

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизация и управление

Онласынова Алтынай Жақияқызы

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке  
на примере Атырау Мунай Газ»

5B070200 - Автоматизация и управление

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизация и управление

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой АиУ  
д-р. техн. наук, профессор  
Б.А. Сулейменов  
«06» 05 2019 г.




**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке  
на примере Атырау Мунай Газ»

По специальности 5В070200 - Автоматизация и управление

Выполнил  
Онласынова А. Ж.

Научный руководитель  
ассистент-профессор

  
Сарсенбаев Н.С  
(подпись)

«06» 05 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизация и управление

5B070200 - Автоматизация и управление

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой АиУ  
д-р. техн. наук, профессор  
Б.А. Сулейменов

« 06 » ~~05~~ 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающемуся Онласыновой А.Ж

Тема «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке на примере Атырау Мунай Газ».

Утвержден Ученым советом института №442/П от " 14 " ноября 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: " 16 " мая 2019 г.

Исходные данные дипломному проекту: Васильев А.О. Чартий П.В. Моделирование и оптимизация работы нефтяных резервуаров, оснащенных средствами сокращения выбросов углеводородов.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): Общая схема переработки нефти, технологическая схема электрообессоливающей установки (ЭЛОУ) с шаровыми электродегидраторами, ЛАЧХ и ЛФЧХ замкнутой системы, ЛФЧХ разомкнутой системы, АФЧХ разомкнутой системы автоматического регулирования уровня жидкости в баке.

Рекомендуемая основная литература: техническая литература по нефтеперерабатывающему заводу Ишмияров М.Х., Веревкин А.П., Докучаев Е.С. «Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа»; В. Е. Агабеков, В. К. Косяков – «Нефть и газ. Технологии и продукты переработки. Учебное пособие», Е. Л. Сотскова – «Основы автоматизации технологических процессов переработки нефти и газа».




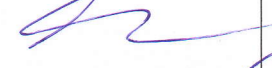

## ГРАФИК

подготовки дипломного проекта

Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технологический раздел	1 марта 2019 г.	
Специальный раздел	20 марта 2019 г.	
Безопасность и охрана труда	30 апреля 2019 г.	
Экономическая часть	30 апреля 2019 г.	

## Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологический раздел	ассистент-профессор Сарсенбаев Н.С.	29.04.2019	
Специальный раздел	ассистент-профессор Сарсенбаев Н.С.	29.04.2019	
Экономическая часть	ассистент-профессор Сарсенбаев Н.С.	02.05.2019	
Безопасность и охрана труда	ассистент-профессор Сарсенбаев Н.С.	02.05.2019	
Нормоконтролер	лектор, магистр технических наук Искакова А. М.	06.05.2019	

Научный руководитель \_\_\_\_\_

(подпись)

Сарсенбаев Н.С.

Задание принял к исполнению обучающийся \_\_\_\_\_

Онласынова А.Ж.

Дата " 01 " 03 \_\_\_\_\_ 2019 г.

**ОТЗЫВ**

**НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

На

дипломную работу

(наименование вида работы)

Онласыновой Алтынай

(Ф.И.О. обучающегося)

5B070200-Автоматизация и управление

(шифр и наименование специальности)

Тема: «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке на примере Атырау Мунай Газ»

Тема дипломной работы является актуальной и посвящена к разработке автоматизации технологического процесса в резервуарном парке. В качестве примера был рассмотрен резервуарный парк «Атырау Мунай Газ».

В первой части дипломной работы были описаны технологические процессы резервуарного парка, так же подробно описаны способы переработки нефти.

Вторая часть включает в себя общие понятия о резервуарах и их классификацию.

Расчетной частью является третья часть дипломной работы, которая включает в себя получение передаточных функций, а так же построение частотных характеристик.

Четвертая и пятая части состоят из мероприятий по охране труда и расчет численности и фонда заработной платы рабочих.

Дипломная работа Онласыновой А. является самостоятельной, целостной и выполнена в соответствии с требованиями ГАК, заслуживает высокой оценки и может быть допущена к защите.

В процессе работы автор проекта показал себя дисциплинированным и исполнительным.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки “отлично”, а Онласынова А. присвоения академической степени “бакалавр” по специальности 5B070200 - “Автоматизация и управления”.

**Научный руководитель**

ассистент-профессор, канд.техн. наук

( должность, уч. степень, звание)



Сарсенбаев Н.С.

(подпись)

«08» 05

2019 г.

## Raport podobieństwa



Uczelnia:	Satbayev University
Tytuł:	Разработка САУ технологического процесса резервуарного парка на примере "Атыраумунайгаз"
Autor:	Онласынова А.
Promotor:	Қуаныш Абжапаров
Data Raportu Podobieństwa:	2019-05-08 06:35:51
Współczynnik podobieństwa 1: ?	<b>20,8%</b>
Współczynnik podobieństwa 2: ?	<b>14,1%</b>
Długość frazy dla Współczynnika Podobieństwa 2: ?	<b>25</b>
Liczba słów:	10 193
Liczba znaków:	80 091
Adresy stron pominiętych przy sprawdzaniu:	
Liczba wykonanych sprawdzeń pracy dyplomowej: ?	30

**!** Uwaga, w niektórych wyrazach w tym dokumencie pojawiają się litery z różnych alfabetów. Wystąpienia tych liter zostały wyróżnione. Może to świadczyć o próbie ukrycia niedopuszczalnych zapożyczeń. System zamienił te litery na ich odpowiedniki w alfabecie łańskim a fragmenty, w których występują, zostały poprawnie sprawdzone. Prosimy o dokonanie szczególnie wnikliwej analizy tych fragmentów raportu.  
**Liczba wyróżnionych wyrazów 15**

 Najdłuższe fragmenty zidentyfikowane jako podobne

Lp.	Tytuł lub adres url źródła (Nazwa bazy)	Autor	Liczba identycznych słów	Usuń zaznaczenia
1	URL_ <a href="https://revolution.allbest.ru/manufacture/00540283_0.html">https://revolution.allbest.ru/manufacture/00540283_0.html</a>		191	
2	URL_ <a href="http://chnsk.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/rezervuary-vertikalnye-rvs/">http://chnsk.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/rezervuary-vertikalnye-rvs/</a>		115	
3	URL_ <a href="http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html">http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html</a>		102	
4	URL_ <a href="http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html">http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html</a>		78	
5	URL_ <a href="http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html">http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html</a>		73	
6	URL_ <a href="https://mylektsii.ru/5-137232.html">https://mylektsii.ru/5-137232.html</a>		64	
7	URL_ <a href="http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html">http://pronpz.ru/ustanovki/elou.html</a>		61	
8	URL_ <a href="https://mylektsii.ru/5-137232.html">https://mylektsii.ru/5-137232.html</a>		53	

## Протокол анализа Отчета подобия

### заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился (-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой появления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Онласынова А.Ж.

**Название:** «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке на примере Атырау Мунай Газ»

**Координатор:** Сәрсенбаев Н.С.

**Коэффициент подобия 1:** 20,8

**Коэффициент подобия 2:** 14,1

**Тревога:** 30

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой/начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе не обладают признаками плагиата, но из чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

*к защите допущен*

*06.05.2019*

Дата

Подпись заведующего кафедрой / начальника  
структурного подразделения

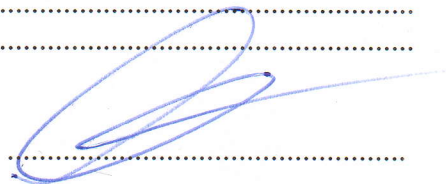
Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

к защите диссертации

06.05.2019

Дата

Подпись заведующего кафедрой / начальника  
структурного подразделения





## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения в отношении работы:

**Автор:** Онласынова А.Ж.

**Название:** «Автоматизация технологического процесса в резервуарном парке на примере Атырау Мунай Газ»

**Координатор:** Сәрсенбаев Н.С.

**Коэффициент подобия 1:** 20,8

**Коэффициент подобия 2:** 14,1

**Тревога:** 30

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

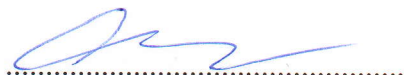
- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе не обладают признаками плагиата, но из чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

к защите допущен

06.05.2019

Дата  
руководителя



Подпись Научного

## АННОТАЦИЯ

Дипломдық жұмыс бес бөлімнен тұрады, әр бөлімде қазіргі әлемде өзекті мәселелер қарастырылды.

Бұл дипломдық жұмыстың негізгі мақсаты резервуарлық парктегі технологиялық үдерісті автоматтандыруды зерттеу болып табылады.

Әр бөлімде резервуарлық парк, таңдалған резервуарлық парктің ерекшеліктері, сондай-ақ резервуарлық парктің қысқаша сипаттамасы сипатталған. Таңдалған резервуарлық парктің аумағындағы резервуарлардың ерекшеліктері анықталды.

Дипломдық жұмыс резервуарлық парктер туралы жалпы түсінік, сондай-ақ резервуарлардың бар түрлері туралы. Сонымен қатар, резервуарлардың жіктелуі, артықшылықтары мен кемшіліктері қарастырылды.

## АННОТАЦИЯ

Дипломная работа состоит из пяти частей, в каждой части были рассмотрены вопросы, которые являются актуальными в современном мире.

Основной целью данной дипломной работы является изучение автоматизации технологического процесса в резервуарном парке, примером был выбран резервуарный парк «Атырау Мунай Газ».

В каждой части был описан резервуарный парк, особенности выбранного резервуарного парка, а также краткая характеристика резервуарного парка. Были выделены особенности резервуаров, находящихся на территории выбранного резервуарного парка.

Дипломная работа включает в себя про общие понятия о резервуарных парках, а также о существующих видах резервуарах. Помимо этого, были рассмотрены классификация, достоинства и недостатки резервуаров.

## ANNOTATION

The thesis consists of five parts, in each part were considered issues that are relevant in the modern world.

The main purpose of this thesis is to study the automation of the process in the tank farm, an example was chosen tank farm "Atyrau".

In each part was described tank farm, features of the selected tank farm, as well as a brief description of the tank farm. The features of the tanks located on the territory of the selected tank farm were highlighted.

Thesis includes about the General concepts of tank farms, as well as existing types of tanks. In addition, the classification, advantages and disadvantages of tanks were considered.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Технологические процессы резервуарного парка	11
1.1 Описание работы нефтеперерабатывающего	11
1.2 Основные способы переработки нефти	14
1.3 Первичная переработка нефти	16
1.4 Обезвоживание и обессоливание нефти	18
2 Общие понятия о резервуарах и их классификация	31
3 Расчетная часть	39
3.1 Построение функциональной схемы и характеристик системы регулирования уровня нефти в баке	39
3.2 Характеристики элементов схемы	41
3.3 Получение передаточных функций системы автоматического регулирования уровня жидкости в баке	44
3.4 Получение передаточных функций	45
3.5 Построение частотных характеристик разомкнутой системы автоматического регулирования уровня нефти в баке	48
3.6 Анализ устойчивости схемы регулирования уровня жидкости в открытом баке	51
4 Мероприятия по охране труда	59
4.1 Общие положения	59
4.2 Требования по охране труда при выполнении сварочных работ	61
4.3 Мероприятия по противопожарной безопасности	64
5 Экономическая часть	68
5.1 Расчет численности и фонда заработной платы рабочих, смета эксплуатационных затрат, расчет экономической эффективности	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	72

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время область сферы автоматизации стремительно растет вверх, основной причиной роста является то, что весь мир стремится к цифрализации. Помимо этого, операции, которые раньше производились в механическом порядке, сейчас поддаются формализации и становятся объектами управления механизации и автоматизации.

В данной дипломной работе были рассмотрены и изучены технологические процессы, которые производятся в нефтяной промышленности, а если конкретно, то в резервуарных парка. Примером для рассмотрения был выбран резервуарный парк, который находится на территории Мангыстауской области «Атырау Мунай Газ».

Автоматизация товарного парка повышает производительность труда, снижает численность обслуживающего персонала, позволяет улучшить качество выпускаемой продукции и снизить ее себестоимость. Автоматический контроль предельных значений технологических параметров, сигнализация, защита, управление различными процессами и их регулирование обеспечивают надежную и безопасную эксплуатацию товарного парка.

При разработке автоматической системы управления необходимо использовать простые в установке аппаратные средства, мощное программное обеспечение, реализующее развитые возможности управления процессом. Система должна быть удобной и простой в использовании, легко внедряться, наращиваться, при этом обеспечивать безопасное управление процессом.

Цель проекта – автоматизация резервуарного парка с применением технических средств автоматизации с большими функциональными возможностями.

В проекте приводится обоснование внедрения данной системы автоматизации и приводится краткий обзор подобных систем.

## 1 Технологические процессы резервуарного парка

### 1.1 Описание работы нефтеперерабатывающего завода

Территория нефтебазы АО «Атырау Мунай Газ» расположена в поселке Акжайык Атырауской области РК.

Климат этого района является резко континентальным с продолжительным жарким летом, холодной для данных широт зимой, большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, большой его сухостью, скудностью осадков и незначительным снежным покровом.

Температура воздуха среднегодовая 11.2-11.8 8С

Средняя температура воздуха:

- наиболее жаркого месяца +31,8 °С

- наиболее холодного месяца -13,1 °С

Абсолютный максимум температуры воздуха:

- лето +45-47 °С

Абсолютный минимум температуры воздуха:

- Зима -24-34°С

Средняя температура воздуха отопительного сезона: -8,0 °С

Продолжительность отопительного периода: 185 суток

Ветровая нагрузка ( III ветровой район по СН и П П-6-74 и ПУЭ-76).

- V = 45; V = 50; V = 55 кг/м.

Среднегодовая скорость ветра: 2,7-6,2 м/с

Максимальная скорость ветра: 40 м/с (на высоте 9 м)

Число дней с бурным ветром более 15 м/с: - 12 дней

Сейсмичность: менее 6 баллов по шкале MSK-64

Среднегодовое количество осадков достигает 120 мм.

Засушливость теплого периода года проявляется в относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги. Число дней с относительной влажностью до 30% - 163 дней, а в прибрежных районах из-за влияния Каспийского моря снижается до 60- 70 дней.

В состав РП СНП входят следующие резервуары:

- РВС–1000 м<sup>3</sup> - 5 шт. (поз. поз. 1, 2, 3, 5, 15);

- РВС–2000 м<sup>3</sup> - 11 шт. (поз. поз. 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 16);

Характеристики резервуаров даны в Таблице 1.1 и 1.2. по представленным таблицам можно определить количество резервуаров на территории исследуемого нефтеперерабатывающего завода.

Перекачка НП в резервуары, а также откачка НП из резервуаров осуществляется согласно технологического регламента перемещения НП на нефтебазе.

Установка заданной технологической линии перекачки СНП осуществляется открытием соответствующих ручных задвижек и стояков налива - слива.

Таблица 1.1 – Характеристика резервуаров

Тип и номер резервуара	PBC - 1000м <sup>3</sup>					PBC - 2000м <sup>3</sup>		
	№1	№2	№3	№5	№15	№4	№6	№7
Высота вертикального резервуара мм	11945	11759	11761	12035	12035	11578	11830	11635
Базовая высота мм	12210	12350	12528	12510	12530	11989	12148	11936
Макс.уровень продукта мм	11210	11350	12256	11510	11530	10990	11150	10940
Мин уровень продукта мм	500	500	500	500	500	500	500	500

Уровень см/ Вместимость м <sup>3</sup>	1194/ <b>1023,7</b>	1175/ <b>1006,9</b>	1176/ <b>1005,2</b>	1203/ <b>1024,4</b>	1203/ <b>1025,0</b>	1157,8/ <b>2067,0</b>	1183/ <b>2151,5</b>	11540/ <b>2094,2</b>
Уровень подтоварной воды мм	300	300	300	300	300	300	300	300
Высота «мертвой полости» мм	120	120	120	225	228	120	155	27 (110) (50-без учета)
Вместимость «мертвой полости» м <sup>3</sup>	10,261	10,278	10,244	19,175	19,438	26,287	28,257	8,369
Степень наклона резервуара	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0087
Продукт	Дизельное топливо, Бензин марки Аи80, Аи92, Аи95							
Плотность кг/м <sup>3</sup>	790 – 830; 700 - 770							

Назначение:

Система автоматики НПЗ предназначена для автоматизации технологического процесса атмосферной перегонки нефти на мазутную, дизельную и бензиновую фракции, а также отпуска нефтепродуктов потребителям.

Система обеспечивает мониторинг и управление следующими объектами НПЗ:

- печи подогрева нефти;



- ректификационные колонны и теплообменники;
- технологическая насосная станция;
- резервуарный парк нефти и нефтепродуктов;
- площадка емкости химических реагентов;
- насосная станция отгрузки;
- установки налива в авто и железнодорожные цистерны;
- аварийные и дренажные емкости;
- другое технологическое оборудование.

Система выполняет следующий объем функций:

- автоматический контроль технологических параметров и параметров состояния оборудования;
- автоматическая защита оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров и при отказах систем обеспечения;
- поддержание режимов работы оборудования в пределах нормативных условий эксплуатации;
- управление запорной арматурой на технологических трубопроводах;
- программное управление и защита насосных агрегатов;
- регулирование технологических параметров;
- отображение и регистрация на мониторах АРМ операторов технологических установок и резервуарного парка контролируемых технологических параметров и параметров состояния оборудования, как в процессе работы, так и при проведении ремонтных и пусконаладочных работ;
- составление отчетов и сводок;
- документирование информации (архивация событий нижнего уровня и действий оператора).

Система автоматизации НПЗ построена по распределенному принципу на базе ПЛК промышленного исполнения и состоит из контроллеров, связанных между собой и системой информационного обеспечения оператора технологической сетью.

Особенности:

- гибкость так как, при необходимости система автоматизации может быть доукомплектована соответствующими модулями, позволяющими решать те или иные задачи по автоматизации технологического процесса атмосферной перегонки нефти на мазутную, дизельную и бензиновую фракции. Возможно проведение последовательной реконструкции автоматизации технологического объекта, исходя из наличия инвестиционных ресурсов. Также возможно наращивание системы автоматизации при наращивании технологических мощностей НПЗ.

- функциональность программной и элементной базы, что позволяет оптимизировать затраты на дальнейшую эксплуатацию. Алгоритмы противоаварийной защиты объекта реализованы с помощью контроллера автономной системы ПАЗ в составе поставленного комплекса автоматизации, что способствует повышению уровня отказоустойчивости объекта [9].

На этапе формирования задач очень важно учитывать, что Автоматические системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) относятся к сложным инженерным системам, требующим детальной проработки с учетом специфики предприятия, особенностей протекающих процессов и технических характеристик объекта внедрения.

## 1.2 Основные способы переработки нефти

Технологический процесс, который составляет суть основного производства нефти и газа, является одним из автоматизированных процессов, выполняемых в резервуарных парках. Для того, чтобы этот автоматизированный процесс, мог выполнять свою работу необходимо чтобы месторождение было обустроено объектами энергии, паром и водой, так же необходимо обеспечить налаженную систему надзора за состоянием производственных фондов. Данные элементы системы являются одними из элементов обслуживания процесса, а также с технологическим процессом создают существо производственного процесса по добыче нефти и газа.

В нефти, которая добывается в резервуарных парках, в зависимости от расположения подошвенной или контурной воды к забою скважины, в составе может содержаться пластовая вода от нескольких единиц до ощутимых процентов. В большинстве месторождений нефти, известно что помимо нефти и газа имеется и пластовая вода, которая в большинстве случаев может вытеснить нефть из пласта, чаще всего она располагается на низких уровнях газовых и нефтяных шлейфов, а иногда и составляет отдельный водный горизонт в разрезе. Основными характеристиками пластовых вод является:

- потери природного газа в пластовых водах составляет 1-4%
- плотность варьируется в пределах от 1,01 до 1,22 см
- пластовая вода имеет электрическое сопротивление, равное 0,02-0,20 мм, которое будет снижаться при повышении минерализации;

Не считая высокоминерализованной воды в нефти во взвешенном состоянии имеют все шансы находиться кристаллики солей. Вода, соли и механические примеси загрязняют нефть и вызывают непродуктивную загрузку трубопроводного автотранспорта. Добываемая нефть подвергается на нефтяном промысле обработке, заключающейся в обезвоживании и обессоливании. Обезвоживание и обессоливание нефти выполняется на установках подготовки нефти (УПН). При движении нефти и воды по стволу скважины и трубопроводам происходит их взаимное перемешивание, в результате чего образуются эмульсии ввиду наличия в нефти особых веществ – природных эмульгаторов (асфальтенов, смол и т.д.) [14].

На УПН происходит:

- частичная утилизация отсепарированного газа с целью использования его в качестве топлива в печах подогрева нефти и в котельной.
- технологическое хранение обводненной нефти в резервуарах;

- отделение пластовых вод с последующей их подачей на КНС для закачки в пласт для поддержания пластового давления;

- прием и подготовка обводненной нефти;

Способы автоматизации делают ряд функций, без коих невыполним процесс подготовки нефти. Это эти функции, как измерение, отражение и регистрация характеристик технологического процесса (температура, нажим, затрата, уровень) и предоставление управляющих воздействий на технологический процесс. От такого, как действительно производятся эти функции, находятся в зависимости технико-экономические характеристики компаний и защищенность технологического процесса [12].

Одним из характеристик, подлежащих контролю и регулировке при подготовке нефти, считается степень воды и раздела фаз в резервуарах и технологических аппаратах, для измерения которого есть большое количество устройств и систем.[1]

К типовым технологическим процессам, которые характеризуют увеличение проницаемости призабойной зоны пласта и каждый способ восстановления, можно отнести следующие виды работ:

- подготовительные работы

- приготовление реагентов и их закачивание

- заключительные работы.

После выполнения этих работ стандартизуются организация и подготовка интенсификации добычи нефти, а затем стандартизуются средства, которые применяются при интенсификации процессов добычи нефти.

Технологический процесс добычи нефти состоит из совокупности способов, операций по подъему жидкости на поверхность, а также предшествующие подготовительные работы.

Автоматизация производственных процессов в нефтяной и газовой промышленности призвана обеспечить рост производительности труда, сокращение оперативного персонала при обслуживании технологического оборудования, снизить трудоемкость оперативного управления и повысить его информативность. Автоматизация подготовки нефти позволяет ускорить процесс подготовки, улучшить качество выпускаемой продукции, уменьшить количество обслуживающего персонала, снизить эксплуатационные затраты на ремонт оборудования, трудовые и материально энергетические затраты.

К основным видам переработки нефти можно отнести следующие способы:

- химический: термический крекинг, гидрокрекинг, пиролиз, каталитический крекинг;

- физический – прямая перегонка.

Термический крекинг – это обработка, в основе которого лежит переработка нефти под высокой температурой, т.е. нагревание без доступа воздуха. Данный вид переработки нефти производится при температуре выше определенной шкалы температуры, а также под давлением 2-5 МПа для того, чтобы могли получить компоненты сырья и топлива для химической и

нефтегазовой промышленности. При данном виде крекинга происходит расщепление тяжелых молекул на более легкие и превращение их в углеводороды, которые легко кипят, образуя при этом дизельные, керосиновые и бензиновые фракций.

В свою очередь термический крекинг можно подразделить на такие виды как парофазный и жидкофазный [3].

Основной особенностью парофазного крекинга является то, что при таком способе переработке нефти проводят обычно со степенью превращения, при которой получается бензин с выходом около 20 % объема. Дальнейшее повышение степени превращения связано с опасностью коксообразования. Выдающиеся качества парофазного крекинга перед жидкофазным, тем более вероятность трудиться при атмосферном или же несколько только завышенном давлении, не подлежат сомнению. Впрочем, не обращая внимания на эти выдающиеся качества, становление и продвижение в индустрию крекинга в паровой фазе случается в высшей степени медлительно: до сих времен количество установок парофазного крекинга исчисляется единицами, за это время как количество установок жидкофазного крекинга - почти всеми сотками. Главная первопричина такового несоответствия заключается до этого всего в тех трудностях, с которыми связано финансовое нагревание до настолько больших температур парообразных препаратов при их в высшей степени маленькой теплопроводимости. Отсель большой перерасход горючего при крекинге в паровой фазе: в то время как свежайшие системы жидкофазного крекинга используют на горючее не более 3 - 5 % от перерабатываемого сырья, при парофазном крекинге по данной заметке используется зачастую выше 20 % сырья. Отсель понятно еще, собственно что одним из решающих факторов в задаче парофазного крекинга считается момент теплотехнический, а как раз - вопрос о здоровой системы печи для нагревания крекируемого сырья в парообразном состоянии.[5]

### **1.3 Первичная переработка нефти**

В современном мире нефтедобыча и нефтепереработка являются одними из важнейших отраслей, так как нефтепродукты, полученные после переработки, имеют большую экономическую роль в развитии каждой страны. Ведь именно нефтепродукты, получаемые в ходе переработки полученной нефти, являются источником энергии мировой промышленности. К основным продуктам, получаемых из переработанной нефти, можно отнести такие виды нефтепродуктов как – топлива различных видов, парафины, битумы, кроме всего этого к данному списку можно отнести и различные растворители, смазкисырье для химической переработки и другие виды нефтепродуктов. Сейчас, благодаря усовершенствованным технологиям, из первоначальной сырой нефти можно получить много разных видов продукции, например, нефтяные масла, различные виды топлива, растворители, а также и другие нефтепродукты, которые были

получены путем переработки сырья. Известно, что первоначальный вид нефтепродуктов по составу является непригодным для дальнейшего использования, добытое в резервуарных парках проходит долгий путь, прежде чем будет получено из этой смеси ценные и важные компоненты, из которых в дальнейшем будет получен нефтепродукт для дальнейшего использования в данной промышленности. На рисунке 1.1 представлена общая схема переработки нефти и продукты, полученные в ходе переработки нефти.

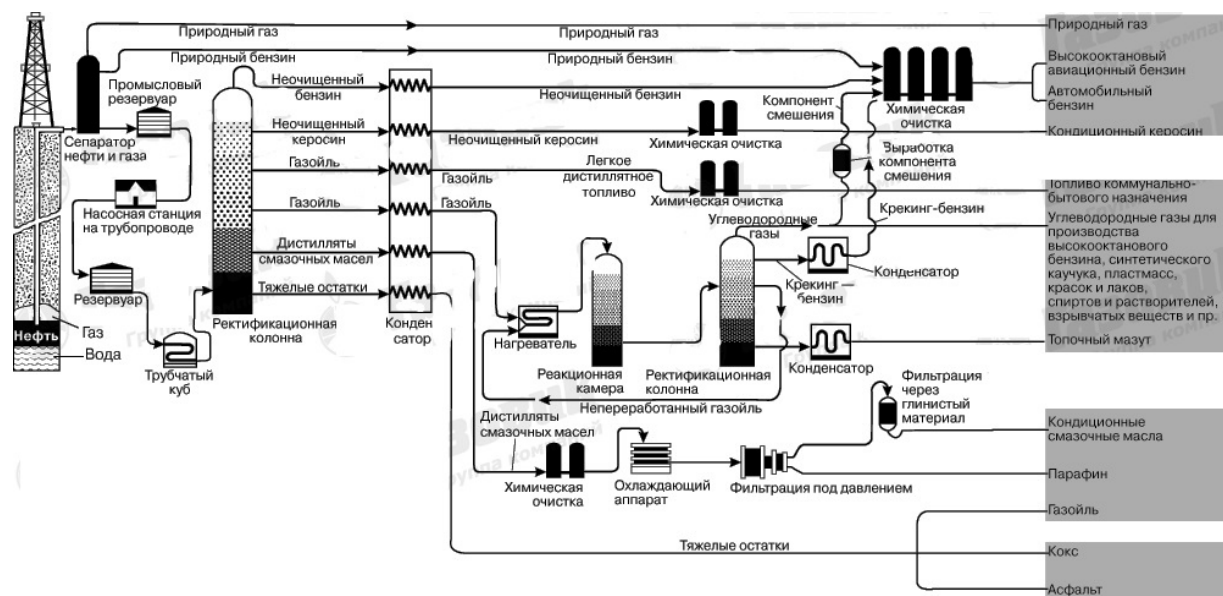


Рисунок 1.1 – Общая схема переработки нефти

Как видно на рисунке, переработка нефти представляет собой долгий технологический процесс, в результате которого, будет получено множество различных нефтепродуктов, являющихся одними из важных элементов, в той или иной области промышленности, например, в газовой. В процессе переработки участвует большое количество элементов, каждая из которых имеет важную роль для достижения результата, по рисунку 1.1 видно, что в результате переработки нефти получается большое количество важных нефтепродуктов.

В составе непереработанной нефти может содержаться огромное количество примесей, к которым можно отнести такие вещества как – песок, глина, соль, попутный газ ПНГ, частицы грунта и т.д. если в составе непереработанной нефти содержится большое количество вышеописанных веществ, это будет мешать транспортированию нефти по специальным нефтепродуктопроводам, так как при прохождении через данные проводы нефтепродукты вызывают отложение в специальных теплообменных агрегатах и других емкостей, тем самым усложняя процесс дальнейшей переработки нефти. Прежде чем нефть поступит в специальные заводы, она проходит минимум через два этапа переработки нефти, этапы переработки нефти включают в себя процесс комплексной очистки, т.е. механической, а затем более тонкой очистки, с применением различных специальных аппаратов, которые уменьшают состав

примесей в добытой нефти. Кроме того, при подготовке нефти к переработке происходит разделение добытого сырья на газ в сепараторах нефти и газа и на саму нефть. Благодаря отстаиванию нефти в специальных герметичных резервуарах при подогреве или на холоде, большая часть воды и твердых частиц в составе нефти подвергается удалению. Для того чтобы получить высокие показатели установок по дальнейшей переработке добытую нефть так же подвергают дополнительному обессоливанию и обезвоживанию на электрообессоливающих установках [1].

#### **1.4 Обезвоживание и обессоливание нефти**

Ведущими технологическими аппаратами и оборудованием установок обезвоживания и обессоливания считаются теплообменники, подогреватели, отстойники, электродегидраторы, резервуары, насосы, сепараторы-деэмульсаторы.

Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанный процесс, например как главная множество солей располагается в пластовой воде и удаление воды приводит к обессоливанию нефти.

Для обезвоживания и обессоливания нефти пользуют надлежащие способы: гравитационный, тепловой, хим, электронный и комбинированный.

Выбор способа находится в зависимости от состава, физико-химических качеств нефти, процентного содержания воды, крепости оболочек водно-нефтяной эмульсий, дебита скважин и т.д.

Благодаря интенсивному обессоливанию нефти достаточно снижается коррозия и существенно уменьшается отложение в аппаратуре резервуаров, что приводит к улучшению качества нефтяных продуктов. Состав воды, которая содержится в нефти поступающей в специальную колонну атмосферной ректификации, не должна превышать более 0,2 % мае и солей не более 5мг.

По причине того, что у воды и нефти разная плотность, они являются нерастворимы между собой, но если перемешивать специальным аппаратом можно добиться образования водонефтяной дисперсной смеси, которую иначе называют «вода в нефти» [9].

В большинстве случаев нефть и вода между собой образуют эмульсию, которая является труднорастворимой, так как мельчайшие капли одной жидкости распределены в другой во взвешенном состоянии. Эмульсии – это так называемые дисперсные системы из двух видов жидкостей, которые нерастворимые или же малорастворимые друг в друге, одна из которых диспергирована в другом в виде маленьких капель, которые имеют название – глобул. Вязкость нефтяных эмульсий возрастает с увеличением содержания воды (до 60 - 80%), а затем падает. В свою очередь данную эмульсию принято делить на два вида, для определения типа эмульсии выделяют два типа. К первому принято отнести растворение нефти в бензине, а второй способ основан на том, какой вид эмульсии проводит электрический ток:

- гидрофильная эмульсия, означает «нефть в воде», к гидрофильным эмульгаторам можно отнести натриевые соли нафтеновых кислот, сульфокислоты и др. Данный вид эмульсии полностью растворяется в воде и опускается на дно в бензине;

- гидрофобная эмульсия, т.е. «вода в нефти», к гидрофобным эмульгаторам принято включать тонкоизмельченные частицы глины, окислы металлов и нафтены. Для того, чтобы определить данный вид эмульсии, через нефть проводят электрический ток, ведь данную операцию могут выполнять только гидрофобные виды эмульсии. При фильтрации гидрофобной эмульсии случается адсорбция натуральных или же синтетических стабилизаторов на плоскости пористой среды и вследствие разрушения сольватных оболочек смесь расслаивается. Тут мы присматриваем совершенную аналогию с нагнетанием пены в водонасыщенную пористую среду. Выявленное появление разрешает применить гидрофобную эмульсию (вода - углеводородная жидкость) в качестве воды - носителя гравия или же крупнозернистого песка в забой при аппарате фильтров.

Так как вышеописанные виды эмульсии не позволяют перерабатывать нефть, в нефтяную промышленность ввели понятие «деэмульгирование» нефти. Само название говорит о том, что деэмульгирование нефти разрушает наличие эмульсии в составе добытой нефти. Основной особенностью является то, что данный метод разрушения эмульсии, нужно производить раньше с применением специальных высокоэффективных деэмульгаторов, так как свежие эмульсии разрушаются легче [13].

В настоящее время выделяют различные способы разрушения эмульсии и отделения воды от состава добытой нефти: механический, термический, химический, термохимический и электрический.

- отличительной чертой механического способа разрушения является то, что он основан на применении фильтрования, отстаивания, центрифугирования. Первой стадией при применении данного метода является процесс отстаивания, так как этот процесс позволяет осветлять воду вследствие удаления из нее грубодисперсных взвешенных примесей, оседающих под воздействием силы тяжести на дно отстойника. Отстаивание воды проходит в специальных резервуарах, которые действуют непрерывно. Процесс отстаивания применяется для очистки производственных сточных вод от нефти и иных углеводородов. Очистка от всплывающих примесей такого семейства подобна осаждению жестких препаратов, а различие заключается в том, собственно что плотность всплывающих примесей ниже плотности воды. Для улавливания частичек нефти пользуются нефтеловушки, где скорость перемещения воды меняется в границах 0,005 - 0,01 м / с, а скорость всплывания для частичек нефти поперечником 80 - 100 мкм равна 1 - 4 мм / с. При данном методе всплывает 96 - 98 % нефти. Процесс отстаивания в значимой мере замедляется еще в пребывании поверхностно-активных препаратов, которые используются при подготовке нефти и в тех или же других случаях всякий раз находятся в сточной воде. В случае

если в недоступность ПАВ более пятидесяти процентов частиц нефти имеют габариты больше 60 мкм, то в пребывании ПАВ основная масса частиц имеют габариты 25 - 40 мкм. При данной величине частиц находится в зависимости от на подобии деэмульгатора. Так, НЧК наращивает уровень дисперсности нефти в воде в 2 раза по сопоставлению с ОП-10 и дисольваном, а количество шариков нефти поперечником 15 - 25 мкм в воде, содержащей НЧК, в 25 раза более, чем в воде, содержащей ОП-10 и дисольван [5].

Для определения количества воды в составе нефти в лабораториях применяют фильтрование и центрифугирование нефти. В настоящее время данные методы особо не применяются, так как имеют ряд недостатков. Центрифугирование не нашло особого применения, потому что из-за центрифуги имеют малую производительность и требуют большого расхода электроэнергии. Так как фильтрование требует частую смену фильтров, данный метод тоже не нашел особого применения.

- вторым методом разрушения эмульсии является термический метод, отличительной чертой данного метода является то, что он основан на применении тепла. При нагревании эмульсии пленка эмульгатора расширяется и сносится, а капельки воды соединяются приятель с ином. Понизу отстаивается вода, вверху — нефть. Как правило отстаивают и нагревают нефть в резервуарах-отстойниках при температуре до 70°C. Но видятся эмульсии, которые не разрушаются в том числе и при 120°C. В данном случае прибегают к иным способам разрушения эмульсии или же проводят процесс при больше больших температурах и с большей герметизацией во избежание утрат легких фракций. С увеличением температуры растут Ван – Дер Ваальсовы силы, увеличивается броуновское перемещение, наверное, возрастает скорость химической адсорбции и миниатюризируется вязкость эмульсии. Значит, миниатюризируется крепкость бронирующего слоя и ускоряет процесс деэмульгирования. В случае если парафины считаются ведущими стабилизаторами эмульсий, то нагревание нефти до температуры, превосходящей температуру плавления парафинов (50-65 0С) приводит к абсолютному разрушению эмульсии. Высочайшие потери, издержки нетяжелых фракций нефти в итоге их улетучивания считаются довольно нешуточными дефектами теплового метода деэмульгирования нефти. Улетучивание нетяжелых нефтяных фракций приводит к тому, что растворимость асфальтенов понижается и увеличивается возможность отложения жестких осадков на изнутри корпусных устройствах нефтеперерабатывающих установок и стенах печных труб, а еще увеличивается риск их коррозии.

- наиболее часто применяемым в современном мире способом разрушения эмульсий является химический метод, основным преимуществом данного метода разрушения эмульсий является прежде всего его простота, скорость и дешевизна. Основная цель этого метода заключается в устранении создаваемого энергетического барьера, которая препятствует расслоению эмульсий. В ходе изучений, было выявлено, что для определенного сорта нефти применяют отдельный вид смеси реагентов, каждый из которых в дальнейшем выполняет



определенную функцию, в зависимости от области применения. В последнее время широкое применение нашли такие деэмульгаторы, которые относятся к типу неионогенных поверхностно-активных веществ, изготавливаемые на основе окисей этилена и пропилена, чьей основной функцией является способствование образованию эмульсий, противоположных типу разрушаемых. При соприкосновении этих эмульсий их эмульгирующая дееспособность парализуется, и смесь расслаивается.

- отличительной способностью термохимического метода является ввод деэмульгатора в добытую нефть, нефтяные эмульсии разрушаются с помощью нагрева нефти. Постепенное повышение температуры увеличивает скорость диффузии эмульгатора нефти, тем самым уменьшая прочность и толщину сольватной оболочки. Понижение вязкости имеет возможность достигать до 1% от ее начального смысла. Все это содействует возрастанию скорости оседания частиц воды. Он эффективен при применении высококачественных деэмульгаторов. Больше безупречный термохимический метод — обезвоживание нефти в герметизированной аппаратуре, где в пребывании деэмульгатора под давлением до 0,9 МПа (9 кгс/см<sup>2</sup>) нефть, сначала подогретая в теплообменниках или же печах до 150—155°C, отстаивается от воды. Данный метод применяют при разрушении устойчивых эмульсий темных нефтей.

- электрический способ нашел применение на промыслах и особенно на нефтеперерабатывающих заводах. Сущность его заключается в том, что под действием на эмульсию электрического поля, созданного высоким напряжением переменного тока, пленка разрывается и эмульсия разрушается. При воздействии на эмульсию электронного поля диспергированные капли воды поляризуются и желают расположиться вдоль силовых рядов поля, при данном капли растягиваются, а обратные заряды в капле смещаются к ее краям, появляются силы обоюдного притяжения, в итоге чего частички дисперсной фазы соударяются друг с другом и соединяются в больше большие. Обработка эмульсии в электронном не содействует абсолютному ее расслоению, в следствие этого этот метод, как правило, используется в сочетании с термохимическими способами разрушения эмульсий. Глубокая очистка нефти от воды (до 0,1 мае. %) и солей (до 1-5 мг/л) достигается только электротермохимическим методом с интенсивным осаждением мелких частиц воды в сильном электрическом поле в присутствии больших количеств свежей промывочной пресной воды (5-7 мае. %). Сферические глобулы (капли) воды под действием переменного электрического поля деформируются, вытягиваются, «дрожат», соударяются и, наконец, сливаются в более крупные глобулы. Этому способствуют также и деэмульгаторы, разрывающие оболочки капель воды, и повышенная температура (120-130 °C), понижающая вязкость нефти. Все эти факторы вместе увеличивают скорость осаждения капель диспергированной воды, в которой растворены минеральные соли [8].

Сырая нефть, в которую введены расчетные числа деэмульсатора и щелочи, насосом 1 прокачивается сквозь теплообменник 2 и пароподогреватель 3 и с температурой 110 – 160 °C сервируется в регулируемый смеситель 4, в

котором к нефти прибавляется вода. Возникшая в итоге смешивания искусственного происхождения водонефтяная смесь поступает в электродегидратор 1 ступени 5. Тут удаляется главная множество воды и солей (их оглавление понижается в 8 – 10 раз).

Дальше нефть поступает в электродегидратор 2 ступени 6, для чего в нефть возобновил сервируется пресная вода. Артельный затрата воды оформляет в пределах 10 % от массы нефти. На кое-каких заводах продана схема ПТП (противоточная промывка) при которой бодрая вода вводится лишь только перед электрогидратором 6, а перед 5 применяются промывные воды со 2 ступени. Это выделяет вероятность уменьшить затрата воды приблизительно на 10 %.

Впоследствии ЭЛОУ оглавление воды в нефти понижается от 0,5 – 1,5 до 0,1 % и наименее, а оглавление солей от 40 – 3000 мг/л до 3 – 20 мг/л. Обессоленная и обезвоженная нефть протекает сквозь теплообменник 2, где дает свое тепло мокрый нефти и сквозь морозильник 8 сервируется в резервуары обессоленной нефти. Вода, отгороженная в ЭЛОУ, поступает в нефтеотделитель 9 для вспомогательного отстоя, уловленная нефть сквозь вместимость 12 воротится на способ сырьевого насоса 1, а вода впоследствии замараживания сбрасывается в сточную канаву и передается на чистку.

Лёгкие нефти обессоливают при 80 – 100С, впрочем, для большинства нефтей потребуется 120 – 130С и повыше. Нужно обозначить, собственно что с увеличением температуры эффективность работы аппаратов растет, впрочем, при данном увеличивается электрическая проводимость нефти и увеличивается мощь тока, усложняется работа изоляторов.

Затрата деэмульсаторов колеблется от 10 до 30 г/т и находится в зависимости от стойкости эмульсий воды и нефти. Временами в сырую нефть вводят щёлочь для нейтрализации H<sub>2</sub>S и органических кислот.

В настоящее время для процесса обессоливания и обезвоживания нефти используются специальные аппараты – электродегидраторы – основным предназначением которого является отделение от сырой нефти воды путем разрушения нефтяных эмульсий, которые были описаны выше, обратного типа в специальном электрическом поле. Внешне элетродегидраторы имеют несколько или один вводов для нефтяных эмульсий, это позволяет им обеспечить наиболее равномерное поступление по их горизонтальному сечению. Подвешенные на особых изоляторах электроды подсоединены к высоковольтным выводам трансформаторов. Последние поставлены над электродегидратором вблизи с реактивными катушками большущий индуктивности, обеспечивающими лимитирование величины тока и защиту электрического оборудования от недлинного замыкания. В электродегидраторах для обезвоживания лёгких и средних нефтей (например, ЭГ-200-10) учтен раз ввод сырья, для обезвоживания тяжких нефтей с плотностью до 910 кг/м<sup>3</sup> (например, ЭГ-200-2р) — 2 отдельных ввода. По верхнему вводу нефть подаётся именно в межэлектродное место, где тем более действенно сносятся устойчивые и тяжкие нефтяные эмульсии при данном еще увеличивается стабильность электронного режима работы электродегидратора. В трёхвходовом электродегидраторе (например,

ТЭД-400) эффективность обезвоживания достигается неоднократной обработкой нефтяной эмульсии в электронном фон и внедрением поворота струи обрабатываемой эмульсии с нисходящего на восходящий, собственно что быстро интенсифицирует процесс филиалы коалесцированных глобул воды. Производительность электродегидратора с ёмкостью аппарата 200 м<sup>3</sup> — до 6000 м<sup>3</sup>/сутки, остаточное оглавление воды в товарной нефти 0-0,2%. В составе установок подготовки нефти при герметизированной системе сбора электродегидратор располагают в технологической схеме впоследствии сепараторов 2 ступени и отстойников по обезвоживанию нефти. Для увеличения производительности работы электродегидратора, нефтяные эмульсии сначала подогревают до 100-110°С, прибавляют деэмульгаторы, временами до 10% пресной воды [10].

В настоящее время в нефтяной промышленности различают такие виды электродегидраторов как:

- шаровые;
- горизонтальные;
- вертикальные.

В основе конструкции шаровых электродегидраторов лежит сферический резервуар, объем которого составляет 600 м<sup>3</sup>. Резервуар оборудован распылительными приборами и электродами. Поперечник резервуара оформляет 10,5 м. Данный образ электродегидраторов именуется шаровым (рис. 2.3.2), он подходит для долговременной эксплуатации. Принцип воздействия шаровых электродегидраторов не выделяется от принципа воздействия вертикальных. Сквозь распределительные головки 7 по 3 стоякам 8 в установка поступает эмульсионная нефть. Головка размещена на расстоянии 3 м от вертикальной оси шара в его экваториальной плоскости симметрично. 3 пары горизонтальных электродов 6 поперечником 2-3 м крепятся на изоляторах 5 изнутри электродегидратора. Распределительные головки присутствуют меж электродами. Особое прибор регулирует расстояние меж электродами, оно оформляет 13-17 см [3].

Шаровые дегидраторы имеют в 10-15 огромную производительность, чем вертикальные, но они громоздки и трудоемки в приготовлении. Не считая такого, они не имеют все шансы эксплуатироваться при высочайшем давлении. Увеличение расчетного давления электродегидратора привело бы к большенному перерасходу металла на установке

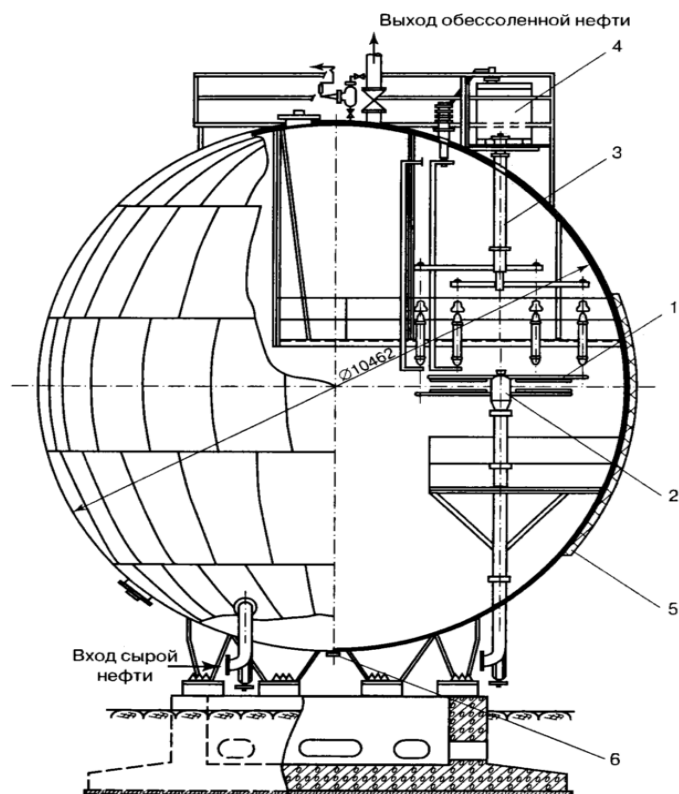
Трансформаторы 3 на подобии ОМ-66/35 питают электроды током высочайшего напряжения. При данном на любую пару электродов приходится по 2 трансформатора мощностью 50 кВА и 2 проходных изолятора. Номинальное усилие на первичной обмотке трансформатора оформляет 380 В, на вторичных находится в зависимости от метода соединения и оформляет 11, 16,0 или же 22 кВ. Запитаны трансформаторы в сеть трехфазного тока 3 х 380 В и делают создают усилие меж электродами 33 или же 44 кВ.

Интенсивность электронного поля равна 2-3 кВ/см. В цепь изначальных обмоток всех трансформаторов интегрированы реактивные катушки РОМ-50/05,

дабы ограничить мощность тока и отстоять оснащение от недлинного замыкания. Мощность тока 1-го трансформатора не обязана быть повыше 30-35 А при размеренной работе электродегидратора шарового на подобии.

Принципиальная схема работы электрообезвоживающей и электрообессоливающей установки (ЭЛОУ) с использованием шаровых электродегидраторов представлена на рисунке 1.5.

Сырьевой насос 1 конфискует сырую нефть из резервуара и перекачивает сквозь теплообменник 2 в термохимической отстойник 4. Там нефть высвобождается от воды и отчасти от механических примесей и растворенных солей, вслед за тем выходит из отстойника сверху и поступает под личным собственным давлением поочередно в электродегидраторы 5 и 6 1 и 2 ступени. Из последней ступени электродегидратора обессоленная нефть поступает сквозь теплообменник в отстойник или же резервуар.



1 – электроды, 2 – распределительная головка, 3 – устройство для регулирования расстояния между головками, 4 – трансформатор, 5 – теплоизолятор.

Рисунок 1.4 – Шаровой электродегидратор.

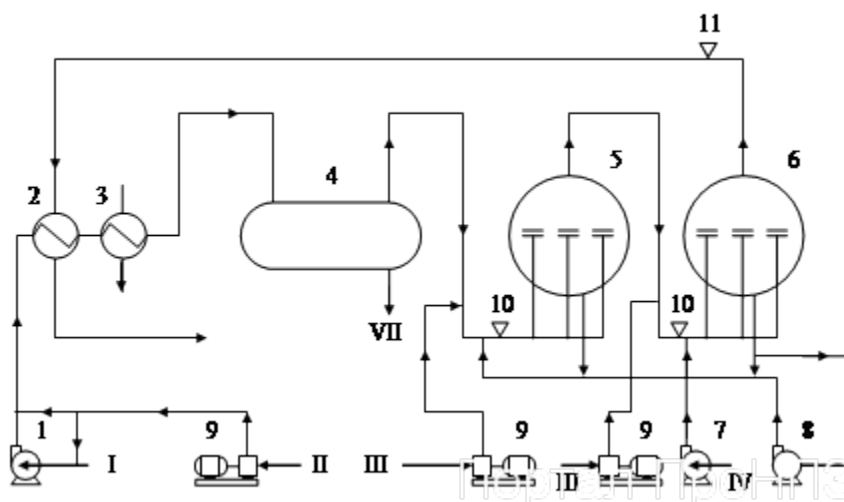
Деэмульгатор подают в сырую нефть на выкид сырьевого насоса 1, воду и щелочь подают сквозь смесительные прибора насосами перед электродегидраторами. При данном в электродегидратор 1 ступени сервируется вода, дренируемая из электродегидратора 2 ступени. Вода, которая отстоялась понизу электродегидраторов, соединяется в сточную канаву. На кое-каких

установках ЭЛОУ в качестве нагревающего агента применяется водяной пар под давлением 10-12 кгс/см<sup>2</sup>.

На передовых заводах блок ЭЛОУ сочетают с установками первичной перегонки нефти. Это разрешает понизить издержки на обогрев нефтяного сырья перед электродегидраторами. Жаркие нефтепродукты атмосферной и вакуумной колонн подогревают нефть, в соответствии с этим нет надобности применить пар снаружи [10].

Одним из недостатков электродегидраторов являются то, что у них большие размеры и они трудны в изготовлении. Авторитет шарового дегидратора 6-9 тс, а беря во внимание электрическое оборудование, металлоконструкции и трубопроводы оформляет 100 тс. Эти аппараты возможно изготавливать на площадке постройки.

Шаровидный электродегидратор поперечником 10,5 м с внутренним давлением 6 кгс/см<sup>2</sup> содержит стены шириной 24 мм. В случае если же установка трудится при 140 °С и 10 кгс/см<sup>2</sup>, толщина стен растет до 40 мм, а артельный авторитет добивается в этом случае 140 тс. Аппарат 2-ух или же 3-х дегидраторов размером по 600 м<sup>3</sup> пожароопасна.



1 – сырьевой насос; 2 – теплообменник; 3 – паровой подогреватель; 4 – термоотстойник; 5,6 – электродегидраторы; 7,8 – водяные насосы; 9 – дозирующие насосы; 10 – смесительные клапаны; 11 – регулятор давления. Линии: I – сырая нефть; II – деэмульгатор; III – щёлочь; IV – свежая вода; V – обессоленная нефть; VI – водяной пар; VII – вода в канализации

Рисунок 1.5 - Технологическая схема электрообессоливающей установки (ЭЛОУ) с шаровыми электродегидраторами

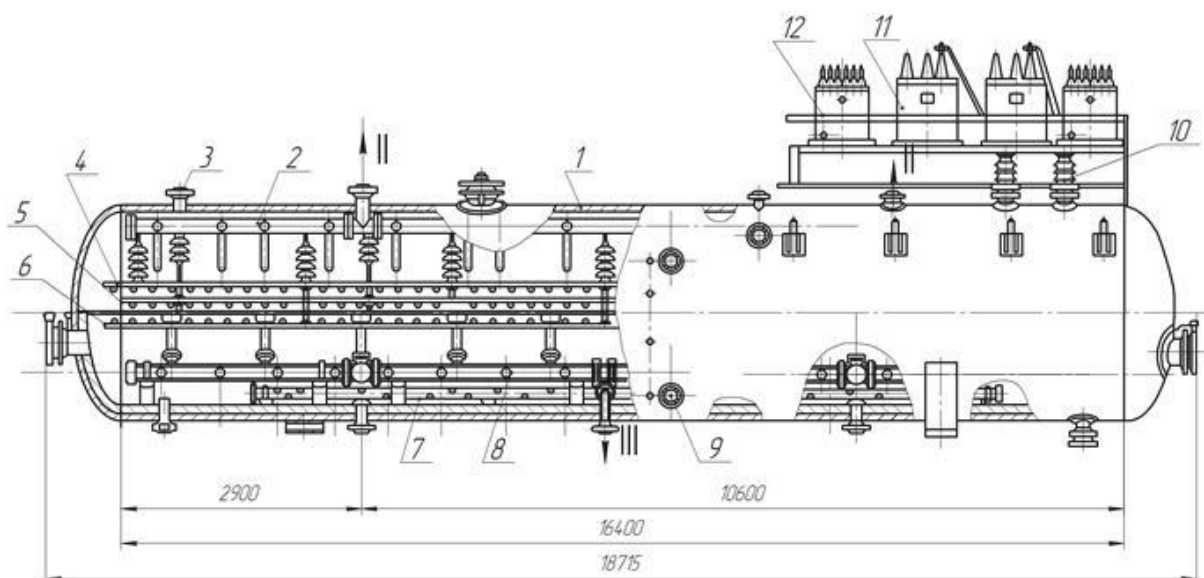
По существующим нормам электродегидраторы шарового типа при комбинированных процессах первичной переработки нефти должны находиться не ближе, чем в 30 м от аппаратов технологических установок АТ и АВТ.

Главным отличием горизонтальных электродегидраторов от шаровых является то, что они имеют емкость в несколько раз меньше, чем шаровые. Они выдерживают температуру 135-150 °С и на наибольшее нажим до 20 кгс/см<sup>2</sup>. На

нефтезаводах и нефтепромыслах ставят горизонтальные электродегидраторы 3-3,4 м в поперечнике, размер их от 80 до 160 м<sup>3</sup>. По принципу работы они не выделяются от шаровых и вертикальных [4].

На рисунке 1.6 представлен горизонтальный электродегидратор, принцип работы которого описан ниже.

В нем на высоте чуть больше половины аппарата прикреплены два рамных прямоугольных электрода 8 один над другим. Питают их два трансформатора типа ОМ-66/35, имеющие мощность 5 кВА. Электроды расположены в 25-40 см друг от друга и занимают практически все продольное сечение электродегидратора. Сырая нефть равномерно подается в аппарат через горизонтальный маточник, который расположен вдоль аппарата. Сначала нефть поступает в слой отстоявшейся воды, потом попадает в зону под электродами и далее в пространство между электродами. Далее она перемещается в пространство над электродами и выше, направляясь к выходным коллекторам обработанной нефти 2, которые распределены в верхней части электродегидратора по всей длине.



1 – корпус, 2 – сборник обессоленной нефти, 3 – штуцер для предохранительного клапана, 4, 5, 6 – электроды, 7 – дренажный коллектор, 8 – распределитель сырой нефти, 9 – штуцер для межфазного регулятора уровня, 10 – изоляторы, 11 – трансформаторы, 12 – реактивные катушки.

Рисунок 1.6 – Электродегидратор горизонтальный 2ЭГ 160-2

Под воздействием слабого электрического поля, возникающего между поверхностью воды и нижним электродом, по пути нефти в межэлектродное пространство из нее выпадают крупные частицы воды. В сильное электрическое поле поступает нефть с более мелкими частичками воды, которым необходимо воздействие поля с большей напряженностью [12].

В горизонтальных электродегидраторах обессоливание нефти происходит в две ступени, принципиальная схема блока для электрообессоливания с данными видами электродегидраторов, представлена на рисунке 2.3.6. по данному рисунку видно, что насос перекачивает эмульсионную нефть через подогреватели тремя параллельными потоками в электродегидратор первой ступени. Деэмульгатор ОЖК в виде 2%-ного раствора поступает на прием насоса. Абсолютное давление в электродегидраторе первой ступени составляет 10 кгс/см<sup>2</sup>, температура — 110 °С. Горячий соляной раствор забирается из электродегидратора второй ступени и подается в деэмульгатор перед поступлением эмульсионной нефти через инжектор, где нефть, вода и деэмульгатор равномерно перемешиваются. Маточники-распылители создают равномерный поток нефти в электрическом поле, через них нефть вводится снизу вверх. В электродегидратор второй ступени подается частично обессоленная и частично обезвоженная нефть из электродегидратора первой ступени обессоливания, в неё через инжектор нагнетается насосом холодная вода (5% на нефть). Соляной раствор, который отстоялся в электродегидраторе первой ступени, сливается в отстойник [13].

Принцип действия электродегидраторов обеих ступеней одинаков. Промывная вода из электродегидратора второй ступени подается в инжекторы, её малая часть сливается в отстойник для отделения оставшейся в ней нефти. В емкость поступает соляной раствор с низа отстойника. Его охлаждают с помощью холодной воды с 110 до 60 °С. В некоторых новых установках ЭЛОУ для охлаждения раствора используют аппараты воздушного охлаждения, а затем сливают раствор в канализацию. После обессоливания и обезвоживания в электродегидраторе второй ступени нефть подается в емкость обессоленной нефти, затем насосом через теплообменники поступает на установку.

Вертикальным дегидратором называется вертикальная емкость с полусферическими днищами такими габаритами как диаметр – 3 м, высота которого составляет – 5 м, объем – 30 м<sup>3</sup>.

Аппарат 1, внутри которого приблизительно посередине на изоляторы прикреплены горизонтальные электроды 6 и 7. Электроды питаются от 2 высоковольтных трансформаторов 2, их мощность составляет 5 кВА у каждого.

Напряжение между электродами колеблется в диапазоне 15-35 кВ. Эмульсионная нефть поступает в аппарат тонкой горизонтальной веерообразной струей через распределительную головку 8. Расстояние между электродами подбирается экспериментальным путем и лежит в интервале 10-14 см. Эмульсия находится в электрическом поле несколько минут. Типовой дегидратор достигает производительности 15-25, иногда 30 м<sup>3</sup>/ч. Нефть движется между электродами с линейной скоростью 2-4 м/ч (3-6 см/мин). Одним из важных элементов служат изоляторы, подвесные и проходные. Они изготавливаются из фарфора (тип П-4,5) или стекла (тип ПС-4,5). Агрессивная среда горячей нефти в смеси с соленой водой и механическими примесями достаточно быстро разрушает изоляторы. А тенденции увеличения температуры обессоливания (до 110-115 °С и даже до 160-180 °С) поднимают актуальность поиска материала,

подходящего для работы в подобных условиях. Один из таких материалов — фторопласт-4. В комплектацию электродегидратора входят: реактивные катушки 5, регулирующая тягу щель в распределительной головке, сигнальные лампы, змеевик для подогрева низа аппарата, манометр, шламовый насос, поплавковый выключатель, мерное стекло и предохранительный клапан.

Электродегидраторы вертикального типа используют на нефтепромыслах и старых нефтезаводах. На современных заводах их не применяют, так как их объем ограничен, а производительность невелика (300-600 т/сут).

В настоящее время, кроме вышеописанных методов, существует множество вариантов обезвоживания и обессоливания нефти. Одним из видов обезвоживания добытой нефти является – обезвоживание под гравитационных сил. Данную операцию проводят в специальных резервуарах с периодическим режимом работы, в трубных водоотделителях и непрерывного действия в отстойниках.

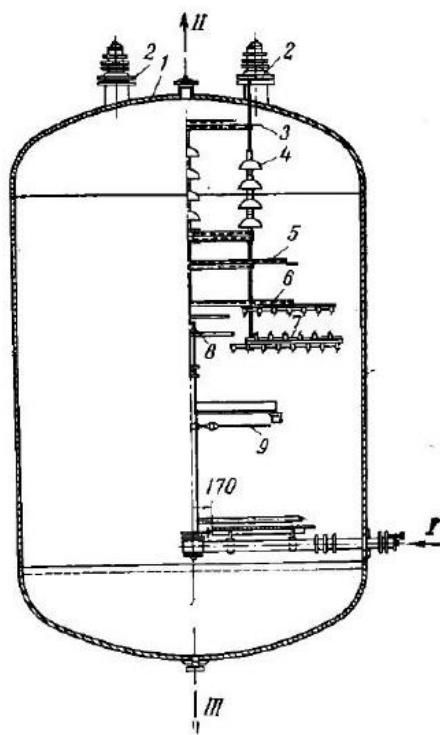


Рисунок 1.7 – Вертикальный электродегидратор

Отличием данного метода является то, что в современном мире, данный метод применяется только на первой ступени обезвоживания нефти и обезвоживание происходит на без подогрева водно – нефтяной эмульсии. Так как на некоторых месторождениях содержание воды может превысить ожидаемый процент воды, для очи стки нефти от воды в оставе применяют специальные трубные водоотделители, которые в свою очередь представляют собой наклонные трубы большого диаметра комплексом технологических приборов.

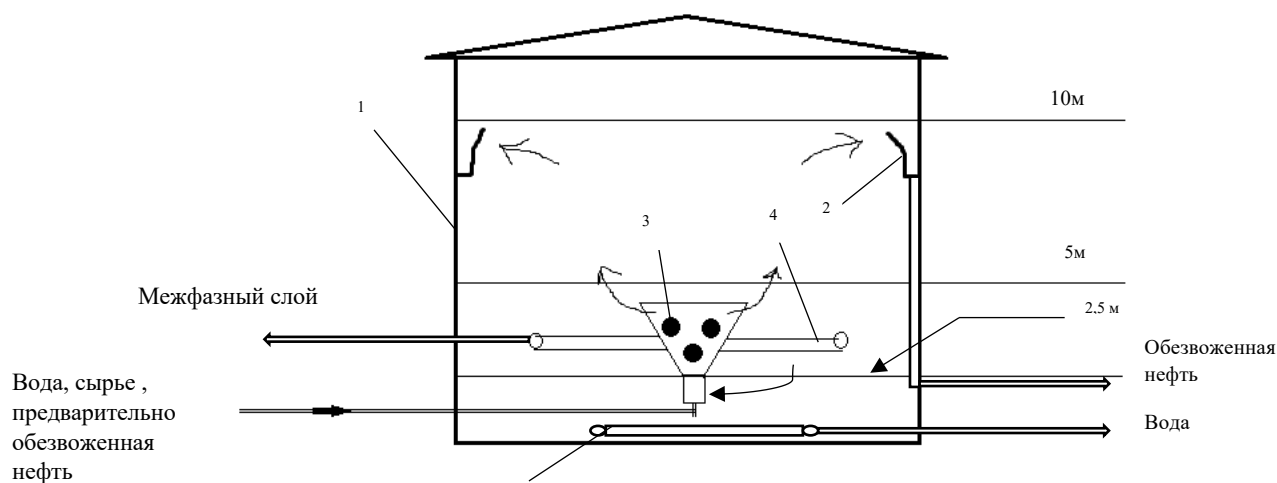
На рисунке 1.8 представлена схема для предварительного обезвоживания нефти. Так как время пребывания нефти в резервуарах составляет около 5 часов



осаждение нефти происходит только в первом режиме и с очень маленькой скоростью, учитывая данные варианты, все расчеты нужно выполнять во закону Стокса. В верхней части резервуара осаждение идет по законам осаждения единичной частички.[1]

Вслед за тем больше большие капли нагоняют нижележащие маленькие капли, при данном скорость больших миниатюризируется, а маленьких возрастает. Сосредоточение всех капель растет, и нефть начинает взлетать ввысь меж каплями. В случае если скорость взлета нефти окажется более скорости осаждения капли воды, капля воды станет выноситься с обезвоженной нефтью ввысь. При последующем осаждении капля воды случается выравнивание скоростей осаждения всех объемов капель воды и механических примесей это осаждение именуется консолидированным.

При консолидированном осаждении образуются глобулы на уровне раздела фаз. Крепкость пленок данных глобул как оказалось высочайшей и вода оказавшаяся в их не имеет возможность их повредить. Глобулы обрамляют пленки насыщенные маленькими частичками механических примесей, в следствие этого силы притяжения меж глобулами так великоваты, собственно что над глобулами скапливается слой воды, и данный слой не имеет возможность пробраться сквозь слой глобул к воде.



1- корпус; 2 устройство отбора обезвоженной нефти; 3 устройство профилактики накопления межфазного слоя; 4 - коллектор отбора обезвоженной нефти; 5 - коллектор отбора воды

Рисунок 1.8 - РВС для предварительного обезвоживания нефти

В итоге в РВС появляется например именуемый слоеный пирог. Глобулы т.е. межфазный слой мешает осаждению нефти, и тут ключевую роль играют механические примеси. Для ускорения процесса обезвоживания нужен нагрев. Исполняется сквозь змеевик, куда сервируется товарная нефть (подогретая).

Для удачного ведения процесса обезвоживания нефти нужно, дабы время присутствия нефти в резервуаре было более времени осаждения. С учётом

соблюдения сего обстоятельства и подбирается резервуар. Чем больше диаметр стакана отборного устройства, тем лучше. Если образуется гидравлический канал при высоких скоростях отбора, то он отражается от конусов и не попадает в стакан.

Сырье поступает в горловину б с высокой скоростью и увлекает за собой по кольцевому зазору б межфазный слой. Затем межфазный слой интенсивно перемешивается с последней под воздействием псевдосжиженной насадки. При этом глобулы межфазного слоя разрушаются, и механические примеси из перфорированного диффузора попадают в основной поток нефти и выносятся с ней к устройству отбора обезвоженной нефти

Вода тяжелее нефти и под действием силы тяжести она скатится вниз, прижимаясь к стенкам, а нефть через отверстия поступает в трубу отбора нефти в центр.

Аппараты для разделения нефти и воды под действием центробежной силы называются гидроциклонами.[5]

## 2 Общие понятия о резервуарах и их классификация

На нынешний день одним из ключевых ресурсов нашей планеты считается нефть, который применяется буквально во всякой сфере, начиная химическую включая индустрию. Так как в современном мире присутствие нефтепродуктов считается ключевым финансовым показателем государства, за пределами зависимости в какой сфере применяется. Промышлять нефть начали ещё в минувших веках, впрочем вначале толком не направляли интереса на ее сбережение и переработку, и лишь только в начале сего века население земли заинтриговало транспортирование, сбережение и перерабатывание нефти. в самом начале для сбережения нефти были применены амбары, глубиной 6-7 метров, стенки и потолок данных амбаров были всецело изготовлены из камня, но в скором времени сделали вывод, что данный способ сбережения нефти считается неэффективным, например как нефть при данном испарялся и лишался собственную плотность. В скором времени когда население земли оценило все качества и дефекты нефти и изготавливаемых нефтепродуктов, выяснялось, собственно что для сбережения особых качеств нефти разумней и прибыльнее станет применить особые баки – резервуары.

Резервуарным парком называется совокупность связанных меж собой или же отдельных групп резервуаров, которые используются для сбережения и скопления не только лишь нефтяных, но и иных водянистых товаров как углеводороды, продукты химического состава и т.д. Резервуар иллюстрирует собой стационарный вместимость, который заполнен газообразным или же водянистым компонентом. Резервуарные парки нацелены для действенного контроля нефтепродуктов по способу и спецхранению выкачивания нефти.

Ведущей функцией резервуарных парков считается обеспечение равномерной загрузки в магистральных трубопроводах, а еще залог экономичности и защищенности сохраняемых товаров в резервуарных парках, еще особой особенностью резервуарных парков считается гарантирование схожей загрузки в особые магистральные трубопровода, своевременное восполнение пиковых и сезонных неравномерностей в употреблении нефти на нефтезаводах. Не считая этого резервуарные парки используются для обеспечения этнического хозяйства необходимым числом нефти для аварийных случаев. В реальное время резервуарные парки входят в состав множества нефтеперерабатывающих баз и резервуары считаются одним из ведущих компонент [3].

На нынешний день есть большое количество различных обликов резервуарных парков, все находится в зависимости от сырья, который станет сберегаться в резервуарах, ведущей предпосылкой считается то, собственно для разного вида сырья необходим различный состав изготавливаемых резервуаров. В составе материала для приготовления резервуарных парков имеют все шансы быть применены большое количество различных материалов в зависимости от области, для которого производятся резервуарные парки, так как как было написано выше, район использования резервуарных парков довольно широкая

и подключает в себя не только лишь сбережение нефтяных товаров, а еще обхватывают и химическую индустрию. Состав резервуарных парков в большинстве случаев находится в зависимости от самого материала, для которого был приготовлен сам резервуарный парк. Одним из более популярных считаются резервуары мягкого типа, для сбережения нефтепродуктов больше мягкого состава, к примеру, бензин, керосин станет вернее применить резервуарные парки из изготовления коих подключает в себя синтетические материалы [14].

Резервуары, например же как и иные объекты, имеют конкретную систематизацию. По составу, входящих в изготовление, резервуары разделяются на железные и неметаллические, все находится в зависимости от типа приготовленного резервуара. Одним из различий меж железным и неметаллическим резервуарами считается оглавление алюминия и стали в составе железных резервуаров, в то время как неметаллические в ведущем производятся из железобетонных и пластмассовых компонент. Неметаллические резервуары в ведущем используются для движения жидкостей в резервуарах.

В зависимости от эксплуатационных условий и объема выделяются следующие классы:

I класс - особо опасные резервуары более 10000 м<sup>3</sup>, РВС более 5000 м<sup>3</sup>, которые располагаются в черте города или по берегам водоемов;

II класс - РВС повышенной опасности 5000-10000 м<sup>3</sup>;

III класс - опасные резервуары до 5000 м<sup>3</sup>.

Для соблюдения мер пожарной и экологической безопасности они должны иметь крышу или понтон для предотвращения испарения легковоспламеняющихся нефтепродуктов и, соответственно, попадания вредных веществ в окружающий воздух.

По конструкции и условиям эксплуатации существуют РВС:

- со стационарной крышей, работающие под избыточным давлением 0,002 МПа и вакуумом 0,001 МПа;

- со стационарной крышей, работающие при повышенном давлении 0,069 МПа;

- с понтоном или плавающей крышей, работающие без давления и вакуума.

Резервуары, в основном состоящие из железобетона, по виду продукта, который хранится в нем принято разделять на такие виды как: резервуары предназначенные для мазута, масле и светлых нефтепродуктов. Причиной по которой были выбраны именно мазут с нефтью является то, что они не оказывают влияния на сам бетон, при этом имея возможность, благодаря своим тонким фракциям, а также скомпонировать между собой материалы, которые состоят из мелких пор, при этом с определенным периодом понижая их проницаемость, также причиной для выбора мазута с нефтью является что при данном составе не требуется специальная оборона стен резервуаров, что позволяет сэкономить затраты на построение резервуаров.

Сборный железобетонный резервуар, который представлен на рисунке 1, представляет собой резервуар, стены которого произведены из интенсивных

железобетонных сооружений, а швы между данными стенами полностью покрывают бетоном, для улучшения качества хранимого там нефтепродукта. Помимо железобетонной стены, у данных видов резервуара имеется и кольцевая арматура, которую устанавливают при помощи арматурно – навивочной машины. Основным из особенностей данного вида резервуара является то, что при изготовлении его покрывают толстым слоем железобетонных плит, полагающихся на кольцевые опоры, улучшая при качества резервуара [14].

Железобетонные резервуары, не считая экономии металла, обладают ещё технологическими преимуществами. Одним из таих технологических особенностей является то, при хранении происходит остывание за счет небольших потерь, так как нефть в данных резервуарах подвергается нагреванию, при сбережении легкоиспаряющихся светлых нефтепродуктов уменьшаются издержки от улетучивания, примером такого вида можно считать резервуары при подземном аппарате, потому что они подвержены малому количеству солнечного облучения. По внешнему виду сборные железобетонный резервуары можно выделить два варианта: круглые, к которым еще относятся вертикальные и цилиндрические, и прямоугольные. Отличиями между данными видами является то, что круглые железобетонные резервуары более экономны, а прямоугольной формы являются несложными в конструкции.

Железобетон — хитросплетение бетона и серый арматуры, применяемое для общей работы в системы как одно цельное единое. Потому что бетон отлично сопротивляется сжатию, но владеет сравнительно маленький крепостью на растяжение, бетонные системы приходится проектировать так, дабы растягивающие напряжения в бетоне абсолютно не появлялись или же были довольно малозначительны. Это приводит к что, собственно что бетонные системы делаются, как правило, громоздкими, а район их использования ограничивается. Вступление в бетон серый арматуры, работающей большей частью на растяжение, выделяет вероятность не лишь только значительно уменьшить затрата бетона, но еще исполнить из железобетона эти системы, которые невозможно было бы реализовать из неармированного бетона.

Сталь и бетон являются основными компонентами при построении железобетонных резервуаров, причиной этому служит то, что соединение стали и бетона является лучшим вариантом, так как за счет сил сцепления и наличия сил рения, которые вызваны усадкой бетона.

Стены резервуаров, областью которых является хранение светлых нефтепродуктов, покрывают узким железобетонным листом, например методом предварительного покрытия стен и дна резервуаров.

Основной областью применения резинотканевых резервуаров является транспортировка и сбережение реактивного горючего, дизеля, керосина и бензина. Оболочка данных видов резервуаров покрывается специального бензостойкого резинового слоя, противодиффузионной полиамидной пленки. Одним из преимуществ резинотканевых резервуаров перед металлическими является то, что по конструктивному отношению они представляют собой закрытую оболочку похожую на подушку со встроенной в нее арматурой

Резинотканевые резервуары возможно транспортировать как заполненными, например и порожними. В заполненном состоянии их транспортируют транспортом при размере резервуара до 10 м<sup>3</sup>, а в порожнем состоянии — при размере до 50 м<sup>3</sup> и больше.[4]

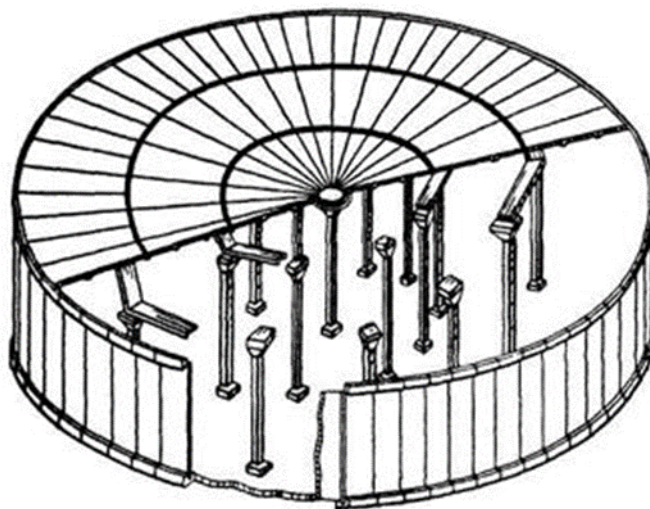


Рисунок 2.1 - Сборный железобетонный резервуар

Порожние резервуары, доставленные к пространству установки, заполняют нефтепродуктом и располагают как правило на открытых площадках под навесом, а еще в замкнутых помещениях. Более обширное использование возымели резервуары размером 2,5 — 50 м<sup>3</sup>. В отдельных случаях производят резервуары и большущих размеров — до 400 м<sup>3</sup>.

Резинотканевые резервуары также применяют для транспортировки нефти и нефтяных продуктов по воде – их иначе называют подводными резервуарами. Основным принципом при построении подводных резервуаров считается то, что нефть и вода различаются по плотности, таким образом они смешиваются между собой. Подводные резервуары, в свою очередь, в зависимости от степени погружения в воду можно разделить на такие виды как стационарные и переменной плавучести.

Состав подводных резервуаров может отличаться между собой, например в настоящее время имеются такие подводные резервуары как железобетонные и изготовленные из синтетических материалов. Наибольшим спросом пользуются железные подводные резервуары, потому железная стенка внутри резервуара играет роль разделительной стенки между водой и сохраняемым продуктом. Известны такие типы железных подводных резервуаров как цилиндрические имеющие сферическое дно и дно в форме подушки [10].

Так же резервуары для хранения нефтепродуктов можно классифицировать по способу расположения. По способу расположения емкостей резервуары можно разделить на такие виды как:

- подводные, являются одним из вариантов, которые требуют большого количества внимания;
- полуподземные, вид резервуаров, когда наружу выходит только горловина, а главная часть цистерны находится под землей;
- подземные, вариант резервуаров, которые полностью находятся под землей;
- наземные, самые распространенные, весь резервуар расположен на поверхности земли.

Основным материалом для изготовления наземных резервуаров является сталь, именно применения стали делает данный вид резервуаров устойчивым перед химическими воздействиями, непроницаемым, а также повышает коррозионную стойкость. По форме выделяют такие наземные резервуары как каплевидные, сферические и цилиндрические.

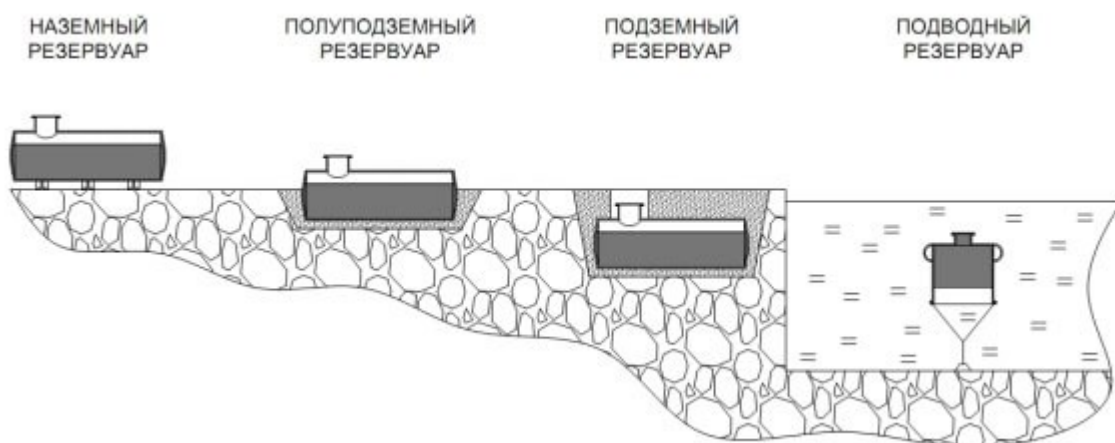


Рисунок 2.2 – Виды резервуаров, в зависимости от расположения

Наиболее экономичным вариантом для крупных нефтебаз являются каплевидные наземные резервуары. Каплевидные резервуары по форме похожи на каплю воды, расположенной на поверхности земли, именно благодаря форме похожей на каплю напряжение действующее на поверхность везде одинаковая. Основным отраслем применения каплевидных резервуаров является хранение легкокипящих продуктов под давлением.

Одним из главных назначений каплевидных резервуаров (рисунок 2.3) является хранение нефтепродуктов под избыточным давлением, такой способ хранения позволяет существенно уменьшить потери от испарения в отличие от других видов резервуаров. Каплевидные резервуары отличаются очень сложными сооружениями каплевидной оболочки, тем самым являясь одним из дорогостоящих резервуаров.

Потому что цена металлоконструкций ориентируется в значимой мере ее личной массой, на каплевидные резервуары надлежит затрачиваться вполне вероятно меньше металла.

Сферические резервуары (рисунок 2.4) являются наиболее эффективными по сравнению с другими видами резервуарами, в особенности цилиндрических, так как расходуется наименьшее количество стали, тем самым уменьшая стоимость данных видов резервуаров.

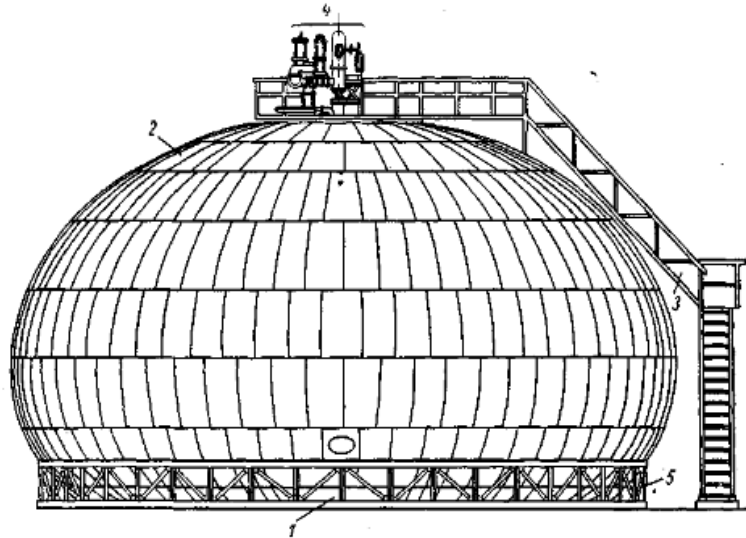
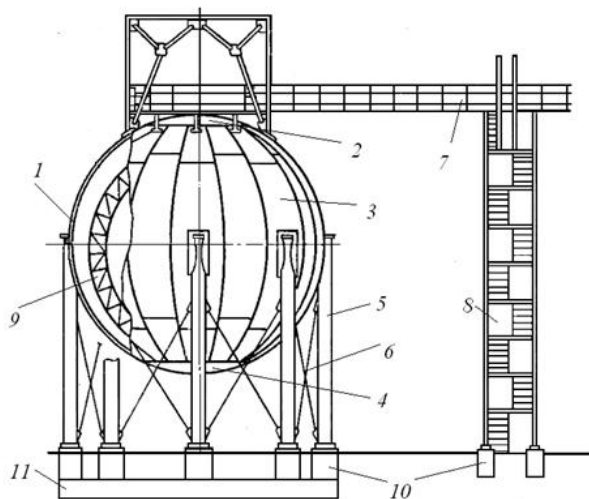


Рисунок 2.3 – Каплевидный резервуар

Одним из особенностей сферических резервуаров является наименьшая поверхность, что позволяет существенно уменьшить количество затрат нужных для построения данных видов резервуаров, кроме этого наименьшая поверхность способствует защите внутренней поверхности от коррозии и изоляции химического продукта.



1 — сферическая оболочка резервуара; 2 — купол; 3 — лепестки оболочки; 4 — днище оболочки; 5 — стойки опоры; 6 — связи меж опорами; 7 — горизонтальная площадка; 8 — шахтная лестница;

Рисунок 2.4 – Сферический резервуар

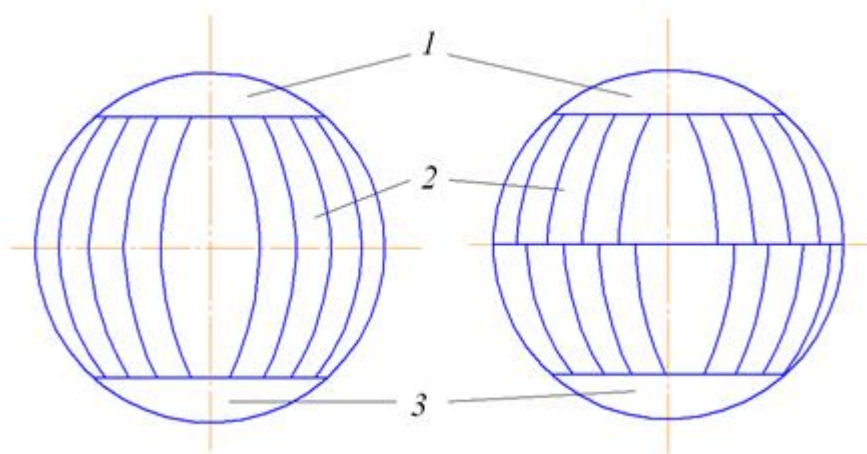


Сферические резервуары оборудованы различными термометрами, предохранительными клапанами, приборами для замера уровня жидкости, а также и приемо-раздаточными устройствами.

Для сотворения пространственной жесткости сооружения все колонны обязаны объединяться меж собой крестовыми связями 6. Сферические резервуары для их сервиса в процессе эксплуатации оснащают площадками 7 с перилами и лестницами. Лестницы делают шахтного на подобии 8 или же подвижными кругом резервуара. Для осмотра оболочек изнутри резервуара работают подвижные лестницы 9, доступ к коим вероятен сверху и снизу резервуаров.

Обычно поперечник сферического резервуара не выше 18 м. Толщина вещества оболочки (лепестка) для приготовления сферических резервуаров варьируется в спектре 10-36 мм и рассчитывается в зависимости от температуры эксплуатации резервуаров и от размера самого резервуара. Сферические резервуары имеют все шансы эксплуатироваться как единичные емкости для сбережения, например и заходить в состав группы резервуарных установок, соединенных меж собой переходами. Сферические резервуары производятся как одностенными, например и двустенными для сбережения сжиженного газа при пониженной температуре. Двустенная система шарового резервуара считается больше пожаро- и взрывобезопасной. Поперечник внутреннего резервуара как правило задумывается на 2 метра меньше поперечника наружного резервуара [14].

Проектирование сферических резервуаров (рисунок 2.5) производится с учетом притязаний СНиП 2.09.03 – 85 «Сооружение промышленных предприятий» и СНиП П-23-81 «Стальные конструкции». Выбор материалов находится в зависимости от температуры находящейся вокруг среды и температуры продукта.



а) меридиональный; б) экваториально-меридиональный  
1 – купол; 2 – лепестки; 3 – днище

Рисунок 2.5 - Схемы раскроя сферического резервуара

Главной составляющей системы конструкции сферического резервуара считается оболочка, которую собирают из лепестков двойственной кривизны, а еще купола и днища. Сферические резервуары больше сложны в приготовлении, чем цилиндрические, при данном трудозатратность их приготовления ориентируется, прежде всего, принятой схемой раскроя сферы, которая почаше всего принимается экваториально-меридиональной или же меридиональной.

Цилиндрические резервуары являются наиболее экономичными по стоимости и относительно простыми в изготовлении, поэтому считаются одними их распространенных видов резервуаров. По внешней форме выделяют такие формы как:

- горизонтальные цилиндрические резервуары;
- вертикальные цилиндрические резервуары.

Цилиндрические горизонтальные резервуары производят размером 10, 12, 25, 50, 175 и 200 м<sup>3</sup>... Для изготовления шаровых резервуаров используется меньше металла на единицу размера. Шаровые резервуары используются в первую очередь для сбережения бутана. К примеру, шаровидный резервуар размером 600 м<sup>3</sup> при толщине стены 22 мм и диаметром 10,5 м, рассчитанный на рабочее давление 6 кгс/см<sup>2</sup>, весит 70 т. Схема установки и обвязки более популярных резервуаров размером 25 и 50 м<sup>3</sup> приведены на рис. 1.6. Все отключающие приборы на надземных резервуарах размещаются в непосредственной близости от штуцеров. У подземных резервуаров отключающие приборы, а еще предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) обязаны пребывать выше значения земли.

### 3 Расчетная часть

#### 3.1 Построение функциональной схемы и характеристик системы регулирования уровня нефти в баке

Система автоматического управления (САУ) – комплекс устройств, предназначенных для автоматического изменения одного или нескольких параметров объекта с целью установления требуемого режима его работы. САУ обеспечивает поддержание постоянства заданных значений регулируемых параметров или их значение по заданному закону системы стабилизации, программного управления, следящие системы и другие. Для осуществления цели управления с учетом особенностей управляемых объектов на них подаются управляющие воздействия, которые предназначены для компенсации внешних возмущающих воздействий, стремящихся нарушить нормальное функционирование объекта. Управляющие воздействия вырабатываются устройством управления и подается на объект управления [13].

Объект управления – физический процесс, то есть, совокупность физических преобразований, которые должны быть поддержаны в соответствии с точно определенным эксплуатационным режимом.

В соответствии с заданием принципиальная схема системы автоматического управления имеет вид (рисунок 3.1).

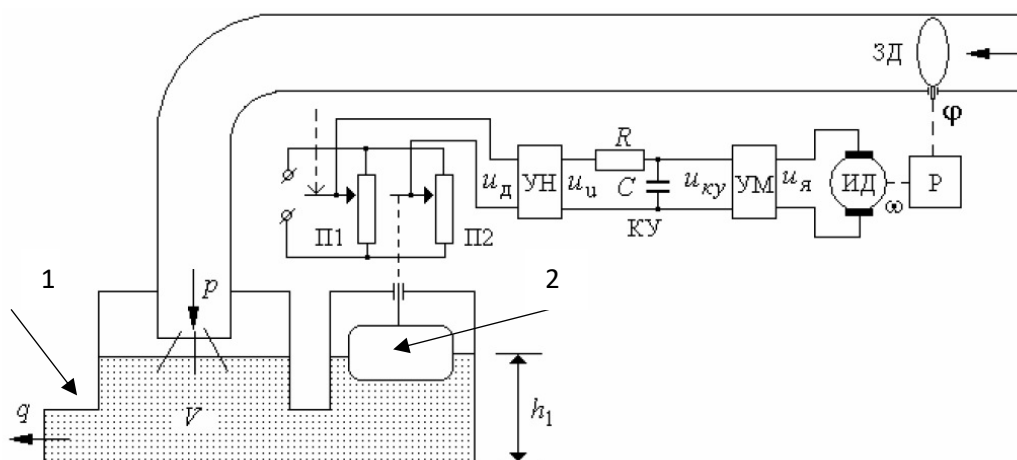


Рисунок 3.1 - Принципиальная схема САУ уровня нефти в баке

Нефть поступает в бак 1 по длинному трубопроводу, на котором установлена задвижка ЗД. Расход нефти контролируется положением поплавка 2 (измерительное устройство), который находится в баке. Сигнал, о действительном значении уровня жидкости поступает в задающий потенциометр П1. Далее сигнал проходит через усилитель напряжения УН и корректирующее устройство КУ, представленный электрической схемой RC. Сигнал из исполнительного двигателя поступает в редуктор Р, который регулирует задвижку, в зависимости от уровня жидкости в баке. Когда уровень нефти в баке начнет уменьшаться, исполнительный двигатель будет открывать задвижку,

усиливая приток поступающей нефти, и уровень ее будет автоматический восстанавливаться [6].

Линеаризованные уравнения элементов системы представлены в дифференциальной форме и имеют вид:

Устройство сравнения:

$$h = h_0 - h_1 \quad (3.1)$$

$$u_d = k_d \cdot h \quad (3.2)$$

Усилители:

$$u_u = k_u \cdot u_d \quad (3.3)$$

$$u_y = k_m \cdot u_{ky} \quad (3.4)$$

Двигатель:

$$T_{ос} \cdot \frac{dw}{dt} + w = k_{ос} \cdot u_y \quad (3.5)$$

Редуктор:

$$\frac{d\varphi}{dt} = k_p \cdot w \quad (3.6)$$

Трубопровод и бак:

$$T_1 \frac{d\Delta p}{dt} + \Delta p = k_1 \cdot u \quad (3.7)$$

$$h_1 = k_2 \cdot \Delta p \quad (3.8)$$

Корректирующее устройство:

$$u_1 = Ri_r + u_c = RC \frac{du_c}{dt} + u_c \Rightarrow RC \frac{du_2(t)}{dt} + u_2(t) = u_1(t) \quad (3.9)$$

В приведенных уравнениях:

$h_0, h_1$  - заданное и действительное значения уровня жидкости в баке,

$P$  - расход поступающей жидкости,

$q$  - расход потребляемой жидкости,

$\varphi$  - угол поворота задвижки,

$u_d$  - напряжение на выходе реостатного датчика.

Исходные данные для схемы приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

	$k_d$	$k_u$	$k_{ум}$	$T_{ум}$	$k_{дв}$	$T_{дв}$	$k_p$	$k_1$	$T_1$	R	C	$h_0$
	В/см			с	град/Вс	с			с	МОм	мкФ	см
3	0,05	4	20	0,015	1	0,02	0,002	1	0,015	0,2	0,2	5 sin0,5t

Функциональная и универсальная схемы для заданного САР представлены на рисунках 1.1.2, 1.1.3.

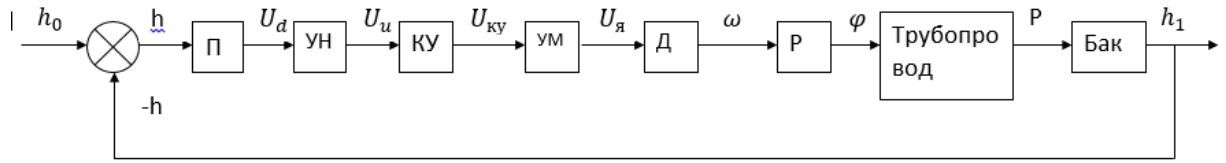


Рисунок 3.2 – Функциональная схема САР уровня нефти в баке

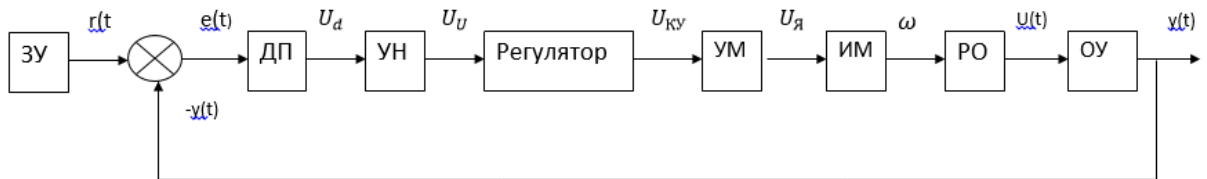


Рисунок 3.3 – Универсальная функциональная схема.

### 3.2 Характеристики элементов схемы

Были рассмотрены основные устройства автоматики, обеспечивающие регулирование воды в открытом баке и управления данным процессом.

- Задающий потенциометр представляет собой спаренные переменные сопротивления, ползунки которых закреплены на одной оси. Сопротивление задающего потенциометра выполнено с переменным шагом намотки и включено так, что при минимальной скорости вращения обратная связь по току максимальная, а по мере увеличения скорости вращения обратная связь по току ослабляется. В ходе выполнения данной работы выбор потенциометра был остановлен на потенциометре компании «ОВЕН» (рисунок 3.4), модели МТ22, которая является одним из ведущих компаний в сфере автоматизации.



Рисунок 3.4 – Потенциометр МТ22

Главными преимуществами которого является то, что устройство не требует сборки из компонентов, имеет высокую степень защиты – IP65, наличие

клеммов с винтовыми зажимами, помимо всего этого наглядная регулировочная шкала, что делает работу с данной моделью потенциометра более удобной

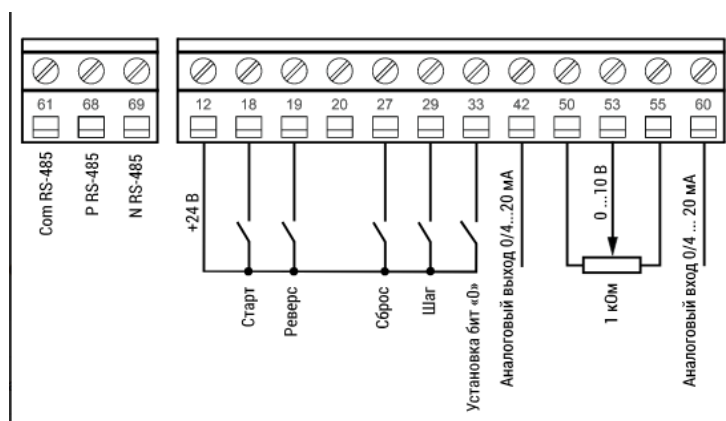


Рисунок 3.5 - Пример подключения потенциометра к аналоговому входу ОВЕН ПЧВ

- Потенциометр обратной связи используется для плавного управления заслонками в случае применения регуляторов с жесткой обратной связью. Потенциометр также может использоваться со всеми стандартными системами индикации положения заслонки или в качестве позиционера для приводов, работающих параллельно. Для данной работы, в ходе изучения, был выбран потенциометр обратной связи компаний BELIMO (рисунок 3.6), данный потенциометр обратной связи применяется с такими приводами воздушных заслонок как LM..A, NM..A, SM..A, GM..A, GK..A, регулирующих шаровых клапанов серий LR..A, NR..A, SR..A и приводов заслонок «баттерфляй» серий GR..A, DR..A. [10].



Рисунок 3.6 – Потенциометр обратной связи компаний BELIMO

- Усилитель мощности – это часть полного усилителя, выполненная в отдельном корпусе и отвечающая за усиление сигнала поступающего от предварительного усилителя и его дальнейшую передачу на акустические системы. Задача усилителя мощности усилить сигнал до значения которое

позволит подключённым акустическим системам воспроизвести его с заданной (достаточной) громкостью. [7]



Рисунок 3.7 – Усилитель мощности RM KL203/P

Усилители мощности как правило не имеют каких-либо настроек (в том числе не имеет и регулировки громкости), все регулировки в том числе управление уровнем громкости производится с подключённого к усилителю мощности предварительного усилителя, в то время как сам усилитель мощности всегда работает на полную мощность.

На рисунке 3.7 показан усилитель мощности RM KL203/P, диапазон которого составляет 18-30 МГц, выходная мощность 100 Вт. Компания RM Italy на протяжении последнего десятилетия считается фаворитом на рынке усилителей КВ и УКВ спектра. Усилитель RM KL-203/P считается одним из самых наилучших усилителей по соответствию цена/качество в экономной линейке усилителей для мобильного и базисного использования. RM KL-203/P – безупречное заключение для полевых выездов и творчески интенсивных радиолюбителей.

- Редуктор (механический) — механизм, передающий и преобразующий крутящий момент, с одной или более механическими передачами. Основные характеристики редуктора — КПД, передаточное отношение, передаваемая мощность, максимальные угловые скорости валов, количество ведущих и ведомых валов, тип и количество передач и ступеней.



Рисунок 3.8 - Мотор редуктор NORD (НОРД)

В ходе работы был выбран мотор редуктор NORD, который был произведен в Германии. Поставляются с 4-6-полюсными электродвигателями 0,09 -200 кВт. Они высокого качества, вылиты из чугуна, облегченные корпуса – из алюминия. Отличительной чертой оборудования стала механическая регулировка скорости вращения выходного вала. Большим спросом пользуются механизмы с полым валом [11].

- Задвижка — трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды. Задвижки — очень распространенный тип запорной арматуры.



Рисунок 3.9 - Задвижка Sigmetex DN 500 SM-KZ F4 с электроприводом AUMA

Для данного проекта была выбрана задвижка отечественного производителя Sigmetex с упруго-запирающим клином. Рабочее давление данного объекта составляет 10 – 16 кг/см<sup>2</sup>, тестовое давление – 24 кг/см<sup>2</sup>

### 3.3 Получение передаточных функций системы автоматического регулирования уровня жидкости в баке

Передаточная функция – отношение преобразования по Лапласу выходной величины к преобразования по Лапласу входной величины при нулевых начальных условиях. Уравнение для нахождения передаточной функций выглядит следующим образом:

$$\frac{Y(s)}{X(s)} = \frac{b_0 s^m + b_1 s^{m-1} + \dots + b_m}{s^n + a_1 s^{n-1} + a_2 s^{n-2} + \dots + a_0} = G(s) \quad (3.10)$$

Передаточные функций в соответствии с выражениями для каждого элемента системы автоматического регулирования уровня жидкости в баке будет иметь вид

Устройство сравнения:

$$G_1(S) = k_d = 0.05 \quad (3.11)$$

Усилитель напряжения:



$$G_2(S) = k_u = 4 \quad (3.12)$$

Усилитель мощности:

$$G_3(S) = k_m = 20 \quad (3.13)$$

Двигатель:

$$G_4(S) = \frac{k_{\delta e}}{T_{\delta e}S + 1} = \frac{1}{0.02S + 1} \quad (3.14)$$

Редуктор:

$$G_5(S) = \frac{k_p}{S} = \frac{0.002}{S} \quad (3.15)$$

Трубопровод и бак:

$$G_6(S) = \frac{k_1}{T_1S + 1} = \frac{1}{0.015S + 1} \quad (3.16)$$

Корректирующее устройство:

$$G_7(S) = \frac{1}{RC \cdot S + 1} = \frac{1}{0.04 \cdot S + 1} \quad (3.17)$$

### 3.4 Получение передаточных функций

Передаточная функция разомкнутой системы  $G(s)$  – отношение между желаемой и фактической скоростью автомобиля (отношение между заданным и выходным сигналом).

Структурная схема разомкнутой системы для рисунка 3.3 показана на рисунке 3.11.

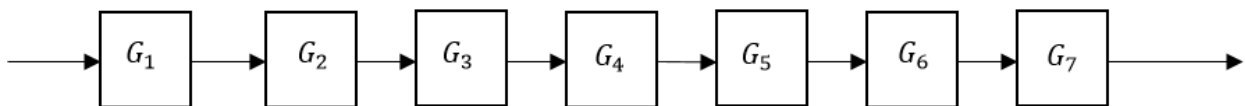


Рисунок 3.11 - Структурная схема разомкнутой системы

Эквивалентная передаточная функция разомкнутой системы имеет вид:

$$\begin{aligned}
 G_{\text{эке}} &= G_1 \cdot G_2 \cdot G_3 \cdot G_4 \cdot G_5 \cdot G_6 \cdot G_7 = k_{\delta} \cdot k_u \cdot k_m \cdot \frac{k_{\delta e}}{T_{\delta e}S + 1} \cdot \frac{k_p}{S} \cdot \frac{k_1}{T_1S + 1} \cdot \frac{1}{RC \cdot S + 1} = \\
 &= \frac{k_{\delta} k_u k_m k_{\delta e} k_p k_1}{S(T_{\delta e}S + 1)(T_1S + 1)(RC \cdot S + 1)} \quad (3.18)
 \end{aligned}$$

Подставляя значения из таблицы 1.1 в формулу получаем эквивалентную передаточную функцию:

$$G_{\text{экв}} = \frac{0,05 \cdot 4 \cdot 20 \cdot 1 \cdot 0,002 \cdot 1}{S(0,02 \cdot S + 1)(0,015 \cdot S + 1)(0,04 \cdot S + 1)} \quad (3.19)$$

Передаточная функция замкнутой системы  $H(S)$  – определяется по формуле

$$H(S) = \frac{G(S)}{1 + G(S)T(S)} \quad (3.20)$$

Структурная схема замкнутой системы для рисунка показана на рисунке 3.12.

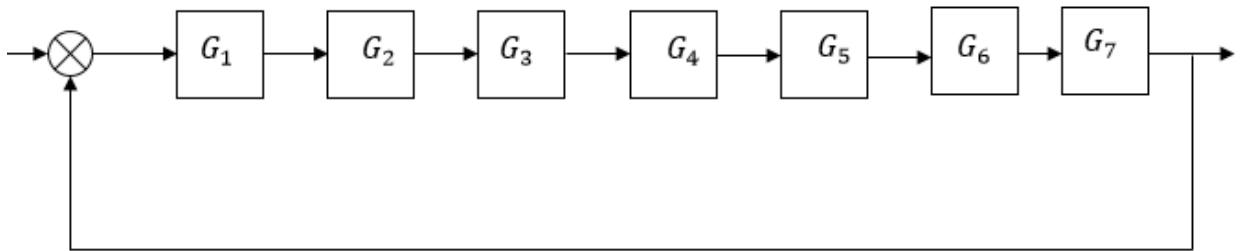


Рисунок 3.12 – Структурная схема замкнутой системы

Передаточная функция замкнутой системы с единичной обратной связью определяется по формуле

$$H(S) = \frac{G(S)}{1 + G(S)} \quad (3.21)$$

Эквивалентная передаточная функция замкнутой системы имеет вид:

$$G_{\text{экв}} = \frac{k_o k_u k_m k_{\text{оэ}} k_p k_1}{S(T_{\text{оэ}} S + 1)(T_1 S + 1) + k_o k_u k_m k_{\text{оэ}} k_p k_1} \quad (3.22)$$

Подставляя исходные данные с таблицы 1.1, получаем

$$G_{\text{экв}} = \frac{0,008}{S(0,02S + 1)(0,015S + 1) + 0,008} \quad (3.23)$$

Для того, чтобы получить переходные процессы в среде Simulink, была собрана математическая модель структурная схемы с подающим сигналом равным 0.

С помощью программы MATLAB Simulink был получен переходной процесс разомкнутой системы. Переходной процесс разомкнутой системы имеет вид (рисунок 3.13):

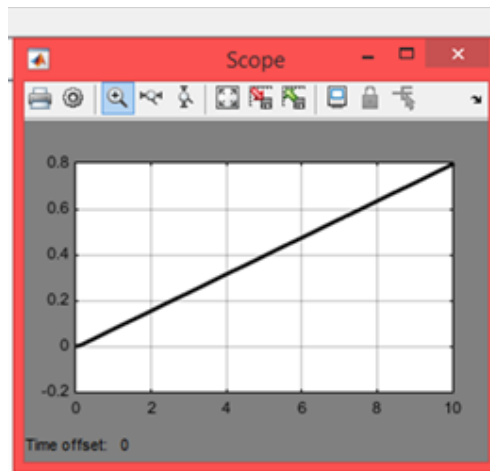


Рисунок 3.13 – Структурная схема и переходной процесс разомкнутой системы автоматического регулирования уровня нефти в баке

Полученный переходной процесс разомкнутой системы стремится к нулю, потому что в системе имеется звено интегрирования.

С помощью программы MATLAB Simulink был получен переходной процесс замкнутой системы. Переходной процесс замкнутой системы имеет вид (рисунок 3.14)

Переходной процесс замкнутой системы является монотонным, так как в системе присутствует звено интегрирования и отсутствует звено дифференцирования.

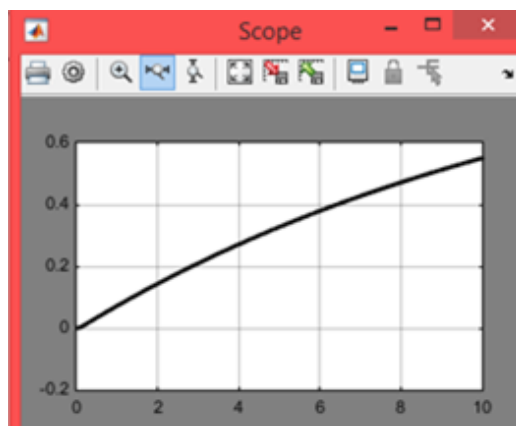


Рисунок 3.14 - Структурная схема и переходной процесс замкнутой системы автоматического регулирования уровня нефти в баке

### 3.5 Построение частотных характеристик разомкнутой системы автоматического регулирования уровня нефти в баке

Для определения действительной и мнимой частей передаточной функции системы автоматического регулирования, оператор Лапласа  $s$  был заменен на  $j\omega$ . В следствии чего было получено выражение:

$$G(j\omega) = \frac{0.08}{j\omega(1+0.02j\omega)(1+0.015j\omega)(1+0.04j\omega)} \quad (3.24)$$

Для того, чтобы избавиться от мнимых частей в знаменателе, числитель и знаменатель были умножены на сопряженные числа:

$$G(j\omega) = \frac{0.08(-j\omega)(1-0.02j\omega)(1-0.015j\omega)(1-0.04j\omega)}{\omega^2(1+0.0004\omega^2)(1+0.000225\omega^2)(1+0.0016\omega^2)} \quad (3.25)$$

Далее, раскрывая скобки в числителе, выделяем действительную и мнимую часть по формуле:

$$G(j\omega) = \text{Re}(\omega) + j \cdot \text{Im}(\omega) \quad (3.26)$$

Действительная часть имеет вид:

$$\text{Re} = \frac{0.00000096\omega^4 - 0.006\omega^2}{\omega^2(1+0.0004\omega^2)(1+0.000225\omega^2)(1+0.0016\omega^2)} \quad (3.27)$$

Мнимая часть имеет вид:

$$\text{Im} = \frac{0.000136\omega^3 - 0.08\omega}{\omega^2(1+0.0004\omega^2)(1+0.000225\omega^2)(1+0.0016\omega^2)} \quad (3.28)$$

Для того, чтобы построить АЧХ и ФЧХ всей разомкнутой системы используются формулы (3.29) и (3.30)

$$M(\omega) = \frac{k}{\omega(1+T_1^2\omega^2)(1+T_2^2\omega^2)(1+T_3^2\omega^2)} \quad (3.29)$$

$$\varphi(\omega) = -90^\circ - \text{arctg}T_1\omega - \text{arctg}T_2\omega - \text{arctg}T_3\omega \quad (3.30)$$

Подставляя различные значения  $\omega$  (учитываем то, что  $\omega$  принимает значения  $[0; +\infty)$ ) в формулы (3.29) и (3.30), составляем таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Значения АЧХ, ФЧХ, реальной и мнимой частей.

$\omega$	0	10	20	30	40	$\infty$
Re	$\infty$	-0.0048	-0.0027	-0.0013	-0.00056	0
Im	$\infty$	-0.0054	-0.00061	0.00035	0.00043	0
$M(\omega)$	$\infty$	0.0073	0.0018	0.00026	0.000071	0
$\varphi(\omega)$	$-90^\circ$	$-93.34^\circ$	$-96.66^\circ$	$-99.9^\circ$	$-103.26^\circ$	$-360^\circ$

Сравниваем полученные частотные характеристики с графиками в среде MATLAB, с помощью команд `bode()` и `Nyquist()` Графики показаны на рисунках 3.15, 3.16.

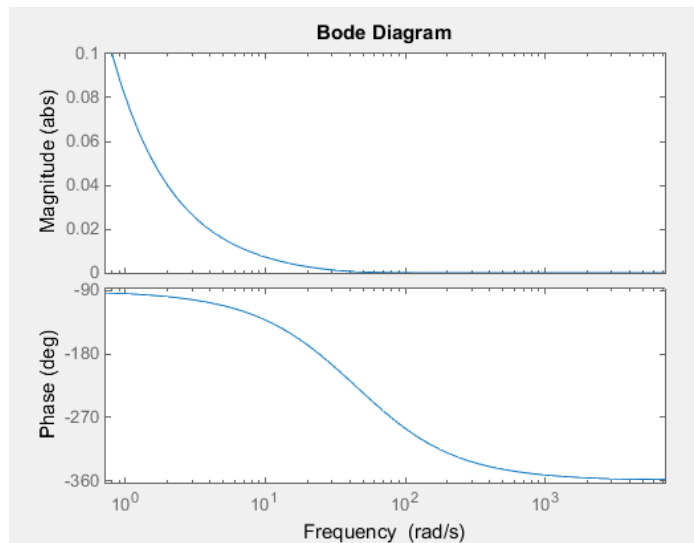


Рисунок 3.15 – АЧХ, ФЧХ разомкнутой системы автоматического регулирования уровня нефти в баке

Полученные графики АЧХ и ФЧХ стремятся к нулю и  $-360^\circ$ , потому что в частотных функциях имеется звено интегрирования.

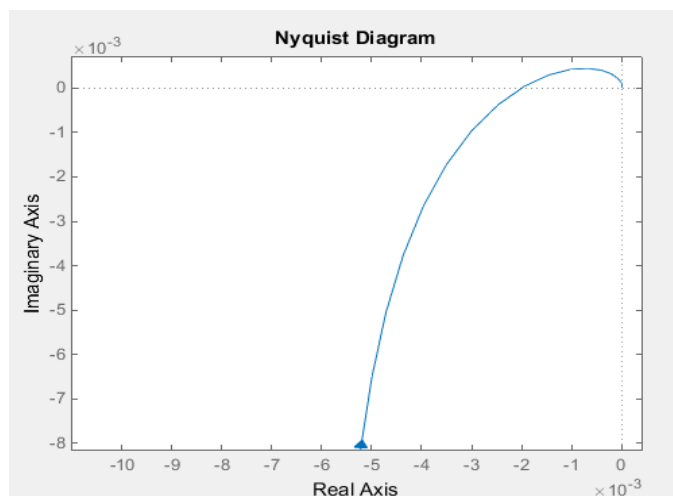


Рисунок 3.16 – АФЧХ разомкнутой системы автоматического регулирования уровня жидкости в баке

Для построения ЛАЧХ используется формула:

$$L(\omega) = \lg(M(\omega)) \quad (3.31)$$

Вместо  $\omega$  подставляем значения в промежутке  $[0; +\infty)$ . Полученные значения представлены в таблице 2.2.1.

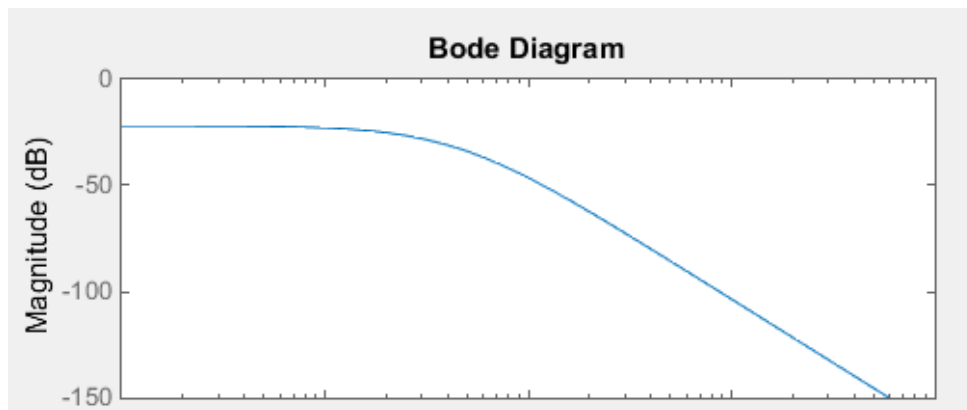


Рисунок 3.17 – ЛАЧХ разомкнутой системы

Таблица 2.2 – Таблица значений ЛАЧХ

$\omega$	0	1	10	100	1000
$L(\omega)$	-45	-45	-46	-48	-102

Для построения ЛФЧХ используется формула:

$$\varphi(\lg(\omega)) \quad (3.32)$$

Вместо  $\omega$  в формуле ЛФЧХ были подставлены значения из промежутка  $[0; +\infty)$ . Значения ЛФЧХ приведены в таблице 2.3. Полученная ЛФЧХ показана на рисунке 3.18.

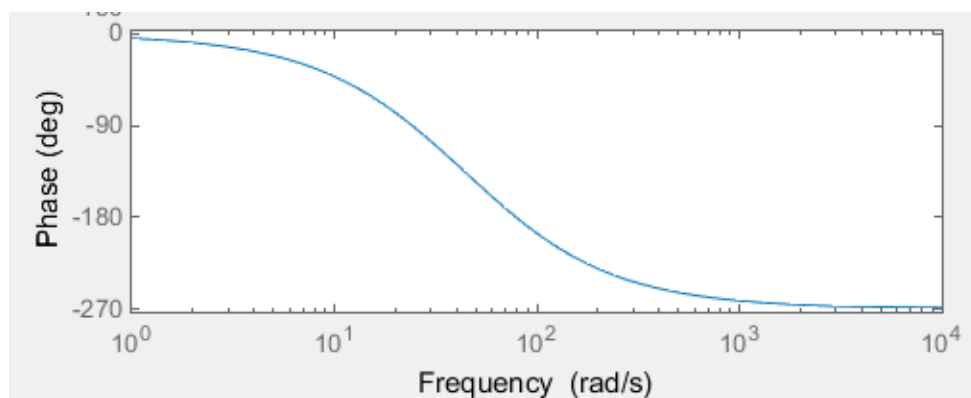


Рисунок 3.18 – ЛФЧХ разомкнутой системы

Таблица 3.3 – Таблица значений ЛФЧХ

$\omega$	0	1	10	100	1000
$\varphi(\omega)$	0	-4	-42	-196	-262

### 3.6 Анализ устойчивости схемы регулирования уровня жидкости в открытом баке

- Исследование на устойчивость по методу Ляпунова

Передаточная функция разомкнутой системы имеет вид:

$$G_{pc}(S) = \frac{0.08}{S(0.02S + 1)(0.015S + 1)(0.04S + 1)} \quad (3.33)$$

Отсюда следует, что характеристическое уравнение имеет вид:

$$0,000012S^4 + 0.0017S^3 + 0.075S^2 + S = 0 \quad (3.34)$$

Корнями характеристического уравнения (3.33) являются:

$$\begin{aligned} S_1 &= 0; \\ S_2 &= -25; \\ S_3 &= -50; \\ S_4 &= -66,7 \end{aligned}$$

По теореме Ляпунова следует, что разомкнутая система находится на границе устойчивости, так как один из полюсов характеристического уравнения имеет нулевое значение.

Передаточная функция замкнутой системы имеет вид:

$$G(S) = \frac{0.08}{S(0.02S + 1)(0.015S + 1)(0.04S + 1) + 0.08} \quad (3.35)$$

Отсюда характеристическое уравнение замкнутой системы:

$$0.000012S^4 + 0.0017S^3 + 0.075S^2 + S + 0.08 = 0 \quad (3.36)$$

Корнями характеристического уравнения (3.36) являются:

$$\begin{aligned} S_1 &= -0.08; \\ S_2 &= -24.74; \\ S_3 &= -50.32; \\ S_4 &= -66.52 \end{aligned}$$

По теореме Ляпунова следует, что замкнутая система устойчива, так как все полюса данного характеристического уравнения имеют отрицательные действительные части.

В исследовании разомкнутой системы на устойчивость по критерию Гурвица исходными данными является её характеристическое уравнение (3.36).

Параметрами данного уравнения являются:

$$a_0 = 0,000012$$

$$a_1 = 0,0017$$

$$a_2 = 0,075$$

$$a_3 = 1$$

По данным параметрам строится матрица Гурвица:

$$H_{4 \times 4} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,0017 & 1 & 0 & 0 \\ 0,000012 & 0,075 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0017 & 1 & 0 \\ 0 & 0,000012 & 0,075 & 0 \end{vmatrix}$$

Определители всех диагональных матриц равны:

$$\Delta_{1 \times 1} = 0,000012$$

$$\Delta_{2 \times 2} = 0,0001155$$

$$\Delta_{3 \times 3} = 0,0001155$$

$$\Delta_{4 \times 4} = 0$$

В соответствии с критерием Гурвица система находится на границе устойчивости, потому что:

$$1) a_0 = 0,000012 > 0; a_1 = 0,0017 > 0; a_2 = 0,075 > 0; a_3 = 1 > 0;$$

$$2) \Delta_{1 \times 1} = 0,000012 > 0; \Delta_{2 \times 2} = 0,0001155 > 0; \Delta_{3 \times 3} = 0,0001155 > 0; \Delta_{4 \times 4} = 0$$

В исследовании разомкнутой системы на устойчивость по критерию Михайлова исходными данными является её характеристическое уравнение (3.1.2), где оператор Лапласа (S) заменен на мнимую частоту (j $\omega$ ):

$$0,000012\omega^4 - 0,0017j\omega^3 - 0,075\omega^2 + j\omega = 0 \quad (3.37)$$

Из уравнения (3.37) следует что действительная и мнимая части равны:

$$\text{Re} = 0,000012\omega^4 - 0,075\omega^2; \text{Im} = j(-0,0017\omega^3 + \omega) \quad (3.38)$$

Выбираем частоты  $\omega$  из промежутка  $[0; +\infty)$  для составления таблицы 3.3.1 и построения годографа Михайлова.

Таблица 3.4 – Значения действительной и мнимой части

$\omega$	0	10	20	30	40	$\infty$
Re	0	-7.38	-28.08	-57,78	-84.48	$\infty$



Im	0	8.3	6.4	-15,9	-68,8	$-\infty$
----	---	-----	-----	-------	-------	-----------

С помощью программы MATLAB Simulink был получен годограф Михайлова, который показан на рисунке 3.19.

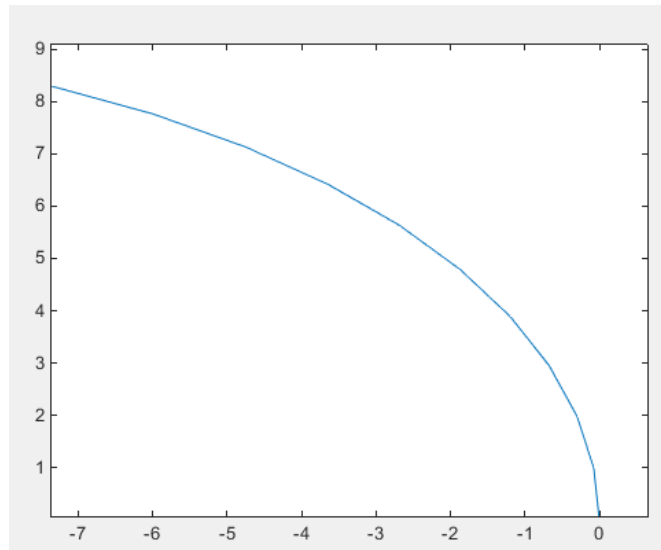


Рисунок 3.19 – Годограф Михайлова

В соответствии с критерием Михайлова разомкнутая система находится на границе устойчивости, так как график годографа Михайлова начинается с нулевых значений и при росте частоты охватывает последовательно в положительном направлении (против хода часовой стрелки) 4-квadrанта и нигде не проходит точку  $(0, j0)$ .

Для определения допустимой области значений коэффициента усиления и предельного коэффициента усиления исходными данными является передаточная функция замкнутой системы, где вместо численного значения коэффициента усиления мы сохраняем переменную  $k$ :

$$G(S) = \frac{k}{0.000012S^4 + 0.0017S^3 + 0.075S^2 + S + k} \quad (3.39)$$

Характеристическое уравнение имеет вид:

$$0,000012S^4 + 0.0017S^3 + 0.075S^2 + S + k = 0 \quad (3.40)$$

Параметрами характеристического уравнения являются:

$$\begin{aligned}
a_0 &= 0,000012; \\
a_1 &= 0.0017; \\
a_2 &= 0.075; \\
a_3 &= 1; \\
a_4 &= k
\end{aligned}$$

По найденным параметрам была построена матрица Гурвица, которая имеет вид:

$$H_{4 \times 4} = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0.0017 & 1 & 0 & 0 \\ 0.000012 & 0.075 & k & 0 \\ 0 & 0.0017 & 1 & 0 \\ 0 & 0.000012 & 0.075 & k \end{vmatrix} \quad (3.41)$$

Был найден определитель матрицы Гурвица (3.41):

$$\Delta_{4 \times 4} = -0,0000024k^2 + 0.0001155k$$

Для определения допустимой области значений коэффициента усиления определитель данной матрицы Гурвица нужно подставить в неравенство:

$$-0.0000024k^2 + 0.0001155k > 0 \quad (3.42)$$

Корнями уравнения являются:

$$\begin{aligned}
k_1 &= 0; \\
k_2 &= 39.96
\end{aligned}$$

Таким образом, были получены область значений коэффициента усиления для устойчивости и предельный коэффициент усиления.

Для частоты, при которой ЛАЧХ принимает нулевое значение, находится значение ЛФЧХ. Значение, полученное с помощью команды `margin(G)` равен  $89.7^\circ$ , это значение является значением запаса устойчивости по фазе.

Для получения прямых оценок качества замкнутой системы, воспользовались переходным процессом замкнутой системы. Переходной процесс замкнутой системы автоматического регулирования изображен на рисунке 3.20.

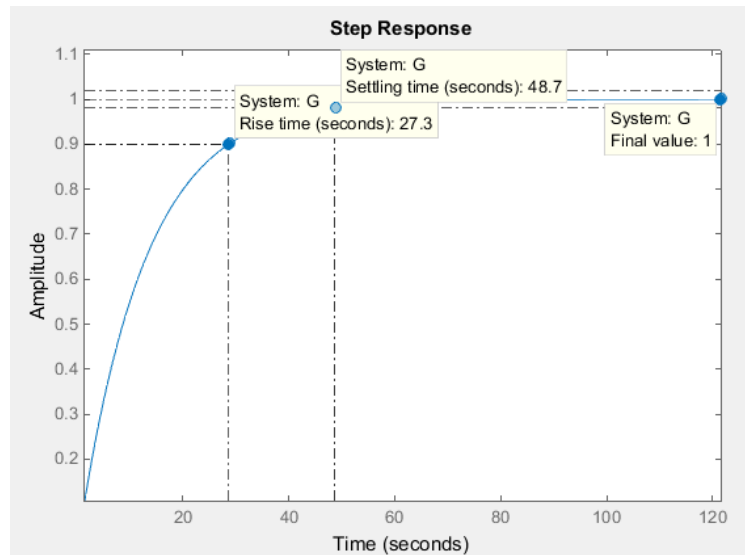


Рисунок 3.20 – Прямые оценки качества

Для получения характеристик переходного процесса, были проведены такие команды как Characteristics => Peak Response; Settling Time; Rise Time; Steady State. Полученные характеристики являются прямыми оценками качества.

Таким образом, прямые оценки качества равны:

- Settling Time: время регулирования,  $T_{SET} = 48.7$  с;
- Rise Time: время нарастания,  $T_R = 27.3$  с;
- Steady State (Final value): установившееся состояние  $y_{ss} = 1$ .

Косвенные оценки качества переходного процесса позволяют определить некоторые особенности переходного процесса и установить влияние параметров системы на качество переходных процессов. К косвенным показателям качества относятся корневые, частотные и интегральные оценки. Косвенные оценки качества используют тогда при синтезе систем для того, чтобы заранее определить качество переходного процесса не имея этого переходного процесса.

Характеристическое уравнение замкнутой системы имеет вид:

$$0,000012s^4 + 0.0017s^3 + 0.075s^2 + s + 0.08 = 0$$

По результатам команды damp в среде Matlab находим корни характеристического уравнения:

$$s_1 = -1 * 8.05 \pm j * 8.05 * \sqrt{1-1} = -0.0805$$

$$s_2 = -1 * 2.47 \pm j * 2.47 * \sqrt{1-1} = -24.7$$

$$s_3 = -1 * 5.03 \pm j * 5.03 * \sqrt{1-1} = -50.3$$

$$s_4 = -1 * 6.65 \pm j * 6.65 * \sqrt{1-1} = -66.5$$

Собственная частота равна:  $\omega_n = 0.0805$  с

Коэффициент демпфирования:  $\zeta = 1$

Действительная частота:  $\omega_d = 21.8$

Время регулирования:  $T_{SET} = 49.68$  с

Установившееся значение:  $y_{\max} = 1$

Таблица 3.5 – Таблица сравнения прямых и косвенных оценок качества

№	Оценки качества		Косвенные	Прямые	Соответствие требованиям
1	Время регулирования (settling time)	$T_{\text{set}}$	49,68с	48.7с	
2	Установившаяся ошибка (steady-state error)	$\epsilon_{\text{ss}}$		1	
3	Время нарастания (rise time)	$T_R$		27.3с	

С помощью программы Matlab была получена переходная характеристика замкнутой системы, для дальнейшего нахождения всех прямых оценок качества.

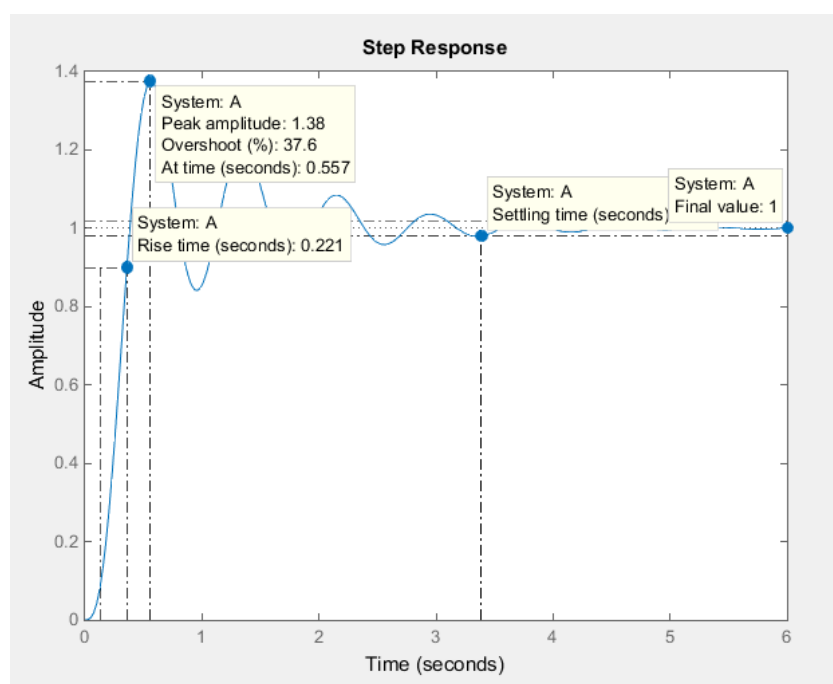


Рисунок 3.21 – Переходной процесс замкнутой системы

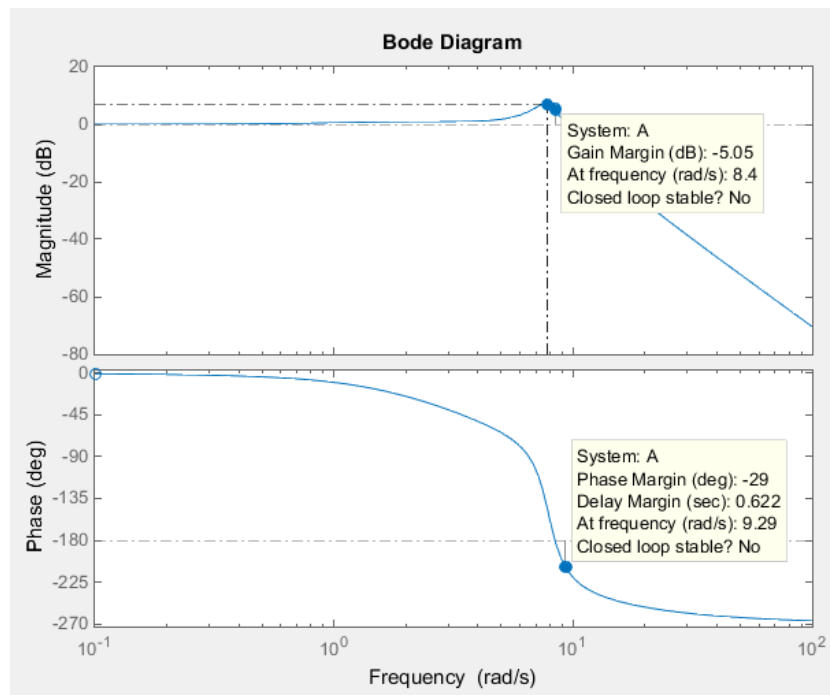


Рисунок 3.22 – ЛАЧХ и ЛФЧХ замкнутой системы

По построенной переходной характеристике и ЛАЧХ замкнутой системы была составлена таблица 1 для сравнения значения до и после расчетов параметра ПИД регулятора.

Таблица 3.6 – Оценки качества системы

№	Оценка качества	Без регулятора (ручная настройка)	С регулятором
1	Время нарастания	0,221	1,33
2	Время регулирования	3,84	5,38
3	Перерегулирование	37,6%	9,48%
4	Запас устойчивости по амплитуде	-5,05	18,1
5	Запас устойчивости по фазе	-29	64,3
6	Параметр П	0,4	0,18
7	Параметр И	0	0,0016
8	Параметр Д	0	-0,00157

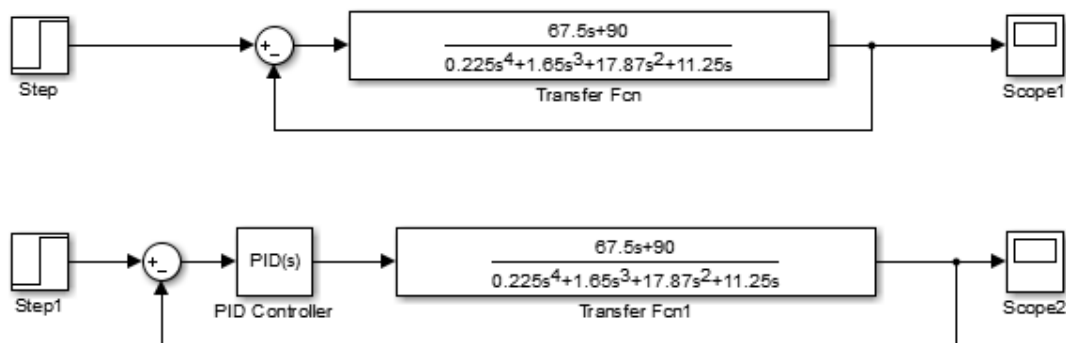


Рисунок 3.23 – математические модели объекта управления  
 А) без регулятора, б) с регулятором

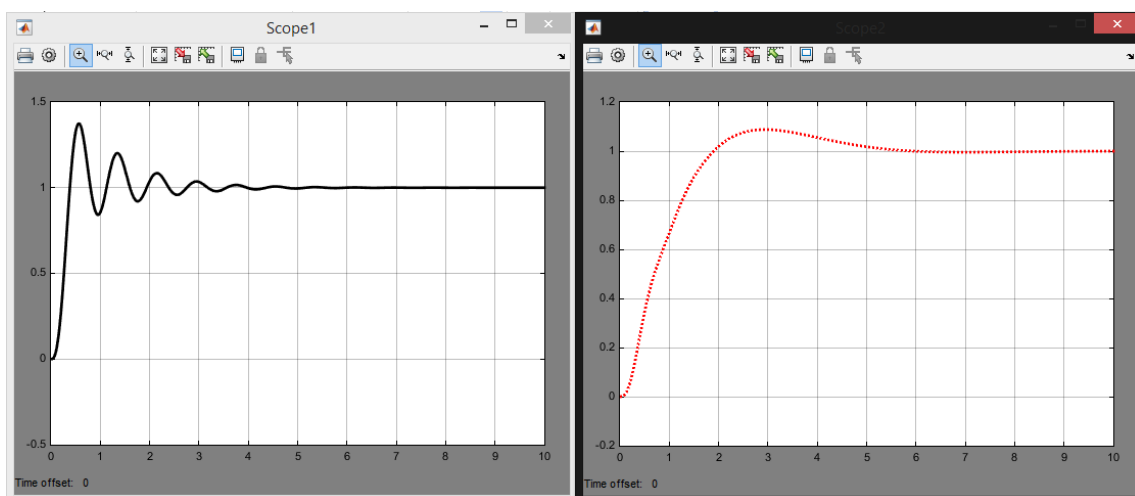


Рисунок 3.24 - Переходные характеристики

Для определения допустимой области значений коэффициента усиления и предельного коэффициента усиления исходными данными является передаточная функция замкнутой системы (1), где вместо численного значения коэффициента усиления мы сохраняем переменную  $k$ :

$$G(S) = \frac{k(0.75s + 1)}{0,225s^4 + 1,65s^3 + 17,875s^2 + (11,25 + 0,75k)s + k} \quad (3.43)$$

Матрица Гурвица по параметрам характеристического уравнения:

$$H = \begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & a_7 \\ a_0 & a_2 & a_4 & a_6 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1.65 & 11.25 + 0.75k & 0 & 0 \\ 0,225 & 17.875 & k & 0 \\ 0 & 1.65 & 11.25 + 0.75k & 0 \\ 0 & 0.225 & 17.875 & k \end{vmatrix}$$

В ходе проведения расчетной части, применяя знания, полученные в ходе обучения, были сделаны расчеты и выводы. Кроме этого, были найдены области устойчивости, а также построен ПИД – регулятор.



## **4 Мероприятия по охране труда**

### **4.1 Общие положения**

При производстве строительно-монтажных работ необходимо руководствоваться СН РК 1. 03 – 14 – 2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве», Системой стандартов безопасности труда в строительстве.

Производитель работ до начала строительно-монтажных работ должен:

- оформить наряд-допуск на ведение соответствующих видов работ;
- согласовать и утвердить мероприятия в соответствии с требованиями документов:
  - План безопасного метода работ;
  - Планы по управлению охраной труда, техникой безопасности и охраной окружающей среды;
  - локальный План Ликвидации Аварий;
  - провести инструктажи по ознакомлению с инструкциями по технике безопасности.

Все работники, которые будут заняты на объекте, должны пройти обучение безопасным методам производства работ, порядку действий при чрезвычайных ситуациях и получить соответствующие удостоверения.

Все лица, находящиеся на стройплощадке, обязаны носить спецодежду, спецобувь, защитные каски и очки и другие средства индивидуальной защиты с учетом вида работ и степени риска. Вновь принятые работники с опытом работы на строительном участке менее 6 месяцев должны носить специальную опознавательную одежду.

Перед началом каждого вида работ Производитель работ определяет опасные для людей зоны.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся:

- места вблизи от изолированных токоведущих частей электроустановок;
- места вблизи от не огражденных перепадов по высоте на 1,3 м и более;
- места, где содержатся вредные вещества в концентрациях выше предельно допустимых или воздействует шум и электромагнитное поле интенсивностью выше предельно допустимой.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны и наличие производственных факторов (уровень шума, вибрации, интенсивность электромагнитного поля, и др.) на рабочих местах подлежат систематическому контролю по методикам, утвержденным Уполномоченным органом по делам здравоохранения Республики Казахстан и не должны превышать допускаемых значений, указанных в следующих нормативных документах, утвержденных Минздравом Республики Казахстан:

- «Санитарных нормах предельно-допустимых концентрациях (ПДК) вредных веществ в воздухе» (№1.02.011-94);



- «Санитарных нормах допускаемых уровней шума на рабочих местах» (№ 1.02.007-94);
- «Санитарных нормах вибрации рабочих мест» (№ 1.02.012-94);
- «Санитарных нормах предельно допускаемых уровней воздействия переменных магнитных полей» (№ 1.02.024-94);
- «Санитарно-гигиенических нормах допустимой напряженности электростатического поля» (№ 1.02.020-94).

Перед началом работ должны быть выполнены следующие мероприятия по безопасной организации стройплощадки, выполнение которых позволит обеспечить соблюдение требований охраны труда и техники безопасности:

- устройство ограждений строительной площадки и выявленных опасных зон;
- размещение административно-бытовых помещений согласно норм СН РК 1.03-02-2007 «Инструкция по проектированию бытовых зданий и помещений строительно-монтажных организаций»;
- размещение площадок складирования, навесов, закрытых складов;
- выбор освещения строительной площадки;
- защита окружающей территории от воздействия опасных факторов;
- определение границы действия потенциально опасных факторов от реконструируемого здания, опасных и вредных производственных факторов.

К опасным зонам относятся неограждённые проёмы, места перемещения машин и оборудования или их частей и рабочих органов, места, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъёмными кранами, места, где содержатся вредные вещества в концентрации выше допустимых или воздействует шум интенсивностью выше предельно допустимой.

На территории стройплощадки установить указатели проездов и проходов. Опасные зоны должны быть ограждены, по их границе выставлены предупредительные знаки и надписи, видимые в любое время суток согласно инструкции «Знаки безопасности и сигнальные цвета».

Проезды, проходы и рабочие места необходимо регулярно очищать от снега, наледи, грязи, не загромождать. Проходы с уклоном более 200 должны быть оборудованы трапами с нашитыми планками. Ширина проходов к рабочим местам и на рабочих местах не менее 0,6 м, высота проходов в свету – не менее 1,8 м.

Переносные лестницы перед эксплуатацией необходимо испытать статической нагрузкой 1200 Н, приложенной к одной из ступеней в середине пролёта лестницы, находящейся в эксплуатационном положении. В процессе эксплуатации деревянные лестницы необходимо испытывать каждые полгода, металлические – один раз в год.

Строительный мусор при разборке конструкций опускать по закрытым желобам, в закрытых ящиках и контейнерах. Нижний конец жёлоба должен находиться не выше 1 м над землёй или входить в бункер. Сбрасывать мусор без желобов или других приспособлений разрешается с высоты не более 3 м. При

сбрасывании мусора опасную зону со всех сторон оградить или установить наблюдателей из числа рабочих для предупреждения об опасности.

Складирование материалов, конструкций и оборудования осуществлять в соответствии с требованиями СНиП, стандартов, технических условий на материалы, изделия и оборудование.

Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски по ГОСТ 12.4.08–84, использовать защитные приспособления, отвечающие требованиям инструкции «Средства индивидуальной защиты и защитное оборудование». Рабочие и ИТР без защитных касок и других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Необходимо обеспечить освещенность строительной площадки в соответствии с «Инструкцией по проектированию электрического освещения строительных площадок» СН РК 1.03–01–2007, ГОСТ 12.1.046

Производственные помещения, рабочие площадки, пути эвакуации должны иметь аварийное освещение.

В местах, где могут производиться ремонтные работы, требующие местного освещения, должны быть предусмотрены розетки для ручных светильников напряжением 12 В.

Розетки размещаются за пределами взрывоопасных зон.

Питание сети 12 В осуществлять от трансформатора с разделенными обмотками.

При производстве работ по реконструкции запрещается:

- работать на высоте без предохранительных поясов, прошедших проверку;
  - производить любые работы одновременно в двух уровнях по одной вертикали при отсутствии между ними сплошного настила;
  - производить демонтажные работы при скорости ветра свыше 13 м/сек на уровне установки анемометра или верхней отметки конструкции;
  - оставлять на весу без присмотра поднятые конструкции;
  - находиться на поднимаемых или опускаемых конструкциях, а также под ними;
  - применять сращенный канат;
  - производить работы, не связанные с демонтажом электрооборудования, при открытых электрических шкафах и пультах управления.
- все работы производить с приставных подмостей.

## **4.2 Требования по охране труда при выполнении сварочных работ**

Места производства электросварочных работ должны быть освобождены от сгораемых материалов в радиусе не менее 5 м, а от взрывоопасных и легковоспламеняющихся материалов (бочки с горючим, газовые баллоны) - 10м.

Производство электросварочных работ во время дождя или снегопада при отсутствии навесов над электросварочным оборудованием и рабочим местом работника (электросварщика) не допускается.

Перед сваркой необходимо тщательно очистить кромки свариваемого изделия и прилегающую к ним зону (20-30 мм) от ржавчины, шлака. При очистке следует пользоваться защитными очками с небьющимися стеклами.

Включать и отключать сварочные агрегаты, производить их ремонт должны электромонтеры. Запрещается эти операции выполнять сварщику.

При проведении сварочных работ следить за исправностью сварочного аппарата.

При сварке неповоротных стыков трубопровода необходимо пользоваться защитными ковриками, предохраняющими сварщика от влаги и холода. Просвет между грунтом и свариваемым стыком должен быть не менее 500 мм.

При проведении в траншее соединения труб в плитку (внахлест) рабочее место необходимо расширить на 1,5 м в каждую сторону от места сварки. Концы плетей труб закрепить и приступить к сварке.

Выполнять сварочные работы при врезке в действующий трубопровод, при устранении дефектов трубопровода, обнаруженных в период его продувки и испытания газом, допускается под непосредственным руководством инженерно-технического работника, ответственного за организацию безопасного выполнения этих работ.

Запрещается производить сварочные работы на трубопроводе, в резервуарах и других сосудах, находящихся под давлением.

Перед сваркой сосудов, в которых находились горючие жидкости и вредные вещества, должна быть проведена их очистка, промывка, просушка, проветривание и проверка лицом, ответственным за безопасное производство работ, отсутствие опасной концентрации вредных веществ в соответствии с правилами пожарной безопасности.

Сварочные работы внутри закрытых резервуаров должны производить не менее 3-х работников (один - внутри резервуара, двое находятся снаружи и страхуют работающего) при эффективно действующей вентиляционной системе. Работник (сварщик), находящийся внутри резервуара, должен иметь предохранительный ляточный пояс с веревкой, конец которой находится у страхующего его.

Перед сваркой внутри замкнутых ёмкостей (резервуаров, котлов, цистерн, баков) требовать проведения лабораторного анализа воздушной среды в них для того, чтобы убедиться в отсутствии вредных газов и взрывоопасных газоздушных смесей. При работе в ёмкостях необходимо соблюдать установленные перерывы.

Освещение при производстве сварочных работ внутри емкостей должно осуществляться с помощью светильников, установленных снаружи или с помощью ручных переносных ламп напряжением не более 12В.

При сварке материалов, обладающих высокой отражающей способностью (алюминия, сплавов на основе титана, нержавеющей стали), для защиты от отраженного излучения следует экранировать сварочную дугу встроенными или переносными экранами и по возможности экранировать поверхности свариваемых изделий. Работнику (электросварщику) запрещается:

- оставлять без присмотра электрододержатель, находящийся под напряжением.

- допускать в зону производства сварочных работ (на расстояние не менее 5 м от стыка) посторонних и не занятых непосредственно на сварке работников.

- производить работы при загазованности воздуха, утечке горючих газов или жидкостей из действующего трубопровода, проложенного рядом.

Сварочные работы вне рабочего места производить только при наличии наряда-допуска на проведение огнеопасных работ в этом помещении, и после проведения специального инструктажа.

Исправность соединения сварочных проводов с аппаратом следует проверять только при выключенном рубильнике. Запрещается отсоединять сварочный аппарат рывком.

Сварочные швы от шлака и окалины очищать металлической щёткой, надев защитные очки.

Резать и сваривать металл навесу запрещается.

Следить, чтобы все маховики, рукоятки, кнопки, ручки рубильников, с которыми соприкасаешься во время работы, были изготовлены из диэлектрического материала.

Электрододержатель, находящийся под током, в перерывах во время сварки следует помещать только на специальную подставку или подвеску.

Запрещается прокладывать сварочный кабель совместно с газосварочными шлангами и трубопроводами под давлением или имеющими высокую температуру, а также вблизи кислородных баллонов и ацетиленовых генераторов.

При работе в особо опасных помещениях, а также в колодцах, тоннелях, резервуарах и т.д. следует применять электросварочные установки, обеспечивающие автоматическое включение сварочной цепи при соприкосновении электрода со свариваемым изделием и отключение её при холостом ходе или применять пониженное (до 12 В.) напряжение в сварочной цепи.

Работать на высоте только с лесов. При кратковременных (ремонтных) работах на высоте работать с предохранительным поясом, привязывая его к прочному неподвижному предмету. На работы на высоте должен быть оформлен наряд-допуск.

Запрещается работа нескольких сварщиков на одной вертикали.

Сварка трубопроводов и сосудов под давлением запрещена.

Длина первичной цепи между пунктом питания и передвижной сварочной установкой не должна превышать 10 м., а вторичной- 40м. Изоляция проводов должна быть защищена от механических повреждений.

Для подвода тока к электроду должны применяться изолированные гибкие провода с резиновой изоляцией в резиновой шланговой оболочке.

Запрещается использование в качестве обратного провода сети защитного заземления технологического оборудования, металлические конструкции здания и трубопроводы.

Полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа.

Перед пуском сварочного полуавтомата проверить:

- исправность пусковых устройств;
- исправность изоляции проводов;
- исправность заземления выпрямителя аппаратного ящика;
- зажима обратного провода;
- надёжность контакта электрода с токопроводом;
- надёжность крепления держателя к шланговому проводу;
- состояние сопла при его загрязнении брызгами металла очистить;

Перемотку сварочной проволоки с бухты на кассету производить только после специального инструктажа мастера;

Электросварщику запрещается:

- передавать электрододержатель, хотя бы на непродолжительное время, другим лицам;

- разбирать электросварочное оборудование и производить самому какой-либо ремонт (как самого электросварочного оборудования, так и сварочных проводов, электрододержателя и т.д.), присоединять и отсоединять от сети сварочные установки;

- держаться за провод электрододержателя;

- оставлять электросварочное оборудование без надзора и включенным в электросеть,

- сбрасывать огарки электродов с высоты или разбрасывать их по подмостям;

- убирать шлаковую корку со сварочного шва до его полного остывания;

- вносить вовнутрь металлических резервуаров переносные сварочные трансформаторы.

### **4.3 Мероприятия по противопожарной безопасности**

Производство строительно-монтажных работ должно осуществляться в соответствии с ППР РК «Правила пожарной безопасности в РК», СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования», ГОСТ 12.1.013 – 85 «Строительство. Электробезопасность»; «Правилами пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ» ППБ-05-86, ГОСТ 12.1.013.003-83.

Площадки строительства должны быть обустроены средствами безопасности – комплексами оборудования и устройств, включающих спасательные, сигнальные, противопожарные и другие средства безопасности, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала при ведении работ.

Сварочные и другие огневые работы должны проводиться в полном соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Работы в замкнутом пространстве и на высоте, огневые работы производить под руководством ответственного лица по наряду – допуску, в котором указываются меры безопасности, средства защиты и спасения.

Для курения отводятся оборудованные для этой цели места. Места для курения обозначаются специальной табличкой. В других местах курение не допускается.

При расположении задвижек, гидрантов и другой арматуры в труднодоступных местах предусмотреть дистанционное управление (удлиненные штоки или штурвалы управления, электропневмоприводы и другие устройства) и обеспечить безопасный доступ к ним на случай ремонта или замены.

Не допускается загромождение и загрязнение проходов к пожарному оборудованию, средствам пожаротушения, связи и сигнализации.

На рабочих местах около всех средств связи вывешиваются таблички с указанием порядка подачи сигналов об аварии и пожаре, вызова сотрудников здравпункта, диспетчерского пункта и других.

Пути эвакуации, места размещения коллективных спасательных средств в темное время суток освещаются. Для этих целей предусматривается рабочее и аварийное освещение.

Пути эвакуации указываются стрелками, наносимыми светоотражающей краской.

Лакокрасочные, изоляционные, отделочные и другие материалы, выделяющие взрывоопасные или вредные вещества, разрешается хранить на рабочих местах в количествах, не превышающих сменной потребности и в условиях, соответствующих нормам пожарной безопасности.

Машины с топливными баками, обогревающими устройствами, в том числе для обогрева кабины машиниста должны быть снабжены огнетушителями.

Заправлять бак машины топливом разрешается только при остановленном двигателе. Дозаправка топливом при перегретом двигателе не разрешается.

Проектом организации строительства предусматриваются и должны выполняться следующие противопожарные мероприятия:

- для временных зданий необходимо обеспечить противопожарные меры:

- 1) проложить пожарный водопровод с установкой гидрантов;
- 2) в офисных зданиях установить датчики обнаружения огня;
- 3) обеспечить круглосуточную (24-х часовую) охрану объекта;
- 4) обеспечить временные здания и сооружения первичными средствами

пожаротушения. Первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и размещаться в местах, обеспечивающих удобный доступ к ним.

- установить при въезде на территорию план строительной площадки с расположением действующих гидрантов и пожарного оборудования, включая проезды дорог;

- территория строительной площадки должна быть обеспечена проездами и подъездными дорогами с организацией не менее двух въездов на площадку строительства;

- в ночное время дороги и проезды на строительной площадке, а также места расположения пожарных гидрантов должны быть освещены;

- временные бытовые помещения располагать на расстоянии не менее 24 м от строящегося здания;

- склады легковоспламеняющихся жидкостей, масел, горючих материалов (толь, рубероид и др. рулонные) устраиваются на расстоянии не менее 24 м. от остальных временных зданий. Допускается хранение легковоспламеняющихся жидкостей на строительной площадке не более 5 м<sup>3</sup> и горючих жидкостей не более 25 м<sup>3</sup>. Склады баллонов с газом располагать на расстоянии не менее 20 м от зданий и не менее 50 м от складов легковоспламеняющихся материалов. Наполненные и пустые баллоны следует хранить отдельно, на расстоянии не менее 6 м. Хранить в одном помещении баллоны с кислородом и баллоны с другими горючими газами запрещается;

- склады для хранения баллонов со сжатым и сжиженным газом должны отвечать требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, вокруг складов с баллонами сжатого или сжиженного газа не допускается хранить горючие материалы в пределах 10 м;

- для противопожарных целей проектом предусматривается в основной период строительства использовать проектируемые и построенные в подготовительный период сети водоснабжения с сооружениями на них, а также существующие сети водопровода;

- при эксплуатации строительных машин на строительной площадке места стоянки машин необходимо оборудовать первичными средствами пожаротушения. Расстояние от стоянок строительной техники до строящихся зданий, временных сооружений должно быть не менее 12 м;

- к пожарным гидрантам должен быть обеспечен свободный проезд. Расстояние от гидранта до зданий должно быть не более 50 м и не менее 5 м, от края дороги - не более 20 м;

- проложить временный пожарный водопровод с установкой гидранта на площадку временных офисов;

- в офисных зданиях установить датчики обнаружения огня;

Электрохозяйство стройплощадки, в том числе временное силовое и осветительное оборудование, должно отвечать требованиям «Правил устройства электроустановок (ПУЭ)», ГОСТ 12.1.013–83 ССБТ. «Электробезопасность. Общие требования», ГОСТ 12.1.013-78, ГОСТ 12.1.046-85.

Все пусковые электроустановки должны размещаться так, чтобы исключить к ним доступ посторонних лиц.

Электроустановки и электрооборудование должны быть заземлены и занулены.

Ремонт и обслуживание электроустановок и электрооборудования, находящихся под напряжением, запрещается.

Электрики, обслуживающие электроустановки, должны иметь группу допуска не менее III и быть обеспечены индивидуальными средствами защиты: диэлектрическими перчатками, ковриками и т. д.

Все металлические части установок и конструкций, которые могут оказаться под напряжением, должны быть заземлены.

Рабочие места в зависимости от условий вида работ и принятой технологии должны быть обеспечены средствами технологической оснастки и средствами коллективной защиты, а также средствами связи и сигнализации.

К сварочным и другим огнеопасным работам допускается персонал, прошедший в установленном порядке обучение и проверку знаний ведомственных инструкций по пожарной безопасности.

Во время выполнения сварочных и других огнеопасных работ персонал обязан иметь при себе удостоверение проверки знаний и талон по технике пожарной безопасности.

Запрещается приступать к сварочным и огнеопасным работам:

- в рабочей одежде и рукавицах, пропитанных горючими жидкостями или мастиками;

- если сварочные провода оголены, с нарушенной изоляцией или не изолированы в местах соединений, а также если их сечение не обеспечивает протекания допустимо номинального сварочного тока.

Каждая строительная бригада должна иметь следующие первичные средства пожаротушения:

- кошма войлочная или асбестовое полотно 2x1,5м - 2шт;
- огнетушители и ведра - по 10шт;
- лопаты и ломы - по 5шт.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду), одновременно приступить к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.



## 5 Экономическая часть

### 5.1 Расчет численности и фонда заработной платы рабочих, смета эксплуатационных затрат, расчет экономической эффективности

Для расчета заработной платы нам нужно знать баланс рабочего времени. Баланс рабочего времени — представленная в виде таблицы система показателей, характеризующих ресурсы рабочего времени организации (предприятия) и их использование.

Тип производства резервуарного парка — непрерывный.

Количество смен в день — 2 смена.

Далее рассчитаем списочную численность рабочего персонала. Эти данные понадобятся для расчета заработной платы.

Таблица 5.1 - Расчет численности рабочих, для эксплуатации и обслуживания резервуарного парка.

Наименование штатной единицы		Слесарь	Оператор	Монтажник
Кол-во смен в сутки		1	1	1
Тарифный разряд		5	3	3
Явочная численность	На смену	2	4	2
	На сутки	4	8	4
Коэффициент списочного состава		2,53	2,53	2,53
Списочная численность		10	5	10
Положено отработать списочному составу	Смен	1440	720	1440
	Часов	17280	8640	17280

В таблице указывается количество часов, которые каждый работник должен отработать. Так же указывается тарифный разряд работника, в зависимости, от которых начисляется заработная плата.

Для расчета численности рабочих, необходимых для обслуживания предприятия составляется баланс рабочего времени в год по данным предприятия на текущий год, данные указаны в таблице 5.2.

Коэффициент списочного состава считается по формуле:

$$Ч_c = \Phi_{ном} / \Phi_{эф} \quad (5.1)$$

Списочная численность считается по формуле:

$$Ч_{рс} = Ч_я * K_c \quad (5.2)$$

Расчёт годового фонда заработной платы рабочих показывает, какую сумму средств нужно потратить на уплату заработной платы рабочих.

Таблица 5.2 - Расчёт годового фонда заработной платы рабочих

Наименование штатной единицы		Слесарь	Оператор	Монтажник	Итого
Тарифная ставка		100	80	75	
З. пл. по тарифу		2419200	1105920	1814400	
Премия из фонда	В %	40	35	20	
	Сумма	967680	387072	362880	
Доплата	За ноч. и вечер.	230400	92160	172800	
	За праздники	115200	184320	86400	

Тарифная ставка показывает стоимость часа работы рабочего. В зависимости от тарифного разряда и специальности рабочего она разная.

Зарплата по тарифу по тарифу рассчитывается как произведение графы «Тарифная ставка» на графу «Положено отработать списочному составу», подпункт «Часов».

Премия из фонда указывается в процентах. И составляет часть от заработной платы. Премия рабочему может выдаваться, а может и нет, в зависимости от того как хорошо он отработал положенное время.

Доплата показывает, какую сумму средств нужно потратить на заработную плату рабочих. Оплата за ночные и вечерние часы считается как 40% от графы «Тарифная ставка» умноженная на графу таблицы 5.2 «Положено отработать списочному составу», подпункт «Ночных (час)».

Далее рассчитаем годовой фонд заработной платы специалистов, который показывает, какую сумму средств нужно потратить на уплату заработной платы специалистов.

Таблица 5.3 - Расчёт годового фонда заработной платы специалистов

Наименование штатной единицы	Мастер участка	Инженер технолог	Итого
Число специалистов	1	1	
Месячный оклад, тг.	200000	300000	
Годовой фонд оплаты по тарифу	240000	360000	
Премия, %	50	60	
Премия, тг	120000	216000	
Годовой фонд заработной платы	414000	662400	
Коэффициент занятости на участке, цехе	0,8	0,75	
Сумма заработной платы, тг	331200	496800	828000

Годовой фонд оплаты по тарифу показывает сумму средств для оплаты зарплаты за год, каждому специалисту.

Премия из фонда указывается в процентах. И составляет часть от заработной платы специалиста.

Годовой фонд заработной платы с учетом К считается как сумма годового фонда оплаты по тарифу и премии, умноженная на 1,15.

Коэффициент занятости на участке, цехе показывает, как специалист занят на работе.

Сумма заработной платы считается как произведение графы «Годовой фонд заработной платы с учетом К» и «Коэффициент занятости на участке, цехе».

После всех расчетов можно подсчитать сметную стоимость затрат производства. Таблица покажет сметную стоимость затрат, то есть общую стоимость всех средств, которые были потрачены на обеспечения работы предприятия.

Таблица 5.4 – Сметная стоимость затрат

Статья затрат	Сумма	Метод
Основная и дополнительная заработная плата обслуживающего персонала	11752200	Таблица оплаты труда рабочим и специалистам
Отчисления в единый социальный налог	352566030	30% от суммы з. пл.
Амортизация	81769,125	см. табл. амортизации
Запасные части	1308306	2% от суммы амортизации
Износ и ремонт МБП	327076,5	5% от сметной стоимости оборудования
Расходы на текущий ремонт	196245,9	0% от суммы амортизации
Электроэнергия	19900	6 тг. за 1 кВт/ч
Итого затрат	17211158	

Основная и дополнительная заработная плата обслуживающего персонала это сумма заработной платы всех рабочих и специалистов.

Износ и ремонт МБП считается как 5% от сметной стоимости оборудования.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работы был рассмотрен теоретический материал, описание технологической схемы товарного парка, были рассмотрены оборудование и система автоматизации, используемые на данном объекте.

В технической части была рассмотрена автоматизированная система контроля и управления RS3 с примерами применяемых контрольно-технических средств АСУ ТП, с описанием прикладного ПО для верхнего уровня АСУ ТП, автоматизированного рабочего места оператора, а также проведено ознакомление с объемом автоматизации технологических объектов.

В расчетной части были применены основные формулы для расчетов и построения регулятора для объекта управления.

Пользуясь данными режимных листов, была проведена экспериментальная часть, заключающаяся в получении передаточных функции объекта по его кривым разгона. В расчетной части был рассмотрен одноконтурный САР уровня нефти в баке, и проведено моделирование одноконтурной САР на MATLAB. Настраиваемые параметры регуляторов рассчитаны методом расширенных АФХ. Исходя из найденной аналитически передаточной функции объекта регулирования и выбранного на этапе проектирования САР закона регулятора, определили параметры настройки регулятора, которые обеспечили устойчивость и заданное качество САР.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: М., Недра, 1977. -366 с.
2. Васильев А.О. Чартий П.В. Моделирование и оптимизация работы нефтяных резервуаров, оснащенных средствами сокращения выбросов углеводородов.
3. Лутошкин Г.С. «Сбор и подготовка нефти, газа и воды», 2008 – 479с.
4. Абузова Ф.Ф. Исследование потерь от испарения нефтей и нефтепродуктов и эффективности средств сокращения их в резервуаре: Автореф. дисс. докт. техн. наук. – Уфа: УНИ, 1975. – 334 с.
5. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука. – 2009. – 720 с.
6. Бесекерский В.А., Попов Е.П. – «Теория систем автоматического регулирования», М.:1972.
7. В.И. Загинайлов, Л.Н. Шеповалова «Основы автоматики», Москва «КОЛОС», 2001.
8. Ишмияров М.Х., Вережкин А.П., Докучаев Е.С. «Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа», 2005. – 435 с.
9. В. Е. Агабеков, В. К. Косяков – «Нефть и газ. Технологии и продукты переработки. Учебное пособие», 2014. – 355 с.
10. А. И. Снарев – «Выбор и расчет оборудования для добычи нефти. Учебное пособие», 2019 – 106 с.
11. С. В. Беляев – «Основы металлургического и литейного производства», 2015 – 105 с.
12. Е. Л. Сотскова – «Основы автоматизации технологических процессов переработки нефти и газа», 2014 – 110 с.
13. Б. Т. Муллаев – «Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти», 2016 – 201 с.
14. Ибатуллин Р.Р. – «Технологические процессы разработки нефтяных месторождений», 2010 – 149 с.