$\rho_{жс}$ – плотность жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$P_{изб}^H$ – нормативное значение избыточного давления, кН/м²;

R – радиус срединной поверхности пояса стенки; $R = 14,63$ м;

R_y – расчетное сопротивление материала; $R_y = 217,39$ МПа

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

γ_{II} – коэффициент надежности по назначению; для 1-го класса резервуара: $\gamma_{II} = 1,1$; для 2-го класса: $\gamma_{II} = 1,05$; для 3-го класса: $\gamma_{II} = 1$.

					Способы удаления твердых отложений из резервуаров вертикальных стальных типа РВС 20000 м³ пр подготовке к ремонту			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Пафнутьев И.А				Расчет стенки резервуара на прочность		Лит.	Лист
Руковод.	Наплеков В.И							54
Консульт.								Листов
Зав. Каф.	Рудаченко							78
					ТПУ ТХНГ гр. 3-2Т00			

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

Таким образом, высота уровня налива определяется:

$$z_{\text{ж}} = H_i - 0,3. \quad (6.3)$$

где $H_i = 14,5$ м.

Конструктивно необходимая толщина стенки при $25 \leq D < 35$ м $t_k = 9$ мм. [20]. Принимая минусовый допуск на прокат $\delta = 0,5$ мм для повышенной точности изготовления листового проката и припуск на коррозию $c = 0,1 \cdot 50 = 5$ мм (с учетом срока эксплуатации 50 лет), получим:

$$t_{\text{min}} = t_k + \delta + c; \quad (6.4)$$

$$t_{\text{min}} = 9 + 0,5 + 5 = 14,5;$$

Принимаем: $t_{\text{min}} = 15$ мм [21].

Минимальная расчетная толщина стенки в каждом поясе « t_g » для условий гидравлических испытаний определяется по формуле [19]:

$$t_g = \frac{1,1 \cdot \rho_v \cdot g \cdot z_v \cdot R}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (6.5)$$

где $z_v = z_{\text{ж}}$ - расстояние от уровня налива воды до нижней кромки пояса;

ρ_v – плотность воды при гидроиспытаниях, кг/м³;

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

Минимально конструктивно необходимая толщина стенки « t_k », при $25 \leq D < 35$ м $t_k = 9$ мм [20].

Расчеты по написанным выше формулам вносятся в табл. 6.1.

					Расчет стенки резервуара на прочность	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Таблица 6.1- Расчет толщины стенки

Номер пояса	$z_{ж} (z_B),$ м	$t_c, \text{ мм}$	$t_g, \text{ мм}$	$t_{kmin}, \text{ мм}$	$t_p, \text{ мм}$
1	14,2	12,61	11,46	9	18,11
2	12,2	9,51	9,85		15,35
3	10,2	7,98	8,23		14,5
4	8,2	6,455	6,62		14,5
5	6,2	4,93	5		14,5
6	4,2	3,41	3,39		14,5
7	2,2	1,88	1,78		14,5
8	0,2	0,354	0,16		14,5

Принимаем толщину стенок поясов [21]:

$t_1=19\text{мм},$

$t_2=16\text{мм},$

$t_{3-8}=15\text{мм}.$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены ручной, механизированный и химико - механизированный способы очистки резервуаров. Выбор способа очистки резервуаров зависит от состояния объекта, уровня и реологических свойств осадка.

В работе проанализированы существующие способы удаления донных отложений из резервуара вертикального стального типа РВС 20000 м³, их преимущества и недостатки. Выявлено, что наиболее совершенным и применяемым способом для очистки внутренней поверхности резервуаров, является механизированный способ. Он отличается от ручного и химико - механизированного меньшим временем очистки, уменьшением объема операций с применением тяжелого ручного труда и сравнительно низкой стоимостью самого процесса.

К недостаткам этого способа можно отнести большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды, а также необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения.

Строгое выполнение нормативно-технической документации, применение рациональных способов очистки позволит повысить эффективность и качество работы резервуаров.

					Заключение	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров»
2. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды. Под ред. А.Ю.Ишлинского/ В.Г.Шухов. – М.:Наука, 1977. –192 с.
3. ГОСТ 52910-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепроводов. Общие технические условия»
4. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: Недра, 2002. – Т.1. – 407 с.
5. Экология прогресса РЕМОС. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://www.remos.biz/to_catags/action_desc/id_22. свободный. – Загл. с экрана.
6. Эвита Стайл. Зачистка резервуара. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://evita-s.ru/zachistka_reservyars.html. свободный. – Загл. с экрана.
7. Эвита Стайл. Дегазация резервуара. [Электронный ресурс].– Режим доступа: http://evita-s.ru/degazaciya_reservyars.html. свободный. – Загл. с экрана.
8. Регламент проведения зачистки внутренней поверхности резервуара от отложений ОАО «Транснефть». – Москва, 2003. – 35 с.
9. Эвита Стайл. Утилизация нефтешлама. [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://evita-s.ru/nefteshlam.html>. свободный. – Загл. с экрана.
10. ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»
11. Эвита Стайл. Утилизация нефтешлама. [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://evita-s.ru/nefteshlam.html>. свободный. – Загл. с экрана.
12. Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах// Нефтегазовое дело, 2006 г.
13. Холманов В. М., Логинов В. Ю.Установка для обслуживания резервуаров нефтекомплектов // Разраб. эффектив. ресурсосберег. технол. в с.-х. пр.-ве. Ульянов. гос. с.-х. акад. Ульяновск. 1997 г.
14. Баррель. Резервуарное оборудование. [Электронный ресурс].– Режим доступа:<http://www.ukbg.ru/rezervuarnoe-oborudovanie/ustroystvo-dlya-razmivadonnih-otlozheniy-tayfun-20-24/>. свободный. – Загл. с экрана.
15. Трубопроводный транспорт нефти. Под ред. С.М. Вайнштока. Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: Недра, 2004. – Т.2. – 621 с.
16. Отчет «Транспорт и хранение нефти». – Томск, 2006. – 62 с.
17. НПСП "Северная пирамида".[Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://piramida.d-c.spb.ru/works/cleaning_ochistka_ot_nefti.htm. свободный. – Загл. с экрана.
18. ПБ 03-381-00. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. - Госгортехнадзор, 2001. – 168 с.
19. Нехаев Г.А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления: Изд. АСВ, 2005 - 216с.
20. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. – М.: ГУП

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		58

«Научно-технический центр по безопасности в промышленности
Госгортехнадзора России», 2003. – 176с.

21. ГОСТ 19903-74. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент
22. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
23. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
24. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
25. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
26. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
27. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
28. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
29. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
30. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
32. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
33. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
34. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
35. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
36. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
37. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
38. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
39. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
40. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
41. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
42. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
43. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;
44. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический

					Список литературы	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

регламент о требованиях пожарной безопасности;
 Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и
 45. ГОСТ 19903-74. Прокат листовой горячекатаный. Сортамент
 46. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
 47. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
 48. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
 49. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
 50. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
 51. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
 52. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
 53. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
 54. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
 55. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
 56. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
 57. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
 58. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
 59. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
 60. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
 61. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
 62. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
 63. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
 64. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
 65. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
 66. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
 67. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;
 68. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		60

регламент о требованиях пожарной безопасности;

69. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		61

Приложение А

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер

_____ РНУ

_____ / _____ Ф.И.О. _____ /
« _____ » _____ 20__ г.

АКТ
контроля качества очистки от донных отложений
резервуара № _____

« _____ » _____ 20__ г.

ЛПДС _____

(наименование объекта)

Мы, нижеподписавшиеся, начальник ЛПДС _____,
(фамилия, имя, отчество)

инженер отдела промышленной безопасности ОАО МН

_____,
(должность, фамилия, отчество)

инженер (мастер) резервуарного парка _____,
(должность, фамилия, отчество)

представитель пожарной охраны _____,
(должность, фамилия, отчество)

ответственный за проведение работ по зачистке резервуара

_____,
(должность, фамилия, отчество)

составили настоящий акт в том, что произведен контроль качества очистки резервуара

_____ (тип, емкость, технологический номер резервуара)

Результаты определения остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка на внутренних поверхностях стенок и днища резервуара:

№ точки отбора пробы	Местоположение точки отбора пробы	Площадь отбора пробы, кв.дм	Масса пробы, г	Величина остаточной пожарной нагрузки, г/м ²
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				

Схема отбора проб остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка прилагается.

[illegible]

Величина остаточной пожарной нагрузки нефтеостатка на внутренних поверхностях стенок и днища резервуара _____ соответствует / не соответствует _____ нормативу (не более 100 г/м² в любой точке).

Подписи:

Приложение Б

Журнал проведения работ по размыву донных отложений.

Дата	Тип и № рез.	Начало размыва (час)	Конец размыва (час)	Продолжительность размыва (час)	Расход Т/2ч	Давление кг/см ²	Способ размыва	Высота отложений см.					
								До размыва			После размыва		
								Точка №1	Точка №2	Точка №3	Точка №1	Точка №2	Точка №3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание: Данные в журнал заносятся ежечасно,
журнал хранится в операторной НПС (ЛПДС)