

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

21.03.01.02 «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Выбор способа очистки оборудования для сбора и подготовки скважиной продукции нефтяного месторождения.

Руководитель	_____	<u>канд. техн. наук, доц.</u>	<u>Безверхая Е.В.</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Трофимов И.А.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Консультанты:	_____		<u>Мусяиченко Е.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>Помолотова О.В.</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2016 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

Студенту Трофимову Игорю Андреевичу
Группа ГБ 12-04 Направление (специальность): 21.03.01.02
«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема выпускной квалификационной работы: «Выбор способа очистки оборудования для сбора и подготовки скважиной продукции нефтяного месторождения».

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР _____
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: Нефтяные донные отложения с АНПЗ, углеводородокисляющие аэробные бактерии.

Перечень разделов ВКР: 1.Влияние механических примесей на процесс добычи и переработки нефти, 2.Влияние асфальто-смолистых и парафиновых отложений, на формирование нефтяного шлама, 3.Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных емкостях, 4.Виды используемых резервуаров, 5.Специальная часть, 6.Безопасность и экологичность проекта.

Перечень графического материала: Схемы конструкций строения РВС, Схемы очистного оборудования РВС.

Руководитель ВКР _____
подпись _____ инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению _____
подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 20__ г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 65 страниц, 23 рисунков, 8 таблиц, 21 источников.

РЕЗЕРВУАР, МЕТОД ОЧИСТКИ, АЭРОБНЫЕ БАКТЕРИИ, АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ.

Объектом исследования являются методы очистки вертикальных стальных резервуаров от механических примесей и асфальтосмолопарафиновых отложений.

Целью исследовательской работы является анализ существующих методов очистки РВС от осадочного слоя и проведение лабораторной работы по воздействию микробиологического метода на нефтяные отложения, представленные АСПО с механическими примесями.

Выбор подходящего метода очистки РВС от механических примесей, связанных асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от большинства факторов, в частности, от физико-химических характеристик нефтепродукта, конструкции резервуаров, климатических условий.

В дипломной работе рассмотрены особенности методов очистки вертикальных стальных резервуаров от механических примесей и асфальтосмолопарафиновых отложений, физико-химические свойства отложений, гранулометрический состав механических примесей, анализ подходящих методов очистки в зависимости от вида строения РВС. Анализ проведенной лабораторной работы по воздействию микробиологического метода на нефтяные отложения, представленные АСПО с механическими примесями, изменение физико-химических свойств нефтепродуктов.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Влияние механических примесей на процесс добычи и переработки нефти	7
1.1 Формирование механических примесей	7
1.2 Образование нефтяного шлама в оборудовании нефтяной промышленности.....	10
2 Влияние асфальто-смолистых и парафиновых отложений, на формирование нефтяного шлама.....	16
2.1 Виды нефтяного шлама.....	16
2.2 Физико-химические свойства нефтяных отложений.....	18
2.3 Характеристики механических примесей в нефтешламе.....	20
3 Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных емкостях	24
3.1 Проблема формирования нефтяного осадка в оборудовании	24
3.2 Ручной метод очистки резервуаров	26
3.3 Механический метод очистки резервуаров	26
3.4 Метод очистки резервуара с помощью вертикально плавающим устройством	28
3.5 Гидравлический метод очистки резервуаров	29
3.6 Роботизированный способ очистки резервуаров	30
3.7 Метод очистки резервуара с помощью винтовой мешалки.....	33
3.8 Тепловой метод очистки нефтяных резервуаров	36
3.9 Химический метод очистки резервуаров	36
3.10 Акустический метод очистки резервуаров	37
3.11 Биотехнологический метод очистки резервуаров.....	39
4 Виды используемых резервуаров.....	42
4.1 Типы стальных вертикальных резервуаров	43
4.2 Выбор методов очистки от разновидности конструкции строения	47
5 Специальная часть	49

5.1	Общая характеристика эксперимента.....	49
5.2	Научный аппарат эксперимента.....	50
5.3	Проведение лабораторного исследования	51
6	Безопасность и экологичность проекта	55
6.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	55
6.2	Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	57
6.3	Санитарные требования к лаборатории	59
6.4	Инструкция по безопасности выполнения исследовательских работ	61
6.5	Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	62
	Заключение	63
	Список сокращений	64
	Список использованных источников	65

ВВЕДЕНИЕ

В нефтяной промышленности довольно много разных проблем, начиная от разведки месторождения и его разработки, до доставки и переработки нефти. Основными проблемами почти на каждом нефтяном месторождении являются появление механические примеси во время бурения скважины, добычи флюида и очистки нефтяной продукции от примесей, формирование АСПО на оборудование. В данной научной работе рассмотрена проблема выпадения в осадок твердых примесей (песка), цементированных тяжелыми битуминозными фракциями нефти, в отстойных аппаратах и сепараторах системы сбора и подготовки скважинной продукции. Подобные отложения, во-первых, занимают объем рабочего пространства отстойника или сепаратора, что приводит к снижению их производительности. Во-вторых, определяют большие временные, трудовые, энергетические и экономические затраты на их удаление. В-третьих, обуславливают платежи за утилизацию этих отходов (загрязнение окружающей среды).

Проблема механических примесей особо выражено встречается на месторождениях терригенных горных пород (песчаниках), представляющие собой однородные агрегаты обломочных зерен размеров от 0,1 мм до 2 мм связанных минеральным веществом. Породообразующими минералами песчаников являются полевой шпат, кварц, слюда, глауконит и т.д. И поскольку нефтяные месторождения в большей степени представлены осадочными породами, можно утверждать, что решение проблемы удаления донных остатков промыслового отстойного оборудования носит актуальный характер. В данной работе рассмотрена оценка возможности воздействия микробиологических культур на выпавшие донные отложения с целью их разупрочнения и облегчения удаления из отстойных аппаратов.

1 Влияние механических примесей на процесс добычи и переработки нефти

1.1 Формирование механических примесей

Все большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабых породах, подверженных разрушению при разработке, проявляющемуся в виде выноса песка из скважин. Добыча из многих скважин, вскрывших такие запасы, осуществляется уже намного дольше, чем ожидалось, и дальнейшая их эксплуатация может привести к разупрочнению пластов. По этой причине добывающие компании проявляют растущий интерес к экономически эффективным методам устранения выноса механических примесей из скважин путем ремонта или установки новых систем предотвращения выноса песка там, где они отсутствовали.

В последние десятилетия с распространением практики интенсификации добычи нефти, в том числе с использованием повышенной депрессии на пласты, увеличилась интенсивность воздействия на призабойную зону пласта. Зачастую это приводит к повышенному выносу незакрепленного проппанта и песка в процессе разрушения скелета пластов. Процентный состав механических примесей, содержащихся в продукции скважин, представлено на рисунке 1.1.1.



Рисунок 1.1.1 — Источники механических примесей

Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения: геологические (особенности залегания пласта-коллектора, литология); технологические (условия вскрытия пластов и эксплуатации скважин); технические (конструкция забоя).

Геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степень сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка.

Технологические: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка.

Технические: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.).

Для большинства нефтяных месторождений Западной Сибири механические примеси составляют 35 - 50% от общего числа основных причин отказов глубинных насосов, тогда как коррозия – 20 - 25%, а солеобразование – 15 - 20% (рисунок 1.1.2).



1-мех.примеси; 2-коррозии; 3-соли;

Рисунок 1.1.2 – Осложняющие факторы Западной Сибири

Выявлено, что механические примеси являются одной из основных причин отказов работы оборудования, так как механические примеси, которые попадают во внутреннюю полость, скапливаясь внутри оборудования, вызывают его некорректную работу, что в последствии ведёт к поломке и остановку работы.

Механические примеси оказывают необратимое влияние на большое количество оборудования на месторождении. Абразивному износу подвергаются большая часть металлического оборудования, наиболее активно этот процесс протекает в местах повышенной скорости движения нефтяного флюида и давления. Сущность абразивного износа заключается в разрушении металла твердыми зёрнами механических примесей в процессе добычи, транспортировки, хранения и переработки со значительной скоростью на поверхность, при пластической деформировании и микрорезании трущихся поверхностей под высокие давления.

1.2 Образование нефтяного шлама в оборудовании нефтяной промышленности

В процессе переработки пластового флюида на месторождении происходит отделение газов, механических примесей и выделение более легких углеводородных фракций. Но полноценной очистки нефти от всех вредных включений в ней не происходит, так как оборудование очистки неспособно провести очистку от всех мелкодисперсных частиц механических примесей, взвешенные частички воды и кристаллических составляющих АСПО. Из-за неполноценности очистки нефти происходит коагуляция воды, газов и более вязких частиц нефти, таких как парафины, асфальтены и смолы. В процессе смешивания АСПО и механических примесей происходит формируется нефтяного шлам. [10]

В наиболее упрощённом виде нефтяной шлам представляет собой устойчивые агрегатные многокомпонентные физико-химические системы,

состоящие в основном из продуктов нефти, механических примесей (песка, глин, оксидов металла) и воды. Основными причинами образования нефтяных шламов, являются процессы физико-химического взаимодействия нефтепродуктов с кислородом, влагой и механическими примесями, в объеме отдельных нефтеприемных резервуарах. В результате этих процессов происходит частичное окисление исходных нефтепродуктов с образованием в дальнейшем смолоподобных соединений. Попадание в объем нефтепродукта влаги и механических загрязнений приводит к образованию водно-масляных эмульсий и минеральных дисперсий.

Нефтяной шлам наиболее активно образуется в отдельно взятых емкостях, в которых скорость фильтрации флюида позволяет коагулированию частицам АСПО с механическими примесями. Основными местами формирования данных отложений являются сепараторы отстойного типа, где фильтрация флюида происходит в небольшом темпе, что позволяет формироваться шламу, такая же проблема присутствует в резервуарах хранения нефти. В данных объектах формирование осадочного шлама приводит к уменьшению полезного объема вмещения нефти, за счет формирования большого малопроницаемого слоя на дне и стенках резервуара, состоящего из механических примесей, связанных в большей степени высоко вязкими продуктами нефти, высота слоя достигает до нескольких метров за 5-7 лет эксплуатации РВС.

Проблема формирования нефтяного шлама очень велика, из-за обширности появления данного вида осадка почти в каждом оборудовании, так как процесс формирования происходит почти везде, но особо выражено оно протекает в местах снижения скорости. Появление шлама в оборудовании может повлиять на его работоспособность, так как механические примеси могут закупоривать места перегибов и движения оборудования, тем самым уменьшать его номинальную рабочую способность и привести в нерабочее состояние, что повлияет на весь процесс добычи или переработки. Из-за данной проблемы в нефтяной промышленности стоит

вопрос наиболее рентабельного и экологически незагрязняющего метода борьбы и очистки объектов добычи и подготовки нефти. [19]

Образование осадка в емкостях связано с выделением и последующим осаждением твердой фазы. Выделение твердой фазы зависит от физико-химических характеристик нефти, температуры кристаллизации АСПО и ряда других факторов, а интенсивность накопления осадков зависит от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей.

Верхний слой нефтяного шлама - это обводненный нефтяной продукт, содержащий до 5% тонкодисперсных примесей, и принадлежит к категории эмульсий «вода в масле». Данный слой содержит 70-80% масел, 7-20% смол, 6-25% асфальтенов, 1-4% парафинов, содержание воды не более 5-8% (рисунок 1.2.1).

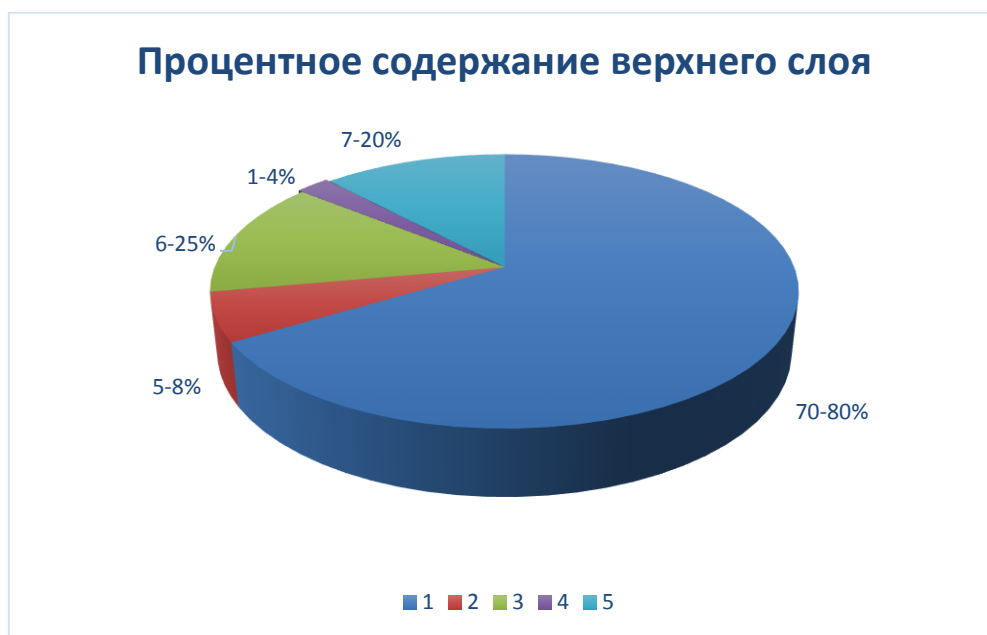


Рисунок 1.2.1 – Диаграмма процентного содержания веществ в верхнем слое

Органическая часть недавно образованного верхнего слоя нефтяного шлама по свойствам и составу сходна с хранящимися в резервуарах исходными нефтепродуктами.

Небольшой по объему слой, так называемый средний, представляет эмульсию типа «масла в воде». Он содержит 1,5-15% механических примесей и 70-80% воды.

Последующий слой образован отстоявшейся минерализованной водой, плотность которой 1,01-1,19 г/см³.

Нижний слой представлен твердой фазой, которая включает в себя органики до 45%, твердые механические примеси 52-88%, окислы железа, содержание воды до 25%.

Нефтенные осадки внутри резервуара распределяются неравномерно. На рисунке 1.2.2 представлено распределение нефтеосадка и характерные зоны по уровню коррозионного поражения нижнего пояса стенки резервуара.



Рисунок 1.2.2 – Распределение осадка по днищу резервуара типа РВС

Проведено большое количество исследований, которые установили, что смолы нельзя рассматривать как компонент способный самостоятельно быть источником образования строительного материала для формирования смоло-парафиновых отложений. Для образования большого количества осадка необходимо присутствие кристаллов парафина. Одновременное присутствие всех перечисленных компонентов ведет к образованию большого объема осадка с плотной консистенцией.

Для установления закономерностей процесса осадкообразования в парафинистых нефтях, были проведены исследования нефти. На основе полученных результатов была построена зависимость общего содержания взвеси от температуры четырёх видов нефти с разных месторождений (рисунок 1.2.3).

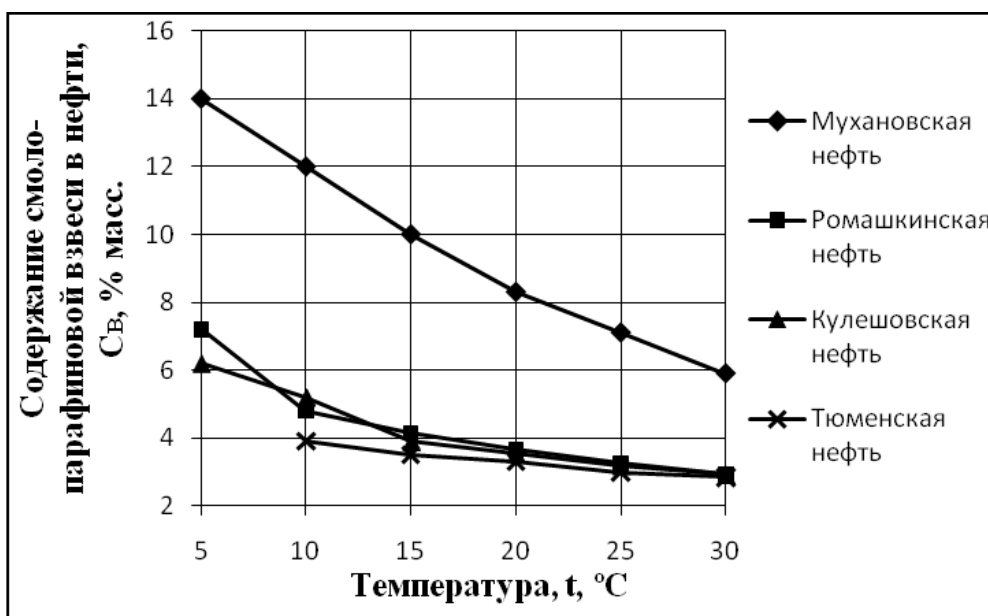


Рисунок 1.2.3 – Зависимость Содержания смоло-парафиновой взвеси в нефти от температуры

Учёными были проведены исследования по образованию высокомолекулярных органических соединений, смолисто-асфальтовых веществ, парафиновых отложений на стенках нефтяных резервуаров, а также физико-химические свойства этих отложений. Установлено, что максимальные отложения происходят в осенне-зимний период времени.

Работы по очистке весьма трудоемкий процесс и приобретает особое значение для головных станций с большими резервуарными парками, которые работают в условиях высокой годовой оборачиваемости. В связи с этим вопрос очистных работ в настоящее время привлекает к себе большое внимание, в следствии чего можно найти разнообразные методы и подходы к

способу очистке резервуаров по хранению нефти, но не всегда ряд методов очистных работ подходит из-за физико-химического состава нефтепродуктов и природных условий местонахождения, строения резервуара и т.д.

Процентное содержание механических частиц в нефтяном шламе зависит во много от свойств и вида слагающих горных пород нефтеносной пласт, метода и стадии разработки нефтяного месторождения.

2 Влияние асфальто-смолистых и парафиновых отложений, на формирование нефтяного шлама

2.1 Виды нефтяного шлама

В процессе производственной деятельности при добыче, переработки и транспортировке нефти могут образуются нефтяные осадки, представленные АСПО и механическими примесями. Поскольку большинство шлама формируются в результате взаимодействия с конкретной по своим условиям окружающей средой и в течение определенного промежутка времени, одинаковых по физико-химическим характеристикам и составу шламов в природе не существует. [17]

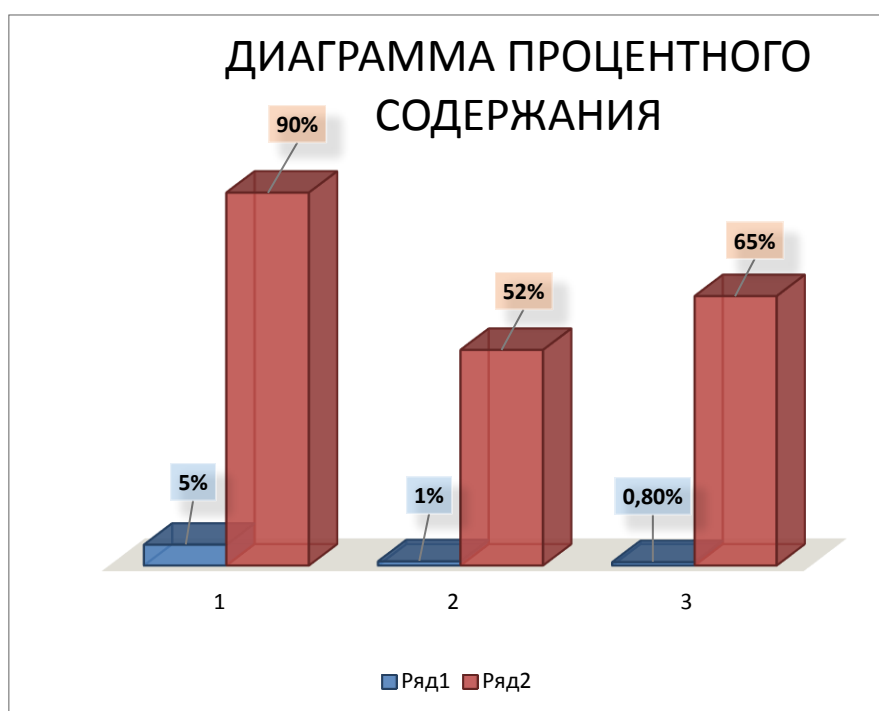
При многообразии нефтяных отходов в обобщенном виде нефтяные шламовые накопления могут быть подразделены на несколько группы согласно условиям их образования:

- грунтовые образуются в случаях пролива нефтепродуктов и сырой нефти на почву в процессе производства или аварийных ситуациях;
- придонные образуются при оседании разливов нефти на дне водоема;
- резервуарного типа образуются при перевозке нефтепродуктов и хранения в емкостях различной конструкции;
- нефтяные шламы, которые образуются в процессе добычи нефти, добываемые на поверхность земли из нефтяного пласта нефть содержит мелкодисперсные гранулы воды, взвешенные частицы горных пород, растворенные в ней газы и соли. Однако добываемая нефть, в большинстве случаев, проходит предварительно промысловую подготовку, в основном она предназначена для экспорта или для транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы, находящиеся в отдаленных от места добычи районах. Все эти примеси вызывают серьезные затруднения при транспортировке и переработке нефтяного сырья, которые вызывают обильную коррозию оборудования. Перед транспортированием сырая нефть

проходит этап подготовки: из нее удаляется большое количество механических примесей, вода, выпавшие твердые углероды и соли. Впоследствии вода снова закачивается в нефтяной пласт для поддержания давления, а механические примеси с нефтью превращаются в нефтяной шлам.

Углеводородный компонент нефтяных шламов может быть представлен различными соединениями, которые в результате осаждения и хранения, под действием разных процессов, могут преобразовываться в другие соединения за счет процессов конденсации, полимеризации, изомеризации. [14]

В результате лабораторных исследований соотношение нефтепродуктов в нефтяных шламах резервуарного типа, механических примесей (частицы глины, песка, ржавчины и т.д.) и воды происходит колебание в пределах 5-90% составляют углеводороды, 1-52% - вода, 0,8-65% твердые примеси, зависимость представлена на рисунке 2.1.1.



1-содержание углеводорода; 2- содержание воды; 3- содержание твердых частиц;

1 ряд – минимальное содержание; 2 ряд – максимальное содержание;

Рисунок 2.1.1 – Процентное содержания веществ

2.2 Физико-химические свойства нефтяных отложений

Изменение составов нефтяных шламов имеет большое разнообразие из-за физико-химических характеристик слагающих элементов.

Плотность нефтяных шламов варьируется в пределах 830-1700 кг/м³, а температура застывания меняется от -3°С до +80°С, температура вспышки от 35°С до 120°С данные характеристики в основном зависят от процентного содержания асфальтосмолопарафинистых фракций и механических примесей в нефтепродукте.

Образование эмульсий типа вода-масло происходит при попадании воды в нефтяные продукты, из-за стабилизации содержания в нефтепродуктах природных стабилизаторов: асфальтенов, парафинов и смол.

Асфальтены - наиболее высокомолекулярные компоненты нефти. Твёрдые хрупкие вещества чёрного или бурого цвета; размягчаются в инертной атмосфере при 200—300 °С с переходом в пластичное состояние; плотность варьируется около 1,1 г/см³; среднечисленная молекулярная масса находится в пределах 1000—5000, индекс полидисперсности 1,2—3,5.

Нефтяные парафины представляют собой смесь высокомолекулярных углеводородов, состоящую в основном из углеводородов общей формулы C_xH_{2x} с примесью твердых нафтеновых, ароматических и смешанных нафтеново-ароматических углеводородов. Начиная с гексадекана C₁₆H₃₄ и выше, парафиновые углеводороды при комнатной температуре находятся в твердом состоянии, причем с повышением их молекулярного веса увеличивается и температура плавления.

Состав и свойства нефтяных смол зависят от химической природы нефти. Смолы представляют собой очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твердые аморфные вещества от темно-коричневого до бурого цвета. Плотность их близка к 1,1 г/мл, молекулярная масса от 600 до 1000.

Нефтяные шламы резервуарного происхождения по составу и свойствам принадлежат к разным типам, поэтому, в процессе переработки шламов и зачистки применяются различные технологические приемы. Это зависит от физико-механических характеристик нефтяных шламов. Основная часть состоит из нефтепродуктов высокой вязкости представленные АСПО фракциями, водой и большим процентом механических примесей разных размеров и форм. [2]

2.3 Характеристики механических примесей в нефтешламе

Физико-химические характеристики механических примесей представлены большим количеством разнообразных образцов в следствии формирования и образование горных пород на разных глубинах, что повлияло на многообразие свойств механических примесей (таблица 2.3.1).

Таблица 2.3.1 – Объемная масса, массовая плотность, удельная теплоемкость, теплопроводность, температуропроводность горных пород

Горные породы	Объемная масса ρ , в кг/м^3	Массовая плотность W , %	Удельная теплоемкость c , $\text{кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$	Коэффициент	
				Теплопроводность λ , $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$	Температуропроводимость $\alpha\cdot 10^6\text{м}^2/\text{с}$
Песчаник	2500	2-5	0,835	2,56	1,22
Глинистый и песчано-глинистый сланец	2450	2-7	0,92	1,73	0,81
Мрамор	2700	До 1	0,419	1,28	1,14
Гранит	2700	До 1	0,92	2,21	0,98
Известняк плотный, органогенный	2700	2-3	0,92	2,56	0,97
Доломит	2650	1-2	0,92	1,75	0,7
Гипс	2350	2-3	1,47	1,16	0,33
Ангидрит	2400	1-2	1,67	1,16	0,278

Гранулометрический состав нефтяного шлама представлен большим количеством разнообразных по размеру механических примесей. Распределение зёрен по крупности в массивах горных пород, горной массе, почве или искусственном продукте, характеризуемое выходом в процентах

от массы или количества зёрен. Гранулометрический состав - важный показатель физических свойств и структуры материала образующего нефтяной шлам.

Общепринятой классификации по данным гранулометрического состава не существует, что связано с различием целей и объектов, для которых производится определение гранулометрического состава. В геологии, горном деле, грунтоведении, почвоведении, технологии строительных материалов и других областях техники применяют различные классификации и шкалы классов крупности. Классы обычно обозначают в мм, это связано с тем, что большая часть зёрен в представлена небольшими и маленькими размерами. В геологии при оценке осадочных горных пород различают: валуны крупные размерами 500 мм, валуны средние 500-250 мм, валуны мелкие 250-100 мм, гальку 100-10 мм, гравий крупный 10-5 мм, гравий мелкий 5-2 мм, песок грубый 2-1 мм, песок средний 0,5-0,25 мм, песок мелкий 0,25-0,1 мм, алеврит 0,1-0,05 мм, пыль 0,05-0,005 мм, глину до 0,005 мм. В нефтяной промышленности гранулометрический состав горных массы, является очень важной характеристикой для разработки месторождения, выбора метода его эксплуатации, подбора различных оборудования, подходящих для осуществления добычи и переработки нефтяной эмульсии и методы борьбы с механическими примесями на разных стадиях эксплуатации. В зависимости от цели исследования и размеров частиц гранулометрический состав определяют прямыми и косвенными методами гранулометрии.

Гранулометрический состав может быть выражен в виде дискретной или непрерывной зависимости содержания частиц от их размеров. Для определения дискретной зависимости интервал размеров всех частиц анализируемого вещества подразделяют на классы и гранулометрический состав представляют в виде процентного содержания частиц каждой из фракций. В зависимости от размера максимальной частицы шлама классификация по крупности осуществляется грохочением пробы на наборе

сит, данный метод называется ситовой анализ, либо гидравлической классификацией материала. Величина фракции показывает содержание в веществе частиц в интервале размеров, ограничивающих фракцию.

Графически изображение гранулометрического состава в виде непрерывной зависимости называется кривой распределения. При построении её по оси абсцисс откладывают размеры частиц, а по оси ординат - суммарное содержание всех частиц от начала отсчёта до данной точки, получая интегральную суммарную кривую распределения. Если по оси ординат откладывают относительно содержание фракций, причём разность между средними размерами частиц каждой фракции стремится к нулю, получают дифференциальную кривую распределения (рисунок 2.3.1).

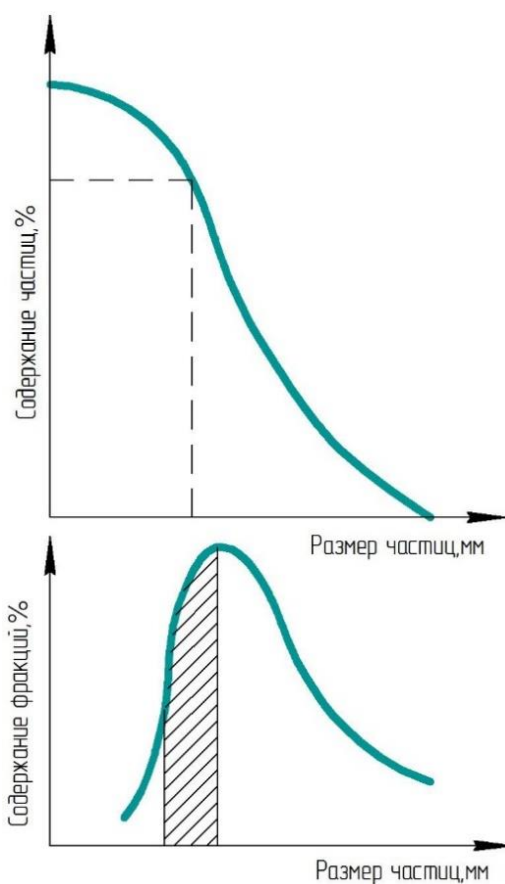


Рисунок 2.3.1 – Гранулометрический состав, выраженный в виде интегральной (верхний график) и дифференциальной (нижний график) кривых распределения частиц по размерам

По результатам анализов гранулометрического состава составляют таблицы, в которых отражают: класс в мм; выход отдельных классов по массе в кг и в %; суммарный кумулятивный выход по плюсу, т.е. выход суммарных остатков или по минусу, т.е. суммарный просев в процентах. Данные анализа также выражают графически, используя простые, полулогарифмические и логарифмические сетки. На оси абсцисс откладывают размеры отверстий контрольных сит, на оси ординат - суммарные остатки. Крупность продукта характеризуют в необходимых случаях верхним или нижним номинальным размером, т.е. размером отверстий контрольного сита, соответствующим установленному допустимому значению остатка просева. Крупность механических примесей оценивают также средним размером песчинок.

3 Анализ существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных емкостях

3.1 Проблема формирования нефтяного осадка в оборудовании

Во всех добываемых нефтепродуктов в процессе транспортировки и хранения происходит выпадение осадков. Образование осадков в нефтяных емкостях приводит к снижению полезного объема, возникновению коррозионных разрушений, затруднению обследования состояния емкости. Для эффективной борьбы с отложениями необходимо выяснить сущность, а также установить основные закономерности этого процесса.

Образование осадка в емкостях связано с выделением и последующим осаждением твердой фазы. Выделение твердой фазы зависит от физико-химических характеристик нефти, температуры и ряда других факторов, а интенсивность накопления осадков зависит от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей.

При длительном хранении нефти различной плотности и вязкости с учетом постоянно меняющегося температурного режима хранения, вызванного переменой климатических условий, на днище и стенках резервуара происходит скапливание отложений, вследствие чего формирование нефтяных осадков внутри резервуара распределяются неравномерно. [1]

Проблема очистки нефтяных емкостей от осадочного слоя, образовавшегося сразу после начала эксплуатации нефтяного месторождения возникла в самом начале развития нефтяной промышленности. Решением данной проблемы занимали ученые со всех стран на протяжении большого количества времени и благодаря этому возникло обширное количество методов по борьбе с отложением нефтяного шлама в резервуарах. Некоторые способы претерпели улучшения технологий очистки из-за развития научной

отрасли и создания оборудования, более технологически подходящих для совершения полноценной очистки резервуаров. Но также некоторые методы стали неподходящими из-за внутреннего строения емкостей, вмещающих нефтяные продукты. [8]

Регулярная очистка нефтяного резервуара от нефтешлама является технологически обязательной операцией. Общая схема очистки представлена на рисунке 3.1.1.



Рисунок 3.1.1 – Общая схема процесса очистки

В следствии очистки РВС по степени накопления остатков, было изобретено большое количество методов для очистки механических примесей и АСПО. Выбор метода очистки резервуара зависит от большого количества переменных: физико-химических свойств остатков, конструкции

резервуара, рентабельности, от возможности проведения данного метода в климатических условиях нахождения РВС.

3.2 Ручной метод очистки резервуаров

Самым распространенным методом в 1920-е годы являлся ручной способ зачистки, совмещённый с использованием различных механизмов и ручного оборудования. Это процесс был весьма трудоёмким по сравнению с остальными и вреден, также требовал проведения большого количества дополнительных мероприятий по обеспечению безопасности ведения работы в сборочных емкостях для рабочего персонала, что вело к выводу емкости из эксплуатации. В этом методе большое количество недостатков по очистке, что позволили его отнести в разряд бесперспективных. Так же со временем объём емкостей стал увеличиваться из-за чего такой метод перестал использоваться в нефтяной промышленности.

3.3 Механический метод очистки резервуаров

Механический способ очистки нефтяных емкостей от шлама производится с помощью различных переносных технических средств, бульдозеров, мини тракторов (рисунок 3.3.1).

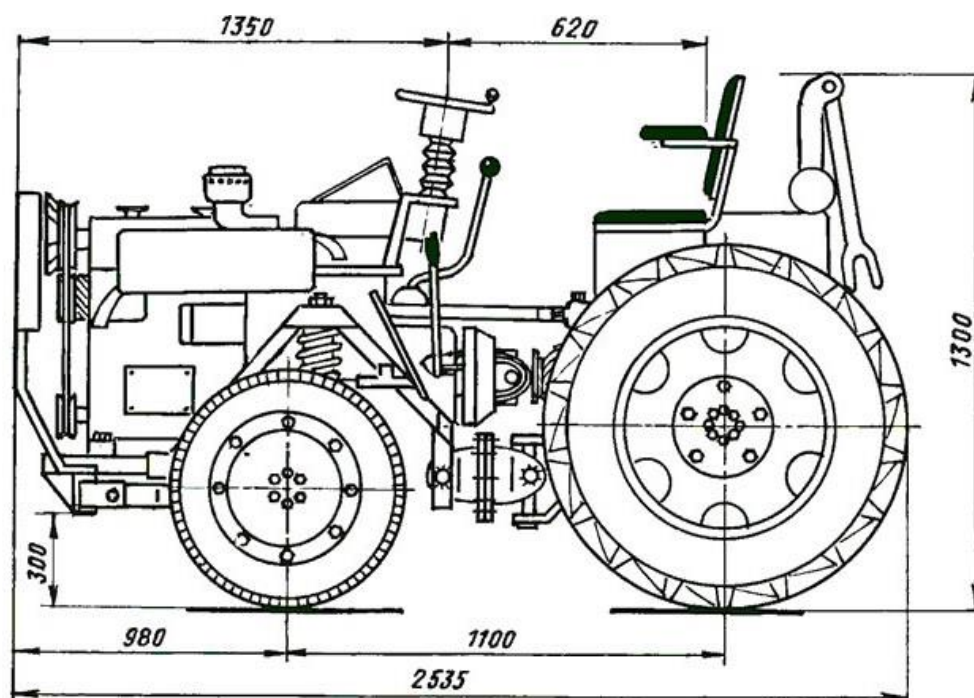


Рисунок 3.3.1 – Схема с изображением Мити трактора с его размерами

Применялся в основном для удаления более тяжёлых нефтяных остатков, состоящих из тяжелых АСПО соединений с большим количеством механических частиц в резервуарах большой емкости. Данный способ позволил значительно сократить время на проведение очистки от осадка, но данный метод имеет ряд недостатков существенного значения: большие капитальные затраты на проведение при значительно низком качестве очистки днища резервуара, необходимость доочистки резервуара вручную из-за неспособности полноценного удаления отложений, нарушение целостности резервуара для ввода в них технических средств, повреждение днища из-за работ на нем оборудования большой массы, создание дополнительной системы фильтрации воздуха и подачи ее в область очистки емкости. С учётом современных существующих технологий данный способ является неподходящим из-за разнообразия видов резервуаров хранящий нефть и считается устаревшим и неэффективным в данный момент.

3.4 Метод очистки резервуара с помощью вертикально плавающим устройством

В 1993 году братья В.Стейплс и Р.Стейплс из США было изобретено вертикально плавающее устройство (рисунок 3.4.1), снабжённое специальными гидравлическими моторами с пропеллерами, создающими вертикальную и горизонтальную тягу устройства, произвольно передвигая очистное устройство рядом с дном резервуара.

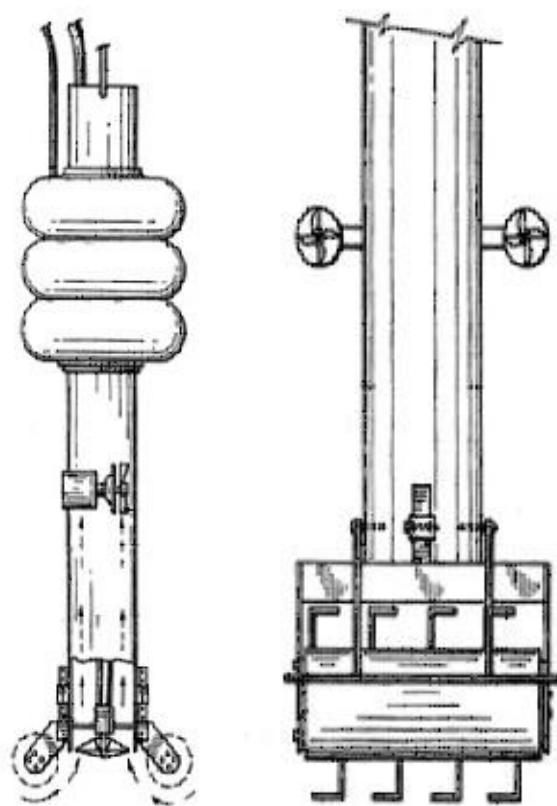


Рисунок 3.4.1 – Внешний вид плавающего очистного устройства

Режущие головки дробили твердый осадок, и с помощью импеллера образованная эмульсия с механическими примесями удалялась из резервуара при помощи насосного оборудования. Так как пропеллеры не обеспечивали достаточной управляемости во время очистки резервуара, то в 1996 году очистное устройство подверглось модернизации, основной акцент

был сделан на систему управления прибора. Основной проблемой использования данного устройства заключалось в изменение конструкции крыши резервуара, что не позволило данному устройству получить широкое применение в данной промышленности. [9]

3.5 Гидравлический метод очистки резервуаров

К наиболее рациональным из всех существующих способов борьбы с нефтяными отложениями можно отнести гидравлический. Эффективность данного метода заключается в том, что его можно применить в нефтяной емкости любой конструкции и назначения. Очистка резервуарных емкостей основана на подаче струи воды или нефти под высоким давлением, выходящей из сопла, на донные отложения. Для наибольшего воздействия гидродинамического метода на нефтяные отложения подаваемой жидкостью в резервуар заранее подогревают в специальных устройствах до определенной температуры, что позволяет улучшить и ускорить процесс очистки.

В следствии чего данный вид получил наибольшее количество разработок технических средств, устройств и систем для удаления отложений из резервуаров. Развитие гидравлического метода началось в 1963 году, в котором прошли испытания моечной машинки ММЗм-ЧГМП, представляющей собой вращающиеся устройство с трёхструнным брандспойтом, закрепленный на конце шланга высокого давления.

В 1964 году ученый С.Г. Джабаров предложил свою схему очистки резервуаров гидромониторами ГМОС-2, располагаемыми в световых люках.

Рабочая жидкость выходила через насадку в виде мощной струи с помощью которой шло разрушение осадочного слоя в резервуарах хранения нефти. Передвижение насадка осуществлялось в вертикальной и горизонтальной плоскости с помощью штурвалов что позволило упростить

процесс очистки. Размытый осадок откачивался из резервуара гидроэлеваторами типа ГЭ и ГВ. [7]

В целях механизации работ по зачистке наземных стальных резервуаров от донных отложений нефти и нефтепродуктов был спроектирован опытно-промышленный образец установки УЗР для зачистки резервуаров, который в 1966 г. прошел испытания в Северо-Западном нефтепроводном управлении на подземном железобетонном резервуаре объемом 10 тыс. м³. Из резервуара было удалено 1440 т донных отложений в течение 83 часовой работы гидравлической системы очистки. Данный метод применяется в совокупности с химическим для увеличения эффективности процесса.

3.6 Роботизированный способ очистки резервуаров

В конце 1980-х – начале 1990-х гг. активно начались разработки роботов, предназначенных для очистки резервуаров. Р. Крайсек и Р. Крайдер (США) в 1989 году изобрели робот (рисунок 3.6.1), который с помощью дистанционного управления способен размывать нефтяной осадок с помощью воды подаваемой под высоким давлением.

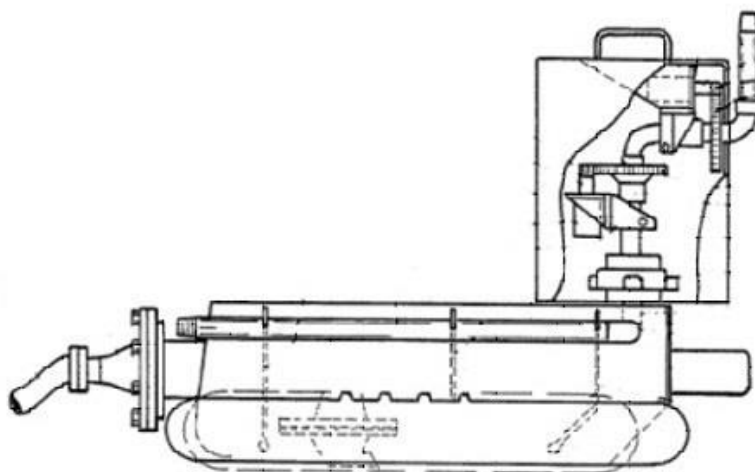


Рисунок 3.6.1 – Внешний вид робота Р. Крайсека и Р. Крайдера с дистанционным управлением

Учитывая опыт использования системы, предложенной Р. Крайсеком и Р. Крайдером, в 1994 году ученый Р. Тибодокс из США усовершенствовал робота для зачистки нефтяного резервуара (рисунок 3.6.2). Модернизация была совершена не только в корпусной части, но и изменился реагент воздействующий на нефть, с воды перешли на растворители и была добавлена функция одновременной откачки реагента и размытого нефтяного шлама из резервуара.

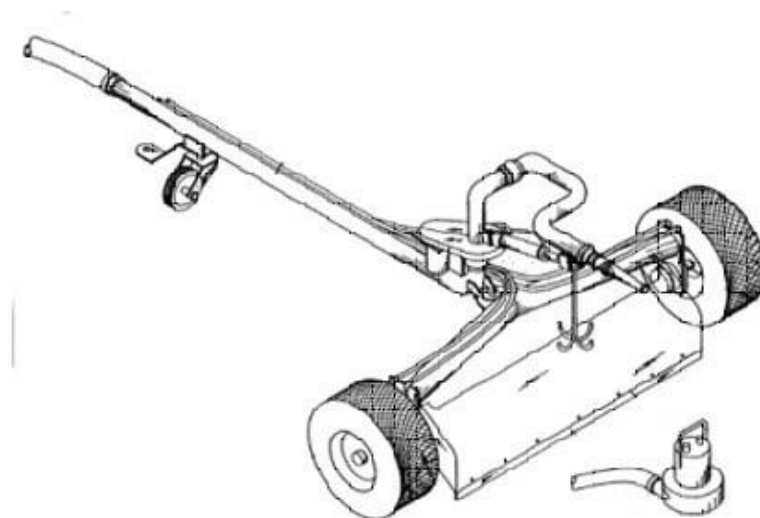


Рисунок 3.6.2 – Внешний вид робота Р. Тибодокса с одновременной откачки реагента и размыва шлама

В 1996 году Р. Крайдером из США был создан робот для удаления нефтяного твердого осадка из резервуара. Новшеством данного оборудования являлось дистанционное управления во время очистки резервуара, а также отличительной чертой являлось дополнительное дробильного устройства воздействующее на механические спрессованные частицы (рисунок 3.6.3).

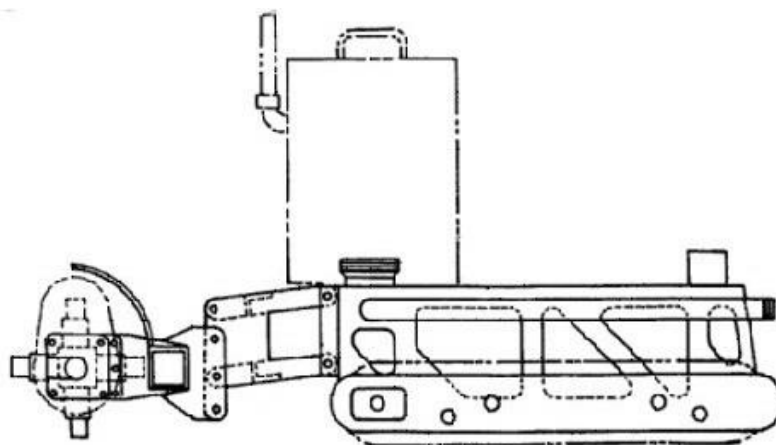


Рисунок 3.6.3 – Внешний вид робота Р. Крайдера с дистанционным управлением и дробильным устройством

С целью увеличения безопасности и уменьшения взрывоопасных ситуаций при очистке стальных резервуаров в 1996 году учеными из США было предложено устанавливать на роботизированное оборудование видеокамеры и датчики для замера концентрации H_2S , O_2 (рисунок 3.6.4).

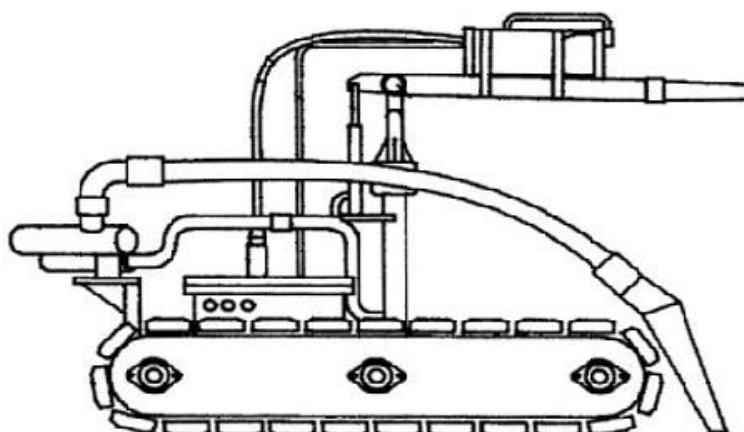


Рисунок 3.6.4 – Внешний вид робота, оборудованного видеокамерой и датчиком.

В 1997 году было разработано роботизированное оборудование не требующее дополнительного участия человека для сбора конструкции внутри очистного резервуара (рисунок 3.6.5).

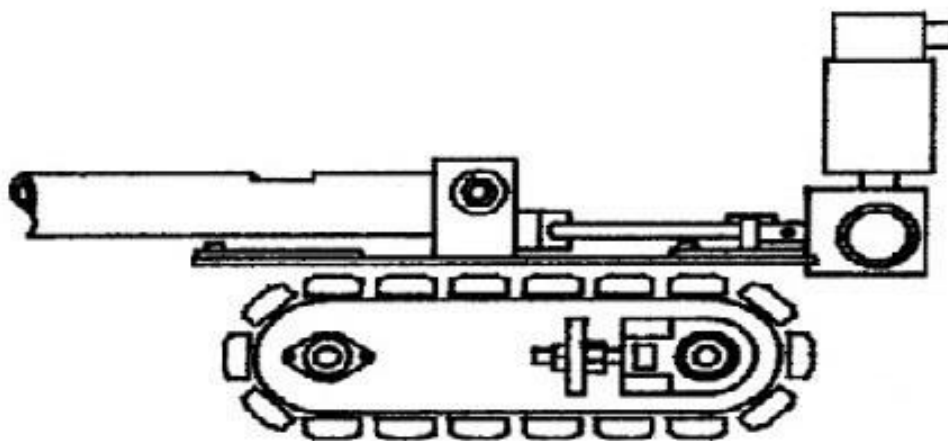


Рисунок 3.6.6 – Внешний вид робота с цельной рабочей конструкцией

К основным недостаткам использования роботов для очистки резервуаров от механических примесей можно отнести большую стоимость исходного оборудования, дороговизну в обслуживании, большие габариты и массу, трудность доставки оборудования в зону проведения очистки, сложность управления оборудование при большом слое скопления осадка, невозможность использования в резервуарах с понтонами и плавающими крышами.

В связи с появлением новых типов резервуаров возникла необходимость в разработке систем для борьбы с отложениями с учетом конструктивных особенностей резервуаров. [13]

3.7 Метод очистки резервуара с помощью винтовой мешалки

Одним из широко применяемых методов устройствами для борьбы с образованием АСПО с механическими отложениями, гидромеханическим

способом являются электромеханические винтовые мешалки (рисунок 3.7.1) различной конструкции и различного типа винта мешалок (рисунок 3.7.2).

Гидромеханический способ считается наиболее эффективными в тех случаях, когда необходимо создать значительную циркуляцию жидкости в аппарате при минимальном расходе механической энергии. Пропеллерный тип выполняют эту задачу лучше, чем мешалки другого типа, например турбинные. Пропеллерные мешалки создают осевую циркуляцию жидкости за счет насосного эффекта, поэтому они легко поднимают твердые механически частицы со дна резервуара, но данный процесс осложняет значительное содержание АСПО в донных отложений резервуаров. [16]

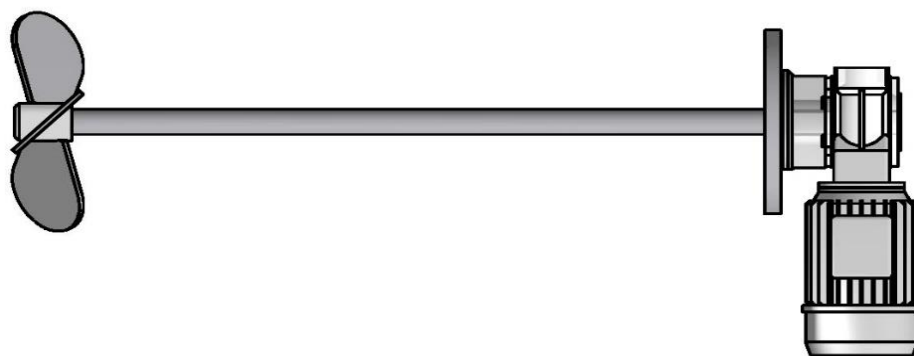
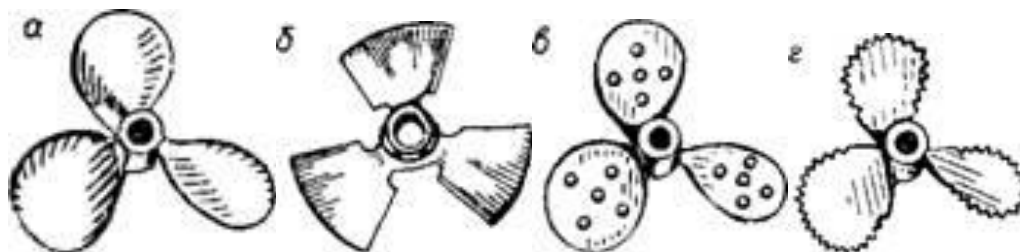


Рисунок 3.7.1 – Электромеханическая винтовая мешалка со стандартной мешалкой



а - стандартные винт; б - альтернативное винт; в - пропеллер с отверстиями в лопастях; г - пропеллер с зубчатыми краями;

Рисунок 3.7.2 – Типы винтовых мешалок

Наиболее эффективным средством для перемешивания нефти или нефтепродуктов оказался гребной корабельный винт.

Подбор силового агрегата и выбор типа винтового конца мешалки для создания электромеханического процесса следует подбирать из-за объема рабочей зоны, вязкости нефтяного продукта и количества донных отложений, только подобрав правильную конструкцию можно эффективно удалять донные отложения.

К 2010 году использовалось значительное количество электромеханических мешалок различных конструкций. Среди них выделяют: «Jensen 620VA 25/29» (США), «Plenty 28P-8TM25» (США), «Prematechnic 177520» (Германия), «Тайфун» (Россия), «Диоген» (Россия) и т.д.

Во время применения электромеханических мешалок на предприятиях топливно-энергетического комплекса России выявился следующий ряд недостатков в рабочем процессе механизмов:

- происходит расцентровка вала, в следствие чего происходит касания пропеллера донных отложений, из-за чего возникает вибрация стенки очищаемых резервуара, которая может привести к его разрушению конструкции;
- эффективность размыва осадка мала из-за большого коэффициента турбулентности создаваемой струи, в следствие происходит уменьшение дальности струи, и снижение работоспособности данного метода.

Данный метод по воздействию на механические отложения со значительной части АСПО является наиболее подходящим к резервуарам маленького объема, из-за возникновения турбулентной струи во время работы, в следствие чего у данного метода уменьшается коэффициент полезного действия в резервуарах большой емкости.

3.8 Тепловой метод очистки нефтяных резервуаров

Сущность теплового способа зачистки нефтяных резервуаров заключается в расплавлении АСПО подогретой нефтью. Это достигается путем циркуляции небольшого объема нефти или растворителя по схеме резервуар - теплообменник - резервуар. Иногда в качестве теплоносителя используют «острый» пар, при разогреве которым происходит обводнение нефтяных отложений (обводненность достигает 90% всей массы отложений).

При наличии источников тепловой энергии этот метод используется также достаточно широко, несмотря на некоторые недостатки:

- при увеличении температуры нефти происходит усиление испарения легких фракций;
- после охлаждения нагретой нефти в трубопроводе может произойти обильное отложение парафина на внутренней стенке трубопровода.

Процесс удаления осадка этим способом очень длителен и не может быть использован без нарушения режима эксплуатации резервуара и без нарушения целостности РВС.

3.9 Химический метод очистки резервуаров

В практике так же получил применение метод удаления осадков используется химический способ очистки нефтяных емкостей, основанный на использовании химических реагентов, вводимых в нефть в малых количествах. Этот способ нашел широкое применение за рубежом. Что касается этого способа борьбы с образованием АСПО в системе транспорта и хранения нефти, в частности, в нефтяных резервуарах, ему не уделялось должного внимания.

Химический метод совмещенный с другими методами, в совокупности дает полноценную очистку резервуаров от нефтяных продуктов и механических примесей.

Один из способов совмещенной зачистки нефтяных резервуаров является химико-гидравлический способ, осуществляемый с помощью химических реагентов и гидравлических устройств, в котором создается подача химических реагентов под высоким давлением, что улучшает процесс разрушения нефтяного шлама.

Химико-тепловой способ очистки резервуаров заключается в использовании химических реагентов и объемный подогрев парафинистых и асфальтовых отложений толщиной до 1 метра.

Технология зачистки резервуаров от различных нефтяных осадков химическим способом в России недостаточно отработана из-за дороговизны химических реагентов, поэтому в нефтяной промышленности не нашла широкого применения. [24]

3.10 Акустический метод очистки резервуаров

Среди новых направлений в борьбе с отложениями в нефтяных емкостях можно выделить акустический. Для очистки резервуаров акустическим способом предлагается применять технологию виброструйной магнитной активации жидких сред, т.е. воздействовать на придонный осадок мощными акустическими облучениями, создаваемыми специальной аппаратурой ВЭМА-0,3 (рисунок 3.10.1). После завершения этого процесса можно осуществить откачку резервуара от механических примесей с АСПО. Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля.

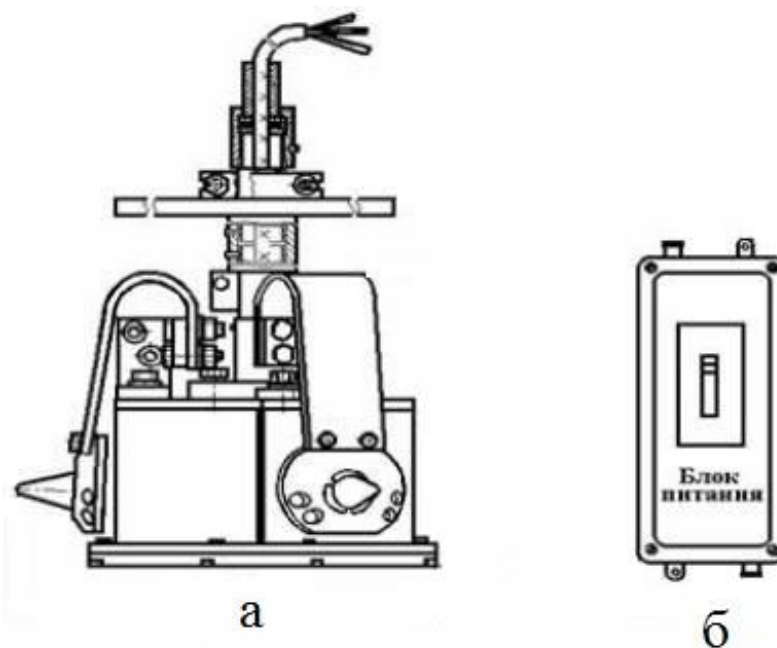


Рисунок 3.10.1 – а) вибратор электромагнитный активационный ВЭМА-0,3в взрывозащитном исполнении; б) блок питания

Вибрационная установка ВЭМА-0,3 предназначена для применения в нефти и газодобывающей, химической и нефтехимической отраслях. Вибратор ВЭМА-0,3 обеспечивает высокоэффективную обработку за счет диспергирования и снижения вязкости различных многокомпонентных вязких жидких составов и растворов нефти, нефтешлам, эмульсии, суспензии и т.д.

ВЭМА-0,3 является регулируемым электромеханическим прибором вибрационного типа погружного исполнения. ВЭМА-0,3 легко переустанавливается и состоит из блоков виброобработки и питания.

ВЭМА-0,3 предназначен для применения в следующих технологиях:

- механизированная очистка резервуаров и емкостей от донных осадков;
- подготовка товарной нефти (дегазация, обезвоживание, обессоливание);
- подготовка нефти к транспорту (снижение вязкости и АСПО);
- утилизация нефтешламов (осреднение, снижение вязкости, отделение мехпримесей);

- приготовление высококачественных полимерных составов и водонефтяных эмульсий;
- повышение эффективности применения жидкого топлива (нефть, мазут, дизельное). [18]

3.11 Биотехнологический метод очистки резервуаров

Биотехнологический метод является развивающим и перспективным способом очистки от асфальто-смолистых парафиновых отложений и предотвращения их образования основан на экологической особенности специфических углеводородокисляющих микроорганизмов адсорбироваться на гидрофобной поверхности углеводородов, в том числе и на АСПО, которые являются для этих микроорганизмов питательным субстратом.

В 2008 году была представлена система зачистки нефтяных емкостей с применением микроорганизмов, которые трансформируют АСПО. Опыт использования показал, что количество микроорганизмов, необходимое для очистки емкости, должно составлять около 5% от общего объема емкости.

В процессе использования микробиологического метода, в результате биосинтеза, они образуют такие метаболиты, как газы, кислоты, поверхностно-активные вещества (биоПАВы), что способствует повышению разуплотнения механических примесей, связанных с асфальто-смолисто парафиновыми отложениями.

В основе биологического метода лежит понятие биоремедиации.

Биоремедиация - это технология очистки нефтезагрязненной почвы и воды, в основе которой лежит использование специальных, углеводородокисляющих микроорганизмов или биохимических препаратов.

Способность усваивать углеводороды нефти присуща микроорганизмам, представленным различными систематическими группами. К ним относятся различные виды микромицетов, дрожжей и бактерий. Наиболее активные деструкторы нефти встречаются среди

бактерий. Они характеризуются способностью к усвоению широкого спектра углеводов, включая и ароматические, обладают высокой скоростью роста и, следовательно, представляют большой практический интерес.

Углеводородокисляющая группа микроорганизмов природного происхождения таксономически очень разнообразна. Наиболее активные бактериальные штаммы относятся к родам: *Pseudomonas*, *Arthrobacter*, *Rhodococcus*, *Acinetobacter*.

Постоянными и доминирующими компонентами естественных биоценозов нефтяных загрязнений являются родококки, их основная экологическая функция – аккумуляция газообразных n-алканов, жидких углеводов нефти и трансформация их в биомассу. Бактерии этого рода отличаются высокой жизнестойкостью при действии неблагоприятных факторов – низкой температуры, солнечного ультрафиолета, длительного отсутствия питательных веществ.

Бактерии способны окислять нефтяные n – алканы длиной цепи C9 – C30 и ароматические углеводороды. Удачно подобранная ассоциация микроорганизмов дает максимальное воздействие на нефтяные отложения в резервуарах.

Существуют два основных подхода к очистке загрязненных территорий с помощью биоремедиации:

- стимуляция локального почвенного биоценоза;
- использование специально отобранных микроорганизмов.

Наиболее эффективно разложение нефти и нефтепродуктов (ННП) происходит в первый день их взаимодействия с микроорганизмами. При температуре 15-25 °С и достаточной насыщенности кислородом микроорганизмы проявляют наибольшую активность, но при низких температурах бактериальное окисление происходит медленно.

Выбор активного микроорганизма-деструктора углеводородных загрязнений должен производиться с учетом ряда требований. При поиске микроорганизма-деструктора необходимо учитывать, что вносимая

микробная биомасса не должна быть чужеродной для пластовой микрофлоры. [15]

Еще одним важным требованием к микроорганизмам является их не патогенность. В связи с тем, что технология микробиологической очистки резервуаров предусматривает аэробные условия, необходимо вести выбор микроорганизма-деструктора среди аэробных, анаэробных и факультативно-анаэробных микроорганизмов. Микробные клетки могут подвергаться воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды, следовательно, микроорганизм-деструктор должен обладать высокой жизнестойкостью.

В настоящее время предложено большое количество различных коммерческих микробиологических препаратов как отечественного, так и импортного производства. Данное разнообразие микробиологического воздействия получило свое развитие из-за большого количества разнообразных свойств нефтяных продуктов и окружающей среды.

4 Виды используемых резервуаров

Резервуар вертикальный стальной (РВС) - вертикальная ёмкость, наземное объёмное строительное сооружение, предназначенное для приёма, хранения, подготовки, учёта и выдачи жидких продуктов.

Вертикальные стальные резервуары изготавливают внутренним объёмом 100 — 50 000 м³, при необходимости их объединяют в группу резервуаров, сосредоточенных в одном месте, её называют «резервуарным парком».

Применение РВС предназначены для следующих условий эксплуатации:

- приём, хранение, выдача и учёт (количественный и качественный) нефтесодержащих стоков, нефти и нефтепродуктов;
- хранение и отстой пластовой воды и механических примесей;
- хранение пожарной или питьевой воды;
- хранение жидких пищевых (при условии обеспечения санитарно-гигиенических норм), агрессивных химических продуктов, минеральных удобрений;
- смешение нефти и нефтепродуктов.

Также используются РВС изотермические для хранения сжиженных газов; баки-аккумуляторы — для горячей воды.

Популярность вертикальных стальных резервуаров в качестве способа хранения нефтепродуктов, воды и прочих жидкостей обусловлена их дешевизной, быстротой изготовления, простотой эксплуатации и выбора типа резервуара под физико-химические свойства нефти и окружающей среды.

4.1 Типы стальных вертикальных резервуаров

Выбор типа резервуара производится в зависимости от хранимого продукта, особенностей технологического процесса предприятия и характеристик площадки, где он будет установлен.

Различают 4 основных типа резервуаров вертикальных стальных:

- РВС – резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона;
- РВСП – резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей и понтоном;
- РВСПк – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;
- Резервуары с защитной стенкой («стакан в стакане»).

РВС - резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона.

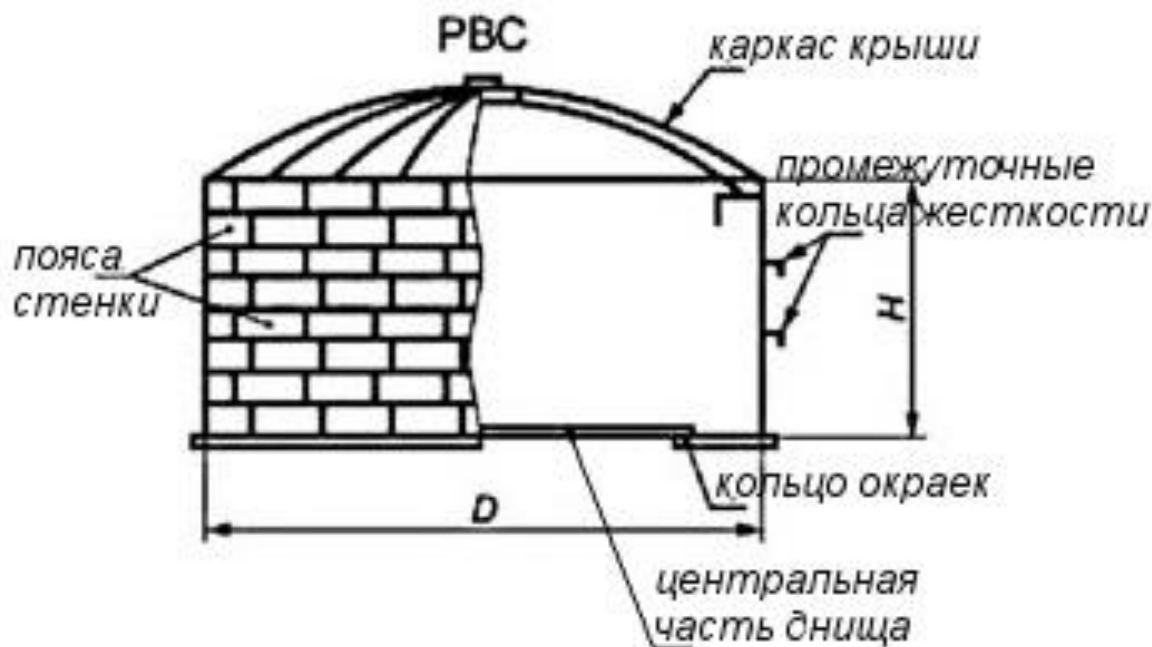


Рисунок 4.1.1 – Резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей без понтона в разрезе

Используются для хранения продуктов с относительно низкой летучестью (с давлением насыщенных паров не более 26,6 кПа), и температурой воспламенения более 610°C. Наиболее часто в таких резервуарах складывают мазут, дизельное топливо, бытовой керосин, битум, гудрон, масла и воду (пожарный резервуар и резервуары запаса воды). Также резервуары вертикальные стальные со стационарной крышей без понтона могут применяться для хранения более летучих (с ДНП до 93,3 кПа) и легко воспламеняемых продуктов. В таких случаях резервуар оборудуется газовой обвязкой или установкой улавливания легких фракций.

К основным несущим конструкциям резервуара относятся: стенка, включая врезки патрубков и люков, окрайка днища, бескаркасная крыша, каркас и опорное кольцо каркасной крыши, анкерное крепление стенки, кольца жесткости.

РВСП - резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей и понтоном.

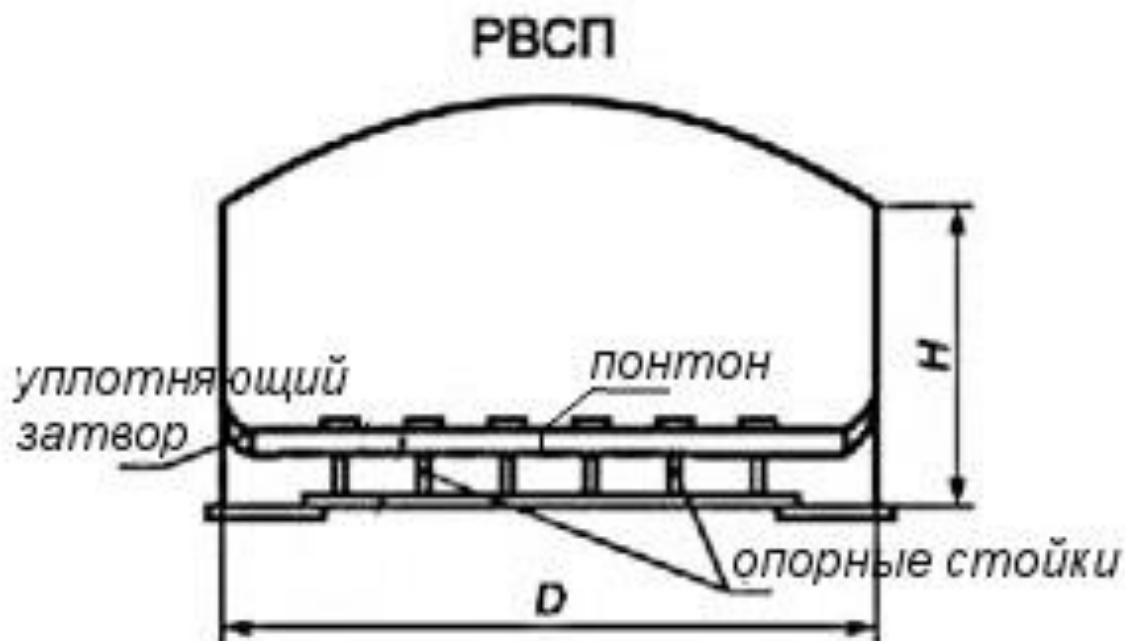


Рисунок 4.1.2 – Резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей и понтоном в разрезе

Используются для хранения продуктов с давлением насыщенных паров в пределах 26,6 - 93,3 кПа и температурой воспламенения менее 610С. Наиболее часто в них складываются нефти, бензины, керосины, реактивное топливо. Понтон представляет собой жесткое газонепроницаемое плавающее покрытие в форме диска, помещаемое на зеркало продукта внутри резервуара так, чтобы было закрыто не менее 90% его площади. Кольцевой зазор между понтоном и стенкой резервуара герметизируется специальным уплотняющим затвором. Понтон служит для снижения скорости насыщения газовой воздушного пространства резервуара парами хранимого продукта.

Конструктивные элементы опорных узлов и опорных колец крыши и стенки должны обеспечивать совместное восприятие вертикальных и горизонтальных усилий, а также температурных деформаций, передаваемых с крыши на стенку резервуара.

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей.

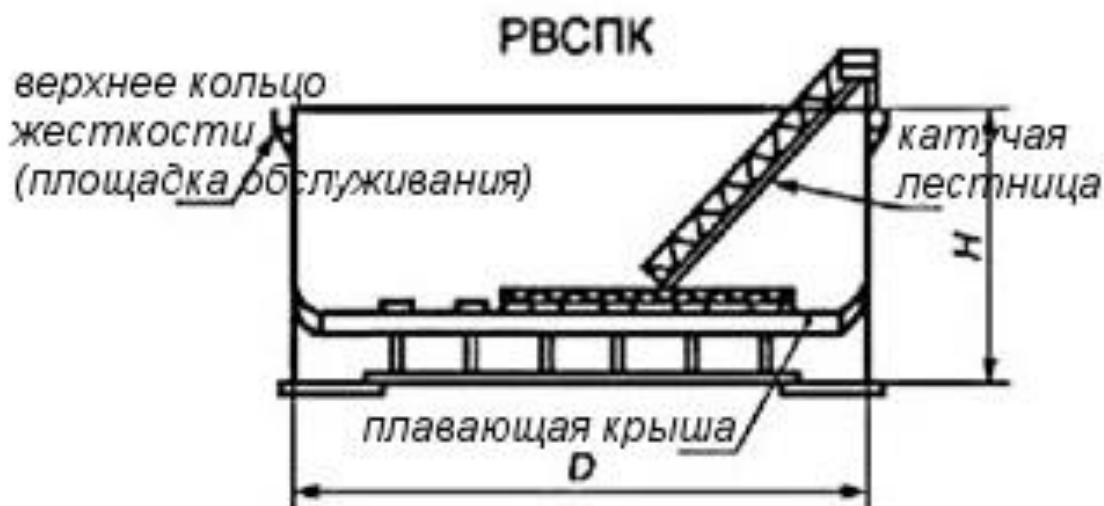


Рисунок 4.1.3 – Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей в разрезе

Данная конструкция резервуара предполагает использование кровли, располагаемой на поверхности хранимого продукта с полным контактом. Плавучесть кровли достигается за счет применения герметичных отсеков или

коробов. В опорожненном резервуаре крыша располагается на специальных опорах, смонтированных на днище. Исключение вращения плавающей крыши достигается использованием направляющих труб. Недостаток плавающей крыши - возможность загрязнения хранимого продукта вследствие осадков. Также бывают случаи примерзания уплотняющего затвора крыши к стенке резервуара. Преимущества такой конструкции кровли в снижении потерь продукта от испарения.

Резервуары с открытыми плавающими крышами, сооружаемые по типовым проектам емкостью 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10 000, 15 000 и 20 000 м³, могут применяться в южных благоприятных климатических условиях. В северных районах с большим количеством атмосферных осадков, главным образом снега, сооружение плавающих крыш без защиты практически невозможно.

Резервуары с защитной стенкой («стакан в стакане»).

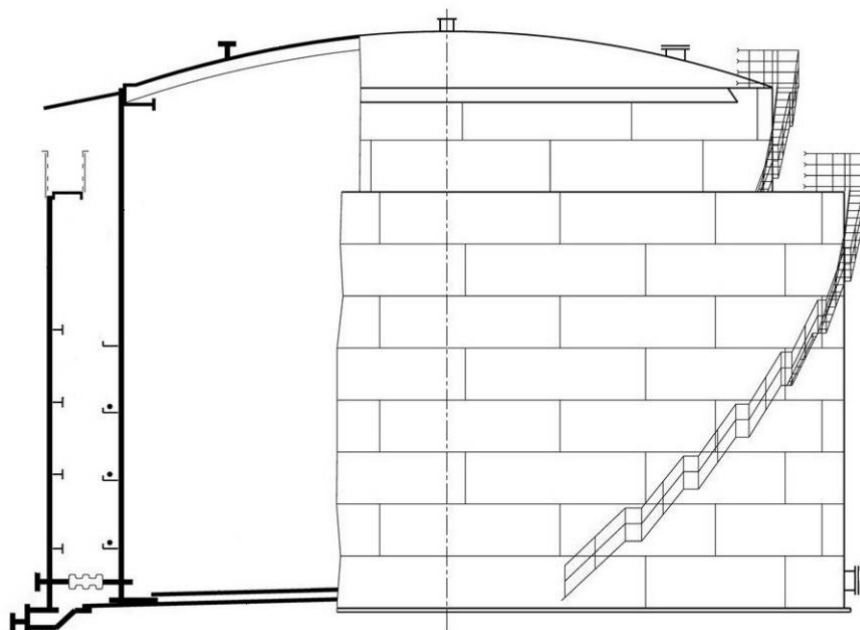


Рисунок 4.1.4 – Резервуары с защитной стенкой в разрезе

Резервуары такой конструкции используются на производственных площадках, где нет возможности устройства обваловки резервуарного парка.

Также резервуары с защитной стенкой строятся вблизи водоемов и жилых поселений для обеспечения безопасности окружающей среды и населения. Защитная стенка монтируется с целью исключить разлив продукта при разгерметизации рабочего резервуара.

4.2 Выбор методов очистки от разновидности конструкции строения

К резервуарам с вертикальным стальным строением со стационарной крышей без понтона предназначенных для нефтяных продуктов малой и средней вязкости подходят большинство методов очистки, в связи со строением внутренней части, в котором отсутствуют дополнительные конструкции на дне объема резервуара, позволяющие производить очистку механическими методами.

В резервуарах с вертикальным стальным строением со стационарной крышей без понтона предназначенных для хранения высоковязких нефтяных продуктах предусмотрена в строение наличие подогревателя, смонтированного внутри резервуара и наличие термоизоляции, что не позволяет воспользоваться механическими методами очистки с помощью мини бульдозеров и мине тракторов, также затруднительная работа роботизированных установок и винтовых мешалок, что может привести к разрушению подогревательной системе резервуара.

В процессе очистки резервуаров с вертикальной стальной и плавающей крышей выявлены затруднения работа с механическими методами очистки в связи с внутренним строением, так же неподходящими способами в очистки являются методы с повышенным давлением и температурой, в связи с неполноценным уплотнением кольцевого уплотнителя крыши резервуара, что может привести к выходу содержащих реагентов через уплотнитель и его растекание по поверхности крыши, заклинивание и последующее обрушение плавающей крыши.

Неподходящими способами для очистки резервуарах вертикальных стальных со стационарной крышей и понтоном, являются механические методы для удаления отложений, из-за плавающего понтона с цилиндрическими поплавками и креплениями на дне резервуара невозможно полноценно проводить очистку с помощью механизированного оборудования.

Подбор метода для очистки резервуаров с защитной стенкой производится от разновидности конструкции дна резервуара.

Основным критерии подбора методов для очистки резервуаров являются физико-химических свойств нефтепродуктов, свойств окружающей среды, конструкции резервуара, а также от имеющегося оборудования для проведения тех или иных методов очистки.

Универсальными метода очистки резервуаров от АСПО и механических примесей являются химический, гидравлический и биологический метод, так как при проведении очистки данные методы не зависят от конструкции резервуаров хранения. Использование данных методов обусловлено рентабельностью проведения процесса очистных работ и физико-химическими свойствами нефтешламового накопления в резервуарах.

5 Специальная часть

Биотехнологический метод очистки - это технология, основанная на биологических процессах, в которых используют углеводородокисляющие микробные объекты. Данный метод сводится к использованию микроорганизмов для воздействия на механические примеси и нефтяные отложения в полости резервуаров для хранения. В микробиологическом методе воздействие на отложения в РВС схоже с химическим методом очистки.

Главной задачей исследовательской работы является выявления того, что в процессе жизнедеятельности бактерий происходит воздействие на два осложняющих фактора.

Воздействием на первый осложняющий фактор заключатся в уменьшение асфальто-смолистых и парафиновых отложений в процессе жизнедеятельности микроорганизмов, которые разлагаю АСПО на - поверхностно-активные вещества, жирные кислоты, спирты, альдегиды, полимеры (полисахариды), двуокись углерода и др. В процессе деструкции идет уменьшение содержания парафиновых силикагелевых смол на 20-40%, доли метана на 20-30% при соответствующем росте доли углекислого газа, этана и пропана.

Борьба со вторым осложняющим фактором заключается в воздействии полученных в процессе жизнедеятельности бактерий метаболитов на глиносодержание частицы в механических примесях, представленных кремнием, кальцием, алюминием и магнием.

5.1 Общая характеристика эксперимента

Тема эксперимента заключается, в наблюдение за воздействием аэробных бактерий на нефтяные отложения в отстойных резервуарах представленные механическими примесями с АСПО.

Место проведения исследовательской работы была лаборатория кафедры РЭНГМ учебного помещения Института Нефти и Газа СФУ в городе Красноярск.

Объектом экспериментирования были асфальто-смолистые и парафиновые отложения с механическими примесями с вертикальных стальных резервуаров и углеводородокисляющие бактерии развивающийся в присутствии кислорода.

Вид данного эксперимента относится к лабораторному. Данный эксперимент нацелен на проверку теоретической гипотезы воздействия микробиологического метода очистки резервуара и осуществляется в условиях максимального контроля над уровнем воздействия независимых переменных.

5.2 Научный аппарат эксперимента

Теоретическая основа данного эксперимента заключается в структурном изменении донных остатков с РВС в следствии воздействия углеводородокисляющих бактерий.

Целью экспериментирования является наблюдение за воздействием аэробных бактерий на нефтяные отложения в отстойных резервуарах и изменение физико-химических характеристик нефтяных продуктов и механических примесей.

Гипотезой данного экспериментирования является изменение количественной составляющей и физико-химических характеристик асфальто-смолистых и парафиновых отложений в осадочном нефтяном слое резервуара, в следствии жизнедеятельности углеводородокисляющих бактерий, что позволит подтвердить биологический метод процесс очистки РВС.

5.3 Проведение лабораторного исследования

Используемое оборудование при проведении работ: нефтяной шлам и нефть с вертикальных стальных резервуаров Красноярского края, химические реагенты для среды Чапека, аэробные бактерии, компрессор, 2 стеклянных сосуда, металлический контейнер.

В ходе экспериментов с помощью аналитических весов выполняется взвешивание нужного количества химических реагентов для создания среды Чапека (таблица 5.3.1) в объёме 0,5 л. необходимой в создания благоприятных условий для процесса жизнедеятельности и увеличения численности бактерий. Затем в стеклянном сосуде смешиваются химические вещества с дистиллированной водой, данная среда разделяется на 2 сосуда по 250 мл, в которые добавляются нефтяные отложения с РВС, аэробные микроорганизмы.

Для создания благоприятных условий воздействия бактерий на отложения создана дополнительная аэрация воздуха с помощью компрессор. Для исключения разлива жидкости в процессе аэрации и попадания прямых солнечных лучей сосуда помещаются в контейнер.

Таблица 5.3.1 – Компоненты и их концентрация для создания среды Чапека

Компонент	Концентрация вещества на 1 литр, (г/л)
FeSO ₄ *7H ₂ O	0,01
MgSO ₄ *7H ₂ O	0,5
KCl	0,5
K ₂ HPO ₄	1
NaNO ₃	2
Нефть	20
Дистиллированная вода	1

Основное увеличение биомассы бактерий происходило в течение первых пяти дней. В то же время деструктивные свойства образовавшихся микроорганизмов не всегда бывают высокими к нефти.

Колонии бактерий, появившиеся на десятый день эксперимента, обладают средними показателями нефтедеструкции, воздействию данных микроорганизмов происходит на утилизированные легкие и средние фракции нефти.

Группы бактерий, образовавшихся на пятнадцатый день воздействия на нефтепродукты, обладают медленным темпом роста биомассы, происходит изменение своих отселектированных свойств, проявляющих уже на тяжелые нефтяные фракции, трудно поддающихся биологическому разложению.

Данный лабораторный эксперимент был поставлен на 2 и 4 недели, для наблюдения воздействия углеводородокисляющих бактерий и изменения физико-химических свойств нефтяных отложений.

По истечению времени воздействия была отделена нефть от механических остатков с помощью фильтровальной бумаги, синей ленты, предназначенной для отделения от раствора мелкокристаллических осадков. Далее очищенная нефть была проверена на изменение вязкости на вискозиметре и изменения температуры кристаллизации на ЛАЗ-93М2, аппарате для определения низкотемпературных характеристик (таблица 5.3.2)

Таблицы 5.3.2 – Изменение вязкости и температуры застывания

Нефть	Вязкость, мм ² /сек	Температура застывания, °С
РВС 2 недели	6,690281	+6
РВС 4 недели	8,438877	+1
Исходная нефть	2,508855	+4

В таблице видно изменение вязкости нефти вследствие воздействия анаэробных бактерий, данное изменение характеристик нефти произошло из-за нескольких причин:

- испарение легких углеводородов из добавленной нефти;
- перераспределение асфальто-смолистых и парафиновых составляющих в жидкой фракции произошло в следствии воздействия углеводородокисляющих бактерий на твердую фракцию механических остатков связанные АПСО;
- в процессе жизнедеятельности бактерий образуются метаболиты (жирные кислоты, биоПАВ, биополимеры,) которые оказывают воздействия на водную составляющую в среде Чапека, из-за чего вязкость жидкой фракции увеличилась;
- органические вещества, содержащие углерод, разлагаются под воздействием углеводородокисляющих бактерий и образуют *жирные кислоты*, метана, углекислоты, водород, спирты, окиси углерода и воду, которые могут улетучиться в процессе созданной аэрации, в следствии чего происходит увеличение вязкости жидкой фазы;
- учеными была обнаружена зависимость изменения вязкости нефтепродуктов от степени обводнённости продукции. Выявленная зависимость изменения вязкости особо выражена на разделе ВНК, где значение вязкости выше чем у нефти и воды в отдельном виде.

В следствии воздействия метаболитов, полученных в процессе жизнедеятельности углеводородокисляющих бактерий, на глиносодержащие частицы в механических отложениях РВС, происходило количественное изменение кремния, кальция, магния и алюминия.

Для получения данных по изменению количественной концентрации нужных веществ, механические отложения были отделены от жидкой фракции с помощью фильтрования.

Полученные образцы были подвергнуты термическому воздействию в муфельной печи при температуре 800 °С в течение 4 часов, для полного удаления нефтепродуктов.

Таблицы 5.3.2 – Изменение веса образцов

Образец, №	Исходный вес, г	Время воздействия	Вес после воздействия бактерий, г	Изменение веса, %
1	50,46	15 дней	47,93	6,09%
2	52,75	30 дней	48,16	8,71%

Эти данные изменения веса донных отложений свидетельствуют о изменении концентрации АСПО в твердой фазе. В следствии чего можно предположить, что изменение концентрации АСПО произошло в следствии жизнедеятельности бактерий.

6 Безопасность и экологичность проекта

Целью данного раздела является рассмотрение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтяной и газовой промышленности, направленных на минимизацию воздействия вредного эффекта на мировую экосистему с учетом особенностей природной и геологической среды.

В настоящее время из-за вмешательства человека изменяются свойства и состав литосферы, повышается запыленность атмосферы, её нижние слои насыщаются вредными для живых организмов веществами, а загрязнения вод делают эту среду несовместимой с жизнью морских организмов.

Одной из основных причин, отрицательно воздействующих на окружающую среду, является добыча углеводородов, которые представляют собой серьезную угрозу для жизни человека, флоры и фауны. Для России, одного из мировых лидеров по нефтедобыче, экологические проблемы стоят наиболее остро.

6.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Проведение исследовательских работ выполняется в лаборатории кафедры РЭНГМ Института Нефти и Газа СФУ.

Целью работ является: наблюдение за воздействием аэробных бактерий на нефтяные отложения в отстойных резервуарах.

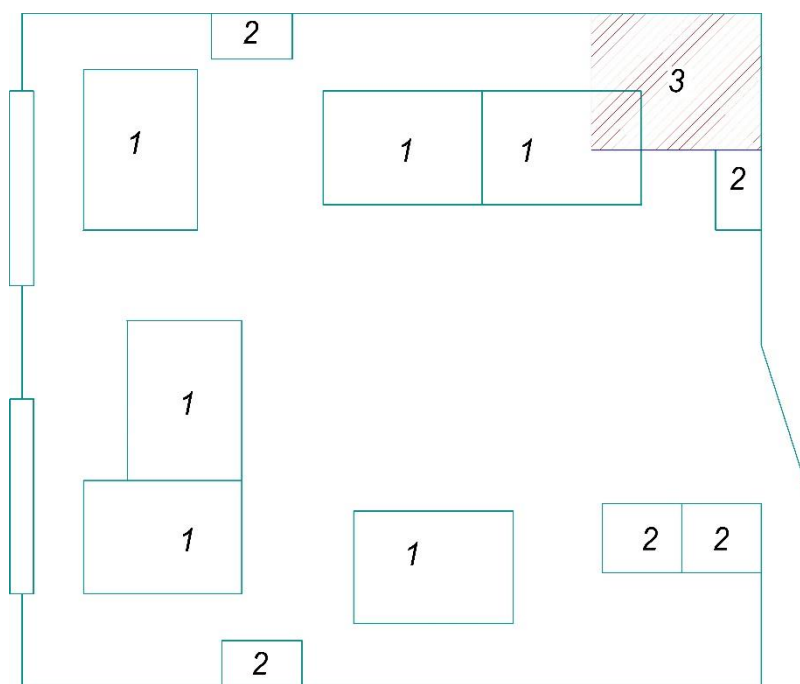
Используемое оборудование при проведении работ: нефтяной шлам и нефть с вертикальных стальных резервуаров Красноярского края, химические реагенты для среды Чапека, аэробные бактерии, компрессор, 2 стеклянных сосуда, металлический контейнер.

В ходе экспериментов с помощью аналитических весов выполняется взвешивание нужного количества химических реагентов для создания среды

Чапека в объёме 0,5 л. Затем в стеклянном сосуде смешиваются химические вещества с дистиллированной водой, данная среда разделяется на 2 сосуда по 250 мл, в которые добавляются нефтяные отложения с РВС, аэробные бактерии, нефть.

Для создания благоприятных условий воздействия бактерий на отложения и дополнительной аэрации воздуха используются компрессор. Для исключения разлива жидкости в процессе аэрации и попадания прямых солнечных лучей сосуды помещаются в контейнер.

На рисунке 6.1.1 представлена схема помещения лаборатории с размещением оборудования.



1- стол; 2- шкаф; 3- зона проведения эксперимента;

Рисунок 6.1.1 – Схема лабораторного помещения

Вредными факторами в при проведении работ являются:

- физические: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте);
- химические: токсичное воздействие на органы дыхания;

- биологические: работа с патогенными микроорганизмами (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие и продукты их жизнедеятельности. [3]

По основному виду экономической деятельности установлен V класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,6% к начисленной оплате труда.

Возможными аварийными ситуациями при проведении опытов могут быть разливы образцов, в состав которых входят химические агенты и нефть. Это может произойти из-за неправильно подобранной степени аэрации и маленького объема сосуда для экспериментов.

6.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Помещение лаборатории находится в учебном корпусе института нефти и газа Сибирского федерального университета в г. Красноярске.

Красноярск находится в зоне умеренно-континентального климата в южной части Красноярского края. Континентальность климата в черте города несколько смягчается под влиянием незамерзающей зимой реки Енисей и Красноярского водохранилища.

Благодаря континентальности климата часты значительные перепады суточных температур воздуха даже летом до 15-20 градусов между ночными и дневными температурами.

Таблица 6.2.1 – Общая характеристика климата г. Красноярска

Тип климата	Континентальный
Количество осадков, мм	465

Окончание таблицы 6.2.1

Средняя скорость ветра, м/с	2,3
Средняя влажность воздуха, %	68

Средняя температура воздуха в Красноярске по данным многолетних наблюдений составляет $-6.5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Наиболее тёплый месяц — июль, его средняя температура $+15.7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодный месяц — январь с температурой $-28.7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Вследствие резкой континентальности климата абсолютный месячный минимум температуры в Красноярске в ноябре на 0.7 градусов ниже, чем в феврале (-42.3 и -41.6 градусов соответственно), а абсолютный максимум температуры в апреле на 0.1 градусов выше, чем в сентябре ($+31.4$ и $+31.3$ градусов соответственно).

Зима в Красноярске характеризуется достаточно морозной погодой, часты оттепели. Осадки выпадают, как правило, в виде снега. Зима в городе начинается в среднем в начале ноября с момента становления устойчивого снежного покрова и длится до последней декады марта.

Летняя погода устанавливается, в среднем, 9 июня, когда среднесуточная температура воздуха приближается к $15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лето характеризуется тёплой погодой и наибольшим количеством осадков.

Помещение лаборатории относится к категории 3а – помещения с массовым пребыванием людей, в которых люди находятся без уличной одежды.

В таблице 6.2.2 представлены характеристики микроклимата в помещении лаборатории.

Таблица 6.2.2 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в зданиях

Результирующая температура, $^{\circ}\text{C}$	оптимальная	19-20
	допустимая	19-22

Окончание таблицы 6.2.2

Относительная влажность, %	оптимальная	45-30
	допустимая	60
Скорость движения воздуха, м/с	оптимальная, не более	0,2
	допустимая, не более	0,3

Для поддержания оптимальных параметров среды установлена центральная система отопления и вентиляции, в лаборатории имеются 2 настенных радиатора и выход к центральной системе вентиляции здания.

6.3 Санитарные требования к лаборатории

Размеры лабораторного помещения 5,9 x 6,5 м, что равно 38,35 кв. м. при высоте помещения в 2,70 м и объемом рабочего пространства в 103,5 куб. м. Минимальная нормативная площадь для работы одного сотрудника не менее 4,5 кв. м. [22]

Рабочие и лабораторные столы и оборудование расположены с учетом безопасных проходов для сотрудников.

Столешницы изготовлены из панелей ДСП со специальным покрытием, устойчивым к механическому истиранию и воздействиям влаги, что позволяет в случае пролива какого-либо вещества быстро очистить место от попадания жидкости.

Стулья выполнены из износостойкого материала, обивка сидений сделана из водоотталкивающего материала. Вся мебель в лаборатории соответствует санитарным нормам. [20]

Полы выложены мраморной плиткой, не обработанной лакокрасочными материалами, что способствует лучшему контакту с обувью сотрудников. Такая плитка хорошо сопротивляется истиранию, не требует окраски, обладает низкой электропроводностью, обладает стойкостью к химическим реактивам, теплоустойчива. [22]

В таблице 6.3.1 представлены характеристики санитарно-гигиенических условий труда в лаборатории. [22]

Таблица 6.3.1 – Характеристики санитарно-гигиенических условий труда

Показатели условий труда	Производственные помещения
Виды рабочего искусственного освещения: Источники света	Люминесцентные лампы
Освещенность, лк, норма/факт	100/100
Аварийная освещенность лаборатории на пути эвакуации из помещения, лк	5
Источник питания аварийного освещения	Дизельная подстанция
Исполнение светильников	взрывозащищенные
Мощность светильников, Вт	15
Количество светильников	16
Источники шума	Два компрессора низкого давления BOYU U-3600
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	40/10
Источники вибраций	BOYU U-3600
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	30/2
Микроклимат в помещении, °С, норма/факт	20-21/20

Кратность воздухообмена по Лассену составляет 4 - 8 куб. м на одного человека.

Исследовательские работы следует проводить в лабораторных халатах и резиновых перчатках, так как используются нефтепродукты.

6.4 Инструкция по безопасности выполнения исследовательских работ

В данном лабораторном помещении выполняются эксперименты с легковоспламеняющимися жидкостями и с твердыми неорганическими реагентами.

Перед началом работ следует надеть лабораторный халат, строго запрещается находиться в помещении в верхней одежде; проверить исправность оборудования, рубильников и пр.

При работе с химическими реактивами в лаборатории должно находиться не менее двух сотрудников.

Необходимо использовать только посуду, подходящую для проведения химических опытов, устойчивую к действию химических растворителей. Для предотвращения разливов проб следует пользоваться герметичным металлическим контейнером.

Для достоверной постановки эксперимента необходимо использовать точное оборудование.

Необходимо строго следить за тем, чтобы емкости с пробами не оказались рядом с нагретыми предметами и не освещались прямыми солнечными лучами, т.к. внутри герметично закрытой емкости создается давление, которое может вызвать разрушение стеклянной бутылки и привести к возникновению пожара.

Все сухие реактивы необходимо брать фарфоровыми ложками, шпателями.

Необходимо проявлять осторожность при смешивании твердых веществ (особенно органических), т.к. образующаяся пыль может быть опасной для организма. Запрещается смешивать сухие реактивы вблизи включенных электронагревательных приборов.

6.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Помещение лаборатории по пожароопасности относится к категории ВЗ – помещение, в котором располагаются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыль и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть. [22]

Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны П-1 в соответствии с ПУЭ.

Возможными источниками пожароопасных ситуаций являются короткие замыкания в проводке компрессоров низкого давления.

В таблице 6.5.2 представлена характеристика веществ, используемых при проведении эксперимента. [21]

Таблица 6.5.2 – Характеристика горючих веществ

Наименование	Концентрация, мл	Температура вспышки, °С	Температура горения, °С
Сырая нефть	160	От -35 до 36	1100

На этаже здания, в котором располагается лаборатория, установлен пожарный рукав. В помещении находится огнетушитель и ящик с песком, а также план эвакуации сотрудников на случай возникновения пожара. [4]

Все здание оборудовано системой сигнализации о пожаре и пожарной тревоги, включая помещение лаборатории.

Система в помещении представлена шестью датчиками, реагирующими на задымление. В случае задымления и возникновения пожара, срабатывает сирена, и место задымления обесточивается. [5]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе рассмотрены способы очистки оборудования для сбора и подготовки скважиной продукции нефтяных месторождений.

В работе было проанализировано формирование АСПО совместно с механическими примесями образующие вместе нефтяные шламы в резервуарах хранения нефти, рассмотрены методы очистки вертикальных стальных резервуаров. Выяснено, что не каждый метод очистки РВС можно использовать для удаления отложений, так как существует несколько конструкции резервуаров для хранения нефтепродуктов. Проанализированы методы очистки резервуаров в зависимости от конструктивных особенностей.

Главной задачей в исследовательской работы является выявление механизма воздействия углеводородокисляющих бактерий на уменьшение концентрации АСПО и переход из твердой фазы в жидкую, воздействия метаболитов на механические примеси, представленные глинистыми составляющими.

В ходе исследовательской работы было подтверждено и определено воздействия углеводородокисляющих аэробных бактерий на нефтяные отложения с РВС, представленные механическими отложениями глинистыми частицами, связанными АСПО под гидростатическим давлением нефтепродукта. В ходе эксперимента было доказано воздействия бактерий и продуктов их жизнедеятельности метаболитов на АСПО, а также на глиносодержащие частицы в механических отложениях и изменение концентрации алюминия, кальция, магния и кремния, в следствии чего можно утверждать, что данный метод очистки РВС полностью подтверждён и может быть использован как альтернативный способ по воздействия на отложения.

В дипломной работе рассмотрен ряд вопросов, касающихся условий проведения эксперимента по воздействию бактерий, требований рабочего места лаборанта и мер по защите вредного воздействия на человека.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВЭМА - вибратор электромагнитный активационный;

ГМ - гидромонитор;

ГЭ - гидроэлеватор;

ДНП - давление насыщенных паров;

ДСП - Древесно-стружечная плита;

ННП - нефть и нефтепродукты;

ПУЭ - правила устройства электроустановок;

РВС - резервуар вертикальный стальной;

РВСП - резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей и понтоном;

РВСПк - резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

РЭНГМ - кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений;

СФУ - Сибирский Федеральный Университет;

США - Соединённые Штаты Америки;

УЗР - регулятор ультразвукового уровня.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамзон, Л.С. Устройство, предотвращающее накопление осадков в нефтяных резервуарах / Л.С. Абрамзон, Ю.А.Сковородников // Транспорт и хранение нефти, 1963 г.
2. Андриасов, Р.С. Влияние содержания парафина и смол на вязкость нефти / Р.С. Андриасов // Сборник «Борьба с отложениями парафина». М.: Недра, 1965 г.
3. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.
4. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.
5. ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
6. ГОСТ 30494-96 Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.
7. Джабаров, С.Г. Устройство для гидромеханической очистки резервуаров от донных осадков нефтепродуктов и нефти / С.Г. Джабаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1964 г.
8. Дияров, И.Н. Удаление нефтяного шлама из резервуаров Химия нефти / И.Н. Дияров, И.Ю. Батуева, А.Н. Садыков. – Л.: Химия, 1990 г.
9. Злобин, А.Я. Опыт очистки резервуаров от парафинистых отложений / А.Я. Злобин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1964 г.
10. Карпухин И.А. Переработка и утилизация нефтешламов резервуарного типа / И.А. Карпухин // «Нефтегазовое дело», 2009 г.
11. Кузин, Н.М. Приспособления для размыва парафинистых осадков в резервуарах / Н.М. Кузин // Транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов, 1972 г.
12. Курочкин А.К. Переработка нефти и газа /А.К. Курочкин// «Сфера Нефтегаз», 2010 г.

13. Лебедев А.Н. Перспективы развития микробиологических технологий в XXI веке А.З. Гарейшина, Т.А. Кузнецова и др. // Нефтяное хозяйство, 2000 г.
14. Магидин, Л.З. Мешалка с гребным винтом, предотвращающая накопление отложений в резервуарах / Л.З. Магидин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1970 г.
15. Проскураков, В.А. Химия нефти и газа / В.А. Проскураков, А.Е. Драбкин. – Л.: Химия, 1981 г.
16. Рикконен, С.В. Влияние технологий виброструйной магнитной активации (ВСМА) на фракционный состав нефти / С.В. Рикконен, В.А. Данекер, А.И. Теплов. Наб. Челны: ООО «Экспозиция нефть Газ», 2009 г.
17. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа / В.Д. Рябов. – М.: РГУ НиГ им. И.М. Губкина, 2004 г.
18. СанПиН 2.4.2.576-96 Гигиенические требования к условиям обучения в различных видах современных общеобразовательных учреждений.
19. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
20. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. Санитарно-эпидемиологические правила.
21. Шакирова, Ф.М. Очистка резервуаров от донных нефтяных отложений с помощью растворителей / Ф.М. Шакирова, Т.Н. Ермохина, Ю.И. Кирьянов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 1969 г.