

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых
комплексов»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э.А. Петровский
06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
комплексов»

**Технологическая установка для предотвращения образования донных
отложений в резервуарах для хранения нефти**

Руководитель

доцент, к.т.н.

Е.А. Соловьёв

Выпускник

Е.А. Бондарчук

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра Технологические машины и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Э. А.
Петровский
« » 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
комплексов»

Красноярск 2017

Студентке Бондарчук Екатерине Андреевне

Группа НБ 13-02

Направление подготовки 15.03.02 «Технологические машины и оборудование» профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических комплексов»

Тема выпускной квалификационной работы «Технологическая установка для предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти»

Утверждена приказом по университету № _____ от

Руководитель ВКР Е.А. Соловьёв, доцент кафедры ТМиОНГК, Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Исходные данные для ВКР: Разрабатываемая технологическая установка предназначена для предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти. Тип резервуара: РВС-3000. Основная задача: снижение трудоёмкости ремонта резервуара на 15%.

Перечень рассматриваемых вопросов (разделов ВКР):

Введение. Актуальность темы и современное состояние проблемы

Раздел 1 – Литературный обзор. Аналитический обзор литературы, в том числе патентных источников по проблеме образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти. Изучение основных характеристик донных отложений при хранении нефти в резервуарах. Сравнительный анализ существующих способов и устройств для предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти. Заключение литературному обзору, постановка задач на проектирование. Отчёт о патентных исследованиях выполнить отдельным приложением к бакалаврской работе.

Раздел 2 – Конструкторско-технологический раздел. Техническое задание на разработку технологической установки. Расчёт основных параметров установки (гидравлический расчёт). Разработка принципиальной технологической схемы установки. Разработка конструкции установки. Выбор и обоснование вспомогательного оборудования (насосы, запорная и регулирующая арматура, средства автоматизации технологического процесса, средства обеспечения безопасности).

Раздел 3 – Эксплуатация и ремонт. Разработка технологических режимов работы установки. Разработка мероприятий по техническому обслуживанию, текущему и капитальному ремонту установки.

Заключение. Выводы по результатам выполненной работы.

Перечень графического и иллюстративного материала: Технологическая схема установки с экспликацией (1 лист формата А3), чертёж общего вида установки
(1 лист формата А3), презентация (12 –16 страниц).

Руководитель ВКР _____ Е.А. Соловьёв

Задание принял к исполнению _____ Е.А. Бондарчук

«___» _____ 2017 г.

Список сокращений

АПП-автоматический привод поворота

АСПО- асфальто-смоло-парафинистые отложения

ВУ -вязкость условная

Гидроэлеватор ГЭ- Гидроэлеватор ГЭ предназначен для удаления осадка из водоприемных камер, песколовок и нефтеволовушек **ДО**-донные отложения

ДПОДО- установка для предотвращения образования донных отложений

PBC- резервуар вертикальный стальной

.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Технологическая установка для предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти» содержит 84 страницы текстового документа, 2 приложения, 9 таблиц, 21 рисунок, .. использованных источников, 2 листа графического материала и 2 спецификации.

РЕЗЕРВУАРЫ, СОСТАВ НЕФТИ, ДОННЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ, СПОСОБЫ И УСТРОЙСТВА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ.

В ходе выполнения выпускной работы была проанализирована информация о существующих способах, устройствах и схемах работы установок для предотвращения донных отложений в резервуарах для хранения нефти. Сформулирована и решена задача оптимизации способа по предотвращению образования донных отложений в резервуарах для снижения трудоемкости процесса ремонта РВС. В результате работы был произведен технологический и экономический расчет, разработана структура безопасности жизнедеятельности согласно правилам безопасности труда.

СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений	5
Реферат	6
Введение.....	9
1 Литературный обзор.....	8
1.1 Характеристики нефти, общие требования	12
1.1.1 Физико- химические свойства нефти.....	15
1.1.2 Химический состав нефти.....	22
1.2 Физико-химические характеристики донных отложений резервуаров ...	26
1.3 Подготовка резервуара к размыву и удалению донных отложений.....	30
1.4 Существующие способы предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти	32
1.4.1 Механический способ	33
1.4.2 Гидромеханический способ.....	33
1.4.3 Гидравлический способ	43
1.4.4 Акустический способ.....	47
1.4.5 Тепловой способ	48
1.5 Существующие способы устранения донных отложений	49
1.6 Заключение к литературному обзору.....	52
2 Конструкторско-технологический раздел.	62
2.1 Техническое задание на разработку технологичнской установки.....	62
2.2 Разработка принципиальной технологический схемы установки	65
2.3 Разработка конструкции установки	65
2.4 Технические характеристики установки «ДПОДО»	66
2.5 Расчет основных параметров установки	66
2.4 Выбор вспомогательного оборудования Ошибка! Закладка не определена.	
3 Эксплуатация и ремонт.....	70
3.1 Выбор технологического режима установки	70
3.2 Требования безопасной эксплуатации «СВ-1200 »	71

4Требования безопасности и влияние на окружающую среду технологического процесса размыва и удаления донных отложений из резервуаров	72
Заключение	74
Список использованных источников	76
Приложение А	79
Приложение Б	92

ВВЕДЕНИЕ

В условиях увеличения добычи нефти с целью экспорта или внутреннего потребления, возникает необходимость хранения больших объемов нефти в резервуарах и перекачки по трубопроводу, где постоянной проблемой является осаждение асфальто-смолисто-парафинистых отложений и других механических примесей на стенках трубопроводов, днищах резервуаров. Со временем осадок неравномерно уплотняется в отдельных зонах (Рисунок 1) и трудно поддается размыву, поэтому необходимо своевременное предотвращение осаждения примесей и АСПО на дно резервуара.

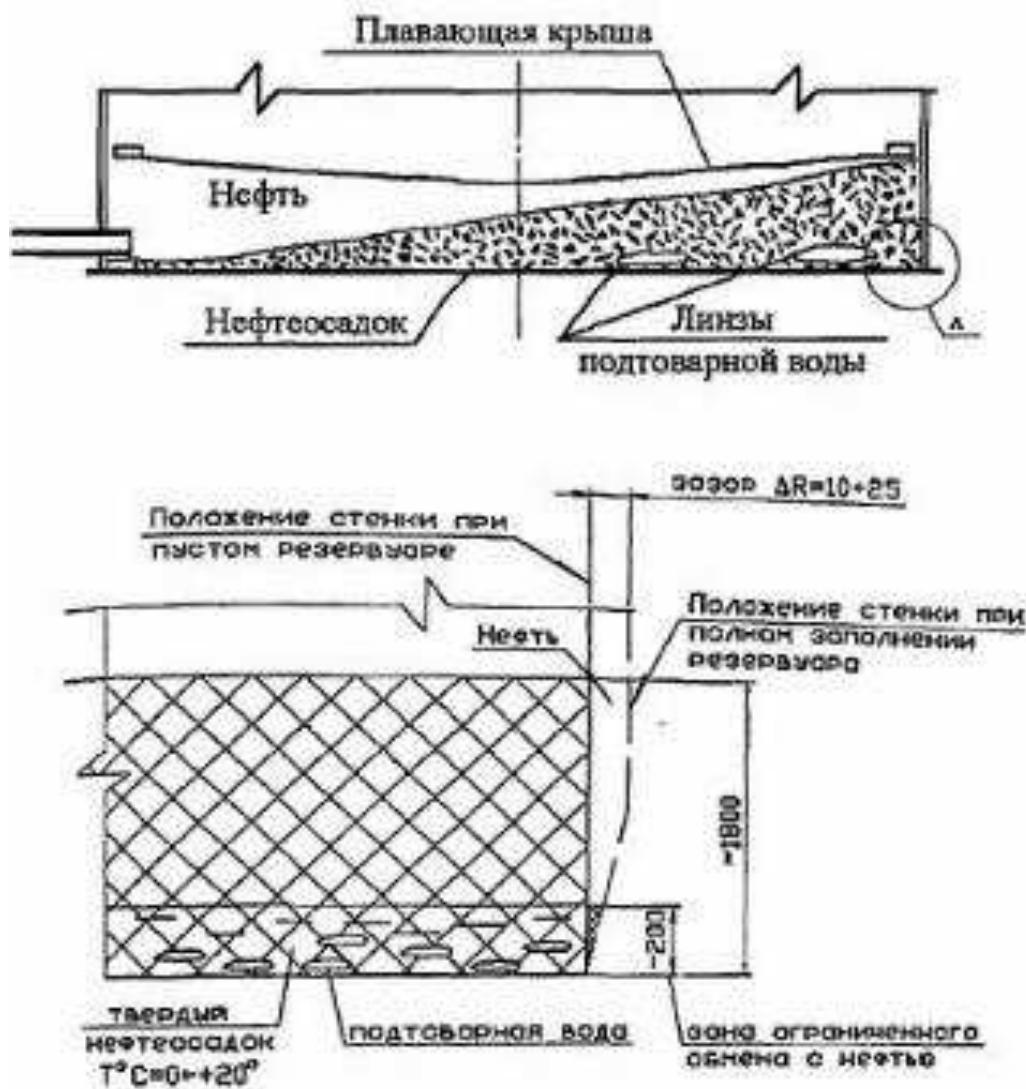


Рисунок 1- Распределение нефтеосадка и характерные зоны по уровню коррозионного поражения нижнего пояса стенки резервуара

Донные отложения включают в себя: асфальтены, смолы, парафины (АСПО), а также минеральные соли, сернистые и металлоганические соединения, которые порождают проблему очистки дна резервуаров от этих отложений. Особенно эта проблема актуальна для емкостей, в которых время пребывания нефти и нефтепродуктов значительно. Локализация отложений происходит интенсивнее на участках, удаленных от приемо-раздаточного патрубка, что препятствует точному замеру фактического уровня нефти в резервуаре. Однаково полезно предотвращение образования донных отложений в резервуарах как при хранении нефти с высоким содержанием механических примесей и АСПО, так и с низким.

При обычных условиях объем отложений может достигать 25–30 % полезного объема емкостей в год, что, в свою очередь, влияет на экономические потери, связанные с неэффективным использованием емкостного парка. Но потеря полезного объема не единственная проблема, порождаемая образованием донных отложений. Второй проблемой является возникновение коррозионно-опасных зон под осадком отложений, а это препятствует объективной оценке состояния стенок емкостей и трубопроводов. Последствия отложений: осложнение процесса их эксплуатации, погрешности количественного и качественного учета нефти, снижение технико-экономических показателей работы нефтяных резервуаров и транспортной системы в целом. Подобные проблемы характерны для нефтяных предприятий, которым принадлежат большие по объему хранения нефти резервуарные парки.

В настоящее время существует множество способов по предотвращению образования и размыву донных отложений в резервуарах. Многие из них устарели, либо не выгодны в своем применении по какому либо из параметров: экономичность, трудоёмкость, энергозатратность.

Цели работы:

- предложить техническое решение для оптимизации схемы или устройства предотвращения донных отложений, исходя из степени трудоёмкости процесса ремонта резервуаров, и обосновать целесообразность данного решения
- увеличить срок межремонтного периода резервуаров РВС-3000 для хранения нефти;

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- анализ существующих способов и устройств для предотвращения донных отложений в резервуарах;
- исследование требований к способам и устройствам для предотвращения донных отложений в резервуарах;
- исследование степени трудоемкости процесса ремонта резервуаров.

1 Литературный обзор

1.1 Характеристики нефти, общие требования

В нефти, поступающей на переработку, кроме таких важных показателей как плотность и температура, определяется также содержание воды и солей, а также серы. Эти товарные показатели сырой нефти закреплены государственным стандартом России ГОСТ 51858-2002 и влияют на цену нефти при ее продаже, т.к. косвенно отражают необходимые затраты по ее переработке и возможную прибыль. Согласно ГОСТ 51858-2002 нефть делят на классы, типы, группы и виды.

В зависимости от плотности, выделяют следующие типы нефти (Таблица 1):

Таблица 1 - Типы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти типа										Метод испытания	
	0		1		2		3		4			
	для пред- приятий Российск ой Федераци и	для эксп- орт а	для пред- приятий Российско й Федераци и	для эксп- орт а								
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:	Не более 830,0			830,1-850,0			850,1-870,0			Более 898,4		
20 °C				870,1-895,0			873,6-898,4			Более 895,0		
15 °C	Не более 833,7			833,8-853,6			853,7-873,5			Более 895,0		
2 Выход фракций, % об., не менее, до температуры:											По ГОСТ 2177 (метод Б)	
200 °C	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-		
300 °C	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-		
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	По ГОСТ 11851	

Примечания:

1 Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а до другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

2 Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 «не более 6 %».

По содержанию хлористых солей нефти делятся на три группы (Таблица 2):

Таблица 2 - Показатели качества нефти (ГОСТ № 9965-76).

Наименование примесей	Группа нефти		
	I	II	III
Хлориды, мг/л, не более	100	300	900
Вода, % (масс), не более	0,5	1,0	1,0
Механические примеси, % (масс.), не более	0,05	0,05	0,05

Давление насыщенных паров кПа (мм.рт.ст.), не более 66,7 (500)

Дополнительно нефть может анализироваться и классифицироваться по следующим показателям:

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы 1-4 (Таблица 3).

Таблица 3 - Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	
2	Сернистая	От 0,61 » 1,80	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2
3	Высокосернистая	» 1,81 » 3,50	настоящего стандарта
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

В зависимости от плотности при 20 °С каждый класс нефти подразделяется на 5 классов:

1. Особо легкая;
2. Легкая;
3. Средняя;
4. Тяжелая;
5. Битуминозная;

Нефть обезвоженная и обессоленная согласно стандарта предприятия должна соответствовать следующим показателям:

- концентрация хлористых солей мг/дм³ - 3-5;
- массовая доля воды, не более - 0,2 %.

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида (таблица 4).

Таблица 4 - Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более			

Приемосдаточные испытания проводят для каждой партии нефти по следующим показателям:

- плотность;
- массовая доля серы;
- массовая доля воды;
- массовая концентрация хлористых солей;
- давление насыщенных паров (только при приеме и сдаче в системе трубопроводного транспорта).

При несоответствии любого из показателей требованиям настоящего стандарта или разногласиях по этому показателю проводят повторные

испытания той же пробы, если она отобрана из пробоотборника, установленного на потоке, или повторно отобранный пробы, если она отобрана из резервуара или другой емкости.

Результаты повторных испытаний распространяют на всю партию.

1.1.1 Физико-химические свойства нефти

Фракционный состав

Температурой кипения называют температура, при которой давление паров жидкости равно внешнему давлению; если эта точка достигнута, парообразование происходит не только на поверхности жидкости, но и внутри ее, тогда на дне сосуда и около его стенок образуются пузырьки пара, что и представляет процесс кипения жидкости. Если пары, образующиеся во время нагревания, не отводятся, то между жидкой и паровой фазами устанавливается равновесие. Пары, находящиеся в равновесии с жидкостью, называются насыщенными. Испарение прямо пропорционально температуре нагрева жидкости: чем выше температура, тем больше паров над поверхностью жидкостью и тем выше давление ее насыщенных паров (упругость).

Температура кипения в свою очередь прямо пропорциональна внешнему давлению: чем оно выше, тем выше и температура кипения. В вакууме, наоборот, температура кипения понижается, что широко используется при перегонке тяжелых фракций нефти. Для всех индивидуальных веществ температура кипения при данном давлении является физической константой. Но так как нефть представляет собой смесь большого числа органических веществ, обладающих различными температурами кипения и различным давлением насыщенных паров, то говорить об одной, определенной температуре кипения нефти нельзя.

В условиях лабораторной перегонки нефти или нефтепродуктов, при постепенно повышающейся температуре, отдельные компоненты отгоняются

в порядке возрастания их температур кипения, или, что то же самое, в порядке уменьшения давления их насыщенных паров. Следовательно, нефть и ее продукты характеризуются не температурами кипения, а температурными пределами начала и конца кипения ($T_{н.к.}$ и $T_{к.к.}$) и выходом отдельных фракций, перегоняющихся в определенных температурных интервалах. По результатам перегонки и судят о фракционном составе.

Все нефтепродукты, получаемые из нефти перегонкой, являются фракциями, выкипающими в определенных температурных пределах. Так, бензиновые фракции выкипают при температуре 35-188 °С (товарные до 205), керосиновые - 150-315 °С, легкие масляные дистилляты - 350-420 °С, тяжелые масляные дистилляты - 420-490 °С, остаточные масла - выше 490 °С. Перегонку нефти вплоть до 370 °С ведут при атмосферном давлении, а остатки с более высокими температурами кипения в вакууме и/или с применением водяного пара.

На специальном лабораторном оборудовании определяют фактическое содержание указанных фракций в % масс., и называют его потенциалом или потенциальным содержанием определенной фракции. Бензиновые, керосиновые и дизельные фракции нефти объединены под единым названием светлых нефтепродуктов, более тяжелые относятся к темным. Суммарное содержание светлых фракций, в % масс., также называется потенциалом светлых.

Плотность

С фракционным составом нефти и нефтепродуктов весьма тесно связан такой показатель - как плотность. Зачастую, зная лишь плотность, уже можно сформировать определенное мнение о фракционном составе нефти и о том, как с ней работать.

Разливают два типа плотности: абсолютную и относительную. Абсолютная плотность определяется как отношение массы вещества к единице объема, и измеряется в ($\text{г}/\text{см}^3$, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\text{тн}/\text{м}^3$). В российской практике стандартная плотность определяется при 20°C и внешнем давлении 760 мм.рт. ст. Если нефть была замерена при других температурах, то в значения её плотности вносится поправка для приведения ее к 20°C . Относительная плотность - это безразмерная величина, показывающая отношение плотности нефтепродукта при 20°C к плотности дистиллированной воды при 4°C . При указанной температуре плотность воды равна 1, поэтому значения относительной и абсолютной плотности совпадают. С изменением температуры плотность воды и нефтепродуктов тоже также изменяются, понижаясь при росте температуры и возрастая при ее снижении, но не в одинаковой степени. Эту разницу плотностей, и подбор температурных условий для ее увеличения в нефтепереработке нередко используют при гравитационной сепарации (отстой) воды и нефтепродуктов.

Для газообразных углеводородов относительная плотность выражается отношением их абсолютной плотности к плотности воздуха в стандартных условиях. Т.к. абсолютная плотность воздуха составляет $1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$, то показатель относительной плотности газа характеризует его поведение в воздушной среде. При относительной плотности меньше единицы, газ будет "всплывать", покидая незамкнутый объем (водород, метан). При значении больше 1, газ оказывается тяжелее воздуха, и он будет "оседать", заполняя низкие места и застаиваясь в помещениях (пропан, бутан, сероводород).

Плотность большинства распространенных нефтей лежит в пределах $800\text{-}900 \text{ кг}/\text{м}^3$ и зависит от содержания и химического состава фракций. Если располагать одинаково высококипящие группы углеводородов по возрастанию плотности, то парафиновые имеют наименьшую, ароматические наибольшую, а нафтеновые примерно среднюю. Также и у низкокипящих фракций, плотность заметно увеличивается с увеличением количества бензола и его гомологов. Для нефтей, имеющих низкую плотность,

характерно высокое содержание светлых нефтепродуктов и низкое содержание вредных примесей (серы, смол, асфальтенов).

Для нефтепродуктов, получаемых из нефти, значения относительной d_4^{20} плотности лежат в следующих примерных пределах (Таблица 5):

Таблица 5- Плотность фракций нефти

Бензины	0,710-0,780
Керосины	0,750-0,860
Дизтоплива	0,810-0,890
Масла	0,840-0,940

Итак, с повышением температуры плотность нефти и нефтепродуктов уменьшается, а объем увеличивается. Плотность измеряют таким простым прибором, как ареометр.

Температура вспышки

Температурой вспышки называется температура, при которой смесь воздуха и паров нагреваемого в определенных условиях нефтепродукта вспыхивает при поднесении к ней пламени и сразу затухает, а сам нефтепродукт при этом не загорается. Однако, если продолжить нагрев, то могут загореться не только пары, но и сам нефтепродукт, температура при этом будет уже называться температурой воспламенения. Для легких нефтепродуктов (с $T_{всп.} < 50^{\circ}\text{C}$) температуру вспышки определяют в закрытом тигле, а для тяжелых (с $T_{всп.} \geq 70^{\circ}\text{C}$) в открытом. Этот показатель характеризует степень огнеопасности нефтепродукта, а также свидетельствует о содержании в нем низкокипящих фракций. Мазут, например, имеет температуру вспышки выше 110°C , а бензины могут вспыхивать и при отрицательной температуре.

Температура застывания, кристаллизации и помутнения

Если в строго стандартных условиях нефтепродукт теряет подвижность, то данную температуру называют температурой застывания. Этот показатель зависит от содержания в нефтепродукте твердых при обычной температуре углеводородов. Чем выше их содержание, тем выше и температура застывания. Максимальная температура, при которой в охлаждаемом топливе обнаруживаются кристаллы льда, называется температурой начала кристаллизации. Температура, при которой начинается выпадение кристаллов углеводородов (в основном парафиновых), вызывающих помутнение нефтепродукта, называется температурой помутнения. Эти показатели позволяют судить о поведении топлив в условиях пониженных температур и химическом составе. Что касается бензина, от его замерзание в двигателях связано с наличием в нем воды. Керосины, к примеру (авиационные), застывают при температуре ниже минут 50 °C, а летнее дизельное топливо ниже -10 °C, зимнее - 35 °C. Наряду с этим анализом можно определить предельную фильтруемость нефтепродуктов, которая основывается на измерении времени истечения образца продукта через фильтр при изменении температуры.

Вязкость

Вязкость - свойство слоев жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению относительно других слоев. Различают вязкость динамическую, кинематическую и условную. Для оценки качества нефтепродуктов пользуются значениями кинематической вязкости, измеряемой в $\text{мм}^2/\text{сек.}$ или сантиметках. В практике еще встречается условная вязкость, представляющая собой отношение времени истечения 200 мл. нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения такого

же объема дистиллированной воды при 20 °С. Это отношение носит условное название градусов ВУ (вязкости условной).

Содержание сероводорода и меркаптанов

В нефтях содержатся такие элементы как: сера, сероводород, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофаны, тиофены. Для определения содержания в нефти сероводорода и меркаптанов используют чистую медную пластинку, которая под их действием изменяет цвет. Однако в нефти и большинстве товарных нефтепродуктов и полуфабрикатов в обязательном порядке в лабораторных условиях определяют еще и количество серы. Например, патенциометрическим титрованием.

Сероводород – это тяжелый, хорошо растворимый в углеводородах, в спирте, и, в меньшей степени, в воде. Сероводород высоко коррозионно активен и способен разрушать цветные и черные металлы, а также углеродистые и низколегированные стали. По химическим свойствам сероводород является слабой кислотой.

В зависимости от группового состава сернистых соединений нефти условно делят на три типа: меркаптановые, сульфидные, теофеновые. Между собой они различны по процентному содержанию в них меркаптанов.

Меркаптаны – это органические соединения, содержащие в молекуле серу. Они являются аналогами спиртов или фенолов. Поэтому их часто называют тиоспиртами (тиолами) и тиофенолами. Содержание в нефтях от десятых долей до 15% от всей содержащейся в нефти серы. С увеличением температуры кипения фракций содержание меркаптанов в них снижается. Исследовать меркаптаны высококипящих фракций нефти довольно сложно, поэтому они до сих пор очень слабо изучены.

Сернистые соединения относятся к нежелательным компонентам, так как затрудняют процессы добычи, транспорта и переработки, вызывая коррозию аппаратуры, дезактивируя катализаторы, загрязняя атмосферу

выделяющимися токсичными газами (H_2S , SO_2). В мире ежегодно сжигается вместе с нефтепродуктами около $4 \cdot 10^7$ т серы. В пересчете на продукты сгорания это составляет примерно $8 \cdot 10^7$ т SO_2 или $1,2 \cdot 10^8$ т серной кислоты. Сернистые соединения также ухудшают качество нефтепродуктов (повышают их способность к образованию смол при хранении, понижают октановые числа бензинов и др.). В связи с этим, большое значение имеет изучение состава, строения, свойств этих соединений нефти, а также изучение и разработка методов их анализа и удаления из нефтепродуктов.

Молекулярная масса

Этот показатель применяется, в основном, в расчетах и для нефти и нефтепродуктов имеет лишь усредненное значение и зависит от состава и количественного соотношения компонентов смеси. Первый жидкий углеводород пентан имеет молекулярную массу 72 и по мере возрастания пределов кипения нефтяных фракций молекулярная масса их ($M_{ср.}$) плавно увеличивается от 90 (для фракций 50-100 °C) до 480 (для фракций 550-600 °C). Значениями молекулярной массы пользуются при определении химического состава нефтяных фракций, парциального давления нефтяных паров, объема жидких и паровых потоков и др.

В нефти и нефтепродуктах для различных целей проводится такая же серия анализов по оценке их тепловых, оптических, электрических и других свойств, учитываемых в процессе их применения.

1.1.2 Химический состав нефти

Основные базовые элементы, из которых состоят все компоненты нефти - это углерод и водород. Углерод в отечественной нефти составляет примерно 82-97 % от всей массы, а водород 11-15 %. Также могут присутствовать такие элементы, как кислород - до 0,9, сера до 3,5 и азот до 0,4 %. В еще меньших количествах присутствуют многочисленные металлы, в том числе и тяжелые. Основную же массу нефти составляют углеводороды, которые подразделяются на следующие основные группы: парафиновые (насыщенные, алканы), нафтеновые (цикланы), ароматические (арены). Эти группы обычно преобладают в сырых нефтях, а в процессе ее переработки образуются также олефиновые и диолефиновые (непредельные, ненасыщенные) углеводороды.

Парафиновые углеводороды

Парафиновые углеводороды с числом атомов углерода в молекуле от 1 до 4-х являются газами, с числом атомов от 5 до 15 жидкости, а с 16-ю и выше твердые вещества. Начиная с 4-го члена этого ряда, бутана C_4H_{10} , парафины могут быть не только нормального (линейного) строения, но и разветвленными, т.е. иметь изомеры. При одинаковом числе углеродных атомов в молекуле изомеры могут значительно различаться по своим физическим и химическим свойствам. Например, нормальный гептан имеет октановое число - 0, а изооктан - 100. Число возможных изомеров у них огромно и может достигать многих сотен и даже тысяч.

Нафтеновые углеводороды по своим свойствам близки к парафиновым, но в отличие от них имеют циклическое строение. Для производства в дальнейшем высокооктановых бензинов и ароматики выгодно иметь в нефти высокое содержание производных цикlopентана и циклогексана.

Ароматические углеводороды, как и нафтены, имеют кольчатую структуру, но с двойными ненасыщенными связями, что сильно их различает по свойствам. Арены являются ценным сырьем для нефтехимии и входят в состав высокооктановых бензинов.

Олефиновые (непредельные) углеводороды образуются при термической обработке нефти и могут иметь одну или несколько двойных и даже тройные связи. Соединения эти нестабильны, склонны к окислению, но являются ценным сырьем для нефтехимии.

Кислородсодержащие соединения

Их основные составляющие - это нафтеновые кислоты, фенолы и смолисто-асфальтовые соединения. В нефти их суммарное содержание может достигать 1 %, и хотя некоторые из них являются ценными продуктами, в данной ситуации они выступают как вредные примеси и с ними приходится бороться на всех стадиях переработки нефти. Они участвуют в коррозионных процессах, в формировании стойких эмульсий, способствуют накоплению отложений, ухудшают цвет многих продуктов.

Серосодержащие соединения

По содержанию общей серы нефти, согласно ГОСТ 9965-76, делятся на три класса. Таблица 6:

Таблица 6 – Классы нефти по содержанию серы

1. Малосернистые	сод. серы до 0,60 % масс.
2. Сернистые	от 0,61 до 1,80 % масс.
3. Высокосернистые	более 1,80 % масс

Кроме сероводорода и меркаптанов в нефти присутствуют: элементарная сера, сульфиды и полисульфиды, циклические сульфиды и производные тиофена.

Элементарная сера - коррозионный агент, при термических процессах реагирует с углеводородами нефти, образуя органические соединения.

Сероводород присутствует в растворенном состоянии в самих нефтях, и при их нагревании образуется за счет разложения нестабильных сернистых соединений нефти.

Меркаптаны концентрируются, в основном, в бензиновых и керосиновых фракциях. При нагревании до 300 °C разлагаются с образованием сульфидов и выделением сероводорода.

Сульфиды - нейтральные вещества, при нагревании до 350 °C из алкилсульфидов выделяются сначала меркаптаны, затем сероводород.

Ароматические и циклические сульфиды устойчивы и разлагаются при температуре выше 400 °C.

Дисульфиды в нефти находятся в небольших количествах. Более реакционны, чем сульфиды. При нагревании разлагаются на сероводород, меркаптаны и углеводород.

Тиофен и его производные встречаются в средних и высококипящих фракциях нефти. Устойчивы к нагреванию.

Между показателями качества нефти и содержанием в ней серы прослеживается следующая связь. По мере увеличения содержания серы увеличивается вязкость нефтей и их коксуюемость, возрастает количество сернокислотных и силикагелевых смол. Чем больше в ней серы, тем она тяжелей и имеет меньшее количество фракций, выкипающих до 350 °C.

Термическая стабильность сероорганических соединений определяется по количеству сероводорода и меркаптанов, выделившихся за определенное время нагревания нефти при данной температуре. Минимальная температура, при которой наблюдается выделение сероводорода или меркаптанов в процессе нагрева нефти, называется порогом термостабильности.

Азотистые соединения

Их содержание в нефти обычно не превышает 0,3%, но в тяжелых нефтях может достигнуть 0,93%. Азотистые соединения подразделяют на основные, содержащие кольца пиридина и хинолина и нейтральные, содержащие гомологи пиррола и индола. Все эти соединения в большинстве термически устойчивы и подвергаются разложению уже при высоких температурах вторичных процессов. При этом основную опасность несут в себе азотистые соединения основного характера, которые этим своим свойством могут подавлять кислотную функцию некоторых катализаторов. Обнаружено также, что они способны усиливать смолообразование.

Минеральные вещества

Минеральные вещества составляют соли различных металлов, а также сами металлы. Это - кальций, магний, натрий, ванадий, железо, свинец, медь, никель, марганец и другие. А также мышьяк, кремний, фосфор. Все они оказывают вредной воздействие на все процессы переработки нефти. Содержание их прямо зависит от степени удаления солей на промыслах и эффективности работы установок электрообессоливания на НПЗ. Все, что из представленного прорвалось через обессоливание, обязательно вылезет во вторичных процессах, но уже с гораздо худшими последствиями.

1.2 Физико-химические характеристики донных отложений резервуаров

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. Основными причинами образования донных отложений в резервуарах являются: температурный фактор, климатические условия, физико-химические характеристики нефти, состояние внутренней поверхности емкости, характер и частота технологических операций, проводимых в резервуарах, особенности конструкции резервуаров.

Образующиеся в емкостях донные отложения включают в себя: асфальтены, смолы, парафины (АСПО), а также минеральные соли, сернистые и металлогорганические соединения, которые порождают проблему очистки дна от этих отложений. Фракционный состав (Рисунок 1) нефтеотложений представляет собой смесь асфальтенов (6-30%), парафинов (1–4%), масел (70-80%), смол (5-10%) и связанный воды (0,3-8%). В целом же, конкретный состав донных отложений напрямую зависит от состава хранящегося в резервуаре нефтепродукта.



Рисунок 2 – Фракционный состав донных отложений резервуаров

В данной бакалаврской работе представлены физико-химические характеристики АСПО, изученные В.А. Пильщиковым, Ю.В. Ереминой, В.С. Цветковой, А.А. Пимерзиным, О.В. Швецовым, О.А. Беловым на примере исследуемых ими образцов, отобранных в различных точках РВС Сызранского НПЗ на уровне 150, 500 и 3000 мм от днища резервуара.

В ходе исследований определялось содержание воды, механических примесей, серы и других элементов, а также зольность, групповой химический состав. Определение содержания воды проводили методом азеотропной осушки образцов АСПО бензолом на приборе Дина – Старка. Содержание воды в образцах почти не зависело от уровня отобранный в резервуаре пробы и составляло 10,8 – 11,2 % масс.

Количество нерастворимого осадка, включающего механические примеси, определялось путём вакуумного фильтрования безводного бензольного раствора образцов АСПО через фильтровальную бумагу с

последующим высушиванием остатка до постоянного веса в сушильном шкафу. Содержание нерастворимого осадка менялось в образцах в пределах 14,7–25,2 % масс, в среднем содержание было равно 19,9%. Это объясняется тем, что измеренное содержание осадка относится не только к минеральной составляющей; наиболее вероятно, что «механические примеси» – это твердые, нерастворимые высокомолекулярные органические образования с минеральными включениями. Для оценки доли минеральных компонентов в составе АСПО измеряли «зольность» осадков . Результаты анализов показывают низкий уровень зольности осадков, в пределах 1% масс., что говорит о невысоком содержании в АСПО механических примесей неорганической природы.

Определение элементного состава нативных образцов АСПО проводили методом рентгено-флуоресцентной спектроскопии на приборе Shimadzu EDX-860HS (Рисунок 3) с учетом калибровок по стандартным образцам. Результаты анализов приведены в таблице 7:



Рисунок 3- спектрометр Shimadzu EDX-860HS

Таблица 7 - Содержание элементов в образцах АСПО

Элемент	АСПО 1, % мас.	АСПО 2, % мас.	АСПО 3, % мас.
S	1,3450	1,3550	1,2990
Fe	0,4313	0,4517	0,4719
P	0,0382	0,0295	0,0350
Ca	0,0380	0,0484	0,0361
Zn	0,0226	0,0233	0,0214
Cu	0,0192	0,0195	0,0183
V	0,0173	0,0205	0,0158
Si	0,0077	0,0070	0,0053
K	—	0,0182	—
Al	—	0,0089	—
Na	—	—	0,0426

К основным неорганическим примесям АСПО относят следующие элементы: серу, железо, ванадий и натрий. Как видно из представленных данных, содержание общей серы в осадках составляет в среднем 1,333 %масс, Fe – 0,451% масс., V – 0,018 % масс., Na – 0,043 % масс.

Основным компонентом АСПО являются «масла», т. е. смесь парафиновых, нафтеновых, гибридных парафино-нафтеновых и ароматических углеводородов. Их содержание в донных отложениях колеблется в интервале 60–70 % масс., среднее значение составило 68 % масс. Содержание асфальтенов в осадках находится в пределах 20–30 %, среднее значение – 24 % масс. Смолы содержатся в количестве 5–10 %, среднее количество смол – 8 % масс. Отношение концентрации масел (П) к сумме концентраций асфальтенов и смол $\{\Pi/(A+C)\}$ для изученных остатков составляет 2,15, т. е. значительно большие единицы.

Итак, на примере образцов донных отложений, извлеченных из резервуаров хранения нефти Сызранского НПЗ можно увидеть, что они классифицируются как парафиновые отложения с долей нерастворимых в бензоле примесей около 19 %. При этом, основная часть плохо растворимого остатка представляет собой твердые высокомолекулярные органические

соединения с температурой плавления выше 60·С. Зольность остатка около 1%.

Конечно, донные отложения могут найти применение как компонент котельного топлива, но не на всех предприятиях это целесообразно, так как здесь играет роль в основном количество отложений, трудоёмкость процесса их извлечения, транспортировки, а также экономический показатель. Также в настоящее время существуют технологии удаления и рациональной утилизации парафиновых отложений нефтяных резервуаров, но моя работа направлена именно на предотвращение образования отложений в резервуарах для хранения нефти.

Однако актуальным процесс предотвращения является как для предприятий, добывающих или хранящих нефть с высоким содержанием механических примесей и АСПО, так и с низким содержанием механических примесей и АСПО, так как, в обоих случаях образование донных отложений неизбежно, а предотвращение образования донных отложений приводит к сохранению полезного объема резервуара, увеличению срока межремонтного периода, снижению трудоемкости ремонтного процесса.

1.3 Подготовка резервуара к размыву и удалению донных отложений

Подготовка резервуара включает следующие виды работ:

- проверка документации на резервуар;
- проверка герметичности;
- проверка исправности дыхательных и предохранительных клапанов;
- проверка исправности технологических задвижек;
- исправность системы дренажа и канализации;
- проверка исправности заземляющих устройств;
- проверка исправности системы пожаротушения.

При проверке документации проводится проверка –

- паспорта резервуара,
- технологической карты эксплуатации резервуара,
- паспортов на установленное оборудование,
- журнал технического обслуживания,
- журнал осмотров ,
- журнал замеров донных отложений,
- последний отчет по диагностике резервуара.

Подготовку резервуара проводит служба эксплуатации резервуарного парка.

При проверке герметичности резервуара производится тщательный осмотр вертикальных швов, утornого уголка, приемо-раздаточные патрубки, фланцевые соединения крышек люков-лазов на предмет утечек нефти, при обнаружении - резервуар немедленно выводится в ремонт для устранения обнаруженных недостатков.

Дыхательные и предохранительные клапана резервуара подвергаются внеочередному техническому обслуживанию, проверяется их исправность.

Исправность задвижек проверяется путем полного открытия-закрытия поочередно, обнаруженные неисправности устраняются.

Система дренажа проверяется путем проливки сифонного крана нефтью из резервуара при этом вода она должна быть сдренирована, затем сифонный кран закрывается. Проверяется состояние хлопуши (приемо-раздаточного патрубка) в дренажном колодце (хлопуша должна находиться в закрытом состоянии).

Заземление резервуара, фланцевых соединений и оборудования проверяется визуально.

Система пожаротушения резервуара подвергается внешнему осмотру, задвижки на линиях пенотушения и орошения проверяются путем открытия-закрытия по месту и дистанционно, производится проверка путем подачи пены и воды.

По результатам проверки составляется акт готовности резервуара к проведению работ по размыву . Приложение А.

Перед началом размыва и удаления донных осадков из резервуара необходимо замерить толщину (высоту) донных отложений не менее чем в четырех точках через существующие замерные люки, имеющиеся на крыше резервуара расположенные по периметру крыши резервуара .

По полученным значениям высоты донного осадка в различных точках определяется среднеарифметическое значение высоты и общий объем донного осадка на днище очищаемого резервуара.

1.4 Существующие способы предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти

Очистка резервуара- довольно трудоемкий процесс, сопровождающийся выводом резервуара из эксплуатации на определенный срок, который в любом случае нежелателен для нефтяного предприятия. В последнее время, для предотвращения накопления донных отложений, увеличения продолжительности эксплуатации резервуара между его зачистками и уменьшения времени простоя, рекомендуется оснащение резервуара стационарно установленными системами размыва донных осадков. Для резервуаров вертикальных стальных наиболее предпочтительными являются смесительные устройства, для железобетонных резервуаров- гидравлическая система размыва (размывающие головки). Здесь важно учесть тип резервуара, чтобы наиболее рационально подобрать способ предотвращения и размыва донных отложений.

Впрочем, известно множество способов для предотвращения отложения и размыва осадков, но каждый из них имеет свои плюсы и минусы, которые могут включать параметр экологичности, трудоёмкости процесса, энергозатрат, а также время простоя резервуара, в случае размыва, что напрямую влияет на экономическую составляющую.

Механический способ

Как можно догадаться из названия, данный способ предотвращения осаждения донных отложений основан на механическим воздействии на массу нефтепродукта и взвешенные в ней частицы механических примесей и АСПО. В конце прошлого века, а именно- в 1993 году В. Стейплс и Р. Стейплс (США) изобрели устройство, снабженное механизмом, создающим вертикальную и горизонтальную тягу в резервуаре. Оно вертикально, плавно и произвольно передвигалось рядом с днищем резервуара, разрушая твердый осадок и откачивая образовавшуюся эмульсию. Несмотря на, казалось бы, простой принцип действия, работа устройства и сам его механизм были устроены довольно сложно. Через люк резервуара на крыше это устройство погружали в нефть. К нему необходимо было провести два трубопровода: один для подачи сжатого воздуха, который бы приводил в движение нефтяную массу, другой- для откачки продукта. Помимо этого, в системе были задействованы: насос, компрессор, источник питания, мотор, пропеллер и другие узлы. В целом, система представляла собой громоздкую конструкцию, сложную в эксплуатации, поэтому требовала поиска альтернативного, но более простого решения.

Гидромеханический способ

Гидромеханической способ применялся еще раньше механического. Более того, немалая часть всех разработок технических средств, устройств и систем для удаления отложений из резервуаров основана на гидромеханическом способе.

Так, в 1964 году СТ. Джабаровым была предложена схема очистки резервуаров гидромониторами ГМОС-2, располагаемыми в световых люках. Рабочая жидкость выходила через насадку в виде мощной струи. Передвижение насадки осуществлялось в вертикальной и горизонтальной

плоскости с помощью штурвалов. Размытый осадок откачивался из резервуара гидроэлеваторами типа ГЭ и ГВ(Рисунок 4).

К 2010 году, с момента запатентования, широко начали значительное количество электромеханических мешалок различных конструкций. Среди них можно выделить: «Jensen 620VA 25/29» (США) (рисунок 5), «Plenty 28P-8TM25» (США), «Prematechnic 177520» (Германия), «Тайфун» (Россия) (рисунок 6), «Диоген» (Россия) (Рисунок 8)и т.д. Внешне они все имеют сходство, благодаря общему принципу действия, а ,значит, и конструкции, поэтому из зарубежных вариантов представлен только один рисунок мешалки. Такие устройства, как «Тайфун» и «Диоген» достаточно активно пользуются спросом у нефтяных предприятий в настоящее время, поэтому ниже будут подробно описаны их рабочие характеристики, условия эксплуатации и требования к этим установкам, чтобы можно было выяснить, какую из установок было бы выгоднее применять для решения проблем в рамках поставленных задач работы или найти более эффективный способ, доказав рациональность его применения.

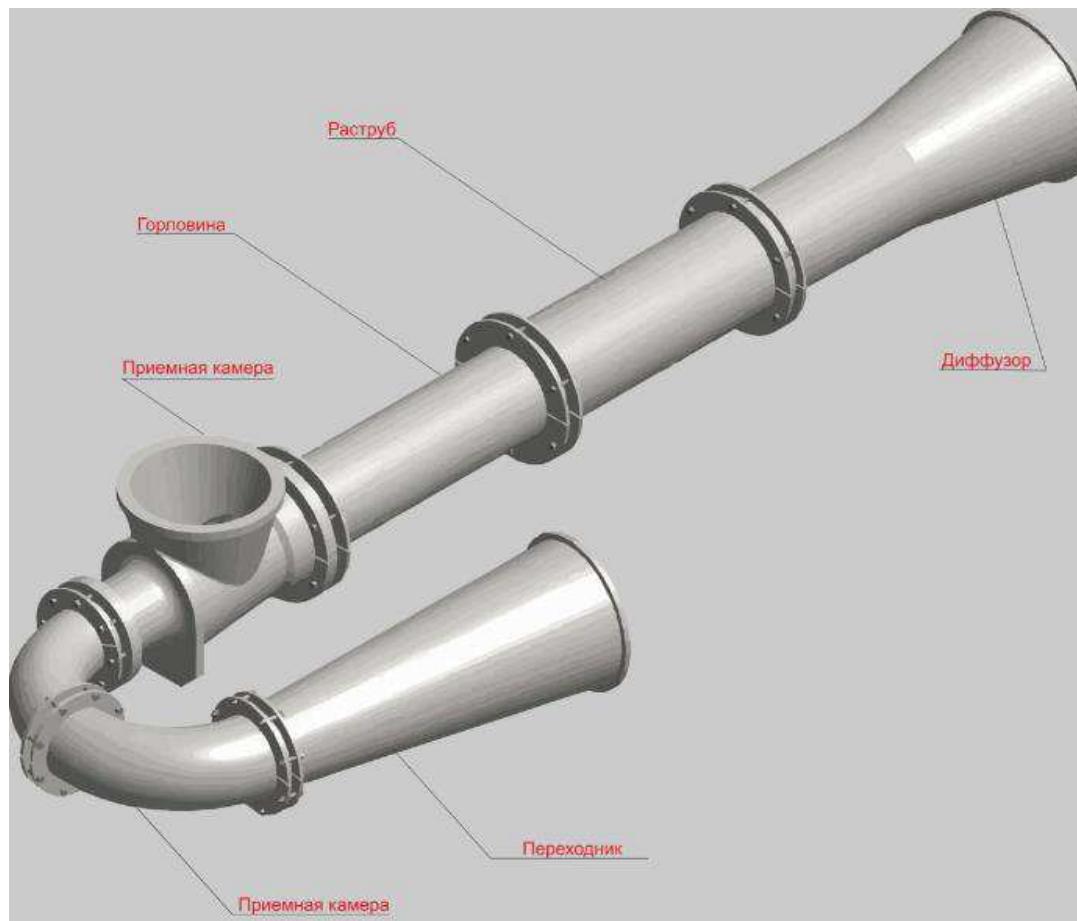


Рисунок 4- Гидроэлеватор ГЭ

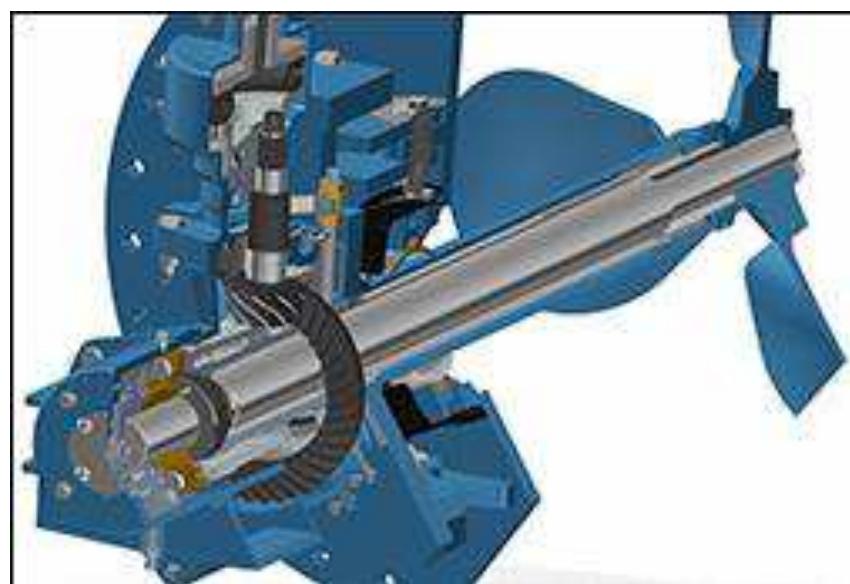


Рисунок 5- электромеханическая мешалка Jensen 620VA 25/29 (США)

Устройства «Тайфун» (рисунок 6), установленные на резервуаре с нефтью, обеспечивают.

- размыв и перемешивание донных отложений в резервуаре подвижной струей нефти, формируемой пропеллером изделия;
- автоматическое изменение направления струи нефти в горизонтальной плоскости за счет встроенного привода поворота вала пропеллера;
- создание кругового вращения всей массы нефти хранимой в резервуаре, при работе изделия в крайних угловых положениях вала пропеллера;
- запуск в работу и остановку от местного поста управления или дистанционно с центрального пульта оператора



Рисунок 6- Устройство гидромеханического действия для предотвращения образования и размыва донных отложений в резервуарах «Тайфун-20»

Основные требования к устройству:

1)вид привода в изделиях:

главный привод - электромеханический, на базе асинхронного взрывозащищенного электродвигателя и плоскозубчатой ременной передачи;

автоматический привод поворота - электромеханический, на базе асинхронного взрывозащищенного электродвигателя, плоскозубчатой ременной передачи и редуктора с промежуточными телами качения.

Порядок включения каждого привода - одновременный:

2)режим работы изделий – продолжительный, с временем непрерывной работы не менее 20 часов.

3)рабочее положение изделий в пространстве - вертикальная ось поворотного шарнира изделий параллельна вертикальной оси резервуара;

4)номинальная мощность (при синхронной частоте вращения вала, об/мин) взрывозащищенного асинхронного электродвигателя, кВт:

- «ТАЙФУН-20»- 15 (1380);

5) параметры отдельных составных частей изделий:

«ТАЙФУН-20»:

- максимальный диаметр пропеллера 500мм

- шаг пропеллера 400 мм

- число лопастей пропеллера 4 шт

- скорость вращения пропеллера 690об /мин

- максимальный угол поворота вала пропеллера

в горизонтальной плоскости, угл град, не менее 60

- время поворота вала пропеллера в пределах

вышеуказанного угла 3,5 час

- передаточное число плоскозубчатой ременной передачи 2

- передаточное число волнового редуктора

привода поворота 279841

- класс вибрации по ГОСТ 16921 2,8
- максимальное давление, удерживаемое уплотнительными устройствами изделия. МПа 0,22
- максимальная реактивная сила, приведенная к валу пропеллера, Н 3000
- диапазон рабочих температур -45...+45°C
- масса изделия не более 490 кг

С целью достижения эффективного процесса размыва донных отложений при определении количества и исполнений изделий для оснащения резервуаров необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- для РВС 2000, 3000 и 5000 - «ТАЙФУН-20» в количестве 1 шт;
- для РВС(П) 10000 и 20000 - «ТАЙФУН-24» в количестве 1 шт;
- для РВСПК 50000 - «ТАЙФУН-24» в количестве 2 шт.

Данные рекомендации даны для варианта установки изделий на крышках овальных люков-лазов РВС. Изделия «ТАЙФУН» устанавливаются на овальные люки-лазы и круглые люки-лазы Ду 600 без демонтажа пропеллера. В случае невозможности выполнения этих рекомендаций количество, исполнения изделий и схема их установки на РВС определяется индивидуально.

Наличие на днище резервуара трубных разводок к размывающим головкам СПВК-100М снижает эффективность использования изделий для размыва донных отложений, т.к. могут образовываться застойные зоны, поэтому существующую трубную разводку на днище резервуара рекомендуется удалить до установки изделий или при последующем капитальном ремонте РВС.

При включении изделия вращение от электродвигателя 1 (см. рисунок в приложении В) через плоскозубчатую ременную передачу 2 передается на вал 5, установленный на подшипниковые опоры корпуса 4. При этом свободный конец вала 5, расположенный в резервуаре с нефтью, передает

вращение на закрепленный на нем пропеллер 6 и обтекатель 7. За счет вращения пропеллера 6 создается направленная затопленная турбулентная струя нефти, обладающая размывающим эффектом (скорость движения частичек нефти более 0,5 м/с- Рисунок 7) и простирающаяся на расстояние, примерно равное диаметру РВС 3000.

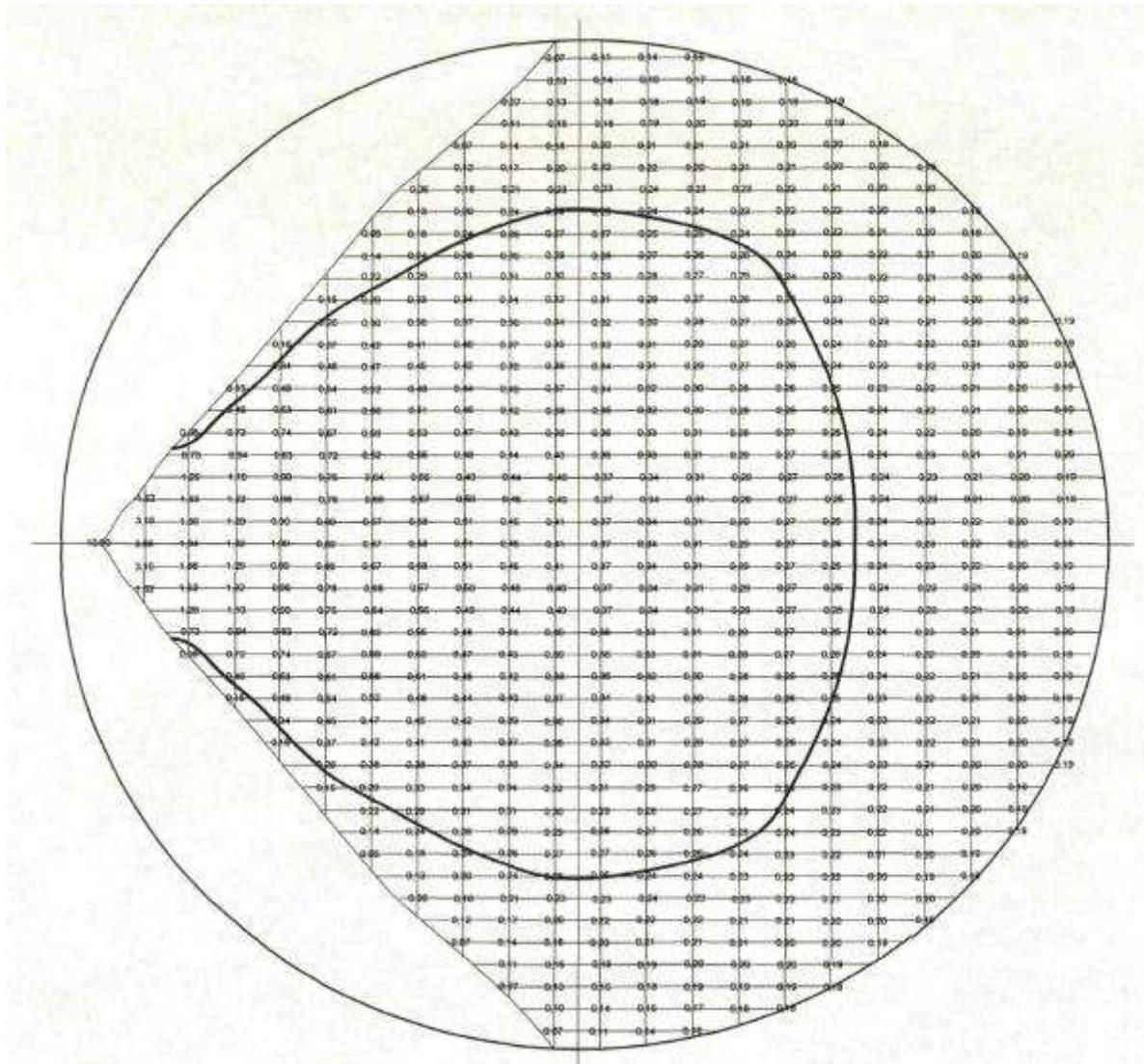


Рисунок 7 - Распределение скорости по оси и контуру затопленной струи электромеханической мешалки «Тайфун-24» в РВС-3000

Встроенный автоматический привод поворота (АПП) 3 обеспечивает в процессе работы изделия поворот корпуса 4 с валом 5 в горизонтальной плоскости на угол $\pm 30^{\circ}$ относительно шарнирного узла 8, смонтированного

на присоединительном фланце 9, закрепленном на крышке люка-лаза РВС. Время прохождения вала 5 с пропеллером 6 от одного крайнего положения до другого составляет 3,5 часа. Отбор вращательного движения на входной вал АПП производится от вала 5, проходящего соосно через центр АПП.

В 2002 году ОАО «Центросибнефтепровод» разработало и запатентовало устройство для размыва донных отложений «Диоген» (рисунок 8), который установлен на многих резервуарах ОАО «АК «Транснефть».



Рисунок 8- Устройство для размыва донных отложений «Диоген»

Размывающее устройство «Диоген», предназначено для размыва уплотненного и предотвращения накопления рыхлого парафинистого осадка на днище резервуара в процессе его эксплуатации. Взрывозащищенное устройство «Диоген» устанавливается так же, как и «Тайфун» на крышке овального или круглого люка-лаза, размещенного на первом поясе резервуаров с нефтью и эксплуатируется в наружных установках во взрывоопасных зонах. Следует добавить, что и «Тайфун», и «Диоген» имеют

различные модификации (ДИОГЕН-500, ДИОГЕН-700, ТАЙФУН-16, ТАЙФУН-16М, ТАЙФУН-20, ТАЙФУН-20М, ТАЙФУН-20В, ТАЙФУН-24), отличающиеся друг от друга диаметром гребного винта, номинальной мощностью двигателя, допускаемыми характеристиками рабочей среды (вязкостью), максимальной реактивной силой приведения к валу гребного винта, а также массой электропривода.

Принцип работы устройства «Диоген» аналогичен принципу работы устройства «Тайфун» и заключается в образовании процесса перемешивания нефти направленной затопленной струей нефти, создаваемой вращающимся пропеллером, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти. При включении размывающее устройство вращение от электродвигателя через плоскозубчатую ременную передачу передается на вал, установленный на подшипниковые опоры корпуса. При этом, свободный конец вала, расположенный в резервуаре с нефтью, передает вращение на закрепленные на нем пропеллер и обтекатель. За счет вращения пропеллера создается направленная затопленная турбулентная струя нефти, обладающая размывающим эффектом (скорость движения частичек нефти более 0,5 м/сек- Рисунок 9) и простирается на расстояние примерно равное диаметру резервуара, Время прохождении вала с пропеллером от одного крайнего положения до другого составляет от 3,5 до 5 часов. Минимальное время размыва парафинистого осадка в одном резервуаре за один цикл должно быть не менее 10 часов и обеспечивать по результатам размыва остаток донных отложений не более 20мм. В целом же, как уже говорилось, устройство «Диоген» сильно схоже с устройством «Тайфун».

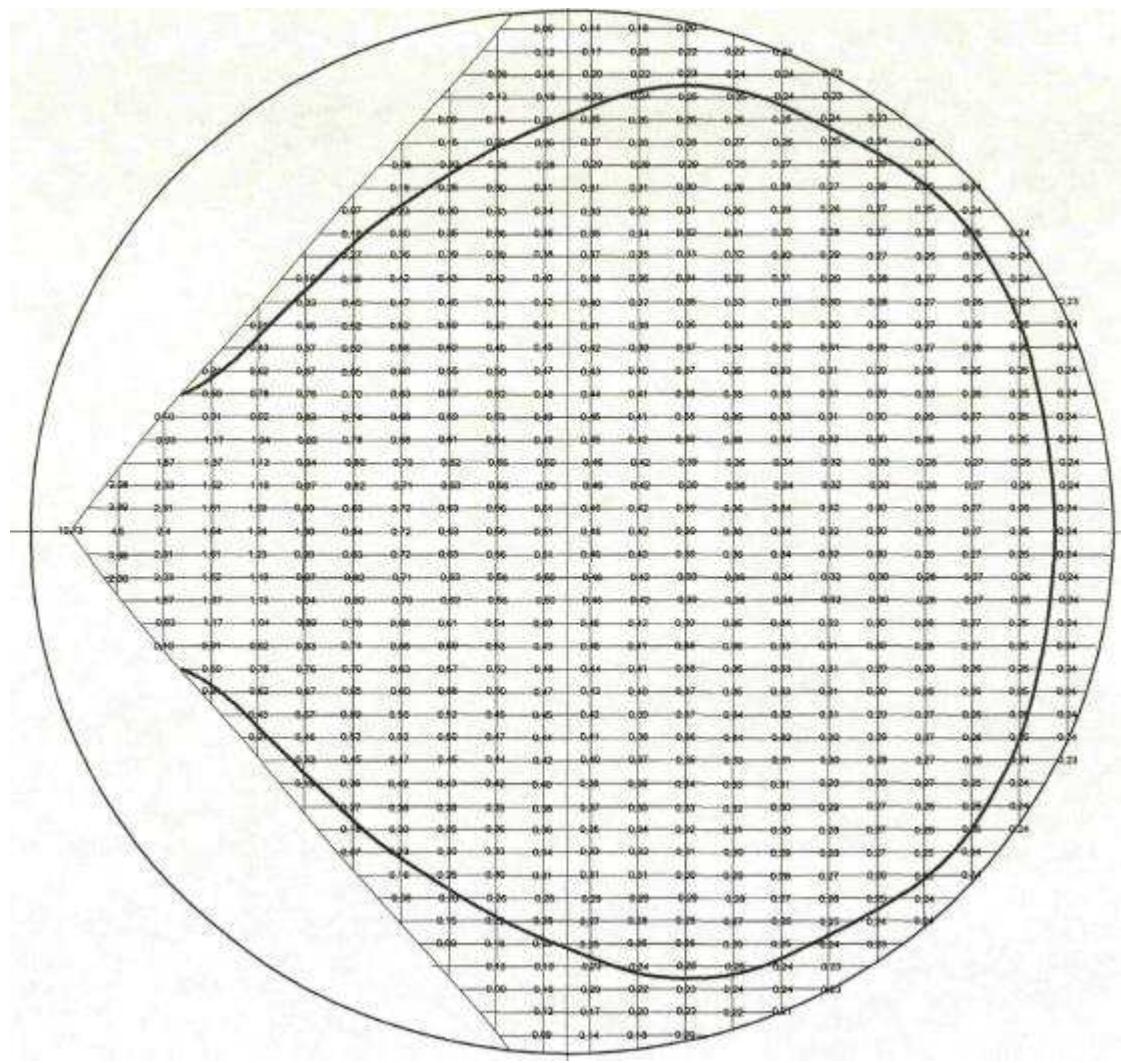


Рисунок 9- Распределение скорости по оси и контуру затопленной струи электромеханической мешалки «Диоген-700» в РВС-3000

Существуют и другие отечественные мешалки аналогичного действия, например, поворотные мешалки серии Нх и Д, неповоротные мешалки серии Н, НД и НМ. Мешалки способны работать на всех типах нефти от лёгкой до битуминозной. В процессе размываются парафиновые отложения, твёрдый осадок и водяные мешки. Производитель утверждает, что мешалки обеспечивают эффективную работу даже в высоковязких средах.

Опыт применения электромеханических мешалок на предприятиях топливно-энергетического комплекса России выявил следующие недостатки:

- происходит расцентровка вала из-за касания пропеллера донных отложений, вследствие чего возникает вибрация стенки резервуара, которая может привести к его разрушению;
- эффективность размыва осадка мала из-за большого коэффициента турбулентности создаваемой струи, уменьшающего дальность струи.

В настоящее время имеется большое количество стационарных устройств гидромеханического действия для предотвращения и размыва донных отложений, особенно винтовых. Некоторые из стационарных устройств совмещают в себе обе функции. Помимо винтовых мешалок к таким устройствам стоит добавить веерные сопла, работа которых строится не на гидромеханическом действии, а на гидравлическом. Гидравлический способ предотвращения образования донных отложений рассматривается в следующем пункте.

Гидравлический способ

В 1960-х годах НИИТранснефть начал проектирование систему предотвращения накопления осадка на днищах резервуаров, названное размывающей головкой с постоянной высотой щели. Веерная струя, выходящая из сопла, смывает парафиновый осадок с днища и распределяет его в нефти. Промышленные испытания система прошла в 1962 году и с тех пор активно применялась до изобретения В.П. Свиридовым, Г.Э. Лерке и др. в 1970 г. пригруженных веерных сопел с автоматическим изменением высотой щели в зависимости от расхода закачиваемой нефти. В целом, веерные сопла представляли собой усовершенствованные размывающие головки. Из-за недостатков, таких как засорение и заржавление сопел, конструктивные недоработки системы (всплытие, боковое смещение с опорных стоек и разрушение трубопроводов), недостаточная эффективность размывающей струи системы с размывающими головками начали заменять

электромеханическими мешалками. Но со временем размывающую способность струи удалось повысить за счёт изменения высоты щелей. И системы вновь приобрели популярность, несмотря на свои недостатки, ведь главная их функция- предотвращение и размытие донных отложений, с которой веерные сопла качественно справляются. К тому же, помимо минусов, у системы есть и плюсы: не создает трение внутри жидкости, в меньшей степени влияет на стенки резервуара, воздействуя локально на места донных отложений и оставляя их во взвешенном состоянии.

Чтобы подробно рассмотреть принцип действия, основные требования, недостатки и достоинства веерных сопел, рассмотрим одно из последних запатентованных устройств «Веерное сопло СВ-1200» (Рисунок 10).



Рисунок 10- Сопло веерное «СВ-1200»

В основе работы системы размыва донных отложений лежит гидродинамический принцип действия. В процессе работы сопла под действием давления продукт направляется в размывочную камеру. После этого он выбрасывается в виде веерной турбулентной струи из кольцевых щелей по днищу резервуара. Таким образом, осадок поднимается со дна и

находится в нижней части резервуара во взвешенном состоянии. Область воздействия показана на рисунке 11.

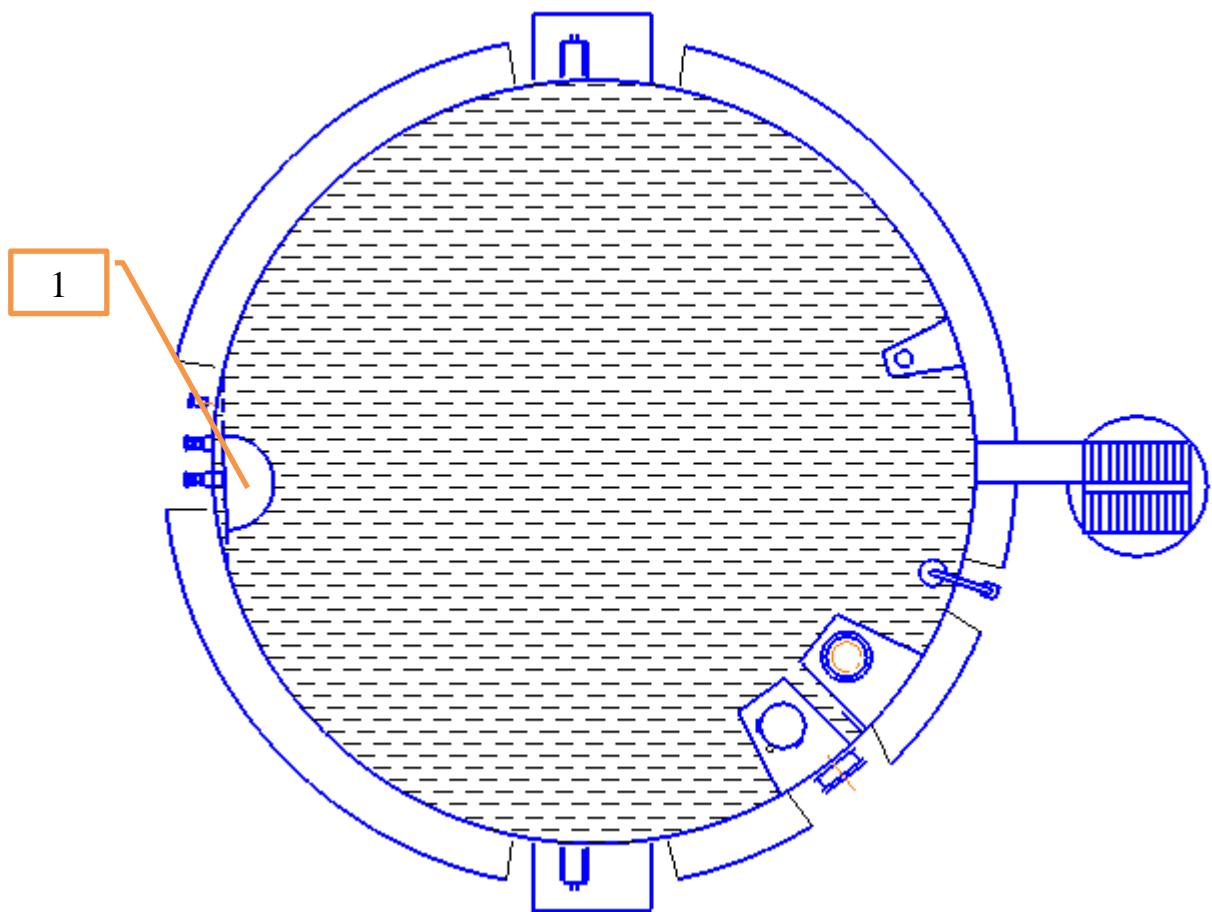


Рисунок 11- область распространения действия струи, выходящей из
веерного сопла СВ-1200, где 1- сопло веерное

При последующей откачке продукт выходит из резервуара вместе с осадками, не оставляя отложений. Кольцевые щели в камере размыва имеют два вида: для самоочистки и размыва донного осадка.

Преимущества сопел перед винтовыми мешалками:

-Обеспечивают наиболее равномерный размыв отложений в среде за счёт периметрального размещения внутри резервуара. В то время, как винтовые перемешивающие устройства действуют по определённому

вектору размыва (размывают в одном направлении-направлении вала с винтом) и создают узконаправленную струю жидкости.

-Отпадает потребность в подводке электричества к резервуару. Предотвращение накопления осадка в резервуаре достигается за счет использования кинетической энергии потока нефти, создаваемой при закачке в резервуар.

-В веерных соплах отсутствуют движущиеся механические элементы, что повышает надежность и долговечность работы по сравнению с винтовыми мешалками.

-В отличие от мешалок не требует обслуживания во время всего срока эксплуатации.

-Отсутствие вибрационных и волновых нагрузок на стенки резервуара.

-Отсутствуют дополнительные элементы на стенке резервуара. Они крепятся на приемо-раздаточные устройства на дне резервуара.

-В отличии от винтовых мешалок различные модификации веерных сопел позволяют использовать их также и в горизонтальных резервуарах.

Сравнение сопел «СВ-1200» с аналогичными устройствами:

Ключевым отличием размывочного сопла СВ-1200 «является эффективная длина щели, из которой выходит размывочный продукт. Эффективная длина щели сопла СВ-1200 — 3768мм. Эффективная длина аналогичных устройств порядка 490мм. Таким образом, одно размывочное сопло СВ-1200 эквивалентно почти 8 аналогичным устройствам. И это не включая разводку внутри резервуара.

Как известно, чем меньше дополнительных элементов на дне резервуара, тем эффективнее размывание донных отложений. Таким образом, наличие дополнительной разводки трубопровода на 8 размывающих устройств препятствует эффективному размытию в отличие от разводки на одно веерное сопло СВ-1200.

В отличие от мешалок «Тайфун» и «Диоген» у сопла нет рекомендованного установленного срока работы, оно работает, пока

резервуар наполняется нефтью через приёмо-раздаточный патрубок. Получается, что данное устройство не подходит для резервуаров с длительным хранением нефти.

Акустический способ

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 фирмы ОАО «СКБ Сибэлектромотор» (Рисунок 12) который при минимальных энергозатратах оказывает многокомпонентное воздействие на буровой раствор: значительное акустическое воздействие, мощное омагничивание, интенсивное перемешивание с высокими сдвиговыми скоростями, знакопеременное давление в зоне активации. После завершения этого процесса можно осуществить откачку нефти для дальнейшей переработки. Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля.



Рисунок 12- Вибратор электромагнитный активационный

На рисунке 12 представлена установка ВЭМА-0,3 во взрывозащитном исполнение и блок питания. Применяется установка в нефте и газодобывающей химической и нефтехимической отраслях. Принцип действия заключается в диспергировании и снижении вязкости различных многокомпонентных вязких жидкых составов и, в данном случае, нефтешламов и АСПО, разделении механических примесей. Применение установки позволяет приготовить высококачественные полимерные составы и водонефтяные эмульсии, повысить эффективность жидкого топлива.

Тепловой способ

Сущность термического способа предотвращения и зачистки нефтяных резервуаров заключается в расплавлении парафинистых осадков подогретой нефтью. Это достигается путем циркуляции небольшого объема нефти 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.

1.5 Существующие способы устранения донных отложений

Кажется странным, что в предыдущем пункте о методах предотвращения образования донных отложений не упомянут такой способ, как химический. Но дело в том, что борьба с отложениями в резервуарах делится на предотвращение и устранение. Существующие способы предотвращения донных отложений в нефтяных резервуарах подробно были рассмотрены выше. Способов устранения больше, но они будут рассмотрены не так подробно, так как моя работа направлена именно на изучение предотвращения образования донных отложений. Для наглядного сравнения способов предотвращения и удаления донных отложений мною была составлена схема (Рисунок 13).



Рисунок 13 - Способы борьбы с отложениями в резервуарах

Как видно из схемы, первое отличие способов удаления донных отложений- это наличие ручного метода. При ручном способе очистки (Рисунок 14) емкость после удаления твердых остатков пропаривают, промывают нагретой до 30-50 °C водой из пожарного ствола при давлении от 0,2 до 0,3) Мпа, а промывочную воду насосом выкачивают из резервуара. Отложения удаляют с помощью таких инструментов, как лопата, лом, скребок. Собранные таким способом отложения накапливают в специальную емкость, которую впоследствии удаляют из резервуара при помощи грузоподъемных приспособлений. Если речь идёт о подземных или заглубленных резервуарах, то здесь при очистке задействованы четыре люка:

- установки вентиляционных устройств;
- свободного доступа воздуха;

- установки грузоподъемных механизмов (лебедки, транспортера);
- спуска людей в резервуар.

На наземных резервуарах задействуются нижние люки.

Устанавливаются и подготавливаются к работе лебёдки и транспортеры, а также транспорт для вывоза отходов очистки к месту их ликвидации. При проведении работ обязательны включенная вентиляция. При необходимости получения высокой степени чистоты поверхности (например, под покрытия) днища зачищают скребками, поверхности протирают обтирочным материалом

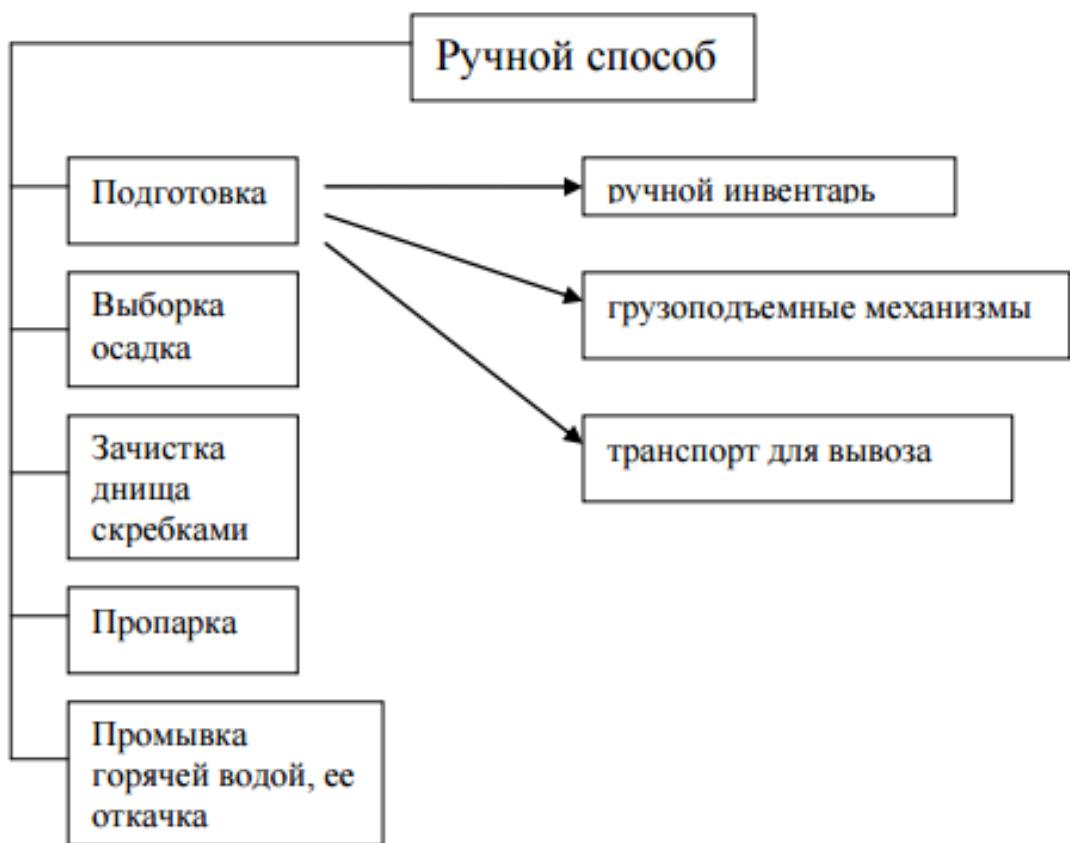


Рисунок 14 - Последовательность действий при ручном способе очистки резервуаров от отложений

Следующий, представленный в схеме способ- механический. Он до сих пор довольно часто применим. При данном способе очистки загрязнение

поверхности отмывают горячей или холодной водой, подаваемой под давлением через гидромониторы(Рисунок 15)

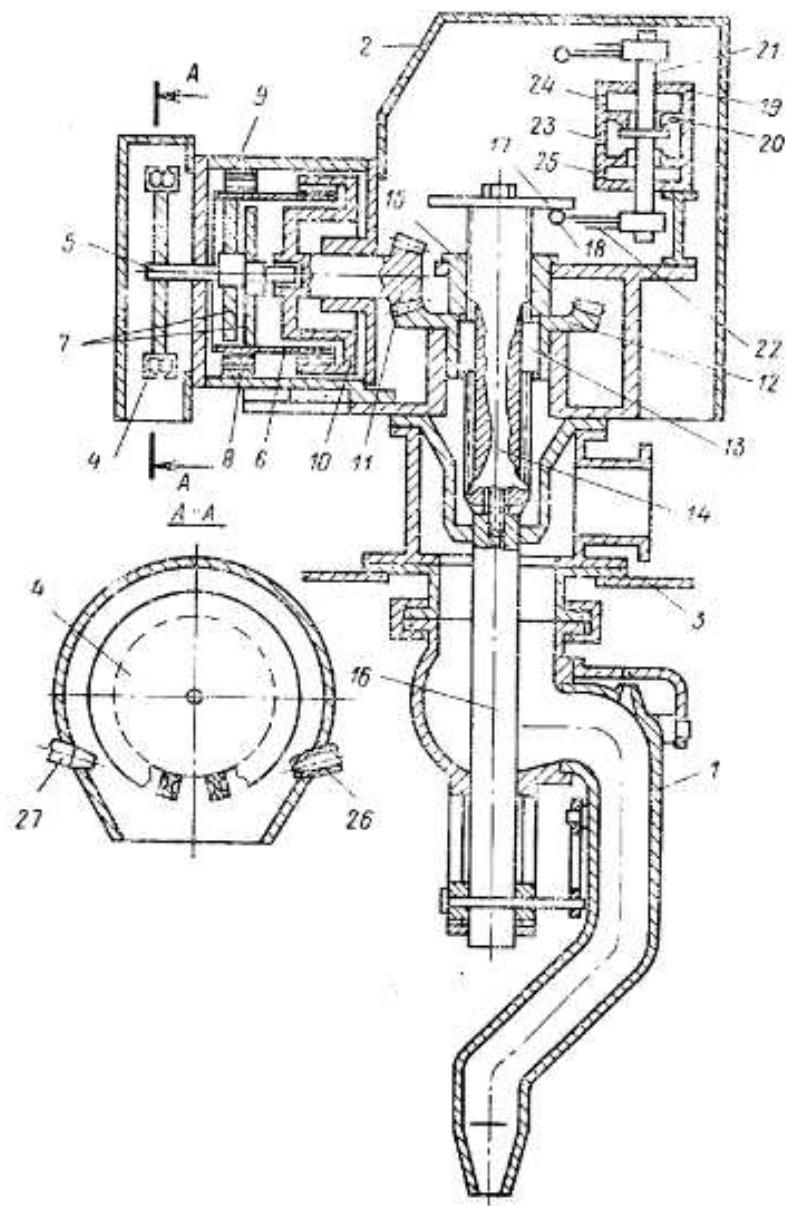


Рисунок 15- моечная машинка с приводом для очистки резервуара

На рисунке 15 представлено запатентованное советское изобретение с номером 474463, относящееся к судовым устройствам для очистки резервуаров от загрязнений. Представленная моечная машинка содержит

гидромонитор и силовой привод для сообщения гидромонитору движения по заданной траектории.

Схема работы такова: 25 Гидромонитор 1 установлен стационарно внутри танка и соединен с переносным силовым приводом 2, установленным на палубе 3 судна. Реверсивная ковшевая гидротурбина 4 привода установлена на входном валу 5 волнового редуктора 30, который содержит гибкое колесо 6, генератор волн 7 и жесткое колесо 8, закрепленное в корпусе 9. Гибкое колесо соединено с выходным валом 10. На выходном валу волнового редуктора установлена шестерня 11 угловой зубчатой передачи, которая находится в зацеплении с зубчатым колесом 12. Зубчатое колесо с помощью двух шпонок 13 связано с ходовым винтом 14, который размещен в неподвижной гайке 15 и связан со штангой 16 гидромонитора. На ходовом винте имеется шайба 17, предназначенная для воздействия в крайнем верхнем и крайнем нижнем положениях на нажимные ролики 18 переключающего клапана 19. Переключающий клапан состоит из корпуса с двумя седлами 20, штока с двусторонней тарелкой 21 и плоских пружин 22, представляющих собой нажимные рычаги, снабженные нажимными роликами. Клапан имеет отверстие 23 для подвода воды под давлением и два отверстия 24 и 25 для отвода воды к соплам 26 и 27 гидротурбины. Вода под давлением поступает в одну из полостей переключающего клапана 19 и далее к соответствующему соплу гидротурбины 4, вызывая вращение последней.

Гидротурбина через волновой редуктор и угловую передачу приводит во вращение ходовой винт 14, который, вращаясь, перемещается поступательно вверх или вниз в зависимости от направления вращения, благодаря взаимодействию с неподвижной гайкой 15, в которую он завернут.

Вращательное движение винта вызывает поворот гидромонитора вокруг вертикальной оси. Возвратно-поступательное движение винта вызывает изменение угла наклона гидромонитора к горизонтальной плоскости. При приближении ходового винта к одному из крайних положений по высоте шайба винта нажимает на нажимной ролик 18

переключающего клапана и деформирует пружину. Когда усилие пружины преодолевает усилие давления воды на клапан, тарелка 21 клапана перебрасывается в другое положение и вода поступает к другому соплу гидротурбины. При этом направление вращения и поступательного движения ходового винта изменяется. При подходе к другому крайнему положению шайба снова нажимает на нажимной ролик переключающего клапана, цикл повторяется.

Преимущества механического способа очистки заключаются в том, что он позволяет уменьшить время очистки, простой резервуара и объем тяжелых операций, вредных для здоровья человека. Также при нем снижается стоимость процесса очистки резервуара. К недостаткам способа следует отнести:

- большой расход тепловой энергии на подогрев холодной воды
- большие потери легких фракций из остатков нефти.
- необходимость откачки загрязненной воды на очистные сооружения

Говоря об эффективности способа, можно добавить, что сила ударной струи, направленной на донные отложения, имеет оптимальное значение, и не находится в прямой зависимости от диаметра сопла и напора. Однако при давлении в гидромониторе в 2,0 – 2,5 МПа возникает “режущий” эффект струи, что снижает эффективность очистки.

Также механический способ зачистки резервуаров производится с помощью различных переносных технических средств, минитракторов, бульдозеров, скребков. Применяется в основном для удаления тяжелых мазутных осадков из резервуаров большой емкости. Этот способ позволяет значительно сократить время на производство работ, но имеет ряд существенных недостатков:

- большие капитальные затраты при низком качестве очистки днища
- необходимость доочистки резервуара вручную
- нарушение целостности резервуара
- повреждение днища.

- удары о стенки резервуаров подъемных средств часто сопровождается
- неравномерный размыв донного остатка и остаток части отложений на дне резервуара

С учетом современных существующих технологий, этот способ является устаревшим и малоэффективным.

Гидромеханический способ был подробно рассмотрен в предыдущем пункте как способ для предотвращения образования донных отложений, однако представленные установки работают также и на удаление нефтешламов, хотя для этой цели они малоэффективны. Всё-таки, их основная функция- предотвращение образования отложений, пусть и содновременным размывом.

Удаляют донные отложения и с помощью вакуумного способа. Работа вакуумной зачистной установки разделяется на две операции: засасывание осадка в вакуумный сосуд и его удаление. Засасывание осадка производится следующим образом (Рисунок 16): вакуумный насос 1, отсасывая по трубопроводу 9 воздух из вакуум-сосуда 2, создает в системе постоянное разряжение. При перекрытии щели приемного зачистного устройства 14 в системе образуется вакуум, и осадок, отрываясь от днища резервуара 3, поступает в приемный грязевой трубопровод 4 и дальше в вакуум-сосуд 2. При всасывании осадка должны быть открыты краны 5 и 6. Наполнение вакуум-сосуда контролируется поплавковым устройством 7 или щупом 8. Когда сосуд наполнится, его отключают от насоса 1 перекрытием крана 6. Кран 5 закрывают и вакуум-насос останавливают.

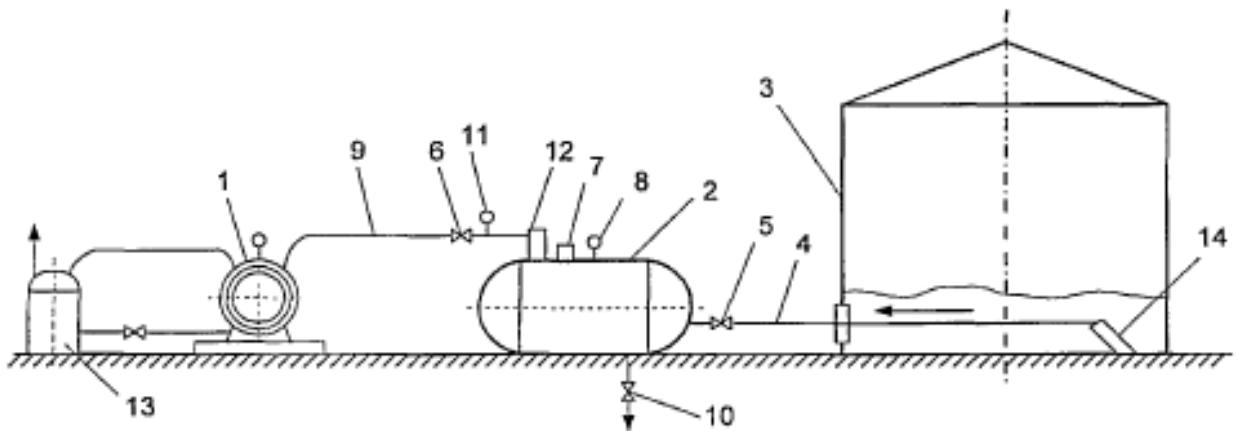


Рисунок 16- Установка вакуумного размыва

Удаление из вакуум-сосуда осадка осуществляется самотеком или путем создания избыточного давления 0,3-0,5 атм. Затем процесс повторяется до полной зачистки емкости. Для контроля работы зачистной установки на сосуде устанавливается манометр, вакуумметр 11 и предохранительный клапан 12. Водоотделитель 13 служит для приема избытка воды и воздуха, выбрасываемых насосом во время работы.

Химико-механизированный способ очистки резервуаров с применением растворов моющих средств способствует повышению качества очистки, интенсивности процесса очистки, характеризуется незначительной степенью применения ручного труда. 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, установленные 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 совершают 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 °C) 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, что не самым положительным образом влияет на экономический фактор выбора в пользу вакуумного способа, так как цены на хорошие реагенты достаточно высокие в связи с тем, что реагенты должны удовлетворять многим требованиям, например:

- обеспечить в относительно короткие сроки высокое качество очистки поверхности металла;
- многократно использоваться по системе замкнутого цикла;
- иметь простую технологию проведения работ при высокой степени автоматизации;

-быть взрывобезопасными и негорючими в условиях использования;
обладать биологической разлагаемостью и нетоксичностью;

- не вызывать коррозии металла;

-способствовать регенерации промывочных растворов и утилизации отмытых нефтеостатков;

В практике предотвращения и удаления осадков используется также 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 парафинистого осадка в системе транспорта и хранения нефти, в частности, в нефтяных резервуарах, ему не уделялось должного внимания.

Более эффективным способом зачистки нефтяных резервуаров, чем химический, является химико-гидравлический способ, осуществляемый с помощью химических реагентов и гидравлических устройств, но это, опять же, дорогой способ, не получивший популярность в нашей стране.

Но и это не все способы очистки от донных отложений с использованием химических реагентов, так как существует еще и химико-тепловой способ. Ряд компаний занимаются очисткой резервуаров химико-тепловым способом. Компания «Мобил Ойл Корп.» (США) в конце 1991 года произвела очистку резервуара с помощью растворителя марки ВТОН. Компания «Статия Терминале Пойнт Тапер» (США) использовала химические реагенты и объемный подогрев парафинистых и асфальтовых отложений толщиной 0,6 м для их удаления из шести временно выведенных из эксплуатации нефтяных резервуаров вместимостью по 72 тыс. м³.

Завершающим способом этого раздела по способам удаления донных отложений в резервуарах является биотехнологический метод очистки от асфальто-смолистых парафиновых отложений АСПО 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. Начиная с 2003 года ООО «РСЭ-трейдинг» (Россия) непрерывно осуществляет производство, поставки и внедрение биопрепарата Микрозим™ в России, странах СНГ и зарубежом.

В 2008 году компания «БиоПетроКлин Инк.» представила систему зачистки нефтяных емкостей с применением микроорганизмов, которые трансформируют АСПО в нетоксичные вещества. 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. Способность усваивать углеводороды нефти присуща микроорганизмам, представленным различными систематическими группами. К ним относятся различные виды микромицетов, дрожжей и бактерий. 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, поэтому в климатических условиях России этот способ тоже малоэффективен.

1.6. Заключение к литературному обзору

В результате эксплуатации нефтяных резервуаров и хранения в них нефти, на дне образуется осадок из смол, асфальтенов, парафинов, масел, воды и механических примесей. Всё вместе это называют донными отложениями. В условиях современной экономики на нефтяную промышленность приходится большая доля бюджета страны, поэтому важно не только сохранить, но и

увеличить долю прибыли от работы нефтяных предприятий не только, расширив масштаб добычи, но и, сделав их работу более эффективной. В рамках данной работы эффективность связана с рациональным использованием объема нефтяных резервуаров. В начале литературного обзора говорилось, что донные отложения могут снижать полезный объем резервуаров до 25%, поэтому в основу работы легла проблема образования донных отложений в резервуарах, что стало причиной исследования способов по предотвращению образования донных отложений в резервуарах. Перемешанные и растворенные в нефти осадки не ухудшают ее товарных свойств и транспортируются потребителям, принося выгоду за счет исключения технологических потерь тяжелых фракций нефти. В работе представлена классификация способов по предотвращению и удалению отложений со дна резервуаров.

В случае, когда предотвращение отложений или невозможно, или оказалось не достаточно эффективным, прибегают к различным методам очистки дна резервуаров от отложений. Так как одной из задач, поставленной в начале работы было исследование трудоемкости процессов по предотвращению образования донных отложений, то, изучив достоинства и недостатки всех существующих способов, я пришла к выводу, что по эффективности работы наиболее рациональными в борьбе с накоплением донных осадков оказались установки гидромеханического и гидравлического действия: «Тайфун», «Диоген» и веерное сопло «СВ-1200». Из них выделяется последний названный способ. Несмотря на равные характеристики, конструкция сопла позволяет распространить воздействие на всю площадь дна резервуара, не допуская образования незадействованных зон, в которых могут скапливаться донные отложения. Эта система позволяет исключить трудоемкие периодические зачистки резервуаров, сохранить и перевести в нефть осадок, представляющий собой ценный энергоресурс, увеличивает полезную емкость резервуара и исключает загрязнение окружающей среды. Однако есть существенный недостаток системы: она работает только при

закачке нефти в резервуар, так как крепится к приемо-раздаточному патрубку и работает только от напора насоса, не имея дополнительного источника энергии. Как правило, проблема порождает поиск её решения, поэтому в конструкторско- технологической части работы предложено техническое решение для работы системы не только при работе резервуара, но и при хранении в нем нефти. Представленная далее работа направлена на применение именно веерного сопла «СВ-3000» в резервуарах с целью предотвращения образования донных отложений.

Как уже было сказано, В связи с тем, что устройства гидравлического и гидромеханического воздействия наиболее эффективны и рациональны в применении, именно они получили наибольшее распространение и в настоящее время используются на нефтепромышленных предприятиях, поэтому особое внимание в данной выпускной квалификационной работе уделено рассмотрению принципа действия и условий эксплуатации трёх установок про предотвращению и размытию донных отложений: «Диоген», «Тайфун» и веерное сопло «СВ-1200». По этой же причине раздел «Патентно- информационный обзор» также посвящен рассмотрению этих трёх установок.

2. Конструкторско-технологический раздел

2.1 Техническое задание на разработку технологической установки.

Общие данные

Настоящее техническое задание определяет требования к назначению, составу, техническим и эксплуатационным характеристикам, к разрабатываемой рабочей документации на установку для предотвращения образования донных отложений в резервуарах хранения нефти.

Настоящее ТЗ разработано на основании:

1. 1) Технический регламент Таможенного Союза "О безопасности машин и оборудования" № 010/2011;
2. Федеральный закон №123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 г.
3. ПБ 09-560-03 "Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов"
4. РД-153-39.4-057-00 "Технология проведения работ по предотвращению образования и удаления из резервуаров донных отложений"
5. РД 39-30-587-81 Инструкция по эксплуатации системы размыва и предотвращения накопления парафинистого осадка в нефтяных резервуарах
6. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования
7. ГОСТ 12.3.003-86. ССБТ Работы электросварочные Требования безопасности
8. ГОСТ 12.1.004-91* "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования"
9. ГОСТ 12.2.003-91 "ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности"

10.15) ГОСТ 12.2.049-80 "ССБТ. Оборудование производственное.

"Общие эргономические требования"

11.90) РД 39022-113-78 "Временные правила защиты от проявления статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности"

12.

Назначение системы

Установка (Графическое приложение, лист 1) предназначена для предотвращения и размыва донных отложений в резервуарах путём создания веерной турбулентной струи, поднимающей тяжелые частицы со дна резервуара и поддерживающей их во взвешенном состоянии в нефти. Размытый первым соплом осадок на дне резервуара подхватывается вращаемой вторым соплом крыльчаткой и перемешивается с остальным содержимым резервуара.

Требования к составу и комплектации

Установка должна включать в себя:

- 1) Веерное сопло «СВ-1200»
- 2) Насос циркуляционный
- 3) Подводящий трубопровод

Веерное сопло крепится фланцевым соединением к приемо-раздаточному патрубку с внутренней стороны резервуара.

Характеристика рабочей среды

Рабочая среда – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 (класс 1, тип 0 или 1, группа 1, вид 1) и имеющая физико-химические показатели, указанные в таблице 8.

Таблица 8- Физико-химические характеристики рабочей среды

Наименование показателя	Значение показателя
1 Вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 8,3 до 8,6
2 Плотность, кг/м ³	
при минимальной в течении года температуре нефти	от 811,5 до 836,5
при максимальной в течении года температуре нефти	от 800,0 до 825,0
3 Температура товарной нефти, °С:	от 5 до 20
4 Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа (мм .рт.ст.), не более	66,7 (500,00)
5 Массовая доля воды, % не более	0,5
6 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
7 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
8 Массовая доля парафина, %, не более	6
9 Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	20
10 Массовая доля серы, % не более	0,6
11 Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	
не более	40
12 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей при температуре 204 °С, млн ⁻¹ (<i>ppm</i>), не более	10
13 Содержание свободного газа	не допускается

2.2 Разработка принципиальной технологической схемы установки

В связи с тем, что недостатком конструкции сопла веерного «СВ-1200» является зависимость её работы от наполнения резервуара, мною был придуман способ, позволяющий осуществлять работу установки, независимо от режима работы резервуара, будь это наполнение или хранение. Прототипом стало устройство для предотвращения и размыва донных отложений «СВ-1200». Предложенный мною способ заключается в осуществлении замкнутого цикла путем циркуляции нефти по схеме «насос-резервуар-насос». Этот способ позволит исключить застои нефти в нижних слоях резервуара, так как там постоянно, или же время от времени, будет действовать установка по предотвращению образования донных отложений, что исключит нежелательные образования на дне резервуара и в будущем позволит увеличить межремонтный период и снизить трудозатраты при ремонте.

2.3 Разработка конструкции установки

Представляет собой систему, состоящую из веерного сопла, создающего турбулентный поток в слое нефти, трубопровода на приеме и на выходе, насоса, обеспечивающего постоянную циркуляцию нефти, во избежание осаждения частиц донного состава на дно резервуара.

Присоединяется сопло к приемо-раздаточному патрубку с помощью фланца, с внутренней стороны резервуара (См. графическое приложение, лист 1).

2.4 Технические характеристики установки «ДПОДО »

Таблица 9- Технические характеристики установки ДПОДО

Характеристика	Значение
Проход условный, мм	100
Рабочее давление, кгс/см ²	5±1,0
Присоединительный фланец, Dу, мм	100
Габаритные размеры, мм	ø1200×322
Масса, кг	Не более 141,2
Климатические условия	У, УХЛ, Т
Категория размещения ГОСТ 15150-69	1 (на открытом воздухе)
Электроснабжение	Отсутствует
Материал	Сталь углеродистая ГОСТ 105088 или сталь 09Г2С ГОСТ 1928189

2.5 Расчёт основных параметров установки

Для эффективной работы сопла требуется определить необходимую подачу жидкости от насоса и напор, которые будут позволять удерживать частицы донных отложений во взвешенном состоянии. Для определения необходимого рабочего давления насоса нужно, для начала, определить гидростатическое давление столба жидкости на дно резервуара.

Давление столба жидкости определяем по формуле:

$$p = \rho g h \quad (1)$$

Где:

p-давление нефти на дно резервуара

ρ - плотность нефти

h-высота нефти в резервуаре

Базовая высота резервуара 3000м³ примерно равна 12м. Если говорить об уровне нефти внутри резервуара, то, согласно технологической карты и, учитывая температурное расширение и аварийный уровень, резервуар обычно наполняют нефтью до значения примерно 10,5м.

За плотность примем среднее значение 800 $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, а ускорение свободного падения равно 9,8м/с² тогда по формуле (1) получим давление нефти на дно резервуара:

$$p = 800 * 9,8 * 10,5 = 82320 \text{ Па} = 8 \text{ м} \quad (2)$$

Помимо сопротивления жидкости в резервуаре примем в расчет сопротивление на преодоление насосом расстояния, после чего найдет расчётное значение напора нужного нам насоса.

К примеру, разница высот между насосом и резервуаром составляет 15 м (1,5 атм) и давление на этой высоте примем равным 2 атм, тогда насосу нужно преодолеть сопротивление:

$$1,5 + 2 = 2,5 \text{ атм} = 25 \text{ м} \quad (3)$$

Находим общий расчетный напор насоса:

$$8 + 25 = 33 \text{ м} \quad (4)$$

В таком случае, рабочий напор насоса равен 66м. При этом, для каждого конкретного случая рассчитывают еще и потери на прямых участках и потери в местных сопротивлениях, с учетом которых напор будет еще выше. В данном примере не представляется возможным сделать точный подбор напора на сопротивления, поэтому просто примем условное значение, равное 15м. Тогда конечное значение такой характеристики, как напор насоса, будет равно 81м.

2.6 Выбор вспомогательного оборудования

Двумя важными характеристиками насоса являются напор и подача. Напор, исходя из гидравлического сопротивления, был найден в предыдущем пункте, теперь стоит задача рассчитать подачу, или по-другому её называют «производительность».

Как уже говорилось, резервуар наполняют нефтью примерно до уровня 10,5 м. Примем условие: наполнить РВС-3000м³ за двое суток, т.е. за 48 часов. Тогда производительность насоса за один час будет равна:

$$Q = \frac{3000}{48} = 62,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

(5)

Расчетная производительность найдена. Чтобы получить рабочую, нужно расчетную увеличить в 1,5 раза, таким образом $Q_{раб}=93,75 \text{ м}^3$

Таким образом, нужно подобрать насос, который удовлетворял бы условиям:

$H=81\text{м}$, $Q_{раб}=93,75 \text{ м}^3$. Данным характеристикам удовлетворяет центробежный секционный насос с параметрами 180x85 (Рисунок 17), где 180- это подача, а 85- напор.



Рисунок 17- ЦНС 180x85

3. Эксплуатация и ремонт

3.1 Выбор технологического режима установки

С точки зрения энергосбережения было бы нецелесообразно осуществлять работу насоса для того, чтобы поддерживать донный осадок во взвешенном состоянии, беспрерывно, ведь частицы донных отложений не мгновенно оседают на дно резервуара. Чтобы рассчитать допустимое время остановки насоса.

Скорость осаждения частиц называют седиментацией. Седиментацию частиц в турбулентном потоке можно найти по формуле Стокса:

$$W_{\text{ч}} = \sqrt{\frac{d_{\text{ч}}^2 * (p_{\text{ч}} - p_{\text{н}}) * g}{(p_{\text{н}})}} \quad (6)$$

Где:

$W_{\text{ч}}$ - скорость частицы

$d_{\text{ч}}^2$ - диаметр частицы донного отложения

$p_{\text{ч}}$ - плотность частицы донного отложения

$p_{\text{н}}$ - плотность нефти

g -ускорение свободного падения

$$W_{\text{ч}} = \sqrt{\frac{(350 * 10^{-9})^2 * (900 - 800) * 9,8}{(800)}} = 6,78 \text{ м/ч} \quad (7)$$

Даже без более точных расчетов понятно, что за час поднятая на определенную высоту (пусть это будет хотя бы 3 метра) частица успеет вновь опуститься на дно и даже пробудет там какое-то время. Конечно, за час частицы не успеют слежаться, и образовавшийся осадок можно будет без труда снова размыть, но стоит ли каждые два часа включать и отключать насос? Если нефть хранится в резервуаре недолго, то нет. Лучше оставить

работу насоса беспрерывной. Однако, если нефть в резервуаре хранится несколько дней и более, то здесь уже имеет смысл подбор технологического режима работы насоса, который требует более точного расчёта, но производить его стоит, исходя из конкретных параметров: плотность нефти в резервуаре, плотность донного осадка, время простоя резервуара.

3.2 Требования безопасной эксплуатации «СВ-1200»

При монтаже и эксплуатации устройства для размыва донных отложений с помощью веерного сопла «СВ-1200» требуется строгое соблюдение ряда правил:

- При отсутствии продукта заполнение резервуара через кольцевые сопла запрещено из-за риска проявления статического электричества;
 - Эксплуатация устройства возможна только при заполнении резервуара на высоту, превышающую трубопроводную систему размыва;
 - Монтаж сопла возможен только на новом резервуаре;
 - Инструменты для обслуживания пригруженного веерного сопла должны быть омедненными;
- Монтаж, демонтаж и технические работы проводятся в полностью очищенном резервуаре;
- Продукт, подаваемый для размыва донного осадка, предварительно очищается.

Все мероприятия по текущему и капитальному ремонту производятся только при условии выполнения всех пунктов из раздела 1.7 настоящей выпускной работы

4. Требования безопасности и влияние на окружающую среду технологического процесса размыва и удаления донных отложений из резервуаров

При подготовке резервуаров типа РВС к процессу размыва и удаления донных отложений должны соблюдаться требования безопасности, изложенные в «Правилах технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов», ВППБ 01-05-99, а также дополнительные меры техники и пожарной безопасности, включенные в проект производства работ.

К монтажу и эксплуатации оборудования устройства размыва и удаления донных отложений допускаются инженерно-технические работники и рабочие резервуарного парка, оперативный персонал, прошедший обучение и проверку знаний в присутствии представителя Госгортехнадзора России, имеющие удостоверение по проверке знаний, изучившие техническую документацию на это оборудование и прошедшие инструктаж по технике безопасности и сдавшие зачеты по ведению данного вида работ согласно разработанной и утвержденной главным инженером.

На устройства «Диоген» и «Тайфун», являющиеся резервуарным оборудованием, распространяются требования Правил технической безопасности и пожарной безопасности нефтяной промышленности, а также требования ПТЭ РВС.

Для работников непосредственно занятых в процессе размыва и удаления донных отложений должны быть внесены изменения в должностные инструкции, определяющие круг обязанностей и порядок безопасного выполнения работ.

Место производства работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров должно быть обеспечено первичными средствами

пожаротушения. Автоматическая система пожаротушения РВС должна находиться в работоспособном состоянии.

Электрооборудование, используемое в размыве и удалении донных отложений из резервуаров должно иметь взрывозащищенное исполнение.

Инструмент, используемый при монтаже оборудования системы размыва и удаления донных отложений из резервуаров, должен быть выполнен из материалов не дающих искр.

Во время процесса размыва и удаления донных отложений из резервуаров открывание технологических люков запрещается.

Замерять и отбирать пробы донных отложений разрешается не раньше, чем через 2 часа после окончания закачки (откачки) нефти и отключения устройства.

Перед вскрытием люков необходимо выполнить мероприятия, исключающие несанкционированное заполнение резервуара.

При открывании люков, они должны быть заземлены на автономный контур заземления, скорость ветра не должна быть менее 1 м\сек.

Реализация технологического процесса размыва и удаления донных отложений из нефтяных резервуаров типа РВС безопасна и не требует дополнительных мер по охране окружающей среды, т.к. технологический процесс экологически чист. Технология предусматривает вовлечение размытого и диспергированного донного осадка непосредственно в резервуаре в нефть и откачку вместе с нею в магистральный нефтепровод и, тем самым, исключается загрязнение окружающей среды (атмосферы, почвы, водоемов).

Заключение

Нефтяная отрасль начала широко развиваться в нашей стране не так давно, поэтому со многими проблемами еще не научились бороться достаточно эффективно, и постоянно ведется поиск новых решений для устранения тех или иных проблем. К одной из таких проблем можно отнести образование донных отложений в нефтяных резервуарах. Так как предотвратить проблему легче, чем устраниить её, то в данной выпускной квалификационной работе рассмотрены способы предотвращения образования донных отложений и недостатки этих способов.

Среди всех существующих способов выделено два наиболее эффективных и распространённых: гидромеханический и гидравлический. По этим способам проведен патентный обзор и приведены характеристики устройств, работающих этим способом, после чего круг изучения был сужен до выделения одного способа- гидравлического. На основе этого способа успешно применяется устройство, работающее от кинетической энергии насоса- веерное сопло «СВ-1200». Данное устройство стало прототипом для разработки устройства для предотвращения образования донных отложений в резервуарах хранения нефти. Устройство имеет множество достоинств, но, как и у любого другого, у него есть и недостаток: так как в устройстве отсутствуют электрические приводы, то оно не может работать независимо, получается, что при длительном простое резервуара предотвращение образования донных отложений не производится.

В работе предложено техническое решение существующей проблемы, которое позволило выполнить задачу, поставленную в начале работы: увеличить срок межремонтного периода резервуаров РВС-3000 для хранения нефти. К тому же, как и было обусловлено в начале, трудоемкость данного решения сведена к минимуму усилий со стороны человека. Техническое решение подразумевает создание замкнутого цикла циркулирующего потока нефти по схеме «насос-резервуар-насос». Для оптимальной работы был

произведен гидравлический расчет и подобран насос, удовлетворяющий заявленным требованиям.

Выше представленным способом удалось повысить эффективность использования и оптимизировать работу по предотвращению образования донных отложений. Предложенный способ имеет общий характер, и все расчёты необходимо проводить для каждого конкретного случая в отдельности. Данный проект может быть внедрен на производство после проведения уточняющих расчетов и согласования проведения всех работ по модернизации с производителем оборудования.

Список использованных источников

- 1) Абрамзон, Л.С. Устройство, предотвращающее накопление осадков в нефтяных резервуарах / Л.С. Абрамзон, Ю.А. Сквородников // Транспорт и хранение нефти. - 1963. - № 3. - С. 16-19.
- 2) Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук «ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЯНЫХ ЕМКОСТЯХ» / Конов Олег Владимирович// РАЗВИТИЕ.- Уфа, 2010.
- 3) Варламов С.Р Подбор насосного оборудования/ Варламов С.Р. [электронный ресурс]. – Режим доступа:
http://www.udmsnab.ru/files/Podbor_nasosnogo_oborudovaniya.pdf
- 4) ГОСТ 31378-2009 Нефть. Общие технические условия – Введ. 2002-07-01.- Москва: ИПК Издательство стандартов, 2006.- 12с.
- 5) ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-07-01.- Москва: ИПК Издательство стандартов, 2006.- 12с.
- 6) Групповой состав сернистых соединений нефти [сайт]. – Режим доступа: <http://megaobuchalka.ru/5/6956.html>
- 7) Злобин, А.Я. Опыт очистки резервуаров от парафинистых отложений /А.Я. Злобин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. — 1964. - №2. —С. 24-28.
- 8) Инструкция по эксплуатации устройства по предотвращению образования и удалению из резервуаров донных отложений «Тайфун-20» // ЗАО «Ванкорнефть»- г.Красноярск, 2011.-11с.
- 9) Инструкция по эксплуатации устройства по предотвращению образования и удалению из резервуаров донных отложений "Диоген-500"// ЗАО «Ванкорнефть»- г.Красноярск, 2012.-7с
- 10) ИСХДНЫЕ ВЕЩЕСТВА ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА.ПАРАФИНЫ // Нижнекамский Химико-Технологический Институт Казанского Государственного Технологического Университета

[электронный ресурс]. – Режим доступа:

<http://www.studfiles.ru/preview/2608865/>

11) Кононов, О.В. Факторы, определяющие развитие систем увеличения полезной емкости хранилищ / О.В. Кононов, Б.Н. Мастобаев // Трубопроводный транспорт-2008: материалы IV Международной учеб.-науч.-практ. конф. - Уфа, 2008. - С.64.

12) Кононов, О.В. Анализ и классификация существующих способов борьбы с отложениями в нефтяных емкостях / О.В. Кононов, Б.Н. Мастобаев //История науки и техники. - 2010. - №6. - С.60-68.

13) Национальная электронная библиотека [сайт]. – Режим доступа: <http://Нэб.рф>

14) Основные принципы подбора насосов. Расчет насосов. // сервисный центр компании ENCE GmbH [электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.encepumps.ru/podbor_raschet_nasosov.php#main_design_parameters

15) Особенности конвертирования авиационного двигателя и газотурбинный привод центробежного нагнетателя для магистрального газопровода / С.А.Гулина, Г.М. Орлова, М.Ю. Орлов // Добыча, транспорт и переработка нефти и газа [сайт]. – Режим доступа: http://vestnik-teh.samgtu.ru/sites/vestnik-teh.samgtu.ru/files/gaz/41_7_dobycha_2014.pdf

16) РД 39-30-1053-84 «Методика определения величины донных парафинистых отложений в нефтяных резервуарах » // министерство нефтяной промышленности ВНИИСПТнефть.-1984, 54с

17) Руководящий документ. РД 153-39.4-057-00 ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ОБРАЗОВАНИЯ И УДАЛЕНИЮ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ «ОАО АК Транснефть».- Москва, //2002

18) Рябский, П.А. Способы борьбы с отложениями осадков при хранении нефти и нефтепродуктов / П.А. Рябский. - М.: ЦНИИТЭМС, 1968. - С. 14.

19) Смердов, В.С. Анализ работы размывающей головки для предотвращения выпадения осадка в резервуаре типа РВС 5000 / В.С. Смердов, Д.А. Сайранов, О.В. Кононов // Материалы 59-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых - Уфа, 2008. - С.32.

20) Сопло веерное «СВ-1200» // ООО “АВРОРА” [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tdreco.ru/katalog-rezervuarov/rezervuarnoe-oborudovanie/ustrojstva-razmyva-donnyx-otlozhenij/soplo-veernoe-sv-1200-i-modifikacii/>

21) Способ удаления парафиновых отложений из нефтяных резервуаров /А.И. Косьянов, Андрукович, Я.А. Олеярш и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - 1972. - №10. - С.21-22.

22) Техническое и экономическое обоснование необходимости использования устройств для размыва донных отложений типа веерные сопла «СВ-1200» // ООО “АВРОРА” [электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://aurora-oil.ru/about/articles/obosnovanie-sopla/>

23) Учебное пособие для оператора ТУ// Нефтяная компания “ЮКОС” – г.Новокуйбышевск, 2002// ОАО “Новокуйбышевский НПЗ” Учебно-методический центр.-2002.- 15с.

24) Штин, И.В. Технология размыва донных отложений в резервуарах типа РВС / И.В. Штин, Б.Г. Хохряков, СИ. Бокалов // Трубопроводный транспорт нефти. - 2001. - №12. - С. 2-5

25) Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» // [Электронный ресурс] // статья «СПОСОБЫ ОЧИСТКИ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НАКОПЛЕНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ»/ Гималетдинов Г.М., Саттарова Д.М.- Режим доступа: <http://ogbus.ru/>

Приложение А

Отчет о патентных исследованиях

Общие данные об объекте исследования.

Отчет выполнен по теме «Технологическая установка для предотвращения образования донных отложений в резервуарах для хранения нефти». Объектом исследования является устройство для предотвращения образования отложений на дне резервуара. Область применения устройства – нефтяная промышленность.

Поиск российских патентов проводился по базе данных Федерального института промышленной собственности (www.fips.ru) с использованием ключевых слов: размыв, осадок, донные отложения, резервуар.

Глубина патентного поиска не была задана, так как целенаправленно были найдены патенты тех установок, которые, благодаря своим характеристикам и принципу действия, получили широкое применение во всем мире и наиболее востребованы в использовании на данный момент

Введение

Рассматриваемые установки предназначены не только для предотвращения, но и одновременно для размыва донных отложений в резервуарах, поэтому даже в названии некоторых из них встречается слово «размыв».

Так как выбранные установки различаются между собой по принципу действия и по конструкции, то задачей патентного обзора является оценка технического уровня объекта исследования. Два выбранных устройства работают на основании гидромеханического воздействия на донные отложения, но имеют один существенный недостаток, который

компенсируется третьим рассматриваемым устройством, работающим на гидравлическом воздействии, что и стало основанием выбора его для рассмотрения.

Технический уровень объектов исследования

Среди выбранных к рассмотрению устройств имеется два успешно используемых на данный момент устройства с гидромеханическим способом действия.

1. Известен действующий патент с номером 2238795, называющийся «Устройство для перемешивания нефти и нефтепродуктов и размыва их осадка в резервуаре». Устройство содержит корпус, в котором расположен вал с винтовыми лопастями на конце, элементы герметичного присоединения вала в отверстии резервуара, механизм вращательного движения вала, а для углового движения вала в горизонтальной плоскости - одно- или многоступенчатый волновой редуктор, установленный соосно на валу, и кривошипный механизм. Входное звено редуктора соединено с валом, а выходное - с кривошипным механизмом, шарнирно присоединенным к резервуару и имеющим кривошип и шатун в виде обода с пальцем, надетого на кривошип наклонно. Палец шарнирно связан с одним концом шарнирно смонтированной на резервуаре тяги. Действие установки подразумевает формирование направленного потока нефти, меняющего свое направление и вовлекающего в интенсивное движение как можно больший объем нефти. Таким образом, происходит предотвращение выпадения осадков, размыва накопившихся осадков и их гомогенизация в объеме нефти.

Технический результат состоит в повышении плавности хода вала, не нарушающего движение потока в резервуаре (Рисунок 18).

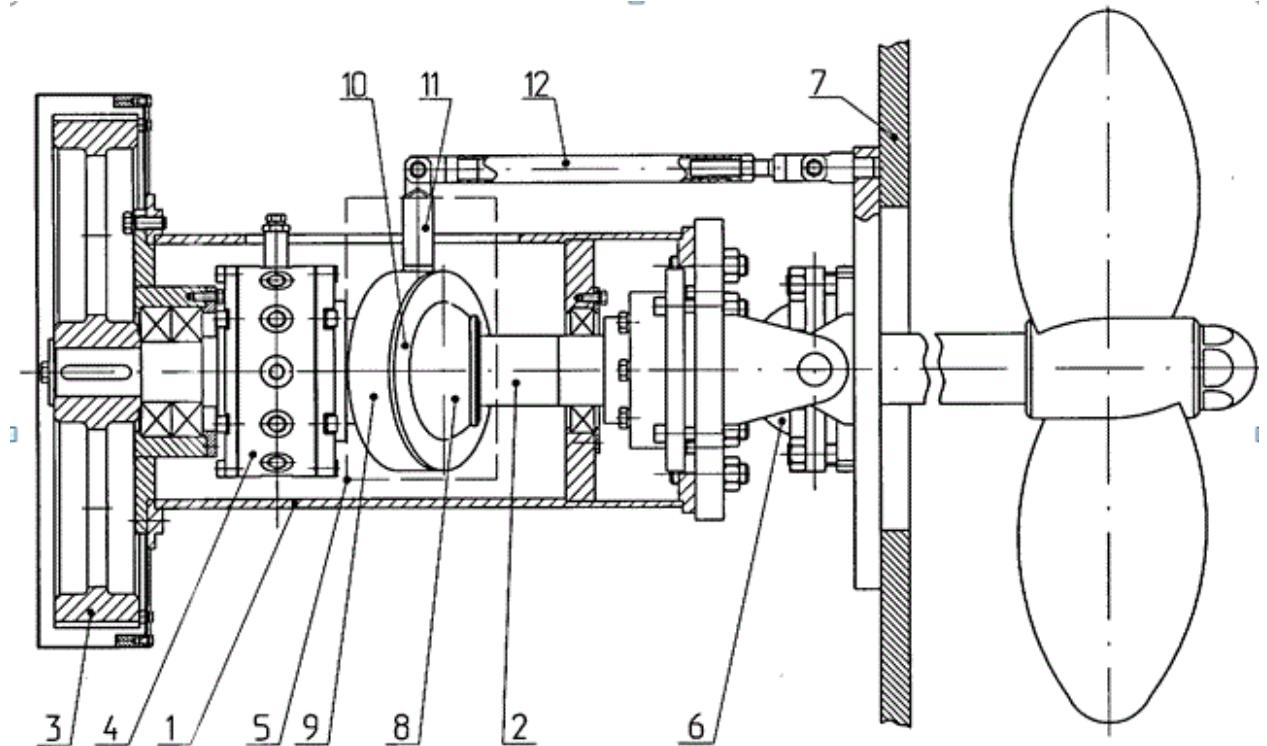


Рисунок 18- Устройство для перемешивания нефти и нефтепродуктов и размыва их осадка в резервуаре

Задачей заявляемого изобретения является повышение надежности, износостойкости, точности, КПД и плавности передачи механизма углового движения вала в горизонтальной плоскости, а следовательно, всего устройства в целом.

Данная задача может быть решена за счет оптимизации состава применяемых в устройстве механизмов и их взаимного расположения. В отличие от прототипа редуктор выполнен волновым и установлен соосно на валу.

Кривошипный механизм может содержать также установленный соосно на валу кривошип, шатун в виде надетого на кривошип наклонно к оси вращения кривошипа и опирающегося на подшипник обода и выступающего из него пальца, при этом палец шарнирно связан с одним концом шарнирно смонтированной на резервуаре тяги.

Волновой редуктор может содержать в центре генератор в виде эксцентрика, опоясанного сепаратором, тела качения которого взаимодействуют с зубьями, выполненными как вогнутые участки по окружности внутренней поверхности расположенного сверху них жесткого колеса.

Устройство изображено на рисунке 18 со следующими обозначениями: 1 - корпус; 2 - вал; 3 - винтовые лопасти на конце вала 2; 4 - элементы герметичного присоединения вала в отверстии резервуара 5; 5 - резервуар; 6 - механизм вращательного движения вала; 7 - волновой редуктор; 8 - кривошипный механизм; 9 - кривошип; 10 - шатун; 11 - подшипник шатуна; 12 - палец; 13 - тяга; 14 - генератор; 15 - сепаратор; 16 - тела качения; 17 - зубья; 18 - жесткое колесо.

Устройство работает следующим образом.

Включают механизм вращательного движения 6 вала 2. Механизм вращательного движения 6 приводит в действие одно- или многоступенчатый волновой редуктор 7, установленный соосно на валу 2 и чье входное звено соединено с валом 2. Волновой редуктор 7, связанный с кривошипным механизмом 8, воздействует на него. Последний передвигает соединенный с ним вал 2 под углом в горизонтальной плоскости.

Так как волновой редуктор 7 по сравнению с редуктором прототипа способен передавать более высокие нагрузки при сравнительно небольших размерах передачи, имеет более высокий КПД и износостойкость, то в результате повышается надежность, износостойкость и КПД устройства в целом.

Данная конструкция волнового редуктора 7 позволяет еще больше увеличить в устройстве точность передачи, ее КПД (до 0,98), достичь плавности хода вала 2 и максимального передаточного отношения /до 256 тыс./. Последнее обеспечивает предельно медленное передвижение вала 2

в горизонтальной плоскости, не нарушающее движение потока большого объема нефти при перемешивании и плавное изменение его направления.

Применение устройства является, во-первых, экологически выгодным, так как размытый донный осадок перемешивается с нефтью и откачивается в нефтепровод, а не попадает в окружающую среду, во-вторых, экономически выгодным, так как не происходит потерь тяжелых фракций нефти при удалении осадков, нет затрат на утилизацию удаленных осадков, уменьшается стоимость капитального ремонта резервуара, а стоимость самого заявляемого устройства ниже стоимости прототипа примерно на 200 тыс. руб. /модель Jensen 620 VA/25/39 фирмы Jensen mixer, inc. /США/ - 704,5 тыс. руб., заявляемое устройство - 554,2 тыс. руб./.

2. Известен патент 2220766 с названием «Устройство для размыва донных отложений в резервуаре с нефтью и нефтепродуктами» (Рисунок 19)

Изобретение относится к устройствам для размыва донных отложений, образовавшихся на дне вертикальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, а также для перемешивания нефти и нефтепродуктов с целью предотвращения образования отложений, и может быть использовано в нефтяной промышленности.

Устройство содержит опорный корпус с элементом присоединения устройства к стенке резервуара, вал, один конец которого соединен посредством передачи с двигателем, а другой с закрепленным на нем гребным винтом проходит в резервуар, элементы опоры и уплотнения вала относительно опорного корпуса, герметизирующую часть между опорным корпусом и полостью резервуара. Устройство может совершать автоматический, циклический угловой поворот вала в горизонтальной плоскости. Для этого оно содержит надетый на вал внутри опорного корпуса редуктор, входное звено которого соединено с валом, наружное

звено зафиксировано от вращения вокруг оси вала, а на выходном звене установлена подшипниковая опора под углом к оси вала, равным максимальному углу поворота вала в горизонтальной плоскости, из наружной обоймы которой выступает палец, проходящий через паз в опорном корпусе, стержень, шарнирно соединенный с пальцем и с элементом присоединения устройства к стенке резервуара.

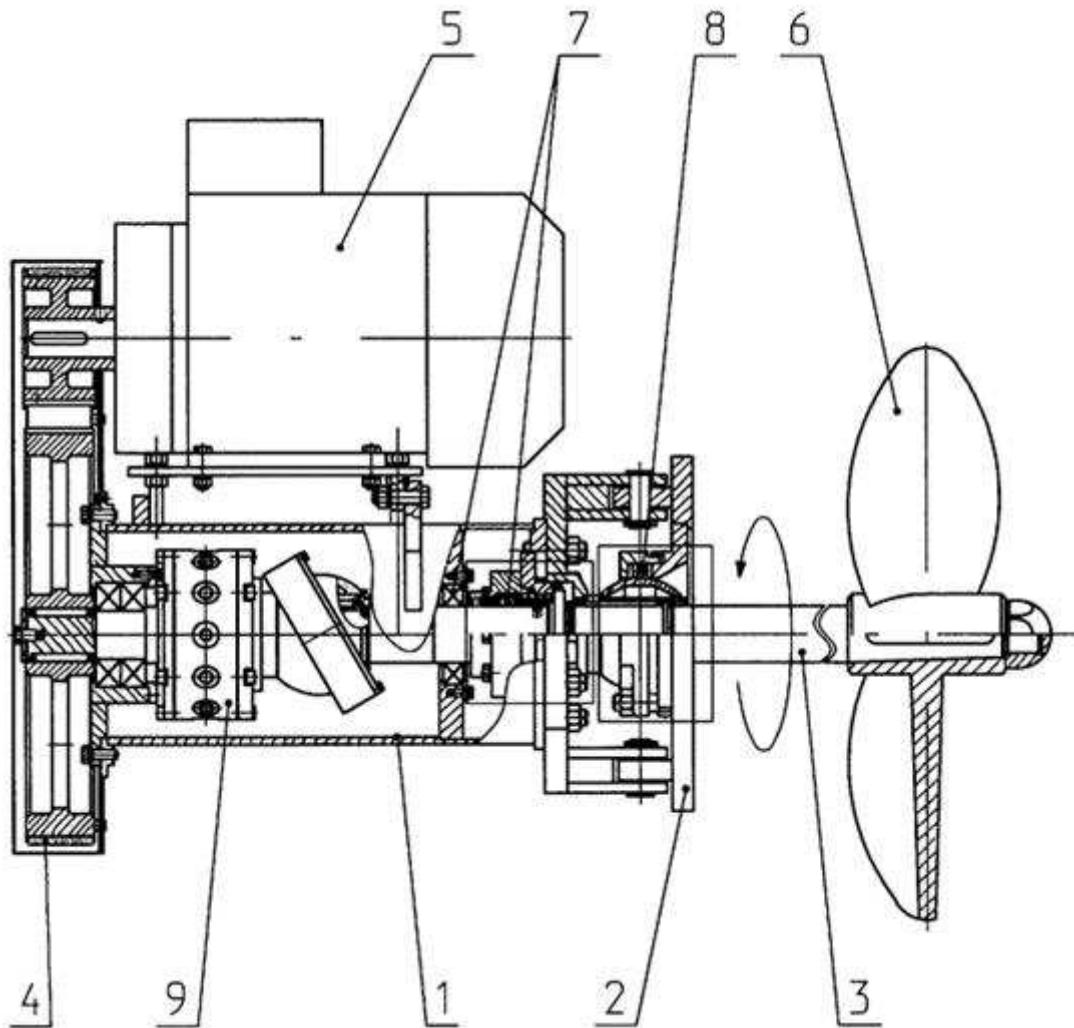
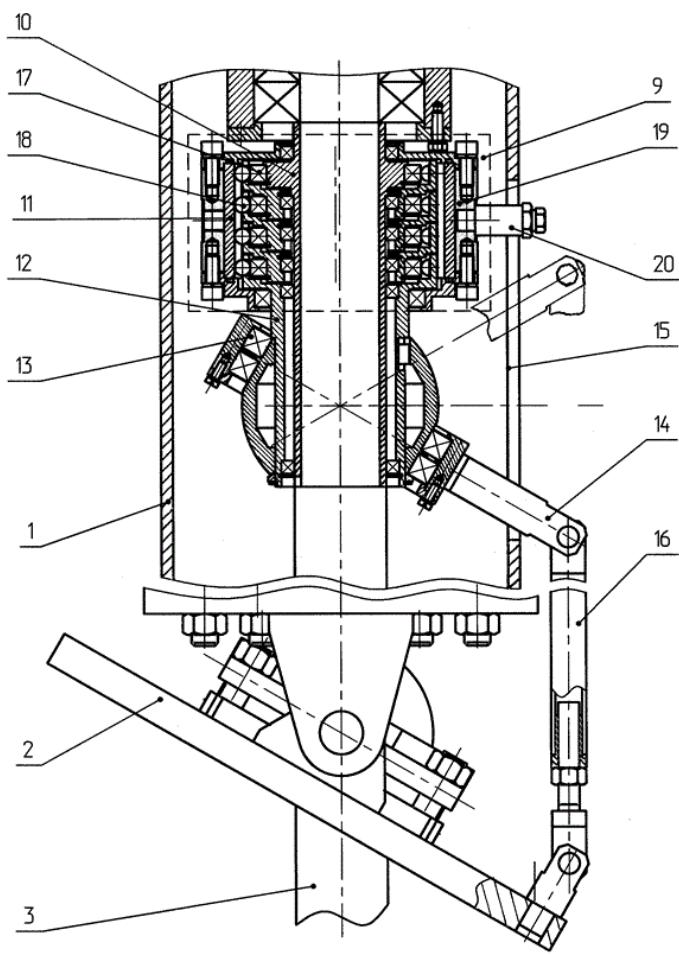


Рисунок 19- Устройство ля размыва донных отложений в резервуаре с нефтью и нефтепродуктами



Фиг.2

Рисунок 20- Устройство для размыва донных отложений в резервуаре с нефтью и нефтепродуктами

Задачей изобретения является расширение арсенала мешалок /миксеров/, используемых для резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, путем создания устройства с расширенной зоной охвата резервуара, с возможностью создания кругового движения всей массы жидкости, удобного при монтаже, настройке, обслуживании.

Эта задача решается введением в состав устройства редуктора и кривошипно-рычажного механизма, предназначенных для углового поворота вала с гребным винтом в горизонтальной плоскости и обеспечивающих бесконечное циклическое движение вала в пределах заданного угла поворота, при этом выполнение редуктора позволяет

прекращать угловой поворот вала при необходимости в процессе работы или обслуживания устройства.

Устройство изображено на рисунке 19 и 20 со следующими обозначениями:

1 - опорный корпус, 2 - элемент присоединения устройства к стенке резервуара, 3 - вал, 4 - передача, 5 - двигатель, 6 - гребной винт, 7 - элементы опоры и уплотнения вала 3 относительно опорного корпуса 1, 8 - герметизирующая часть между опорным корпусом 1 и полостью резервуара, 9 - редуктор, 10 - входное звено редуктора 9, 11 - наружное звено редуктора 9, 12 - выходное звено редуктора 9, 13 - подшипниковая опора, 14 - палец, 15 - паз в опорном корпусе, 16 - стержень, 17 - подшипник, 18 - тела качения, 19 - обойма наружного звена 11, 20 - фиксатор.

Устройство работает следующим образом. При включении двигателя 5 вал 3 с гребным винтом 6 посредством передачи 4 приходит во вращение.

В нижнем поясе резервуара с нефтью за счет вращения гребного винта 6 создают направленную затопленную струю нефти, обладающую размывающим отложением эффектом/скорость движения частичек нефти более 0,5 м/с/ и простирающуюся на расстояние примерно равное диаметру резервуара РВС 20000 /резервуар вертикальный стальной, объемом 20000 м³, диаметром 40 м/.

Редуктор 9 углового поворота вала 3 в горизонтальной плоскости, приводимый в движение от вала 3, уменьшает угловую скорость движения на своем выходном звене 12 до необходимой для углового поворота вала 3. Движение от выходного звена 12 редуктора 9 углового поворота вала 3 передается подшипниковой опоре 13, установленной под углом к оси вала 3. Наружная обойма подшипниковой опоры 13 и выступающий из нее палец 14 совершают возвратно-поступательное движение по направляющим в виде паза 15 в опорном корпусе 1

/возвратно-поступательное движение по замкнутой восьмерке/. Палец 14 передает возвратно-поступательное движение шарнирно связанному с ним стержню 16, который шарнирно соединен с элементом 2 присоединения устройства к стенке резервуара. Взаимодействие редуктора 9, надетого на вал 3, подшипниковой опоры 13, пальца 14, перемещающегося в пределах паза 15, и стержня 16, шарнирно соединенного с элементом 2 присоединения устройства к стенке резервуара, создает рычаг, поворачивающий вал 3 с гребным винтом 6 на угол, равный углу наклона подшипниковой опоры 13 к оси вала 3. Наружное звено 11 при работе устройства с угловым поворотом вала 3 в горизонтальной плоскости зафиксировано от вращения вокруг вала 3. Однако в некоторых случаях необходимо остановить угловое перемещение направленной затопленной струи и сосредоточить ее в течение продолжительного времени на размыв отложений в каком-то определенном месте дна резервуара. Это можно осуществить, расфиксировав наружное звено 11. Тогда наружное звено 11 редуктора 9 становится выходным, причем не связанным с кривошипно-рычажным механизмом углового поворота вала 3, то есть с подшипниковой опорой 13, пальцем 14, стержнем 16 и т.д. Угловой поворот вала 3 прекращается. Но вал 3 с гребным винтом 6 продолжает вращаться и создает направленную затопленную струю нефти, действующую на определенный участок дна резервуара.

устройства содержит редуктор 9 с четырьмя ступенями, в каждую из которых входит 23 тела качения, число которых равно передаточному числу одной ступени. Общее передаточное число редуктора составляет 279841, при этом время поворота устройства в пределах 60 угл.град. составляет 3,5-5 ч в зависимости от исполнения устройства. Продолжительное время углового поворота вала 3 обуславливает долгое воздействие направленной затопленной струи и качественный размыв донных отложений.

Таким образом, заявляемое устройство обладает широкой зоной охвата резервуара, длительным непрерывным воздействием на донные отложения и всю массу нефти и/или/ нефтепродуктов за счет автоматического, циклического углового поворота вала с гребным винтом в горизонтальной плоскости. Автоматическое выполнение смены направления движения вала с гребным винтом в пределах заданного максимального угла поворота не требует установки конечных выключателей и отключения устройства при подходе вала в крайнее угловое положение, делая устройство надежнее и удобнее в обслуживании и работе. Простота исключения автоматического углового поворота вала делает устройство удобным при монтаже, настройке и обслуживании, а также при фазировке двух и более устройств, находящихся в резервуаре, которая требуется для создания устройствами кругового движения всей массы нефти, эффективно действующего при размытии донных отложений.

3. Известен запатентованный способ предотвращения размыва донных отложений №4485, который носит название «Размывочная головка». Устройство предназначено для перемешивания нефтепродуктов в резервуаре-хранилище. Содержит подключенный к напорному трубопроводу и размещенный в резервуаре пустотелый конус, имеющий сопло в виде придонной круговой щели, и свободно вращательно смонтированную вблизи конуса крыльчатку, тангенциально окружности вращения лопастей которой ориентировано другое сопло, также подключенное к напорному трубопроводу. Размытый первым соплом осадок на дне резервуара подхватывается вращаемой вторым соплом крыльчаткой и перемешивается с остальным содержимым резервуара.

Предлагаемая полезная модель относится к устройствам общего назначения, в частности, к распылительным насадкам, монтируемым на

трубопроводах, перекачивающих жидкости, и предназначена для перемешивания нефти и нефтепродуктов в резервуаре для их хранения.

Перед заявленной полезной моделью была выставлена задача снизить вероятность расслоения нефтепродукта на фракции в процессе его хранения.

Поставленная задача решается тем, что предложена размывочная головка для нефтеналивного резервуара, содержащая подключенный к напорному трубопроводу и размещенный в резервуаре пустотелый конус, сопло которого выполнено в виде, по меньшей мере, одной придонной круговой щели, ориентированной верно горизонтально.

Новым в предложенной головке является то, что вблизи конуса свободно вращательно смонтирована крыльчатка, тангенциально окружности вращения лопастей которой ориентировано другое сопло, также подключенное к напорному трубопроводу.

Техническим результатом предложенного устройства является однородность фракционного состава нефтепродукта по высоте резервуара, что упрощает возможность определения ее качества простыми средствами.

На рисунках 21 и 22 схематически показаны варианты возможной конструктивной реализации заявленного технического решения - Вид сбоку в разрезе. Составляющие элементы устройства: 1. Трубопровод 1 делится на ветвь 2, несущую пустотелый конус 3, и ветвь 4 с соплом 5. На ветви 2 смонтирован подшипниковый узел 6 (конструкция не рассматривается в виду несущественности для заявленного устройства), несущий крыльчатку в виде ступицы 7 с лопастями 8. Сопло 5 ориентировано тангенциально окружности вращения лопастей 8. Конус 3 имеет придонную круговую щель 9, ориентированную верно горизонтально. В зависимости от варианта конструктивной реализации круговая щель 9 может быть выполнена по замкнутой окружности основания конуса, как показано на рисунке 20, или, если конус не

полный, как показано на рисунке 21, то круговая щель 9 выполняется по дуге, т.е. части указанной окружности.

Устройство работает следующим образом.

С началом закачки в резервуар нефтепродукта (по стрелке «А») одна его часть, попадая в ветвь 2, истекает из донной щели 9 головки 3 (стрелка «Б») на дне резервуара. Другая часть нефтепродукта, попадающая в ветвь 4, истекает из сопла 5 и, воздействуя на лопасти 8, заставляет крыльчатку вращаться вокруг соответствующего участка ветви 2 (в горизонтальной плоскости по Рис.21 и вертикальной – Рис.22).

Если резервуар-хранилище достаточно большого объема, то наилучшее перемешивание в нем нефтепродукта достигается тогда, когда число наливных трубопроводов 1 в резервуаре больше одного, при этом крыльчатку в конструктивной реализации по рисунку 21 следует разместить в центре резервуара, а по рисунку 22 несколько штук по его бокам.

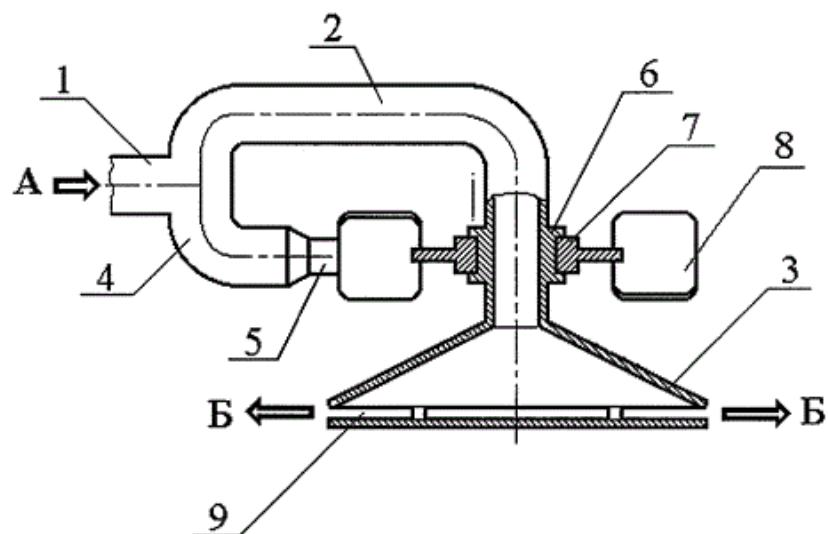


Рисунок 21- Размывочная головка. Конструктивное исполнение 1

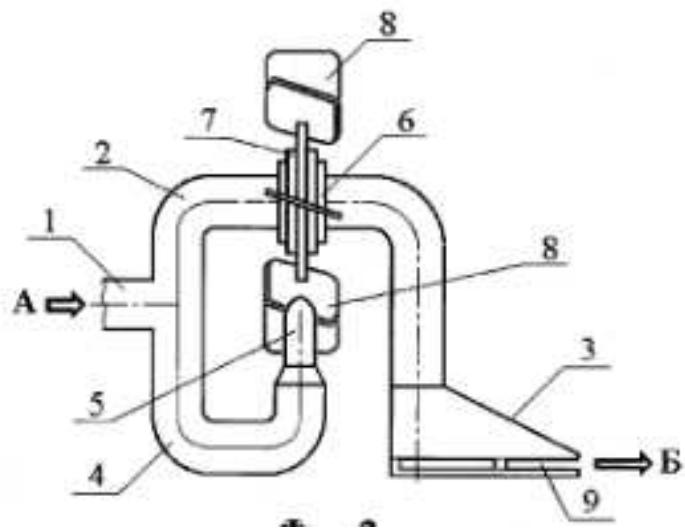


Рисунок 22- Размывочная головка. Конструктивное исполнение 2

Заключение

В патентном обзоре представлено три патента, выбранных по принципу наибольше эффективности и применяемости в настоящее время среди способов такого же назначения.

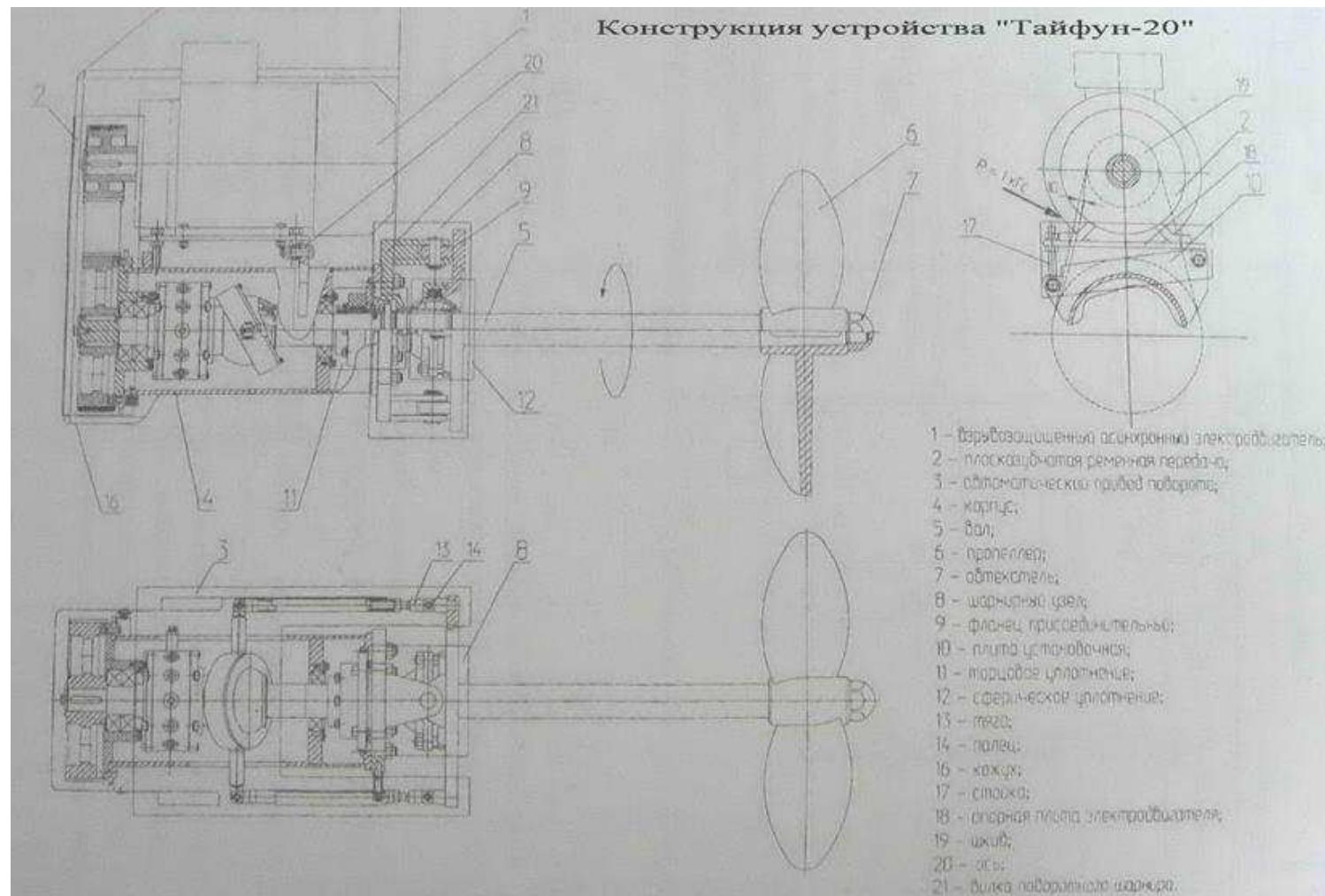
Общими принципами действия всех представленных патентов является создание турбулентного потока жидкости, с помощью которого можно удерживать частицы донных отложений резервуаров во взвешенном состоянии в массе нефти.

Общими тенденциями к развитию являются:

- Стремление повысить эффективность работы установки
- Стремление

Приложение В

Устройство «Тайфун»



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
Кафедра «Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых
комплексов»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Э.А. Петровский
06 » июня 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

направление 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
профиль 15.03.02.01 «Проектирование технических и технологических
комплексов»

**Технологическая установка для предотвращения образования донных
отложений в резервуарах для хранения нефти**

Руководитель


доцент, к.т.н.

Е.А. Соловьёв

Выпускник


Е.А. Бондарчук

Красноярск 2017