

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Институт «Архитектурно-строительный»
Кафедра «Градостроительство, инженерные сети и системы»

ВКР МАГИСТРА
ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Д.В. Ульрих

_____ 2020 г.

Энерго- и ресурсосберегающие системы водоснабжения и
водоотведения автодорог

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ МАГИСТРА
ЮУрГУ–08.04.01.2020.305-04.226 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
магистра
С.Е. Денисов

_____ 2020 г.

Автор ВКР
магистр группы АС-227
А.А. Охикян

_____ 2020 г.

Нормоконтролер
Е.В. Николаенко

_____ 2020 г.

Челябинск
2020

РЕФЕРАТ

Охикян А.А. Энерго- и ресурсосберегающие системы водоснабжения и водоотведения автодорог – Челябинск: ЮУрГУ, АС-227, 2020. – 69 с., – 23 ил., – 4 табл., библиогр. список – 28 наим.

Окружающая среда, автодорога, поверхностный сток, система очистки поверхностного стока, утилизация нефтепродуктов.

Объектом исследования является автомобильная дорога Вахрушево г. Копейска - Долгодеревенское.

Цель работы – разработка системы очистки поливомоечных и дорожных стоков с возможностью утилизации отработанных нефтепродуктов.

В первом разделе представлена общая информация о выбранном дорожном участке, показаны физико-географические, климатические инженерно-геологические и гидрологические условия района расположения автодороги.

Во втором разделе описана предложенная система очистки поливомоечных и дорожных стоков, показан принцип системы.

В третьем разделе охарактеризованы возможные методы переработки нефтепродуктов, показано оборудование, необходимое для переработки.

В четвертом разделе разработана автоматизированная система переработки получаемых нефтепродуктов, показан принцип работы системы, представлены возможные способы применения полученных продуктов переработки.

В пятом разделе произведен расчет экономической эффективности установки по переработке получаемых нефтепродуктов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЫБРАННОМ ДОРОЖНОМ УЧАСТКЕ.....	10
1.1 Характеристика существующей дороги.....	10
1.2 Физико – географические условия района.....	11
1.3 Климатические условия района	12
1.4 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия	12
1.5 Технические параметры участка дороги.....	13
2 ОЧИСТКА ПОЛИВОМОЕЧНЫХ И ДОРОЖНЫХ СТОКОВ	14
2.1 Система очистки поливомоечных и дорожных стоков.....	14
2.2 Состав очистных сооружений поливомоечных и дорожных стоков.....	19
2.3 Принцип работы системы очистки поливомоечных и дорожных стоков	24
3 ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕПРОДУКТОВ.....	30
3.1 Методы очистки нефтепродуктов.....	30
3.2 Установки для обезвоживания и обессоливания нефтепродуктов.....	34
3.3 Оборудование для сбора и подготовки нефтепродуктов	40
3.4 Гравитационное отстаивание	44
4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ПОЛУЧАЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ	47
4.1 Принцип работы системы переработки нефтепродуктов.....	47
4.2 Емкостные датчики.....	50
4.3 Контроль уровня в контакте со средой.....	54
4.4 Автоматический контроль обогащения извлекаемой нефти.....	56
4.5 Техническое обслуживание сборника - разделителя	60
4.6 Применение полученных продуктов.....	64
5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	65
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	68

ВВЕДЕНИЕ

В связи с изменениями климатических условий, оказывающих все более заметное влияние на перераспределение водных ресурсов, общественное внимание все сильнее ориентировано на проблему состояния и рационального использования их. Водные ресурсы, особенно такой ресурс как пресная вода, являются одним из основных и динамичных элементов природного богатства РФ.

«Экологическая и водохозяйственная безопасность, это гарантия развития не только предприятий страны, и как следствие – экономики, но и решает вопросы благосостояния населения». [18] Отсутствие питьевой воды в необходимых и достаточных количествах в мировом масштабе, способствует развитию не только смертельных заболеваний, а также является во многом необходимой составляющей для возникновения эпидемиологических кризисов.

Важным направлением повышения экологической и водохозяйственной безопасности является максимальное использование вторичных ресурсов, в частности поливомоечных и дорожных стоков, и выделения из них возможных полезных компонентов для дальнейшего использования.

Актуальность работы заключается в уменьшении негативного воздействия поливомоечных и дорожных стоков на окружающую среду совместно с рациональным использованием выделенных из стоков полезных компонентов, в частности остатков нефтепродуктов. «Рациональность повторного использования продуктов переработки отработанных нефтепродуктов особенно уместно в связи с большим объемом их формирования, так как большую часть жидких отходов естественного происхождения составляют отработанные нефтепродукты». [18]

Объектом научно-исследовательской работы является автомобильная дорога Вахрушево г. Копейска – Долгодеревенское.

Цель научно-исследовательской работы: разработка системы очистки поливомоечных и дорожных стоков с возможностью утилизации отработанных нефтепродуктов.

Для достижения поставленной цели в работе были выдвинуты следующие задачи:

1. Изучить состав поливомоечных и дорожных стоков, собранных с участка дороги Вахрушево г. Копейска – Долгодеревенское;
2. Изучить методы очистки данных стоков на основе полученного состава воды;

3. Дать рекомендации по технологии очистки поливомоечных и дорожных стоков;
4. Изучить методы переработки нефтепродуктов;
5. Дать рекомендации по технологии утилизации нефтепродуктов, полученных в ходе очистки поливомоечных и дорожных стоков.

Научная новизна работы заключается в эффективной утилизации отработанных нефтепродуктов совместно с очисткой поливомоечных и дорожных стоков

Практическая значимость работы заключается в возможности применения предложенной системы очистки поливомоечных и дорожных стоков на практике.

1 ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ВЫБРАННОМ ДОРОЖНОМ УЧАСТКЕ

1.1 Характеристика существующей дороги

Исследуемая автомобильная дорога Вахрушево г. Копейска - Долгодеревенское расположена в сети «обслуживаемых Министерством строительства, инфраструктуры и дорожного хозяйства Челябинской области» дорог. «Административное значение дороги – территориальное». [23]

Выбранный участок дороги Вахрушево - Сагаусты протяженностью около 7 км пролегает по территории Красноармейского района. ПК 0 + 00 - км 24 + 262 м соответствует началу участка, ПК 70 + 00 - км 31 + 262 м соответствует концу участка.

Развитие Красноармейского района осуществляется как пригородной зоны г. Челябинска, поэтому «большое развитие получило выращивание овощей, картофеля, мясомолочного скота наряду с посевами яровых культур». [23]

Развитое сельскохозяйственное производство является основой экономики района проложения трассы. Индустрия и инфраструктура города Челябинска оказывает значительное влияние на экономику Красноармейского района.

Рассматриваемая дорога представляет собой важное звено, которое связывает населенные пункты и обеспечивает соединение транспортных сетей с дорогами общего пользования. Автомобильная дорога осуществляет соединение «через сеть автомобильных дорог общего пользования п. Вахрушево города Копейска, п. Сагаусты и других близлежащих населенных пунктов и фермерских хозяйств с районным центром с. Долгодеревенское и областным центром г. Челябинск». [23]

Вывоз продукции сельского хозяйства производится в с. Миасское, г. Челябинск, г. Копейск. Из районных центров и ближайших железнодорожных станций производится «снабжение хозяйств грузами материально-технического назначения и торгово-снабженческими грузами». [21] Также осуществляется движение транзитного автотранспорта и пассажирские перевозки по данной автодороге.

Коммуникации, пересекающие исследуемую автодорогу:

- «газопровод высокого давления Ø 500 мм, принадлежащий Сосновскому ЛПУ. Газопровод защищен кожухом Ø 720x9 мм длина футляра 51 м, что подтверждено письмом № 0301/08-380 от 22.04.2009 г.»;

- «газопровод высокого давления Ø 500 мм. Владелец Копейскгазком. Газопровод защищен кожухом Ø 1000 мм, длина футляра 22 м, что подтверждено письмом № 254 от 29.03.09 г.»;
 - «линии электропередач от 10 кВ до 220 кВ».
- «По ВЛ-10 кВ габариты пересечений и сближения с автодорогой не соответствуют нормативным требованиям по ПУЭ изд.7. Переходы ВЛ-110 кВ, ВЛ 220 кВ не требуют переустройства». [23]

Кабель связи ВОК пересекает дорогу на ПК 2 + 27. Данный кабель защищен полиэтиленовым кожухом длиной 63 м. Водовод Ø 300 мм пересекает трассу на ПК 4 + 81. Не соответствует также нормативным требованиям размещение опор освещения на переходно-скоростных полосах. Слева от дороги на ПК 15 + 60 располагается ГЗС.

1.2 Физико – географические условия района

Территория, на которой проходит исследуемая дорога, в геоморфологическом отношении расположена на территории Зауральской холмистой возвышенной равнины в зоне пенеплена Южного Урала. Основой залегания равнины служат древние палеозойские образования, которые частично претерпели физико-химическое выветривание и перекрытие толщами позднейших отложений.

Необходимые данные для дальнейшей работы были получены в результате инженерно-геологической рекогносцировки.

1. «Общее направление трассы – северо-западное;
2. Рельеф местности – холмистый, по глубине расчленения рельефа – мелкий;
3. Проектируемый участок проходит по землям, занятым пашней, лугом, лесом, редко кустарником;
4. По природно-климатическим факторам участок работ входит в состав III дорожно-климатической зоны;
5. По характеру и степени увлажнения исследованную территорию можно отнести к 1 типу местности, а низкие и заболоченные участки - к 3-му типу;
6. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет»:
 - «для глин и суглинков 1,70 м;
 - для супесей и песков мелких и пылеватых 2,07 м;
 - для песков гравелистых и крупных и средней крупности 2,22 м;
 - для крупнообломочных грунтов 2,51 м». [23]

1.3 Климатические условия района

Было выявлено, что в течение года выпадает в среднем 526 мм осадков. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет в среднем 363 мм.

В течение 150 дней устанавливается и держится устойчивый снежный покров. Около 35 см составляет средняя максимальная высота снежного покрова. Средняя продолжительность безморозного периода на рассматриваемой территории равняется 120 дней.

1,6 °С составляет средняя годовая температура воздуха. + 38 °С - абсолютный пик зафиксированной на данной территории температуры, - 46 °С абсолютный минимум зафиксированной на данной территории температуры.

Весной в первой декаде апреля, а также осенью – в третьей декаде октября происходит переход среднесуточной температуры воздуха через 0 °С и составляет 196 дней. Весной в третьей декаде апреля, а также осенью – в первой декаде октября происходит переход среднесуточной температуры воздуха через 5 °С и составляет 165 дней.

Южное, юго-западное, западное и северо-западное являются преобладающими направлениями ветров на рассматриваемой. За год наибольшая зафиксированная скорость ветра составляет 18 м/с, за 10 лет – 23 м/с, за 20 лет – 24 м/с. За год средняя скорость ветра составляет 3,8 м/с. Нормативная глубина сезонного промерзания для глин и суглинков – 1,75 м, для песков гравелистых – 2,28 м, для крупнообломочных грунтов – 2,58 м.

1.4 Инженерно-геологические и гидрогеологические условия

Составляющими основания исследуемой автодороги являются «мезозойский элювиальный суглинок по гранитоидам, палеогеновая опоковидная глина, которые перекрыты с поверхности аллювиальным песком и делювиальным суглинком четвертичного возраста». Почвенно-растительный слой мощностью 0,30 м представлен на участках спрямлений.

«Сводный инженерно-геологический разрез до глубины 6,0 м представлен следующими инженерно-геологическими элементами (ИГЭ), сверху-вниз»:

- «ИГЭ 5. Суглинок dQ твердый до полутвердого, в среднем твердый, тяжелый, с примесью органических веществ и слабозаторфованный (относительное содержание органического вещества 0,097-0,132 д.ед.), бурый, светло- и темнобурый, серовато-бурый, с включением

извести, в скважинах №2, 7, 8 с прослоями песка. Вскрытая мощность слоя 0,30-3,40 м;

- ИГЭ 6. Песок аллювиальный аQ гравелистый, средней плотности, водонасыщенный, с прослоями глин. Мощность слоя 1,20м;
- ИГЭ 7. Глина опоковидная Р твердая до тугопластичной, в среднем полутвердая, тяжелая, буровато-серая, зеленовато-серая, серовато-бурая, в скважине №19 с включением дресвы, щебня опок до 10-15%. Вскрытая мощность слоя 1,10-2,10 м;
- ИГЭ 8. Суглинок элювиальный еMZ по гранитоидам, твердый, легкий, светло-серый, буровато-серый, буровато-красный, серовато-бурый, желтый, с включением дресвы и щебня до 10-15%, участками дресвяный, с зонами супеси. Вскрытая мощность слоя 0,70-2,70 м».

«Нормативные значения основных показателей физико-механических свойств, встреченных литологических разновидностей грунтов основания по лабораторным и табличным данным приведены в текстовом приложении».

«В пределах полосы трассы проектируемой автодороги подземные воды вскрыты буровой скважиной №32, установившийся уровень зафиксирован на глубине 3,0 м. Возможно сезонное колебание уровня воды на 0,8 м». [23]

1.5 Технические параметры участка дороги

Технические параметры участка исследуемой дороги представлены в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 - Технические параметры участка исследуемой дороги

№№ п.п.	Наименование показателей	Ед. изм.	Кол-во
1.	Категория дороги		II
2.	Строительная длина	км	7,00
3.	Ширина земляного полотна	м	15,0
4.	Ширина проезжей части	м	7,5
5.	Ширина обочин	м	3,75
6.	Ширина укрепительной полосы	м	0,75
7.	Число полос движения	шт	2
8.	Расчетная скорость	км/час	120
9.	Тип дорожной одежды		капитальный
10.	Поперечный уклон проезжей части	‰	20
11.	Поперечный уклон обочин	‰	40

2 ОЧИСТКА ПОЛИВОМОЕЧНЫХ И ДОРОЖНЫХ СТОКОВ

Поливомоечные и дождевые воды, отводимые с территории участка дороги Вахрушево г. Копейска – Долгодеревенское, характеризуются высоким содержанием тонкодиспергированных взвешенных веществ:

- поливомоечные воды до 3 - 5 г/л;
- дождевой сток до 1,6 г/л;

и нефтепродуктов:

- поливомоечные воды до 100 мг/л;
- дождевой сток 15 - 80 мг/л;

потому что при поливе участка дороги и близлежащих прилегающих к нему территории, а также во время выпадения атмосферных осадков на данной территории вместе с собой поливомоечные и дождевые воды смывают с поверхности исследуемой территории, «включая дороги и крыши, колоссальное количество мусора, продуктов разрушения покрытий и почвы, осевших выбросов в атмосферу от автомобильного транспорта и промышленных производств, а также нефтепродуктов». «Поступление этих веществ в водные объекты приводит к:

- их заилению;
- ухудшению кислородного режима;
- и органолептических показателей воды». [18]

Все это приводит к снижению самоочищающей способности водного объекта, и как следствие ухудшению экологической обстановки в водном бассейне.

«Для сохранения его удовлетворительного экологического состояния и препятствия загрязнению водного объекта используются системы и установки по сбору и очистке поливомоечных и дождевых вод перед их сбросом в водные объекты». [18]

2.1 Система очистки поливомоечных и дорожных стоков

«Предложенная система может использоваться как для механической очистки сточных вод от механических примесей, так и от нефтепродуктов, преимущественно для очистки поливомоечных и дорожных вод (поверхностного стока), которые образуются на территории промышленных предприятий и населенных пунктов, и предотвращения загрязнения этими стоками водных объектов».

Данная система состоит из таких элементов, «как:

1. водосточный коллектор;
2. емкость приема поверхностного стока;
3. песколовка;
4. установка для очистки поверхностного стока;
5. канализационный коллектор;
6. ее очистные сооружения;
7. резервуар чистой воды;
8. и коллектор отвода вод в водоем». [18]

В отсутствие дождя все воды отводятся в установку 4 для дальнейшей очистки, где сначала происходит заполнение распределительной камеры и камеры поливомоечных вод.

После этого заполняется другая камера поливомоечных вод, а в первой производится отстаивание. Как только произойдет заполнение второй камеры вода из камер начинает отводиться на фильтрацию и осуществляется отвод всплывших нефтепродуктов.

Во время дождя также задействуются дополнительные приемные камеры. При образовании избытка воды, он направляется в канализацию 5. Наличие системы клапанов и сифонов позволяет обеспечить необходимый режим работы камер.

«Возможность повышения степени очистки при снижении эксплуатационных затрат за счет отдельного отстаивания различных видов вод и автоматизации работы системы является одним из основных преимуществ данной системы очистки». [18]

На рисунке 2.1.1 схематично изображена система очистки поверхностного стока.

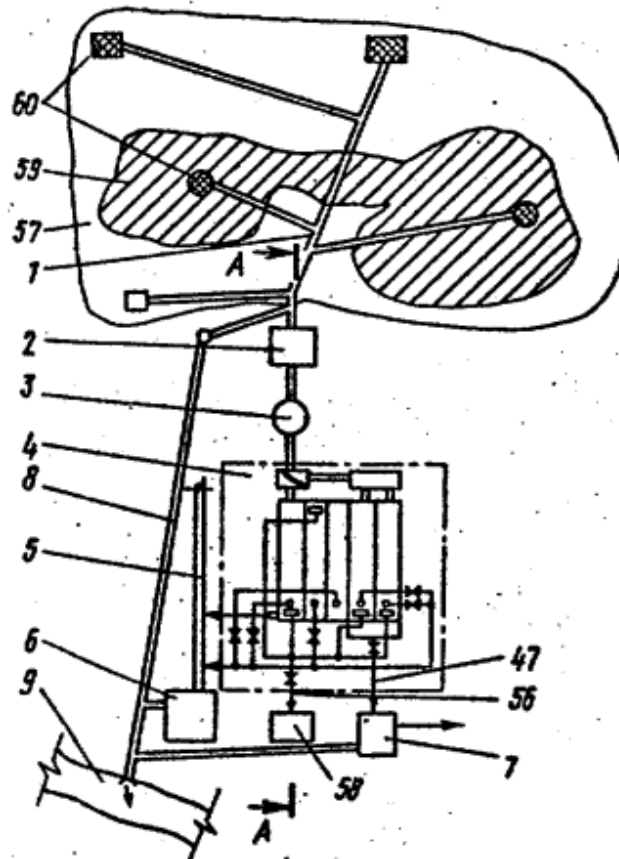


Рисунок 2.1.1 - Система очистки поверхностного стока

На рисунке 2.1.2 изображена установка для очистки поверхностного стока в плане.

На рисунке 2.1.3 представлен разрез по А-А.

На рисунке 2.1.4 представлен разрез по Б-Б.

На рисунке 2.1.4 представлен разрез по В-В.

На рисунке 2.1.5 представлен разрез по Г-Г.

На рисунке 2.1.6 представлен разрез по Д-Д.

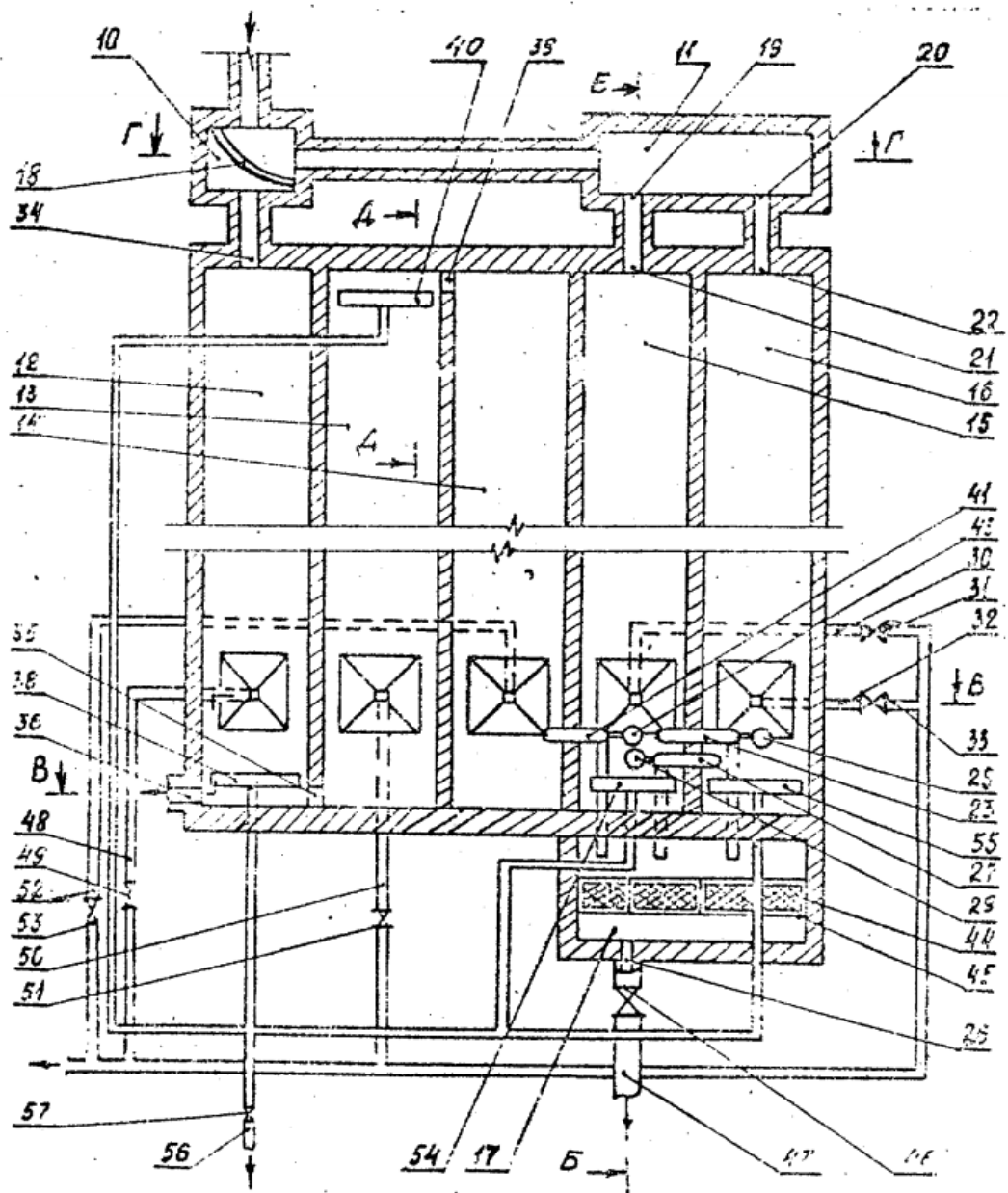


Рисунок 2.1.2 - Установка для очистки поверхностного стока в плане

«Система очистки поверхностного стока содержит:

- водосточный коллектор 1;
- емкость 2 приема поверхностного стока;
- песколовку 3;
- установку 4 для очистки поверхностного стока;
- канализационный коллектор 5;
- очистные сооружения 6;
- резервуар 7 чистой воды;
- и коллектор 8 отвода вод в водоем 9». [18]

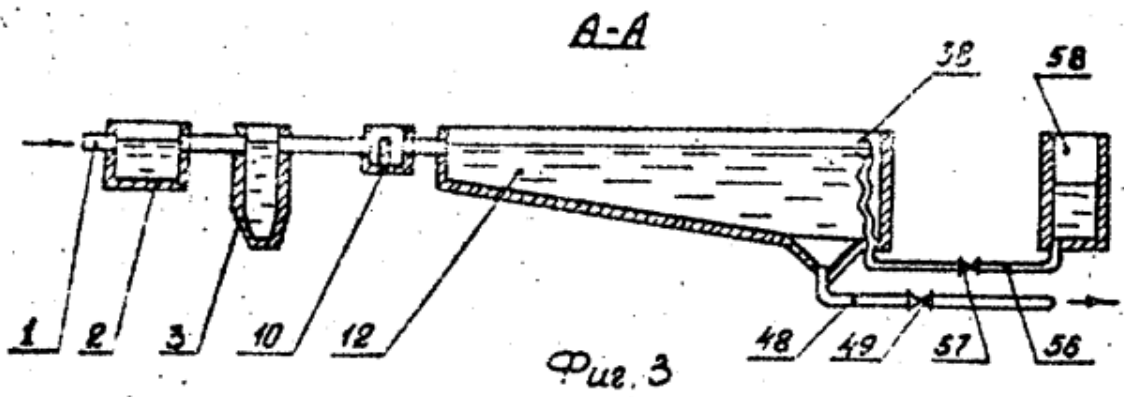


Рисунок 2.1.3 – Разрез по А-А

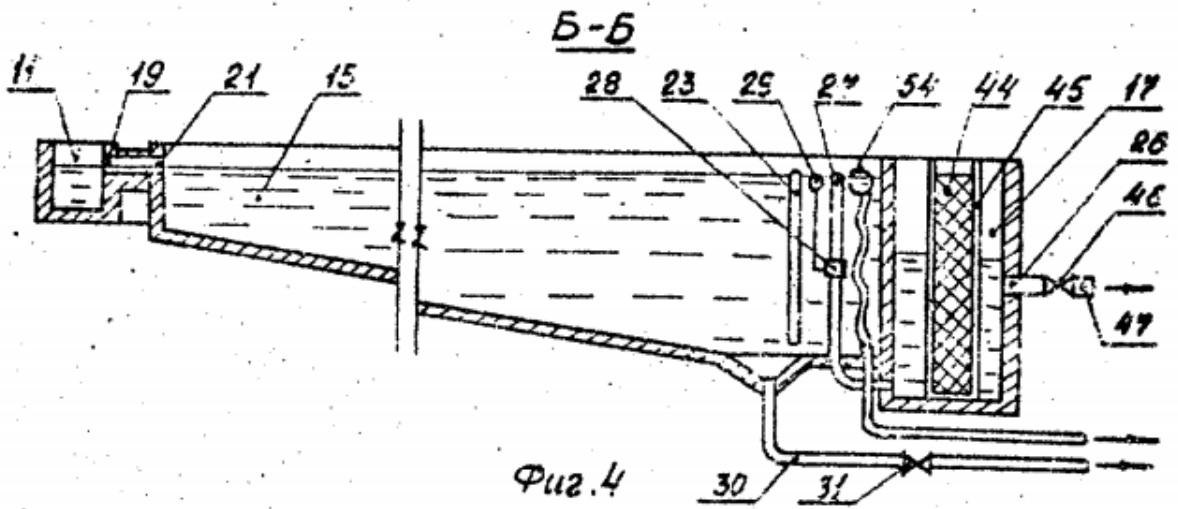


Рисунок 2.1.4 – Разрез по Б-Б

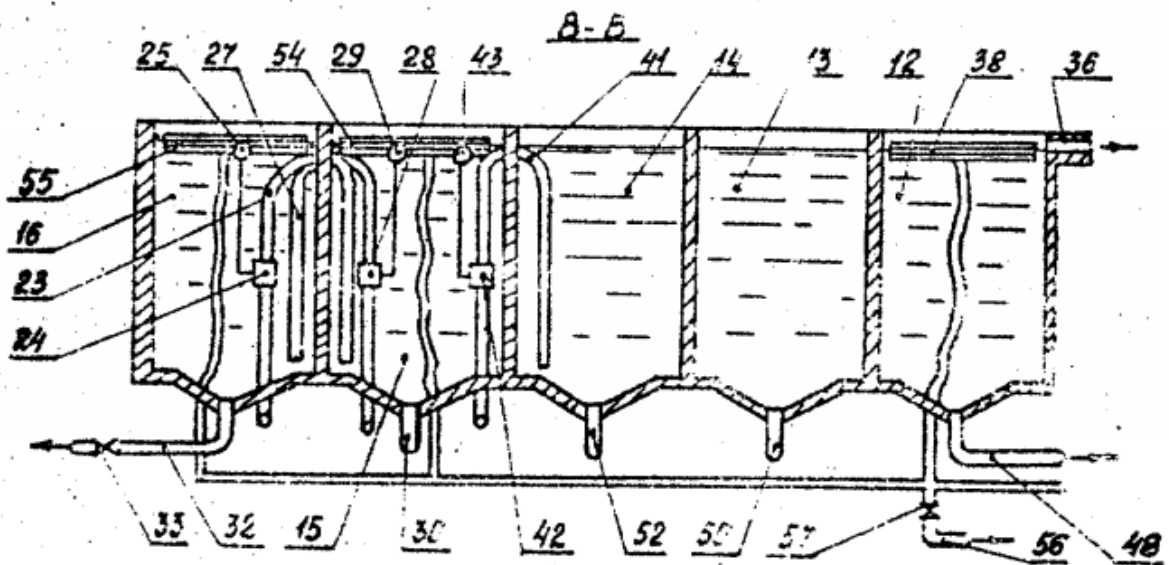


Рисунок 2.1.5 – Разрез по В-В

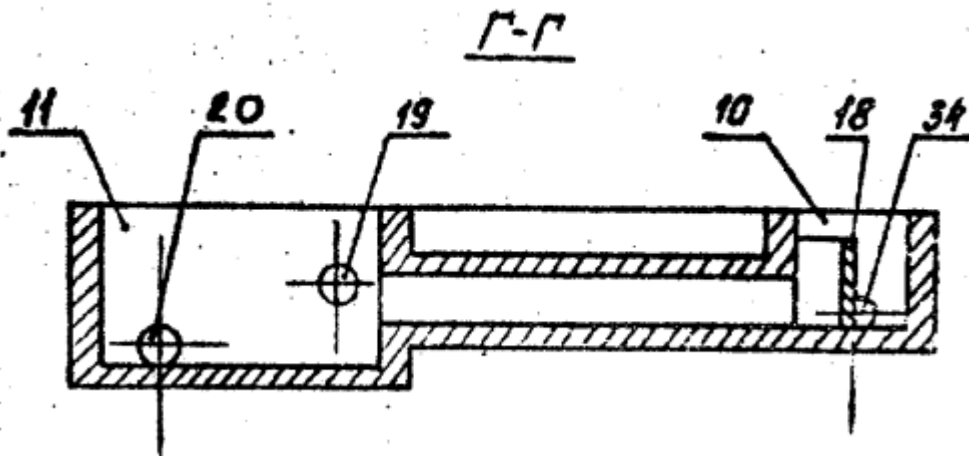


Рисунок 2.1.6 – Разрез по Г-Г

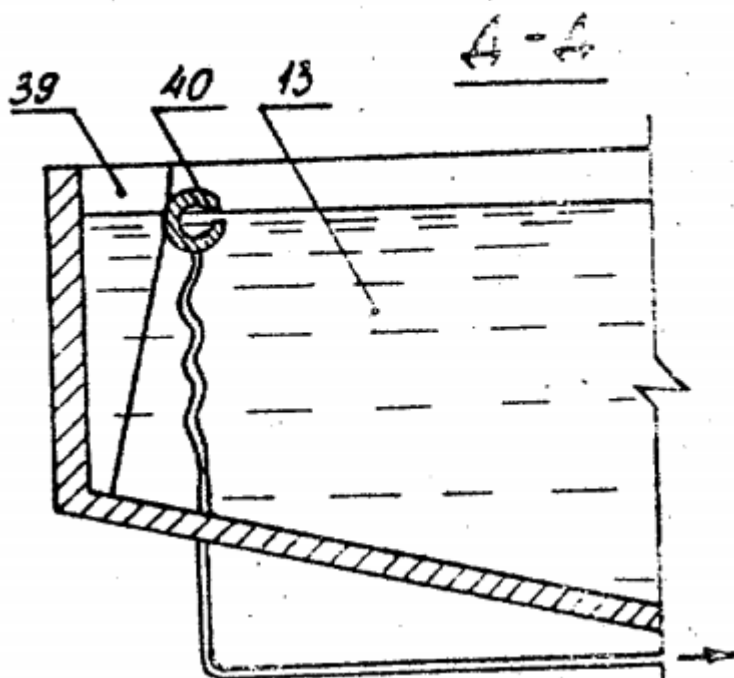


Рисунок 2.1.6 – Разрез по Д-Д

2.2 Состав очистных сооружений поливомоечных и дорожных стоков

Установка 4 для очистки поверхностного стока содержит:

- разделительную камеру 10, отделенную вертикальными перегородками;
- распределительную камеру 11;
- приемную камеру 12;
- отстойную камеру 13;

- переливную камеру 14;
- две камеры 15 и 16 поливомоечных вод;
- и фильтровальную камеру 17.

«Приемная камера 12, отстойная камера 13, переливная камера 14 и камеры 15 и 16 поливомоечных вод выполнены прямоугольными в плане. Они примыкают одна к другой вертикальными перегородками, которые образуют большие стороны. Примыкание камер происходит следующим образом:

- к приемной камере 12 примыкает отстойная камера 13;
- к отстойной — переливная камера 14;
- к переливной — камера 15 поливомоечных вод;
- а к ней другая камера 16 поливомоечных вод». [18]

На дне каждой из камер 12—16 расположены иловые приемки. Фильтровальная камера 17 примыкает к камерам 15 и 16 поливомоечных вод со стороны приемков.

Разделительная камера 10 выполнена с криволинейным в плане боковым водосливом 18. К выходу песколовки 3 присоединен вход камеры 10. С входом приемной камеры 12 соединен прямой выход камеры 10, с распределительной камерой 11 соединен боковой вход, который выполнен с двумя располагающимися на разных уровнях выходными отверстиями:

- 19 вышерасположенное;
- и 20 нижерасположенное.

У камеры 15 поливомоечных вод, которая примыкает к переливной камере 14, размещение входного отверстия 21 выполнено на уровне вышерасположенного выходного отверстия 19 распределительной камеры 11. Данные отверстия 19 и 21 соединены между собой.

Размещение входного отверстия 22, расположенного в камере 16 поливомоечных вод, выполнено на уровне нижерасположенного выходного отверстия 20 распределительной камеры 11. Данные отверстия 20 и 22 соединены между собой.

Соединение камеры 15 с фильтровальной камерой 17 осуществлено посредством сифона 23, который снабжен на нисходящей ветви дроссельным клапаном 24, соединенным с поплавком 25. «Размещение входного конца с входным отверстием восходящей ветви сифона 23 выполнено в придонной части у илового приемка камеры 15. Местоположение точки перегиба сифона 23 должно быть не выше уровня нижнего края вышерасположенного выходного отверстия 19 распределительной камеры 11». В камере 16 размещена нисходящая ветвь сифона 23. В фильтровальной камере 17

размещен «выходной конец этой нисходящей ветви сифона 23 с выходным отверстием ниже ее выходного отверстия 26 и ниже уровня размещения входного конца восходящей ветви этого сифона 23». Размещение дроссельного клапана 24 на нисходящей ветви сифона 23 выполнено ниже уровня нижерасположенного выходного отверстия 20 распределительной камеры 11. Соединение поплавка 25 с дроссельным клапаном 24 сделано так, что при расположении поплавка 25 на уровне нижней кромки «нижерасположенного отверстия 20 клапан 24 полностью закрыт, а при расположении поплавка 25 на уровне нижней кромки вышерасположенного отверстия 19 клапан 24 полностью открыт. При расположении поплавка 25 между указанными уровнями клапан 24 занимает промежуточное положение».

Соединение камеры 16 с фильтровальной камерой 17 выполнено посредством сифона 27, который «снабжен на нисходящей ветви дроссельным клапаном 28, соединенным с поплавком 29». [10] Размещение входного конца с входным отверстием восходящей ветви сифона 27 осуществлено в придонной части у илового приемка камеры 16. Местоположение точки перегиба сифона 27 должно быть не выше уровня нижнего края вышерасположенного выходного отверстия 19 распределительной камеры 11. В камере 15 размещена нисходящая ветвь сифона 27. В фильтровальной камере 17 размещен «выходной конец этой нисходящей ветви сифона 27 с выходным отверстием ниже ее выходного отверстия 26 и ниже уровня размещения входного конца восходящей ветви этого сифона 27». [10] Размещение дроссельного клапана 28 на нисходящей ветви сифона 27 выполнено ниже уровня нижерасположенного выходного отверстия 20 распределительной камеры 11. Соединение поплавка 29 с дроссельным клапаном 28 сделано так, что при расположении поплавка на уровне ниже нижней кромки «нижерасположенного отверстия 20 клапан 28 полностью закрыт, а при расположении поплавка 29 на уровне нижней кромки вышерасположенного отверстия 19 клапан 28 полностью открыт. При расположении поплавка 29 между указательными уровнями клапан 28 занимает промежуточное положение». [18]

Расположение «входного вышерасположенного отверстия 21 в камере 15 и входного нижерасположенного отверстия 22 камеры 16 выполнено на противоположных иловым приемкам стенках». Соединение с канализационным коллектором 5 илового приемка камеры 15 осуществляется по средствам трубопровода 30 с запорным устройством 31, а илового приемка камеры 16 по средствам трубопровода 32 с запорным устройством 33. На противоположной иловому приемку стенке размещено входное отверстие 34

приемной камеры 12. В перегородке у прямка размещено выходное отверстие 35 из приемной камеры 12 в отстойную камеру 13.

На внешней продольной стенке размещено переливное отверстие 36 камеры 12 «вблизи малой стенки у прямка на уровне максимального заполнения приемной камеры 12, отстойной камеры 13 и переливной камеры 14 при выпадении на водосборной территории 37 интенсивных ливней, превышающих расчетные для данной территории». Переливное отверстие 36 соединено с канализационным коллектором 5. Для отвода нефтепродуктов с поверхности воды приемная камера 12 оборудована специальным приспособлением 38, которое выполнено в «виде щелевой поворотной трубы, размещенной в камере 12 перед отверстиями 35 и 36 над иловым прямком».

Размещение выходного окна 39 из отстойной камеры 13 в переливную камеру 14 выполнено в перегородке у противоположной от илового прямка стенки камеры 13. В камере 13 у этой стенки перед окном 39 расположено приспособление 40 для отвода нефтепродуктов с поверхности воды, выполненное в виде щелевой поворотной трубы. Соединение переливной камеры 14 с фильтровальной камерой 17 выполнено посредством сифона 41. Размещение восходящей ветви сифона 41 с входным отверстием выполнено в переливной камере 14, причем в придонной части у прямка камеры 14 размещен входной конец сифона 41 с входным отверстием. Нисходящая ветвь сифона 41 оборудована дроссельным клапаном 42, который «соединен с поплавком 43 и размещен в камере 15 поливомоечных вод, а выходной конец сифона 41 с выходным отверстием размещен в фильтровальной камере 17 ниже отверстия 26 этой камеры». [18]

Местоположение точки перегиба сифона 41 должно быть не выше уровня нижнего края переливного отверстия 36 приемной камеры 12. Размещение дроссельного клапана 42 на нисходящей ветви сифона 41 сделано ниже уровня нижерасположенного выходного отверстия 29 распределительной камеры 11, а соединение поплавка 43 с дроссельным клапаном 42 выполнено так, что при расположении поплавка 43 на уровне входного отверстия «восходящей ветви сифона 23 камеры 15 поливомоечных вод с вышерасположенным входным отверстием 21 дроссельный клапан 42 полностью открыт. При расположении поплавка 43 на уровне нижней кромки нижерасположенного отверстия 20 клапан 42 полностью закрыт. При расположении поплавка 43 между указанными уровнями клапан 42 занимает промежуточное положение». [18]

Фильтровальная камера 17 оборудована фильтрующей загрузкой 44, в качестве которой используется пенополиуретан, размещенный в кассетах 45,

которые «установлены в камере 17 между выходными концами сифона 23, 27 и 41 и выходным отверстием 26 этой камеры 17». [18]

В придонной части камеры 17 размещены выходные концы сифонов 23, 27 и 41 «ниже уровня размещения их входных концов с входными отверстиями и ниже уровня выходного отверстия 26 фильтровальной камеры 17». Трубопровод 47, оборудованный управляемым запорным устройством 46, отвода очищенных вод в резервуар 7 чистой воды присоединен к отверстию 26, а последний соединен с коллектором 8 отвода воды в водоем 9.

Дно в камерах 12, 13, 14, 15 и 16 выполнено так, чтобы уклон был в сторону иловых приемков. Соединение с канализационным коллектором 5 выполнено следующим образом:

- «приямок камеры 12 посредством трубопровода 48 с запорным устройством 49;
- приямок камеры 13 посредством трубопровода 50 с запорным устройством 51;
- приямок камеры 14 посредством трубопровода 52 с запорным устройством 53». [18]

Канализационный коллектором 5 соединен с очистными сооружениями 6.

Камеры 15 и 16 поливомоечных вод оборудованы специальными приспособлениями 54 и 55, выполненные в виде щелевой поворотной трубы и расположенные над приямками. «Каждое приспособление 38, 40, 54, 55 для отвода нефтепродуктов с поверхности воды посредством гибких шлангов соединено с трубопроводом 56, имеющим вентиль 57. Этот трубопровод 56 присоединен к емкости 58 для сбора нефтепродуктов». [18]

«На водосборной территории 37, в том числе на ее загрязненных участках 59 размечены соединенные с коллектором 1 дождеприемники 60. Загрязненными участками 59 являются поверхности дорог с интенсивным движением автотранспорта». [10]

Объем каждой из камер 15 и 16 поливомоечных вод определяется из заданного неравенства:

$$V_{\text{нп}} + V_{\text{вп}} \geq V_y,$$

где $V_{\text{нп}}$ — «объем камеры 16 поливомоечных вод с входным нижерасположенным отверстием, м³»;

$V_{\text{вп}}$ — «объем камеры 15 поливомоечных вод с входным вышерасположенным отверстием, м³»;

V_y — «максимальный объем поливомоечных вод, образуемый в течение двух суток, м³»;

а объем приемной, отстойной и переливной камеры 12, 13 и 14 определяются из неравенства:

$$V_{\text{п}} + V_{\text{о}} + V_{\text{пер}} \geq V_{\text{сб}},$$

где $V_{\text{п}}$ — объем приемной камеры 12, м³;

$V_{\text{о}}$ — объем отстойной камеры 13, м³;

$V_{\text{пер}}$ — объем переливной камеры 14, м³;

$V_{\text{сб}}$ — максимальный объем дождевых вод слоем до 5 мм, м³.

2.3 Принцип работы системы очистки поливомоечных и дорожных стоков

Работу системы очистки поверхностного стока можно охарактеризовать следующим образом: При отсутствии дождя сток поливомоечных вод, «образующийся в результате полива загрязненных участков 59, то есть дорог, поступает через дождеприемники 60 в водосточный коллектор 1 и по нему отводится в емкость 2 приема поверхностного стока. Из емкости 2 вода поступает в песколовку 3, в которой при круговом движении воды происходит первичное отделение наиболее тяжелых взвесей (песок, мелкий гравий и т.п.) в осадок».

«Вода, освобожденная от тяжелых взвесей, из песколовки 3 поступает в разделительную камеру 10 установки 4 для очистки поверхностного стока. Уровень воды в разделительной камере 1 не достигает гребня бокового водослива 18, так как объем и расход поливомоечных вод, поступающих в разделительную камеру 10, относительно мал». Из камеры 10 весь поступающий поток воды отводится только через боковой выход, поступая в распределительную камеру 11.

Вода, поступающая в распределительную камеру 11, заполняет ее и достигает уровня выходного нижерасположенного отверстия 20. В камеру 16 поливомоечных вод вода поступает через соединенные с отверстием 20 входное нижерасположенное отверстие 22. Заполнение водой камеры 16 происходит постепенно до уровня его «входного отверстия 22 и соответственно до уровня выходного нижерасположенного отверстия 20 камеры 11». «Подъем уровня воды как в камере 11, так и в соединенной с ней камере 16 продолжается в результате последующего поступления воды в камеру 11». [18] Одновременно с этим в восходящую ветвь сифона 27 камеры 16 вода поступает через входное отверстие.

Вода из восходящей ветви, при достижении точки перегиба сифона 27, поступает в нисходящую ветвь этого сифона 27. «Поплавок 29 расположен

ниже уровня нижней кромки нижерасположенного отверстия 20 камеры 11, так как камера 15 поливомоечных вод в этот период еще порожняя. При таком положении поплавка 29 соединенный с ним дроссельный клапан 28 сифона 27 полностью закрыт, поэтому поступающая в нисходящую ветвь сифона 27 вода постепенно заполняет его до перегиба». [18]

Происходит подъем уровня воды в камере 11 и соответственно в камере 16 и достижение уровня выходного вышерасположенного отверстия 19. Через соединенное с отверстием 19 входное вышерасположенное отверстие 21 вода поступает в камеру 15 поливомоечных вод. Камера 15 постепенно заполняется водой, а камера 16 не заполняется, то есть в ней происходит отстаивание поступившей в нее воды. Нефтепродукты, всплывающие из толщи воды на ее поверхность, отводятся приспособлением 55 «по трубопроводу 56 при открытом вентиле 57 в емкость 58 для сбора нефтепродуктов. В период заполнения камеры 15 в камере 16 в осадок выпадают находящиеся в воде взвеси в виде шлама, ранее не выпавшие в осадок в песколовке 3. Этот шлам по наклонному дну перемещается в иловый приямок камеры 16». [18]

Уровень воды при поступлении воды в камеру 15 достигает уровня входного отверстия восходящей ветви сифона 23 камеры 15. Происходит поступление воды в восходящую ветвь сифона 23 и при дальнейшем подъеме уровня воды в камере 15 вода одновременно поднимается к точке перегиба сифона 23. Вода из восходящей ветви, при достижении точки перегиба сифона 23, «переливается в нисходящую ветвь этого сифона 23. Так как точка перегиба сифона 23 размещена не выше уровня нижнего края вышерасположенного выходного отверстия 19 распределительной камеры 11, то заполнение камеры 15 идет до этого уровня, хотя поплавков 25 в течение всего периода поступления воды в камеру 15 находится на уровне нижней кромки вышерасположенного отверстия 19». Дроссельный клапан 24, соединенный с поплавком 25, при таком расположении полностью открыт. Поэтому, как только вода в сифоне 23 начинает «проходить через точку перегиба, то сифон 25 начинает работать, то есть начинает отводить из камеры 15 воду через открытый клапан 24 к выходному концу сифона 23 и через его выходное отверстие в фильтровальную камеру 17». «При достижении уровня размещения приспособления 54 для отвода нефтепродуктов с поверхности воды во время заполнения водой камеры 15 начинается отвод всплывающих нефтепродуктов трубопроводом 56 при открытом вентиле 57 в емкость 58 для сбора нефтепродуктов. Одновременно при приближении уровня воды в камере 15 до уровня нижней кромки нижерасположенного выходного отверстия 20 распределительной камеры 11 поплавков 29 водой поднимается

вверх и соединенный с ним дроссельный клапан 28 сифона 27 приоткрывается». Через открывающийся клапан 28 вода начинает проходить к «выходному концу сифона 27 и через его выходное отверстие поступает в фильтровальную камеру 17». «Таким образом уровень воды в камерах 15 и 16 в этот период начинает понижаться, что ведет к снижению уровня воды в камере 11 и к обнажению вышерасположенного выходного отверстия 19 этой камеры 11. Вода из камеры 11 выходит в камеру 16 только через нижерасположенное отверстие 2». «Таким образом поступление воды в камеру 15 прекращается, хотя отвод из нее сифоном 23 продолжается». Последующий отвод воды через сифон 27 из камеры 16 «приводит к тому, что уровень воды в этой камере 16 опускается и поплавков 25, опускаясь, постепенно перекрывает дроссельный клапан 24». «Постепенно уменьшается отвод воды через сифон 23 из камеры 15 в результате прикрытия клапана 24». При достижении в камере 16 водой «нижней кромки нижерасположенного отверстия 20 поплавков 25 на этом уровне переводит клапан 24 в положение полностью закрытое, то есть из камеры 15 прекращается отвод воды, но при этом сифон 23 полностью заполнен водой и готов к действию». Уровень воды в камере 15 остается до нижней кромки нижерасположенного отверстия 20. Поплавков 29 при таком уровне воды в камере 15 находится в положении, что клапан 28 сифона 27, соединенный с ним, открыт, то есть из камеры 16 сифон 27 отводит воду в фильтровальную камеру 17. В течение суток камера 16 постепенно опорожняется и происходит обнажение входного отверстия восходящей ветви сифона 27. Производится опорожнение обеих ветвей сифона 27, то есть сифон 27 прекращает свою работу. Если в камеру 11 продолжает поступать вода, то она поступает в камеру 16 «через отверстие 20 и соответственно отверстие 22 вновь заполняя ее для последующего отстаивания в этой камере».

«При достижении уровня нижней кромки нижерасположенного отверстия 20» в камере 16 при ее повторном заполнении «поплавков 25 начинает приоткрывать клапан 24 сифона 23, а так как этот сифон 23 был готов к действию, то он начинает» отводить воду в фильтровальную камеру 17 из камеры 15. [18]

При дальнейшем подъеме уровня воды в камере 16 поплавков 25 также поднимается выше, то есть еще больше открывает клапан 24 и, как следствие, происходит увеличение расхода воды через сифон 23 и опорожнение камеры 15. В камере 15 уровень воды падает до входного отверстия восходящей ветви сифона 23. Прекращение действия сифона 23 является результатом обнажения входного отверстия, то есть прекращается отвод воды из камеры 15. Если

уровень воды в камере 16 к этому моменту или раньше достигнет уровня вышерасположенного отверстия 19 и соответствующего отверстия 21 камеры 15, то вода из камеры 11 начнет вновь поступать в камеру 15. «Для камеры 15 вновь начнется заполнение, отстаивание и опорожнение».

«Во время выпадения осадков стекающие со сборной территории 37, в том числе с загрязненных участков 59, через дождеприемники 60 дождевые воды поступают в водосточный коллектор 1 и по нему в емкость 2 приема поверхностного стока».

Вода поступает из емкости 2 в песколовку 3, при круговом движении воды в которой «происходит первичное отделение наиболее тяжелых взвесей из первой партии наиболее загрязненных порций дождевых вод, образующихся при выпадении осадков слоем от 3 до 5 мм. В песколовке 3 выпадают в осадок:

- песок;
- гравий;
- металлическое включения».

Из песколовки 3 вода, освобожденная от тяжелых взвесей, поступает в «разделительную камеру 10 установки 4 для очистки поверхностного стока. Из камеры 10 часть потока воды, ограниченная размерами бокового выхода, через последний поступает в распределительную камеру 11, если последняя наполнена ниже уровня нижерасположенного отверстия 22, то поступает в камеру 16 или сразу в камеру 15, если уровень воды в камере 11 выше отверстия 22. Далее процесс наполнения и опорожнения камер 15 и 16 происходит так, как при поступлении поливочных вод в эти камеры 15 и 16, что описано выше».

«При значительном поступлении дождевых вод боковой выход ограничивает пропуск их через камеру 11. Уровень воды в камере 10 поднимается до гребня бокового водослива 18. Вода, переливаясь через водослив 18, проходит далее через прямой выход камеры 10 в соединенное с ним входное отверстие 34 приемной камеры 12. Начинается заполнение камеры 12. через придонное выходное отверстие 35 заполняется и отстаивается камера 13. При достижении водой уровня выходного окна 39 этой камеры 13 вода поступает в переливную камеру 14. При достижении водой уровня размещения каждого из приспособлений 38 и 40 для отвода нефтепродуктов с поверхности воды начинается соответственно из камер 12, а затем и 13 отвод всплывающих на поверхность воды нефтепродуктов при открытых вентилях 57 в нефтепровод 56, а последним в емкость 58 для сбора нефтепродуктов». [18]

При дальнейшем поступлении дождевых вод повышается уровень воды «в камерах 12—14, вода может достигнуть уровня переливного отверстия 36 приемной камеры 12. В этом случае поступающая в камеру 12 вода через переливное отверстие 36 выливается в соединенный с ним канализационный коллектор 5 и далее на очистные сооружения 6 для доочистки». [18]

«При поступлении уровень воды в переливной камере 14 достигает уровня входного отверстия восходящей ветви сифона 41 этой камеры 14». При поступлении воды в «восходящую ветвь сифона 41 и при дальнейшем подъеме уровня воды в камере 14» происходит одновременно подъем ее к точке перегиба сифона 41. Вода из восходящей ветви сифона 41 при достижении точки перегиба «переливается в нисходящую ветвь этого сифона 41, а точка перегиба сифона 41 размещена не выше уровня нижнего края переливного отверстия 36 приемной камеры 12». Если уровень воды в камере 15 поливомоечных вод находится «на уровне нижней кромки нижерасположенного отверстия 20 или выше этого уровня», то поплавков 43, расположенный на этом уровне, воздействуя на дроссельный клапан 42, закрывает его полностью, то есть сифон 41 не работает. [18]

«Поплавков 43, опускаясь, приоткрывает соединенный с ним дроссельный клапан 42 сифона 41 при опорожнении камеры 15 и понижении в ней уровня воды ниже нижерасположенного отверстия 20». Сифон 41 начинает работать, так как обе ветви сифона 41 заполнены водой.

Из восходящей ветви вода проходит в нисходящую, далее через открываемый клапан 42 отводится в выходной конец и поступает в фильтровальную камеру 17 через выходное отверстие клапана 42. «При понижении уровня воды в камере 15 до уровня входного отверстия восходящей ветви сифона 23 происходит полное открытие клапана 42». [18]

Опорожнение переливной камеры 14 не прекращается в случае заполнения камеры 15 водой так, как клапан 42 перекрывает полностью сечение сифона 41 только при достижении уровня нижней кромки нижерасположенного отверстия 20 поплавком 43. Для полного опорожнения камер 12—14 этого периода достаточно.

При нахождении воды в периоды наполнения и опорожнения в камерах 12—14 с поверхности воды удаляют всплывающие нефтепродукты, а на дно камер в осадок выпадают взвешенные вещества в виде шлама, который по наклонному дну камер 12—14 постепенно перемещается в иловые приямки этих камер.

Вода, отводимая из камер 14, 15 и 16, фильтруется в фильтровальной камере 17 через фильтрующую загрузку 44, размещенную в кассетах 45.

Отфильтрованная вода из камеры 17 «через выходное отверстие 26 при открытом запорном устройстве 46 трубопроводом 47 отвода очищенных вод поступает в резервуар 7 очищенной воды. Далее воду из этого резервуара 7 направляют на повторное использование или коллектором 8 очищенную воду отводят в водоем 9». Фильтрующую загрузку 44 регенерируют по мере загрязнения или «заменяют, вынимая из камеры 17 кассеты 45».

«Когда камеры 12—16 порожние, осевший на дне этих камер шлам сгоняют в прямки камер» периодически путем гидросмыва, из которых шлам, разбавленный смывной водой, при открытых запорных устройствах 49, 51, 53, 31 и 33 трубопроводами 48, 50, 51, 30 и 32 подают в канализационный коллектор 5, а «последним подают на очистные сооружения 6».

«Периодически из песколовки 3 удаляют тяжелые взвеси, осевшие в ней, которые направляют для последующего использования или в отвал». [18]

Периодически емкость 58 освобождают от нефтепродуктов, собранных в ней, которые направляют на последующую переработку.

Для установления оптимального времени отстоя воды в камерах 12—16 производится подбор сечения сифонов 23, 27 и 41, их пропускной способности, объема камер 12—16. В течение оптимального времени «обеспечивается эффективное осаждение взвешенных веществ и последующая фильтрация осветленной воды». [18]

Обеспечение отвода всплывающих нефтепродуктов при любом уровне воды в любой из этих камер 12, 13, 15 и 16 достигается тем, что «приспособления 38, 40, 54 и 55 для отвода нефтепродуктов в соответствующих камерах 12, 13, 15 и 16 установлены в направляющих с возможностью перемещения по вертикали при изменении уровня воды соответственно в той или иной камере». [18]

Обеспечение достаточно высокой степени очистки воды при использовании предлагаемой системы очистки поверхностного стока достигается вкуче со «снижением удельных эксплуатационных затрат за счет автоматизации работы «системы, отдельного отстаивания различных по образованию и по степени загрязнения поливомоечных и дождевых вод». После такой очистки воду можно вторично использовать «без дополнительной обработки: в некоторых технологических процессах, для мытья автотранспортных средств, полива улиц, или сбрасывания в водный объект без нарушения экологической обстановки в последнем». [18]

3 ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕПРОДУКТОВ

3.1 Методы очистки нефтепродуктов

Очистку нефтепродукты от большого объёма воды и твёрдых частиц производят путём отстаивания в резервуарах - отстойниках или сборниках – разделителях на холоду или при подогреве. Обезвоживание и обессоливание нефтепродуктов в конечном итоге производится на специальных установках.

Вода и нефть, стоит отметить, могут образовывать трудно делимую эмульсию, в результате чего происходит сильно замедление процесса обезвоживания нефти. Нефтяные эмульсии разделяют на два вида:

- нефть в воде, называемая гидрофильной эмульсией;
- и вода в нефти, называемая гидрофобной эмульсией.

Гидрофобный вид нефтяных эмульсий встречается наиболее часто. Уменьшение поверхностного натяжения на границе раздела фаз и создание вокруг частиц дисперсной фазы достаточно прочного адсорбционного слоя предшествуют получению стойкой эмульсии. Эти слои образуют вещества, называемые эмульгаторами. В качестве гидрофильных эмульгаторов выделяют:

- щелочные мыла;
- желатин;
- крахмал.

В качестве гидрофобных эмульгаторов выделяют:

- «щелочноземельные соли органических кислот, очень хорошо растворимые в нефтепродуктах;
- смолы;
- а также мелкодисперсные частицы сажи;
- глины;
- окислов металлов» и тому подобные, намного легче смачиваемые нефтью, чем водой. [12]

Разделяют несколько методов разрушения нефтяных эмульсий:

1. Механический метод:

– данный метод (отстаивание) применим к легко разрушимым, свежим эмульсиям. За счет разности плотностей компонентов эмульсии происходит расслаивание воды и нефти. Ускорения процесса добиваются путем нагрева в течение 2-3 ч до 120-160 °С под давлением 8-15 ат без испарения воды;

– центрифугирование – под действием центробежных сил происходит отделение примесей. Применяется достаточно редко, сериями центрифуг с оборотами от 3500 до 50000 в мин., имея производительность 15 – 45 м³/ч каждая центрифуга.

2. Химический метод: при помощи поверхностно-активных веществ – деэмульгаторов производится разрушение нефтяных эмульсий.

Разрушение получается за счет:

- вытеснения эмульгатора веществом с большей активностью;
- образования эмульсий противоположного типа (инверсия фаз);
- растворения адсорбционной пленки, как результат ее химической реакции с вводимым в систему деэмульгатором.

3. Электрический метод: с нефтяной эмульсией, попадающей в переменное электрическое поле, происходит следующее явление – так как частицы воды больше реагируют на поле чем нефть, то они начинают колебаться, сталкиваться друг с другом, и это приводит к тому, что частицы объединяются, укрупняются и как следствие достигается быстрое расслоение ее с нефтью.

Необходимо отделить нефть от воды и солей перед подачей ее на переработку. Выделяют два основных типа технологических процессов удаления воды и солей – это обезвоживание и обессоливание. «Разрушение нефтяных эмульсий входит в основу обоих методов.

Обезвоживание производится параллельно с дегазацией и является первым шагом подготовки нефтепродуктов к дальнейшей переработке». [12]

Эмульсия – это есть система двух взаимно нерастворимых или не вполне растворимых жидкостей, в которых одна содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул), насчитывающих триллионы на литр эмульсии. Жидкость, в которой находятся глобулы, называется дисперсной средой, а другая жидкость, находящаяся в дисперсной среде, – дисперсной фазой.

В естественных условиях расслаивание нефтяных эмульсий зачастую происходит по прохождении длительного времени. Однако возможно получение неполного расслаивания, в результате которого между слоями воды и нефти остается промежуточный эмульсионный слой.

В основном нефтяные эмульсии являются эмульсиями типа вода в нефти, в которых дисперсной фазой является вода, а дисперсной средой является нефть. Такая эмульсия гидрофобна: она всплывает в воде, и равномерно распределяется в бензине или других растворителях.

Эмульсии типа нефть в воде встречаются намного реже. В данных эмульсиях дисперсной средой служит вода. Такая эмульсия гидрофильна: в воде она равномерно распределяется, а в бензине тонет.

Благодаря поверхностным явлениям происходит образование нефтяных эмульсий. На границе с воздухом или другой жидкостью слой жидкости характеризуется поверхностным натяжением, то есть силой, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. Нефть и нефтепродукты характеризуются поверхностным натяжением в пределах 0,02–0,05 н/м (20 – 50 дн/см).

Понижения поверхностного натяжения на границе с водой возможно добиться за счет добавки некоторых веществ к нефти.

Вещества при растворении в очень малых концентрациях в некоторых случаях значительно понижают поверхностное натяжение растворителя. Поверхностно-активные вещества – это вещества, которые понижают поверхностное натяжение. Главной особенностью этих веществ является то, что в их состав входит углеводородный радикал и полярная группа (гидрофильная часть молекулы).

«Все эмульсии, в том числе и нефтяные, образуется только тогда, когда механическое воздействие на смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей будет вызывать диспергирование», то есть дробление жидкости на мелкие частицы. В этом процессе происходит оседание на дно тяжелой жидкости, так как капельки дисперсной фазы, сталкиваясь друг с другом, объединяются в более крупные. Эти процессы приводят к расслаиванию эмульсии на два слоя. Разрушение эмульсии становится затруднительным при высоком уровне дисперсности, то есть «когда диаметр капель дисперсной фазы измеряется десятными долями микрона (10^{-7} м) и межмолекулярные силы уравнивают гравитационные силы». [12]

Если смесь двух нерастворимых жидкостей находится в условиях, которые способствуют диспергированию, и в ней есть поверхностно-активное вещество, которое снижает поверхностное натяжение за счет образования адсорбционного слоя, то данный процесс протекает по-другому

Таким образом, «основной задачей межфазных уровней является определение межфазного уровня нефть – вода. Однако, как утверждают специалисты, занимающиеся процессом подготовки нефтепродуктов, такой фазы нет. Между нефтью и водой есть переходная эмульсионная зона «промслой». Существование «промслоя» делает классическое определение межфазы, как границы нефть/вода немного условной». [12]

В технологических процессах с низкой динамикой данное определение может быть не критичным в виду постоянства «промслоя».

«Однако, в более сложных технологических режимах при не стабильном «промслое», или, когда в резервуарах и технологических аппаратах нет ни нефти, ни воды, а только «промслоем» с различными свойствами эмульсии, измерительная информация о межфазном уровне нефть/вода будет не достоверной и соответственно может привести к ошибочным технологическим решениям».

«В концепции развития изучение межфазных уровней занимает главное место, поскольку именно там происходят основные процессы по разделению нефти и воды, а то, как эти процессы идут, является важнейшей информацией для технологов в решении технологических задач подготовки нефти и воды».

[12]

Эмульгатор – это вещество, содействующие образованию и стабилизации эмульсий. Ими «являются полярные вещества нефти, такие как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, а также различные неорганические примеси». [12]

Исследования учёных показали, что в образовании стабильных эмульсий принимают участие много различных твердых углеводородов.

«Микрочастицы парафинов, церезинов и смешанных парафина-нафтеновых углеводородов, адсорбируясь на поверхности эмульсионных глобул, образуют специфическую броню». [12]

Свойство эмульсии зависит от качеств эмульгатора. В сырой нефти часто образуется гидрофобная эмульсия типа вода в нефти, так как эмульгаторами в здесь являются смолы. Они хорошо растворимы в нефти и не растворимы в воде. «Смолы, адсорбируясь на поверхности раздела нефть-вода, попадают в поверхностный слой со стороны нефти и создают стабильную оболочку вокруг частиц воды».

«Схема разрушения нефтяных эмульсий состоит из нескольких этапов:

- столкновение глобул (частиц) воды;
- слияние глобул в крупные капли;
- выпадение капель».

«Действие электрического поля создаёт благоприятные условия для роста вероятности столкновения глобул воды, тепло благоприятствует росту разности плотностей воды и нефти, снижению вязкости нефти, что облегчает быстрый и полный отстой капель воды. Под действием деэмульгаторов ослабляется механическая прочность слоев, обволакивающих капли воды. В

виде деэмульгаторов применяются различные поверхностно – активные вещества». [12]

По свойствам «поведения в водных растворах деэмульгаторы делятся на ионоактивные и неионогенные. Первые в растворах диссоциируют на катионы и анионы, вторые ионов не образуют. Исследования, проведенные в России и за рубежом, показали, что наилучшим деэмульгирующим действием обладают неионогенные вещества».

«Расход неионогенных деэмульгаторов во много раз меньше, а эксплуатационные затраты на обессоливание 1 т нефти в пять раз меньше, чем при применении ионогенных веществ». [12]

В современной нефтепереработке используются различные неионогенные деэмульгаторы, из них больше известны ОЖК и ОП-10. Деэмульгатор ОЖК – это оксиэтилированные жирные кислоты, а ОП-10 оксиэтилированные алкилфенолы. Больше всего в нефтепереработке используются термохимические и электрические методы разрушения эмульсий.

3.2 Установки для обезвоживания и обессоливания нефтепродуктов

«Сбор и подготовка нефти. После того как нефть одним из способов подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорнорегулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом). Продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга. Принципиальная схема сбора и подготовки нефти» представлена на рисунке 3.2.1. [13]



Рисунок 3.2.1 - Схема сбора и подготовки нефти

На первой стадии сбора нефти посредством дожимной насосной станции (далее – ДНС) через сборные коллекторы направляется на центральный пункт сбора (далее – ЦПС).

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (далее – УКПН), являющейся составной частью понятия ЦПС.

Процесс окончательной подготовки нефти включает:

- процесс дегазации;
- процесс обезвоживание (разрушение водонефтяной эмульсии, которая получается при транспортировке ее до УКПН);
- процесс обессоливания (удаление солей в процессе добавления пресной воды и многократного обезвоживания);
- процесс стабилизации (удаление легких фракций с целью снижения потерь нефти при ее транспортировке).

Нефть после подготовки направляется в товарный парк, в котором есть резервуары разной вместимости: от 1000 м³ до 50000 м³. «Потом нефть через головную насосную станцию подается в магистральный нефтепровод. Замер объема сдаваемой на транспортировку нефти производится на Узле учета, оборудованном в соответствии с техническими условиями (далее – ТУ) АК «Транснефть». [13]

Когда «нефть и вода движется по трубопроводам получается их взаимное смешивание, в результате чего образуются эмульсии по причине наличия в нефти особых веществ – природных эмульгаторов (асфальтенов,

смола и т.д.). При этом, кроме высокоминерализованной воды в нефти во взвешенном состоянии содержатся кристаллики различных солей. Вода, соль и механические примеси загрязняют нефть и являются причиной снижения производительности загрузки трубопроводного транспорта. Когда происходит транспортировка загрязнённой нефти, тогда засоряются транспортные коммуникации, оборудование, аппаратура, резервуары и, уменьшается эффективный объём трубопроводов и резервуаров. Наличие в нефти воды и солей снижает производительность процессов технологических установок нефтепереработки, нарушается технологический режим процессов работы отдельных установок и аппаратов, ухудшается качество получаемых нефтепродуктов. Очень опасно содержание солей в сернистых нефтях – сероводород с хлористым водородом очень коррозионные. В связи с этим, добытую нефть надо как можно быстрее освободить от воды, солей и механических примесей, с момента образования эмульсии, не доводя её до старения».

«Для обезвоживания и обессоливания нефтей используются установки подготовки нефти (далее – УПН). На этих установках также проводятся процессы по снижению способности нефти к испарению (с целью уменьшения потерь лёгких углеводородов), то есть происходит процесс стабилизация нефти».

Пришедшую вместе с нефтью воду с солями необходимо удалять на нефтяных промыслах. Основными процессами являются обезвоживание и обессоливание. «Нефтяники применяют такие типы деэмульгаторов: дипроксамин, проксамин, дисолван, сепарол, полиакриламид, оксиэтилированный препарат ОП и др».

«Деэмульгатор должен обладать такими качествами:

- необходимо быть высокоактивным при малых расходах;
- необходимо растворяться в воде или нефти;
- необходимо быть дешевым и транспортабельным;
- необходимо не ухудшать свойства и качества нефти;
- необходимо быть стойким к изменениям температуры».

«Результат деэмульсации зависит от интенсивности перемешивания деэмульгатора с эмульсией и температуры смеси.

Основные способы обезвоживания и обессоливания:

- 1) холодный отстой;
- 2) термохимические;
- 3) электрические». [14]

«Холодный отстой состоит в том, что в нефть вводят деэмульгатор и в итоге отстоя в отстойниках – резервуарах из нефти выпадает свободная вода. Особенность процесса – это нет потери тепла на указанный процесс».

«Термохимическое обезвоживание и обессоливание состоит в нагреве эмульсии и в химическом воздействии на нее деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость понижается, что во много раз облегчает отделение воды». [11]

Универсальная схема термохимического обезвоживания и обессоливания показана на рисунке 3.2.2.

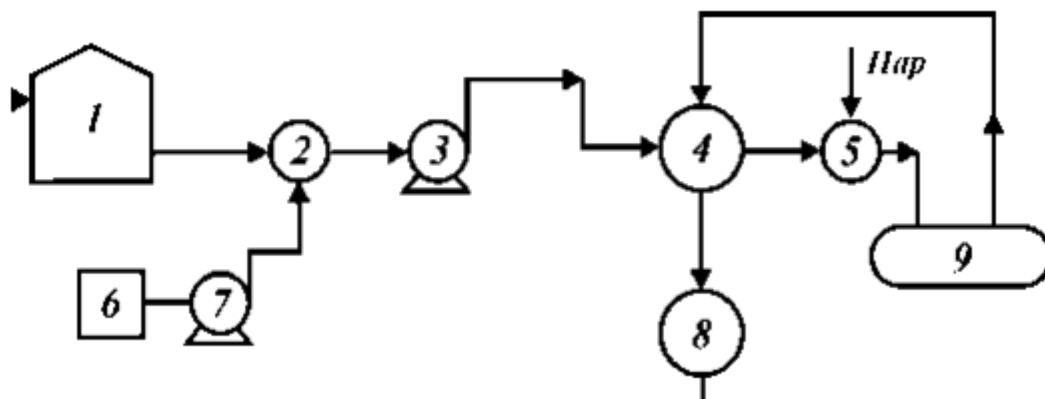


Рисунок 3.2.2 - Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

«Обводненная нефть (сырая) поступает в сырьевой резервуар 1, откуда насосом 3 перекачивается в теплообменники 4. Здесь она подогревается до 40-60 °С и далее поступает в паровой подогреватель 5, где подогревается паром до 70-100 °С. Дозировочный насос 7 непрерывно из бака 6 подкачивает деэмульгатор через смеситель в эмульсию».

«Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник 9, где вода отделяется от нефти и отводится в виде сточных вод. Из отстойника 9 обезвоженная и нагретая нефть через теплообменники 4 и холодильники 8 поступает в товарные резервуары 10, а затем направляется на переработку по нефтепроводу. В теплообменниках 4 нагретая нефть отдает тепло холодной нефти, после чего дополнительно охлаждается в холодильниках 8».

«Термохимические установки работают под атмосферным и избыточным давлением, а также с промывкой горячей водой. Во многих случаях вода из отстойников – резервуаров идет в смеситель, или после теплообменников эмульсия идет в колонну-контактор, в который подаются горячая вода и деэмульгатор». [12]

«Применяются сложные аппараты, в которых совмещаются процессы подогрева, регенерации теплоты нефти и отстоя при обезвоживании и

обессоливании нефти. Они размещаются на территории крупных месторождений, а также на главных установках подготовки нефти. Работа таких аппаратов полностью автоматизирована».

«Электрическое обезвоживание и обессоливание основывается на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капли воды, а также на притяжении этих капель и разрушении плёнок нефти между этими капельками в итоге воздействия электрического поля. Между двумя электродами, при токе высокого напряжения, пропускают нефтяную эмульсию, и при этом процессе укрупняемые капли воды оседают на дно отстойника. Нефтяники применяют также установки, которые объединяют термохимическое обезвоживание с электрическим». Принципиальная схема такой установки приводится на рисунке 3.2.3.

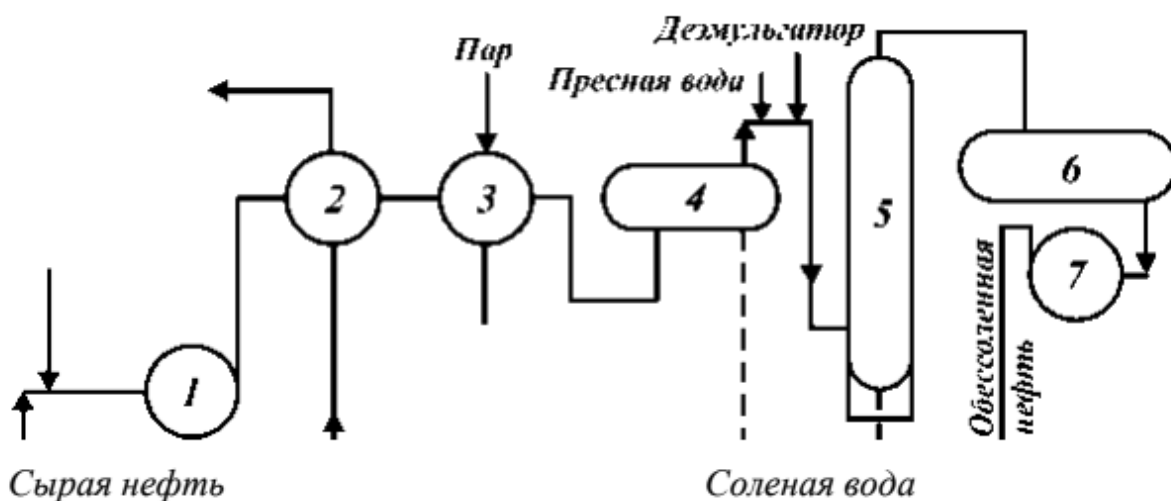


Рисунок 3.2.3 - Схема установки, объединяющей термохимическое обезвоживание с электрическим

«Нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса 1 и через теплообменник 2 и подогреватель 3 направляется в отстойники 4 (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением поступает в электродегидратор. Перед попаданием в электродегидратор 5 в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода. В электродегидраторе 5 происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя».

«Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость 6, а отсюда насосом 7 через теплообменники – в товарные резервуары. Вода из отстойников 4 и электродегидраторов 5 сбрасывается в виде сточных вод».

[13]

«Таким образом, главными технологическими аппаратами и оборудованием установок обезвоживания и обессоливания есть теплообменники, подогреватели, отстойники, электро-дегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульгаторы».

«При эффективной нефтепереработке применяют также трубную деэмульсацию, которая заключается в том, что в трубопроводные сети, по которой транспортируется нефть, вводят деэмульгатор. Отделение воды от нефти производится в специальных резервуарах – отстойниках. Этот процесс обычно проводят в случаях совместного движения эмульсии и деэмульгатора в течение не меньше, чем 4 ч».

«При транспортировке нефти происходит её испарение и возможны потери лёгких фракций, для предупреждения этих потерь необходима стабилизация нефти, то есть отделение из нефти наиболее лёгких углеводородов (этан, пропан, бутан). Процесс стабилизации отличается тем, что нефть подогревают до температуры 80-120 °С в специальной стабилизационной колонне и отделяют лёгкие фракции. Затем они охлаждаются и конденсируются. Продукты стабилизации направляются на газопереработку, а нефть – на нефтепереработку».

Принципиальная схема стабилизационной установки показана на рисунке 3.2.4.

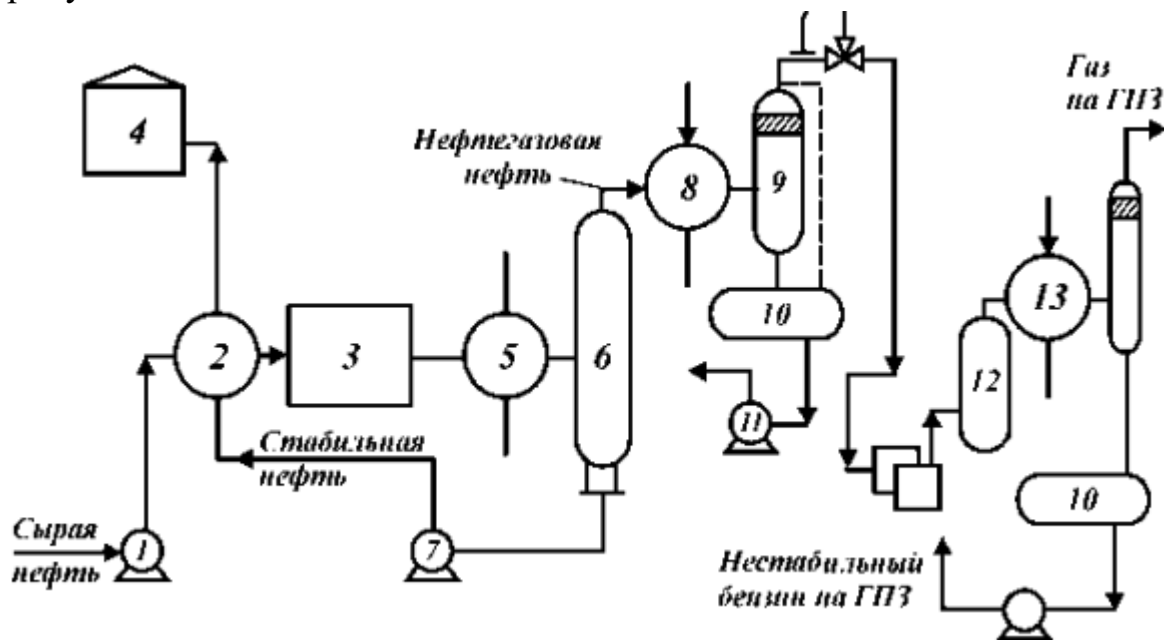


Рисунок 3.2.4 - Схема стабилизационной установки

«Насос 1 забирает нефть из резервуаров и через теплообменник 2 подает ее на установку обезвоживания и обессоливания 3. Из установки обезвоживания и обессоливания нефть через подогреватель 5, где нагревается до температуры 80 – 120 °С, поступает в стабилизационную колонну 6». [14]

«Здесь из верхней части колонны отбираются газообразные углеводороды, а из нижней - отбензиненная нефть, которая через теплообменник 2 насосом 7 направляется в товарные резервуары 4. Газообразные углеводороды поступают в конденсаторхолодильник 8, где охлаждаются и частично конденсируются, а затем в двухфазном состоянии (жидкость + газ) – в сепаратор 9, где отделяются тяжелые фракции, которые собираются в специальной емкости 10».

«Насос 11 из емкости 10 забирает тяжелые фракции и подает их в стабильную нефть после теплообменников. Газ из сепаратора 9 направляется через маслоотделитель 12 и конденсатор-холодильник 13 в сепаратор, где отделяются нестабильный бензин и газ, которые затем направляются на ГПЗ».

[14]

3.3 Оборудование для сбора и подготовки нефтепродуктов

Резервуары для подготовки нефти и нефтепродуктов являются одними из сложных инженерно-технических сооружений. В их число также входят резервуары – отстойники и сборники - разделители.

Предназначение отстойника для отстоя нефтяных эмульсий является разделение последних на составляющие их нефть и воду. Для подготовки лёгких и средних нефти, не содержащих сероводород и другие коррозионно-активные компоненты, допускается применение данных установок.

Резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов на сегодняшний день существуют во множестве различных вариантов. Применение резервуаров для хранения нефти характеризуется «допустимыми параметрами отстаиваемой среды:

- необходимо содержание сероводорода не больше 8% по объёму;
- необходимо содержание механических примесей не больше – 10 г/м³;
- необходим медианный размер частиц механических примесей – не больше 0,02 мм;
- необходима обводнённость сырья – не больше 30%;
- необходима обводнённость выходящей нефти – не больше 0,5%».

«Резервуары – отстойники по направлению движения потока суспензии делятся на радиальные, горизонтальные, вертикальные и наклонные, или тонкослойные. В радиальных отстойниках подачу суспензии осуществляют в центр аппарата и затем к периферии. В горизонтальных отстойниках загрузка суспензии производится с одного конца аппарата и идёт вдоль него.» [15]

«В вертикальных отстойниках подачу суспензии осуществляют снизу-вверх, при этом скорость восходящего потока обязана быть меньше скорости оседания твердых частиц (иногда для ускорения осаждения начальную смесь подают под слой сгущающегося осадка). В наклонных отстойниках осаждение происходит в пакетах пластин (или труб), наклоненных под углом 45-60°». [15]

Как у нас в стране, так и за рубежом наибольшее распространение получили стальные резервуары. Для применения возможны, в соответствии с требованиями нормативного документа, «следующие типы стальных резервуаров:

- цилиндрические резервуары РВС с конической или сферической крышей вместимостью до 20000 м³ (при хранении ЛВЖ) и до 50000 м³ (при хранении ГЖ);
- резервуары цилиндрические с крышей и плавающим понтоном до 50000 м³;
- резервуары вертикальные цилиндрические с плавающей крышей до 120000 м³». [15]

Параметры наиболее известных вертикальных стальных резервуаров представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 - Параметры наиболее известных вертикальных стальных резервуаров

Резервуар	Фактический объем, м ³	Внутренний резервуар, диаметр, мм	Высота корпуса, мм
РВС-100	106	4730	5920
РВС-200	206	6630	5920
РВС-300	334	7580	7375
РВС-400	423	8530	7375
РВС-700	767	10 430	8845
РВС-1000	1066	12 320	8845
РВС-2000	2136	15 180	11 805
РВС-3000	3348	18 980	11 825
РВС-5000	4834	22 790	11 845
РВС-10000	10 960	34 200	11 920

Рассмотрим оборудование вертикального резервуара типа РВС. Цилиндрический корпус вертикального резервуара типа РВС, (Рисунок 3.3.1), сделан из стальных листов, которые были изготовлены толщиной от 4 до 25 мм, а кровля имела коническую форму.

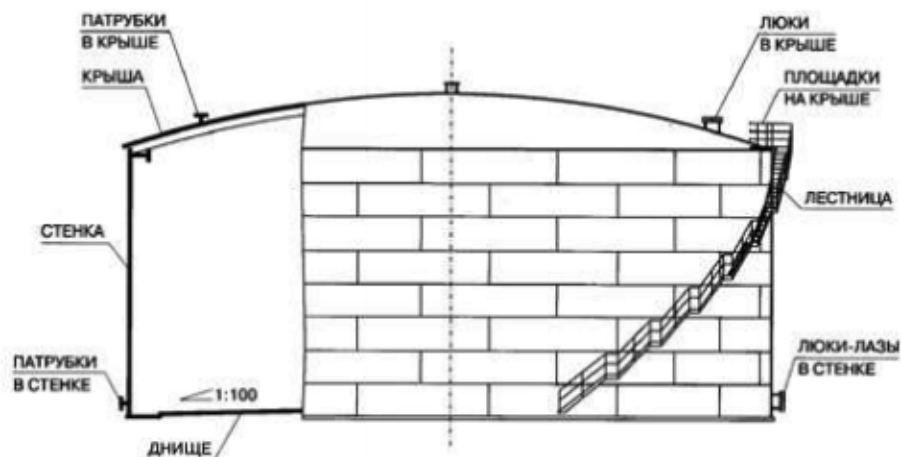


Рисунок 3.3.1 - Вертикальный резервуар РВС-20000 м³

Для стационарного хранения и выдачи нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива, мазута), масел, аммиачной и технической воды и других жидкостей применяют вертикальные резервуары РВС – 20000 м³. В основном они применяются на нефтяных терминалах, предприятиях нефтегазовой отрасли и резервуарных парках. «Поясом резервуара служит горизонтальный ряд сваренных между собой листов. Большую гидростатическую нагрузку относительно верхних поясов принимают нижние, для этого они изготавливаются из намного более толстых стальных листов».

«На фермы и на центральную стойку происходит оперение щитовой кровли больших резервуаров – отстойников. На обработанной битумом песчаной подушке расположено сварное днище. От центра к периферии имеется уклон 1:100. Благодаря этому происходит намного более полное удаление подтоварной воды. Объем резервуаров типа РВС колеблется от 100 до 50000 м³ и рассчитываются на избыточное давление 2 кПа и вакуум 0,2 кПа. Вертикальные резервуары – отстойники для уменьшения потерь нефти от испарения оборудуют понтонами или плавающими крышами». [15]

«У резервуаров с плавающей крышей (далее – РВСПК) отсутствует постоянная кровля. Стальной диск, плавающий на поверхности нефти, выполняет роль крыши у данных резервуаров. Дисковые однослойные крыши менее металлоёмки, но такие крыши начинают тонуть, когда происходит

течь». «Двухслойные крыши являются пустотелыми коробами, которые разделены перегородками на отсеки, обеспечивающие их плавучесть. Диаметр крыш резервуара меньше диаметра резервуара примерно на 100-400 мм. При помощи уплотняющих затворов герметизируется кольцевое пространство. Плавающая крыша держится на опорных стойках высотой 1,8 м, находясь в крайнем нижнем положении, что позволяет рабочим проникать внутрь резервуара и выполнять необходимые работы».

«Эксплуатируются также резервуары – отстойники, имеющие стационарную крышу, снабженные плавающим на поверхности понтоном. Выполненные из металла понтоны не отличаются от плавающих крыш. Синтетические понтоны покрываются ковром из полиамидной плёнки и, практически, являются непотопляемыми». На резервуарах–отстойниках устанавливается такое оборудование, (Рисунок 3.3.2):

- «оборудование, обеспечивающее надёжную работу и снижение потерь нефтепродуктов;
- оборудование для обслуживания и ремонта;
- оборудование противопожарное, для контроля и сигнализации».

«Оборудованием первой группы является:

- дыхательная арматура;
- приёмно-раздаточные патрубки;
- средства защиты от коррозии;
- оборудование для подогрева нефти». [15]

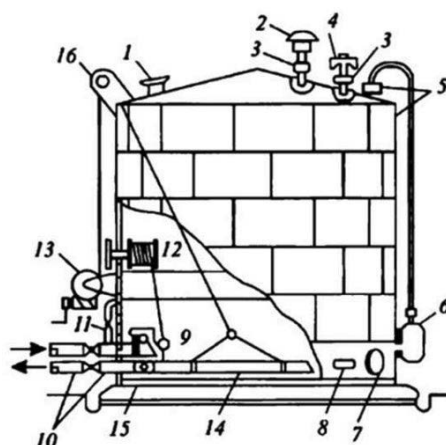


Рисунок 3.3.2 - Схема расположения оборудования вертикального резервуара «1– световой люк; 2 – предохранительный клапан; 3– огневой предохранитель; 4 –дыхательный клапан; 5 – замерный люк; 6 – указатель уровня; 7 – люк – лаз; 8 – сифонный кран; 9 – хлопушка; 10 – приемно – раздаточные патрубки; 11 –

перепускное устройство; 12 – управление хлопушкой; 13 – лебедка; 14 – подъемная труба; 15 – шарнир подъемной трубы; 16 – блок».

«Роль дыхательной арматуры состоит в следующем: при заполнении резервуаров или повышении температуры в газовом пространстве давление в них возрастает. Чтобы избежать разрывы резервуаров, на них устанавливаются дыхательные и предохранительные клапаны. Дыхательные клапаны начинают свою работу, как только избыточное давление в газовом пространстве достигнет 2000 Па, предел работы предохранительных клапанов на 5% больше, они страхуют дыхательные клапаны». «Оборудование резервуаров предназначено для обеспечения правильной и безопасной эксплуатации и, в частности", для проведения операций по приему, хранению и отпуску нефти, замеру уровня нефти, отбору проб, зачистке и ремонту резервуара, удалению подтоварной или пластовой воды, поддержанию в резервуаре требуемого давления, предотвращению аварий от ударов молнии, от накопления зарядов статического электричества». [15]

Материалы изготовления резервуаров вертикальных стальных РВС:

– сталь С245, С255, СтЗсп5, СтЗпс5, С390, С440, 09Г2С-12, 09Г2С-13, 09Г2С-14;

– сталь 12Х18Н10Т (нержавеющая сталь).

3.4 Гравитационное отстаивание

Для механического способа обезвоживания нефти применяется, главным образом, гравитационное отстаивание. Оборудование для обезвоживания нефти «должно иметь такую конструкцию, чтобы было возможно осуществлять эффективное разделение нефти и воды, то есть, нефть на выходе из аппарата должна содержать минимальный объем воды и солей, а в отделившейся воде, необходимой для закачки снова в пласт, не должно быть эмульгированных капелек нефти и механических примесей. Преобладающим при разделении нефти и воды в резервуарах-отстойниках является гидродинамический эффект, основанный на действии гравитационных сил, то есть разностью плотностей фаз и скоростью потока». [16]

Применяются два способа режимов отстаивания: периодический и непрерывный, которые осуществляются в отстойниках периодического и непрерывного действия. «В качестве отстойников периодического действия обычно применяют цилиндрические отстойные резервуары (резервуары отстаивания), подобным резервуарам, которые предназначены для хранения нефти». [16]

«Нефть, подвергаемая обезвоживанию, вводится в резервуар при помощи распределительного трубопровода (маточника)». После того, как резервуар заполнит вода, она отстаивается в нижней части, а нефть поднимается в верхнюю часть резервуара. Отстаивание происходит при спокойном (неподвижном) состоянии обогатимой нефти. Когда заканчивается процесс обезвоживания, нефть и вода отбираются из отстойного резервуара. Эффективные результаты работы отстойного резервуара получаются «только в случае содержания воды в нефти свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии». «Нефтяной отстойник – это есть цилиндрическая емкость. Основными элементами данного устройства являются вводный штуцер для подачи эмульсии, соединенный с двумя перфорированными коллекторами, специальный уровнемер, приспособление для сбора и вывода чистой нефти с выпускным штуцером, переливной клапан для сброса пластовой воды. Разделение поступающей эмульсии осуществляется за счет разницы в удельном весе ее составляющих. Капли влаги укрупняются и оседают на дно. Более легкая обезвоженная нефть поднимается наверх».

«Резервуары-отстойники для обезвоживания нефти делают на базе типовых вертикальных резервуаров РВС, они работают с постоянным уровнем нефти (чтобы исключить большие «дыхания») и оборудуются специальным распределительным устройством, которое обеспечивает равномерность подъема нефтеводяной смеси по всему сечению аппарата. На рисунке 3.4.1 приведена схема одного из вариантов резервуара-отстойника». «Основными факторами, обеспечивающими надежность и долговечность резервуаров отстойников, являются качественное сооружение оснований и фундаментов, качественное заводское изготовление стальных конструкций и правильная их транспортировка, соблюдение геометрической формы резервуаров и их элементов». [16]

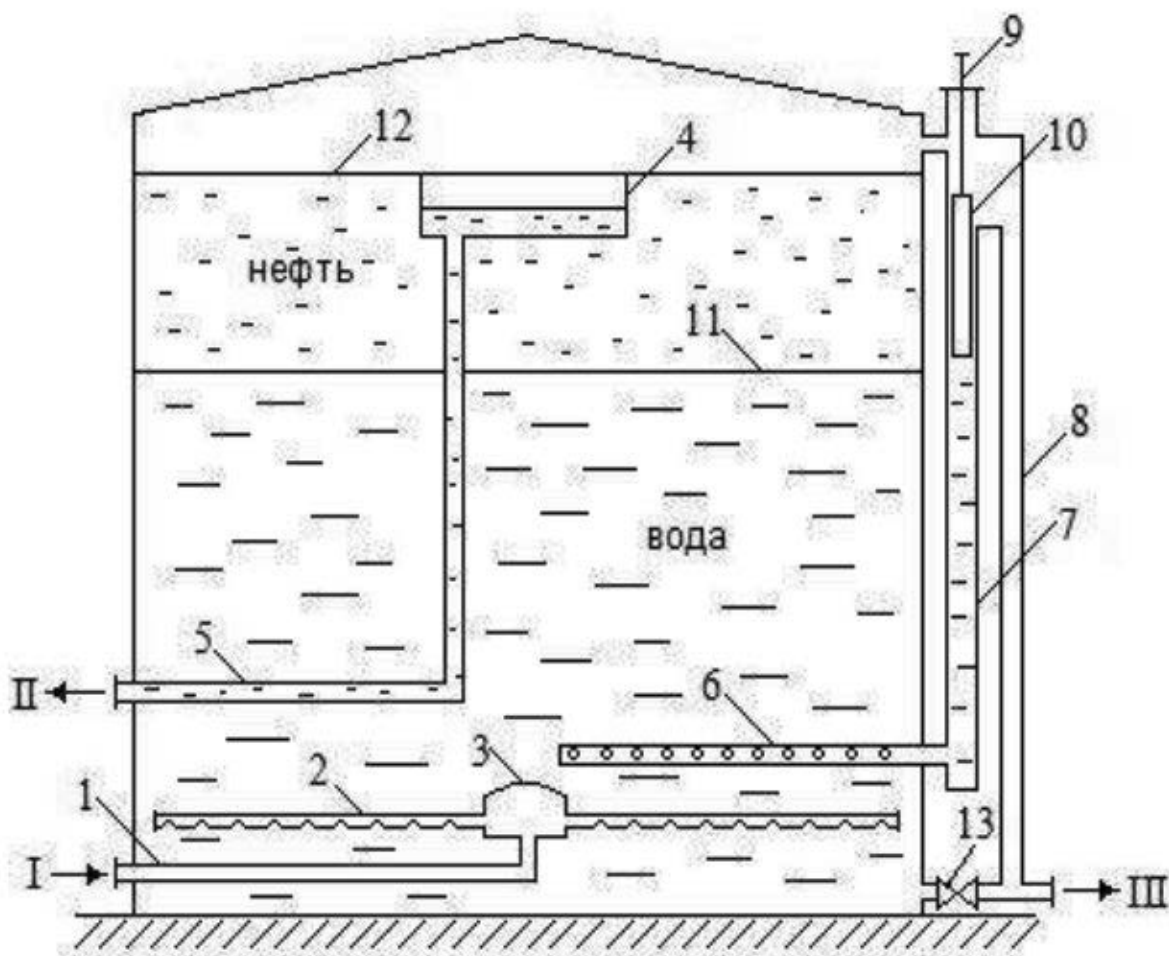


Рисунок 3.4.1 - Схема резервуара-отстойника

«I – нефтяная эмульсия; II – отстаивающаяся нефть; III – вода; 1 – подводный трубопровод; 2 – лучевые отводы с отверстиями; 3 – общая ёмкость; 4 – цилиндрическая ёмкость для сбора и вывода нефти; 5 – трубопровод для вывода нефти; 6 – водосборная труба; 7 – восходящая труба гидрозатвора; 8 – нисходящая труба гидрозатвора; 9 – регулирующий шток; 10 – подвижный цилиндр (местное сопротивление); 11 – уровень воды; 12 – уровень нефти; 13 – задвижка для опорожнения резервуара».

4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ПОЛУЧАЕМЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ В НЕПРЕРЫВНОМ РЕЖИМЕ

Отработанные нефтепродукты представляют собой смешение, в состав которого входят продукты нефти, механические примеси:

- глины;
- минералы;
- песок;
- а также вода.

Количество разных компонентов в смеси может варьироваться. [17]

Отработанные нефтепродукты могут содержать различные примеси (например, свинец), возникнувшие вследствие механического загрязнения и химических реакций, происходящих во время его использования по назначению. Загрязнение отработанных нефтепродуктов может также происходить в результате смешивания с другими маслянистыми жидкостями или жидкими отходами, которые могут значительно воспрепятствовать восстановлению или переработке отработанных нефтепродуктов.

Рациональность повторного использования продуктов переработки отработанных нефтепродуктов особенно уместно в связи с большим объемом их формирования. Большую часть жидких отходов естественного происхождения составляют отработанные нефтепродукты. [17] Из выше сказанного, надо учитывать следующие характеристики отработанных нефтепродуктов:

- содержание загрязняющих веществ;
- энергетическая ценность;
- физико-химические свойства.

4.1 Принцип работы системы переработки нефтепродуктов

Вода проходит систему очистки с помощью коалесцентного фильтра и направляется в канализационный сток.

Коалесцентный фильтр – это фильтр маслоотделитель тонкой очистки, который удаляет твердые частицы, размером от 0,1 до 5 мкм и снижает концентрацию масла до значения 0,01–0,1 мг/м³. Для корректной работы фильтра необходима предварительная фильтрация – установка двух центробежных фильтров на 25 мкм и 5 мкм. Учитывая характеристики данного

8 – горелка 2-х факельная ПГС – парогазовая смесь; ГЖС – газожидкостная смесь; ПГ – пиролизный газ; МП – масло пиролиза; ОГ – отбор газа; ОМ – отбор масла; В – воздух; М – манометр

Процесс переработки исходного сырья реализуется в соответствии следующей технологической схеме:

1. Печь с загруженной ретортой разжигается. Разжигание осуществляется дровами в течение 60 мин. Количество дров на разогрев составляет $0,3 \text{ м}^3$ – для отработанных нефтепродукты.
2. Через 60 мин. от начала розжига начинается выделение парогазовой смеси (ПГС).
3. ПГС попадает в отсекаТЕЛЬ. Отсекатель (3) состоит из охлаждающего обода, внутри которого проходит трубопровод с ПГС. В отсекатели происходит первичное отделение (конденсация) воды из ПГС. От отсекателя идет трубопровод с краном, который предназначен для слива из системы первично собранной воды.
4. Вода, слитая из отсекателя темного цвета с резким неприятным запахом. Содержание нефтепродуктов составляет $73,1 \text{ мг/дм}^3$.
5. В результате 1 цикла пиролиза данного слива образуется до 30 литров.
6. После отсекателя ПГС попадает в конденсатор-холодильник (4). На входе в конденсатор-холодильник установлен манометр, предназначенный для измерения давления ПГС на входе. Температура охлаждающей воды также контролируется.
7. В систему охлаждения заливается 5 м^3 воды. Вода охлаждается при помощи градирни. Которая состоит из металлической вертикальной емкости из нержавеющей стали вместимостью 15 м^3 Вода циркулирует по системе при помощи насоса, производительностью $3 \text{ м}^3/\text{ч}$, мощностью 600 Вт.
8. Система охлаждения не имеет непосредственного контакта с продуктами пиролиза.
9. После конденсатора-холодильника газожидкостная смесь (ГЖС) попадает в сборник-разделитель (5).
10. Разделитель представляет из себя емкость, разделенную на два отсека. Большой – общий отсек, а меньший – отсек пиролизного топлива.
11. Вода, содержащаяся в пиролизном топливе, выводится из процесса при помощи отсекателя (3).

12. Поступивший из сепаратора (6), конденсатора холодильника (4) конденсат попадает в общий отсек сборника разделителя (5). Откуда легкая газовая фракция идет на сепаратор. [17]
13. Сепаратор (6) служит для осушения пиролизного газа от влаги. В дальнейшем газ используется для поддержания процесса пиролиза. Данная система позволяет полностью извлечь жидкую составляющую из пирогаза без потерь.
14. Пиролизное топливо по системе трубопроводов перекачивают в специально подготовленную для этого ёмкость.
15. Выход газа через форсунку вниз. Форсунка состоит 2-х факельной горелки (8) и вентилятора надувочного воздуха (7). Газовая форсунка – это узел автомобильного газового оборудования, предназначенный для точной дозировки газа для достижения оптимальной температуры внутри пиролизной печи.
16. Расход газа регулируется работой вентилятора надувочного воздуха (7) и контролируется показаниями термодатчика (температура не должна превышать 500 °С). При повышении температуры выше указанной следует уменьшить расход газа путем снижения оборотов вентилятора.
17. Излишки пиролизного газа направляются на факел. Рекомендуется оборудование факела в закрытом виде, т. е. оборудование факельной установки «внутреннего» сгорания, которая выполняется в виде барабана из металлической огнеупорной трубы диаметром 300 мм и высотой 3 м с отверстиями по корпусу.

В состав исходного сырья входит технический углерод, образующийся в процессе пиролиза.

В состав парогазовой смеси входит пары углеводородов, паров воды и неконденсирующихся горючих газов. Парогазовая смесь после охлаждения и ректификации получаем жидкую топливную фракцию, которая представляет собой смесь углеводородов.

Газовая фракция представляет собой смесь различных летучих углеводородов, выделяемых из сырья в процессе пиролиза. [17]

4.2 Емкостные датчики

Емкостные датчики – это «многофункциональные датчики уровня, датчики уровня раздела сред, уровнемеры, датчики температуры и датчики давления применяются для автоматизации технологических процессов в

нефтедобывающей, химической, металлургической и других отраслей промышленности в составе автоматизированных комплексов и систем и обеспечивают взрывобезопасный мониторинг резервуаров с жидкими и сыпучими средами». [10]

В качестве такого датчика выбран емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ. Выключатель ёмкостный бесконтактный (датчик) CSB A41A5-32P-6-LZ предназначен для бесконтактной коммутации исполнительных устройств в промышленных автоматизированных устройствах, линиях, станках и системах. На рисунке 4.2.1 показан емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ.



Рисунок 4.2.1 - Емкостный датчик CSB A41A5-32P-6-LZ

На рисунке 4.2.2 показаны габаритные размеры емкостного датчика, на рисунке 4.2.3 представлена схема подключения датчика.

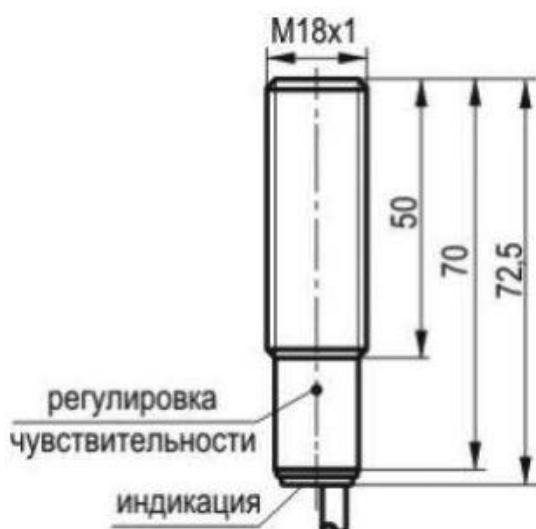


Рисунок 4.2.2 - Габаритный чертеж емкостного датчика CSB A41A5-32P-6-LZ



Рисунок 4.2.3 - Схема подключения емкостного датчика CSB A41A5-32P-6-LZ
 Технические характеристики датчика представлены в таблице 4.2.1.

Конструкция емкостного датчика уровня жидкости показана на рисунке 4.2.4.

Таблица 4.2.1 - Технические характеристики датчика CSB A41A5-32P-6-LZ

Формат, мм	M18x1x72,5
Способ установки в металл	Встраиваемый
Номинальный зазор	6 мм
Рабочий зазор	0...4,8 мм
Напряжение питания, Uраб.	10...30 В DC
Рабочий ток, Iраб.	≤400 мА
Падение напряжения при Iраб.	≤2,5В
Частота переключения, Fmax	300 Гц
Диапазон рабочих температур	-25°C...+75°C
Гистерезис	3...15%
Комплексная защита	Есть
Световая индикация	Есть
Материал корпуса	Д16Т
Присоединение	Кабель 3x0,34мм ²
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP65
Коэффициент пульсаций питающего напряжения	≤15%

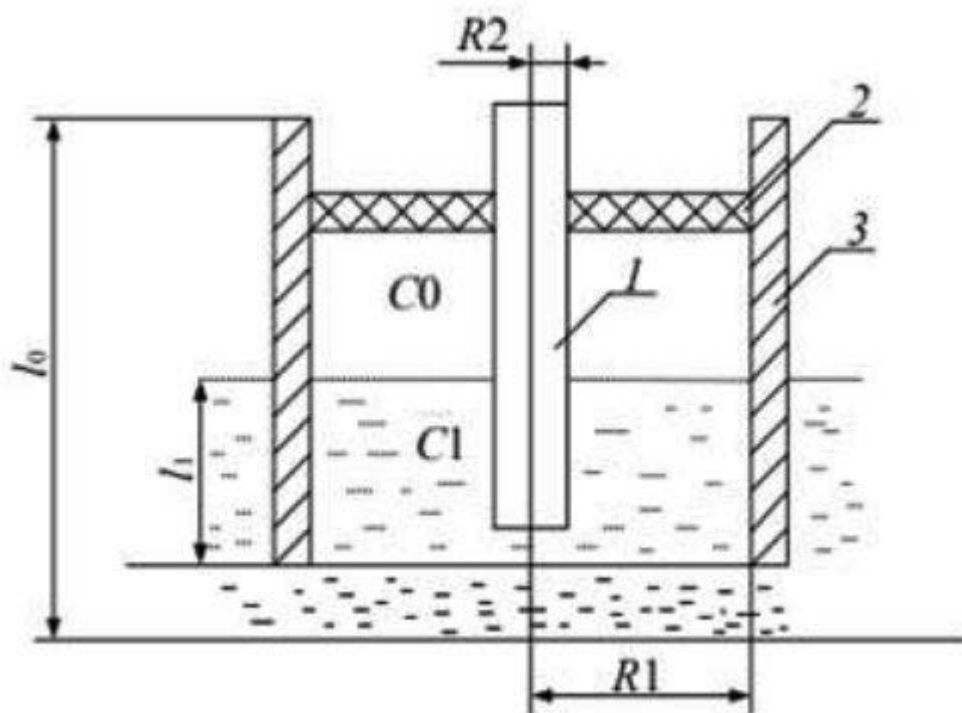


Рисунок 4.2.3 - Конструкция емкостного датчика уровня жидкости

1 – цилиндрический электрод, 2 – изоляционное кольцо, 3 – полный цилиндр, который опускается в жидкость.

«Датчик имеет чувствительную поверхность, образованную двумя электродами конденсатора, включенного в цепь обратной связи высокочастотного генератора. Приближение объекта воздействия из металла или диэлектрика к чувствительной поверхности увеличивает емкость между электродами конденсатора и вызывает увеличение амплитуды колебаний генератора. При достижении амплитудой генератора порогового значения, схемой управления формируется выходной сигнал электронного ключа датчика, который используется для коммутации электрических цепей и сигнализации».

1. «Назначение. Выключатели ёмкостные бесконтактные (датчики) предназначены для бесконтактной коммутации исполнительных устройств» в промышленных автоматизированных устройствах, линиях и системах. Датчики предназначены для работы во взрывобезопасной среде, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, приводящих к коррозии металлов. [10]
2. Принцип действия. Датчик имеет чувствительную поверхность, предназначенную для контроля положения металлических и диэлектрических объектов. При приближении к чувствительной поверхности датчика объекта из металла или диэлектрика срабатывает пороговое устройство и формируется соответствующий

выходной сигнал электронного ключа датчика, который используется для коммутации электрических цепей и сигнализации.

3. Указание мер безопасности. Все подключения к датчику производить при отключенном напряжении питания. По способу защиты от поражения электрическим током датчики соответствуют классу I по ГОСТ Р МЭК 536.
4. Указания по установке и эксплуатации. Закрепить датчик на объекте с учетом допустимых моментов затяжки гаек. Рабочее положение – любое. Проверить маркировку выводов датчика и подключить в строгом соответствии со схемой подключения. Не допускаются перегрузки и короткие замыкания в нагрузке. Режим работы ПВ100. Допускается прямое попадание на чувствительную поверхность смазочно-охлаждающих жидкостей и масел. Для исключения взаимного влияния датчиков расстояние между ними должно быть не меньше наружного диаметра чувствительной поверхности датчика.

Емкостные датчики используются для контроля уровня как жидких, так и сыпучих сред. Устанавливаются, как правило, в боковую стенку резервуара на таком уровне на котором требуется обнаружение контролируемого материала.

«Емкостные датчики уровня могут быть использованы там, где использование других типов датчиков затруднительно, например, для контроля наличия жидкости в трубопроводе».

«Емкостные датчики, выпускаемые в стандартных корпусах. Применяются для контроля уровня сыпучих веществ и контроля уровня жидкостей через диэлектрическую стенку резервуара».

«Если резервуар металлический, то в металлическом резервуаре на требуемом уровне вырезают окно (люк), в которое устанавливают перегородку из диэлектрика (стекло, оргстекло, фторопласт). Емкостный датчик устанавливают напротив перегородки. Толщина перегородки должна быть значительно меньше расстояния срабатывания датчика. Если резервуар изготовлен из диэлектрика, то контроль уровня материала емкостным датчиком возможен через стенку самого резервуара». [10]

4.3 Контроль уровня в контакте со средой

Специальные емкостные датчики, предназначенные для встраивания в стенку или крышку резервуара, трубопровода, используются для контроля уровня жидкостей, в том числе, жидкостей, находящихся под избыточным

давлением. Как правило это датчики с выносной (штырьевой) чувствительной поверхностью.

«Датчик закрепляют на стенке или крышке резервуара, либо на трубопроводе так, чтобы чувствительный элемент был погружен в контролируемую среду. Таким образом, можно контролировать наличие жидкости в процессах, где ее отсутствие может вызвать аварийную ситуацию».

«Такие датчики изготавливают из материалов стойких к коррозии и к воздействию агрессивных сред (корпус – нержавеющая сталь 12Х18Н10Т, чувствительная поверхность – фторопласт-4)».

Плюсы такого решения, в сравнении с контролем уровня без контакта со средой:

- «меньшие размеры «окна» в резервуаре для врезки датчика»;
- «более высокая герметичность установки (наличие уплотнительного кольца датчика, степень защиты со стороны чувствительного элемента датчика IP68)».

Недостатки такого решения:

- высокая стоимость и «налипание контролируемого материала на выносной чувствительный элемент датчика, что может привести к ложному срабатыванию датчика». [10]

В качестве такого датчика был выбран Atmel AVR ATmega8. Atmel ATMEGA8-16PU является КМОП 8-битным микроконтроллером малой мощности на базе архитектуры AVR RISC. Общий вид микроконтроллера Atmel AVR ATmega8 показан на рисунке 4.3.1, и техническая характеристика представлена в таблице 4.3.1.



Рисунок 4.3.1 - Общий вид микроконтроллера Atmel AVR ATmega8

Таблица 4.3.1 – Характеристика микроконтроллера

Ядро	Avr
Ширина шины данных	8-бит
Тактовая частота	16 мГц
Количество входов/выходов	23
Объем памяти программ	8 кбайт(4k x 16)
Тип памяти программ	Flash
Объем EEPROM	512x8
Объем RAM	1k x 8
Наличие АЦП/ЦАП	ацп 6x10b
Встроенные интерфейсы	i2c, spi, uart
Встроенная периферия	brown-outdetect/reset, por, pwm, wdt
Напряжение питания	4.5...5.5 в
Рабочая температура	-40...+85с
Корпус	dip-28(0.300, 7.62мм)

4.4 Автоматический контроль обогащения извлекаемой нефти

Система автоматического разделения фракций (далее – АСРФ100), представленная на рисунке 4.4.1. «Она измеряет уровень эмульсии, определяет наличие и выраженность границ раздела между нефтью и эмульсией, эмульсией и водой, определяет структуру эмульсионной зоны, является она устойчивой или неустойчивой, однородной или наоборот, содержащей внутренние слои». [10]

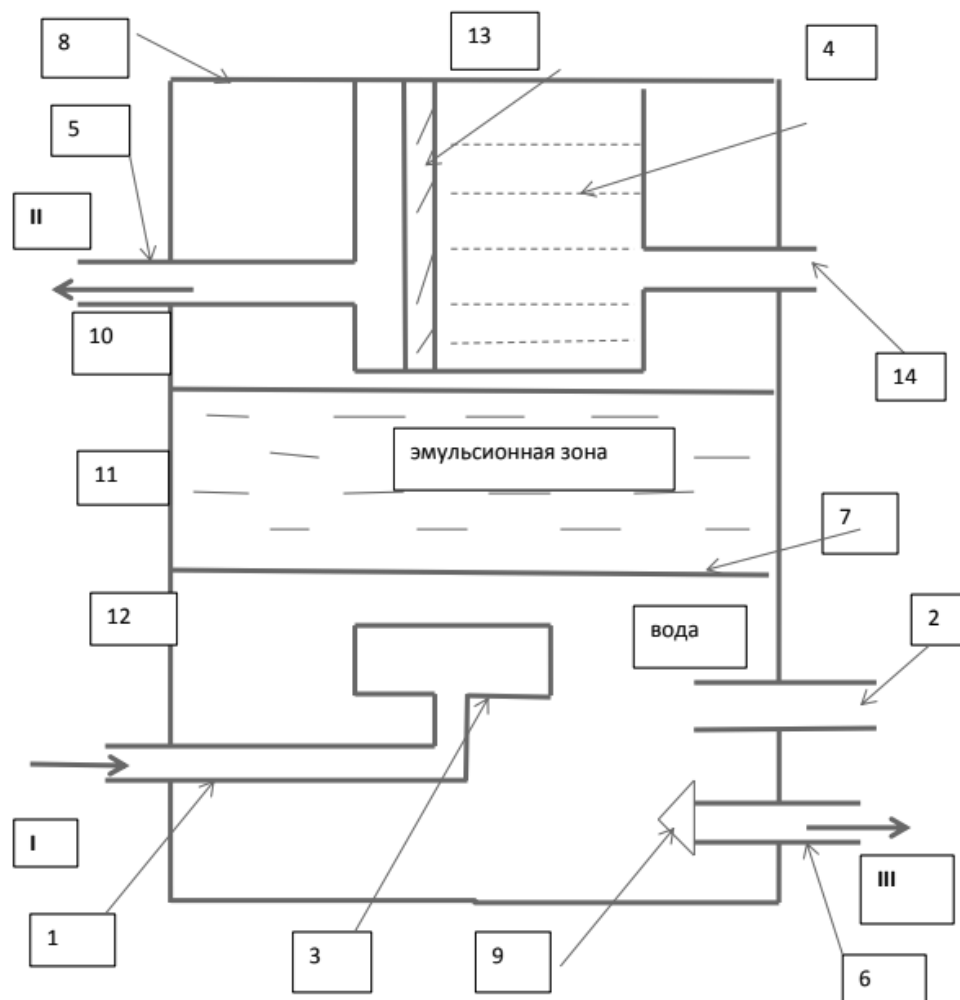


Рисунок 4.4.1 - Схема сборника - разделителя с системой АСРФ100 измерения межфазных границ

I – «нефтяная эмульсия; II – отстоявшаяся нефть; III – пластовая вода; 1 – подводящий трубопровод; 2 и 14 – аварийные выходы для воды и нефти; 3 – общая ёмкость; 4 – цилиндрическая ёмкость для сбора и вывода нефти; 5 – трубопровод для вывода нефти; 6 – водосборная труба; 7 – уровень воды; 8 – уровень нефти; 9 – задвижка для опорожнения резервуара»; 10, 11 и 12 – датчики уровня межфазных границ системы АСРФ100; 13 – жидкостный гидрофильный фильтр.

Упрощенную схему работы системы можно представить следующим образом:

1. Через вход 1 поступает эмульсия в резервуар. Имеется выход 5 для нефти, выход 6 для воды, два аварийных выхода 2 для воды и нефти;
2. Система работает следующим образом, что при двух открытых выходах воды общий уровень жидкости меньше выходящей. В рабочем состоянии находятся выход воды 6 и выход нефти 5;

3. Система гарантирует автоматическое разделение фракций: вода выход 6, нефть выход 5;
4. Для реализации поставленной цели и исключения попадания воды в выход нефти, а нефти в выход воды, предусмотрена система контроля и автоматического управления задвижками труб: нефть – вода.

Для понимания работы системы рассмотрим несколько случаев:

В пустом РВС все выходы перекрыты, тогда при подаче эмульсии и достижении половины объема резервуара открывается задвижка воды 6.

1. Когда в резервуаре одинаковый уровень воды и нефти, нефть поступает на выход 5, а вода на выход 6. Аварийные выходы остаются закрытыми;
2. Когда датчики-уровнемеры 10 и 11 показывают увеличение уровня воды, тогда подается сигнал на задвижку и срабатывает аварийный выход 2 для воды, и одновременно подается сигнал для закрытия задвижек 5 и 14 для нефти;
3. Когда датчики-уровнемеры 11 и 12 показывают снижение уровня воды, тогда подается сигнал на задвижку и срабатывает аварийный выход 14 для нефти, и одновременно подается сигнал для закрытия задвижек выходов 2 и 6 для воды.

Чтобы было более «эффективное сочетание процессов обезвоживания нефти и очистки воды в нефтяную эмульсию до подачи её в резервуар добавляют горячую дренажную воду из отстойников (или электродегидраторов) заключительного обезвоживания». [10]

На рисунке 4.4.2 представлена электрическая схема разработанной системы автоматического контроля межфазных границ АСРФ100. На рисунке 4.4.3 представлена функциональная схема разработанной системы.

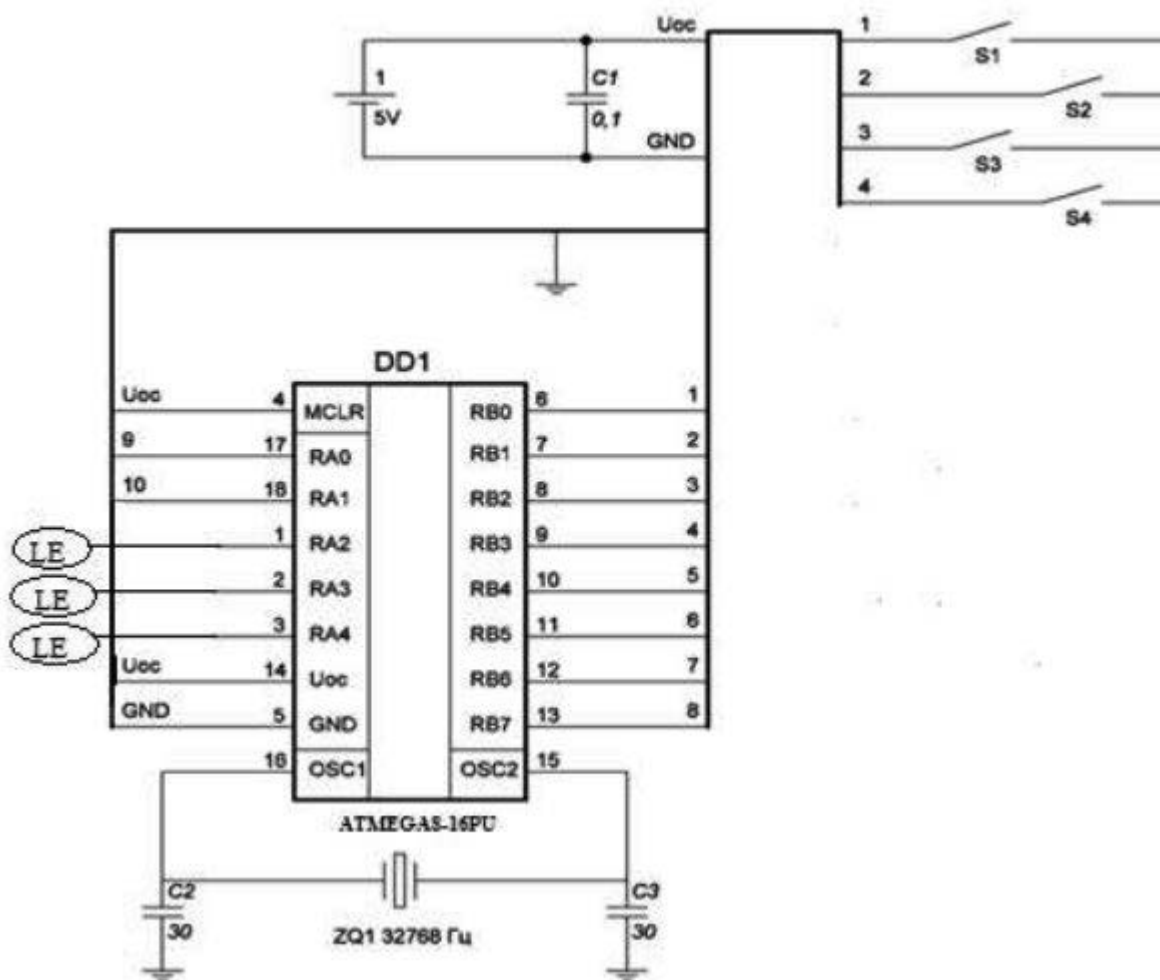


Рисунок 4.4.2 - Электрическая схема разработанной системы автоматического разделения фракций АСРФ100

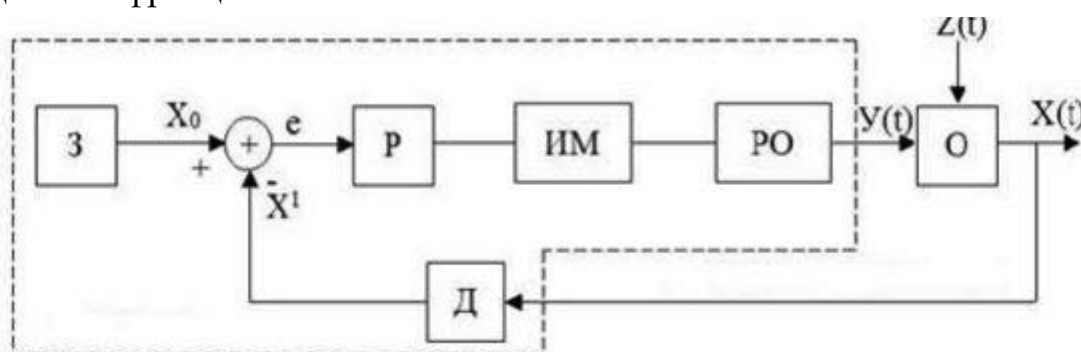


Рисунок 4.4.3 - Функциональная схема разработанной системы автоматического разделения фракций АСРФ100

- З – задатчик, для установки заданного значения параметра X_0 ;
- Д – датчик (емкостный датчик);
- P – микроконтроллер;
- ИМ – исполнительный механизм (источник питания);

- РО – регулирующий орган (вентиль);
- О – объект регулирования (резервуар);
- У – регулирующее (управляющее) воздействие;
- Z – помеха (возмущение);
- X – регулируемый параметр;
- X_1 – сигнал на выходе датчика;
- X_0 – заданное значение регулируемого (управляемого) параметра может быть постоянным X_0 или изменяемым (U_t).

Сигнал с датчика может быть:

- постоянным $X_0 = \text{const.}$ для поддержания постоянства регулируемого параметра уровня жидкости (системы стабилизации);
- может изменяться во времени $U(t)$ по определенной программе;
- может изменяться во времени $Z(t)$ в соответствии с измеряемым внешним процессом (следящее регулирование).

«Нефтяная эмульсия сквозь отверстия в отводах проходит равномерно под слой дренажной воды, являющейся своеобразным «гидрофильным фильтром», где идут процессы дополнительной дэмульсации и очистка отделившейся от нефти воды».

«Более лёгкая нефть поступает наверх, стекает в ёмкость 4 и по трубе 5 выходит из резервуара». [10]

Процессы отстоя могут развиваться в технологических аппаратах очень быстро, создавая многочисленные «слоёности» в виде нефтяных и водяных «линз», что часто приводит к полному разрушению процесса водоотделения и, соответственно, подготовки нефти и воды.

Внедрение АСРФ100 позволяет решать задачи, напрямую не связанные с переработки нефтепродуктов, например, задачу периодически возникающих дисбалансов оперативного учета переработанной и подготовленной нефти.

4.5 Техническое обслуживание сборника - разделителя

1. При проверке работы сборника - разделителя (по правилам 1 раз в смену) необходимо:

- «проверять герметичность наружных и внутренних фланцевых соединений»;
- «проверять комплектность крепежа, отсутствие поломок и неисправностей»;

- «проверять герметичность и надежность приборов и средств автоматики»;
 - «проверять герметичность соединений и надежность манометров»;
 - «проверять прослушивание предохранительного клапана»;
 - «проверять герметичность всех соединений и надёжность всей запорной арматуры, путём осмотра, открытия/закрытия на 2-3 витка с возвратом в рабочее положение, комплектность крепежа, наличие бирки, с указанием номера согласно технической схеме»;
 - «проверять наличие на рабочем месте основной заданной схемы включения сборника с указанием источника давления и других важных параметров»;
 - «проверять наличие паспорта предохранительного клапана с расчетом его пропускной способности».
2. «Техническая проверка сборника проводится лицом по надзору, назначенным приказом, в присутствии лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сборника». Техническая проверка проводится согласно требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБОЗ-576-03).
 3. «Техническая проверка сборника проводится по годовому графику, утвержденному главным инженером».
 4. «Результаты технической проверки заносятся в паспорт сборника, лицом, проводившим проверку, с указанием необходимых параметров работы сборника и сроков следующей проверки и подписываются членами специальной комиссии».
 5. «На сборниках, признанных при технической проверке годными к дальнейшей эксплуатации, наносятся сведения, согласно инструкции».
 6. «Результаты проведения экспертизы промышленной безопасности заносятся в паспорт сборника лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сборника, на основании полученного заключения». [4]

Разрешение на ввод в эксплуатацию сборника, подлежащего регистрации в органах Госгортехнадзора России, выдается инспектором, после его регистрации на основании технической проверки и проверки организации обслуживания и надзора, при котором:

- контролируется наличие и исправность сборника в соответствии с требованиями настоящих правил арматуры, контрольно-измерительных проборов и приборов безопасности;
- «контролируется правильность включения сборника»;

- контролируется наличие аттестованного обслуживающего персонала и специалистов;
- контролируется наличие должностных инструкций для специальных лиц, ответственных за правильность производственного контроля;
- контролируются инструкции по режиму работы и безопасному обслуживанию, сменных журналов и других документов, предусмотренных Правилами.

Сборник - разделитель может быть включён в работу на основании письменного распоряжения администрации организации после выполнения требований безопасности.

«После получения письменного разрешения администрации организации, отвечающий, за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сборника, письменным распоряжением дает разрешение обслуживающему персоналу на пуск сборника».

Для пуска сборника:

- «необходимо открыть задвижки на линии отвода выделившейся воды и отстоявшейся нефти»;
- «необходимо открыть задвижку на линии ввода эмульсии»;
- «необходимо включить систему контроля и управления»;
- «необходимо отрегулировать датчик прибора и перевести его на автоматический режим».

«Остановка и гидравлическое испытание на плотность в зимнее время делается согласно с «Регламентом проведения в зимнее время пуски, остановки и испытания на герметичность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических, а также газовых промыслах».

«Остановка сборника происходит по письменному распоряжению инженера, отвечающего за работу сборника, работающих под давлением. Положения запорно-регулирующей арматуры и последовательность остановки сборника 0- 1, 2, 3 аналогичны друг другу».

Остановка сборника производится в следующем образом:

- «закреть задвижку на линии входа нефти»;
- «закреть задвижку на линии выхода нефти»;
- «закреть задвижку на линии сброса воды»;
- «открыть задвижки для сброса давления»;
- «снизить давление до атмосферного»;
- «открыть воздушный клапан».
- «освободить сборник от рабочей среды в дренажную ёмкость». [4]

Если сборник отправляется в ремонт или для подготовки его к технической проверке, то устанавливаются заглушки в таких местах:

- «на входе и выходе нефти»;
- «на линии сброса подтоварной воды»;
- «на дренажных линиях».

«Перед установкой заглушек дается наряд на проведение газоопасных работ на установку заглушек, с записью в «журнале регистрации нарядов допусков на производство газоопасных работ», а также производится запись в «журнал учета установки-снятия заглушек».

Заглушки, применяемые для отключения сборника, должны быть заводского исполнения, на хвостовике должны быть выбиты инвентарный номер, условные. После остановки сборника делается запись в дежурном журнале осмотра сборников, работающих под давлением. Если сборник отправляется в резерв, то устанавливать заглушки не нужно». [4]

Аварийная остановка сборника. Сборник немедленно останавливается в случаях, предусмотренных инструкцией по режиму работы и безопасному обслуживанию, в частности:

- останавливается, если давление в сборнике поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- останавливается при выявлении неисправности предохранительных устройств от повышения давления;
- останавливается при обнаружении в сборнике и его приборах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- останавливается при неисправности манометра и при невозможности определить давление по другим манометрам;
- останавливается при снижении уровня жидкости ниже допустимого в сборнике с огневым обогревом;
- останавливается при выходе из строя всех указателей уровня жидкости; при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- останавливается при возникновении пожара, если пожар непосредственно угрожает сборнику, находящемуся под давлением.

Порядок аварийной остановки сборника и последующего ввода его в работу указывается в инструкции.

4.6 Применение полученных продуктов

Пиролизный газ сходный с природным газом. Для сокращения влияния выбросов от пиролизной установки, газ сжигается в форсунке, для поддержания процесса пиролиза, однако, газа на определенной стадии пиролиза образуется с избытком. Пиролизный газ можно свободно применять в качестве топлива на отопительных котельных.

Пиролизное топливо можно использовать в качестве печного топлива. Зольный остаток можно использовать в качестве наполнителя в производстве резинотехнических изделий. Так же он используется для производства красок.

Зольный остаток низкого качества широко применяется в строительстве, а ещё зольный остаток применяется в качестве твердого топлива, а также возможно использование для приготовления модифицированного жидкого топлива, в качестве сорбента, заменителя активированного угля.

Вторичные материальные ресурсы произведенные в процессе переработки отработанных нефтепродуктов нуждаются в дополнительных переработках для более качественных продуктов переработки. Экономически целесообразное применение пиролизного топлива можно использовать по двум направлениям. Это применение в производстве асфальтобитумных смесей и переработка в светлые нефтепродукты (бензин и дизельное топливо) на нефтеперерабатывающих заводах. [17]

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Был произведен расчет экономической эффективности установки на производственные площадки по утилизации отходов.

Продолжительность технологического процесса переработки отработанных масел методом пиролиза с загрузкой и выгрузкой в реактор составляет 8 часов.

При режиме работы в 1 смену (8 часов) 260 дней в году.

Сменная производительность установки (8 часов) составляет 1 000 кг сырья. В год установка перерабатывает 260 т.

Сменная производительность установки по выходу продукции:

- по топливу пиролизному – 400 кг/сут.;
- по зольному остатку – 400 кг/сут.;
- по газу – 400 кг/сут.

Произведем расчет использования пиролизного топлива в автопарк площадки по утилизации отходов.

Для начала следует перевести 400 кг в литры.

$$V = \frac{m}{\rho} = \frac{400}{9,85} = 41 \text{ л.}$$

После разгонки пиролизного топлива по среднестатистическим данным получается:

- Бензин – 25 %;
- Дизельное топливо – 50 %;
- Мазут – 24 %.

То есть за сутки получается:

- Бензин = 10,25 л;
- Дизельное топливо = 20,5 л;
- Мазут 9,8 л.

На примере рассмотрим автомобиль (тип КАМАЗ) объем топливного бака 240 л. С расходом топлива 30 л на 100 км.

$$\text{Работа установки} = 240 \text{ л} / 20,5 \text{ л} = 11,7 \text{ дней}$$

$$\text{Работа автомобиля} = 240 \text{ л} / 30 \text{ л} = 8 \text{ дней}$$

Для полной заправки автомобиля и его работы продолжительностью 8 рабочих дней необходимо около 11,7 дней работы пиролизной установки.

С учетом изменения работы реактора и изменения рабочих циклов можно регулировать работу установки в нужных параметрах. Следую из этого можно сказать, что работа пиролизной установки является экономически эффективным, так как затраты на покупку топлива если и будут, то минимальные.

В результате выполненных расчетов можно сделать вывод, что при изменении работы реактора и при установки дополнительных резервуаров, можно регулировать получение пиролизного топлива, так как оно наиболее выгодно с экономической точки зрения. Следовательно, не только утилизировать отработанные масла, но и получение продуктов пиролиза, которые могут быть использованы потребителями, но и заменить свои аналоги из природного сырья сократив использование невозполнимых природных нефтяных ресурсов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в выпускной квалификационной работе была представлена система очистки поливомоечных и дорожных стоков для автомобильной дороги Вахрушево г. Копейска – Долгодеревенское. Данная система полностью автоматизирована и позволяет производить раздельное отстаивание различных по образованию и по степени загрязнения поливомоечных и дождевых вод, обеспечивая достаточно высокую степень очистки воды. Воду после такой очистки предполагается без дополнительной обработки вторично использовать в некоторых технологических процессах, для мытья автотранспортных средств, полива улиц или сбрасывания в водный объект без нарушения экологической обстановки в последнем.

Полученные в результате очистки поливомоечных и дорожных стоков нефтепродукты отводятся на переработку в разработанной автоматизированной системе по переработке нефтепродуктов. Данная система осуществляет свою работу в непрерывном режиме и позволяет добиться необходимой степени очистки нефти для дальнейшего использования.

В работе была определена экономическая эффективность разработанной системы. Вычисленные технико-экономические показатели показывают эффективность разработанной системы, а также свидетельствуют о повышении качества отделения воды от нефти за счет автоматического поддержания оптимального значения уровня.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Березин, В.Л. Вопросы эксплуатационной надежности резервуаров на нефтеперерабатывающих заводах / В.Л. Березин, А.А. Мацкин, А.Г. Гумеров. – М.: ЦНИИТ Энефтехим, 2013. – 67 с.
2. Березин, В.Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В.Л. Березин, В.Е. Шутов. – М.: Недра, 2013. – 200 с.
3. Лутошкин, Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для техникумов / Г.С. Лутошкин. – М.: Недр, 2014. – 224 с.
4. Земенков, Ю.Д. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов / Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 210 с.
5. Чичеров, Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учебное пособие для вузов / Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович. – М.: Недра, 2014. – 442 с.
6. Фрог, Б.Н. Водоподготовка: учебное пособие для вузов / Б.Н. Фрог, А.П. Левченко. – М.: Издательство МГУ, 1996. – 680 с.
7. Журба, М.Г. Водоснабжение. Проектирование систем и сооружений: учебное пособие / М.Г. Журба, Л.И. Соколов, Ж.М. Говорова. – 2-е изд. – М.: Издательство АСВ, 2004. – 496 с.
8. ГОСТ 31385-2016. «Межгосударственный стандарт. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов».
9. Кузнецов, О.А. Автоматический контроль уровня раздела двух сред / О.А. Кузнецов. -Л.: Энергия, 2014. – 88 с.
10. Панарин, В.В. Автоматизированные системы управления в трубопроводном транспорте нефти / В. В. Панарин, Л. А. Зайцев – М.: Недра, 2014. – 150 с.
11. Батуева, И.Ю. Химия нефти / И.Ю. Батуева, А.А. Гайле, Ю.В. Поконова. - Ленинград: Химия, 1984. – 336 с.
12. Магарил, Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебное пособие / Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 280 с.
13. Баннов, П.Г. Процессы переработки нефти / П.Г. Баннов. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. – 224 с.
14. Пузин, Ю.И. Химия нефти и газа / Ю.И. Пузин. – М.: Химия, 2004. – 132 с.
15. Ключник, А.К. Рациональная утилизация отработанных масел / А.К. Ключник, А.Ю. Курмышева. – М.: ФГБОУ ВО МПУ, 2019, - 25 с.
16. Чичеров, Л.Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учебное пособие для вузов / Л.Г. Чичеров, Г.В. Молчанов, А.М. Рабинович. – М.: Недра, 2014. – 442 с.

17. Попов, В.Г. Переработка отработанных нефтепродуктов с получением вторичных материальных ресурсов / В.Г. Попов, Е.А. Камбулова. –М.: ФГАОУ ВО РУТ, 2019, -12 с.
18. Лихачев, Н. И. Канализация населенных мест и промышленных предприятий: справочник проектировщика / Н. И. Лихачев, И. И. Ларин, С. А. Хаскин. – 2-е изд. – М.: Стройиздат, 1981. – 639 с.
19. Василенко, Л. В. Методы очистки сточных вод от нефтепродуктов: учебное пособие / Л. В. Василенко, А. Ф. Никифоров, Т. В. Лобухина. – Екатеринбург: Изд-во Уральского лесотех. университета, 2009. – 174 с.
20. Ильин, В. И. Модульная система для комплексной очистки сточных вод / В. И. Ильин, В. А. Колесников // Журнал. Экология промышленного производства, 2007. – №2. – С. 60 – 62.
21. Апаликова, И. Ю. Пути решения очистки сточных вод от нефтепродуктов / И. Ю. Апаликова, Ю. И. Сухарев, И. Ю. Лебедева // Журнал. Водоснабжение и водоотведение. – 2010. – №8. – С. 54 – 57.
22. Гронь, В. А. Очистка сточных вод отходов нефтепродуктов / В. А. Гронь, Е. В. Будник // Журнал. Альманах современной науки и образования. – 2009. – №12. – С. 28 – 29.
23. Медведев, В.С. Система очистки поверхностного стока / В.С. Медведев, В.И. Затыльников, В.М. Хват, Л.П. Шевченко. – М.: Издательство МГУ, 2010. - 5 с.
24. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2).
25. СП 34.13330.2012 Автомобильные дороги. Актуализированная редакция СНиП 2.05.02-85* (с Изменениями N 1, 2).
26. ГОСТ Р 52398-2005. Классификация автомобильных дорог. Основные параметры и требования.
27. ГОСТ 25100-95 Грунты. Классификация.
28. <http://radugaslov.ru/karta/chelyabinskaya-oblast.htm> (дата обращения 11.03.2020)