

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Усовершенствованное автоматическое управление процессом подготовки нефти

УДК 681.51:622.276.8.054.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышева Зоя Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е. И.	К. Т. Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В. Ю.	К. Э. Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Горбенко М. В.	К. Т. Н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Ефимов Семён Викторович	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код рез- та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
P1	применять глубокие естественно-научные, математические знания в области анализа, синтеза и проектирования для решения научных и инженерных задач производства и эксплуатации автоматизированных систем, включая подсистемы управления и их программное обеспечение.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-3, ОПК-1, ОПК-4, ОК-1, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации автоматизированных систем, принимать участие в командах по разработке и эксплуатации таких устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-3, ПК-4, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОК-1, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.1, 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	применять и интегрировать полученные знания для решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных автоматизированных систем и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием технологий машинного обучения, современных инструментальных и программных средств.	Требования ФГОС (ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-15, ПК-18, ОПК-3, ОПК-6, ОК-1, ОК-5, ОК-6, ОК-7), Критерий 5 АИОР (пп. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	определять, систематизировать и получать необходимую информацию в области проектирования, производства, исследований и эксплуатации автоматизированных систем, устройств и подсистем.	Требования ФГОС (ПК-7, ПК-10, ПК-11, ПК-12, ПК-18, ОПК-4, ОПК-6, ОК-1, ОК-4, ОК-6, ОК-8), Критерий 5 АИОР (п.1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования для целей проектирования, производства и эксплуатации систем управления технологическим процессом и подсистем (в том числе интеллектуальных) с использованием передового отечественного и зарубежного опыта, уметь критически оценивать полученные теоретические и экспериментальные данные и делать выводы.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, ПК-6, ПК-13, ПК-17, ПК-18, ОПК-2, ОПК-3, ОК-1, ОК-3, ОК-4, ОК-6, ОК-7, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P6	понимать используемые современные методы, алгоритмы, модели и технические решения в автоматизированных системах и знать области их применения, в том числе в составе безлюдного производства.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-3, ПК-7, ОПК-1, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-9, ОК-10), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
<i>Универсальные</i>		
P7	эффективно работать в профессиональной деятельности индивидуально и в качестве члена команды.	Требования ФГОС (ПК-1, ПК-2 ПК-7, ПК-8, ПК-16, ПК-17, ОК-1, ОК-2, ОК-4, ОК-6, ОК-9), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ПК-9, ПК-16, ОПК-4, ОК-5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	проявлять широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, демонстрировать понимание вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду	Требования ФГОС (ПК-5, ПК-8, ПК-15, ПК-16, ПК-18, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-8, ОК-9), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3.), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEAN
P10	следовать кодексу профессиональной этики и ответственности и международным нормам инженерной деятельности	Требования ФГОС (ПК-8, ПК-11, ПК-16, ОПК-3, ОПК-6, ОК-4), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-4, ПК-8, ОПК-3, ОПК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ОК-8), Критерий 5 АИОР (2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Отделение (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Ефимов С. В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышевой Зое Юрьевне		

Тема работы:

Усовершенствованное автоматическое управление процессом подготовки нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН), а именно 1-я и 2-я ступень сепарации нефтяной эмульсии на Вахском месторождении «Томскнефть».

Цели работы: создание модели APC-системы управления процессом сепарации нефти на УПН, анализ качества APC-управления, подведение итогов и вывод об эффективности APC-стратегии управления, сравнение с традиционным управлением (PID-регулирование).

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ литературы – Общая характеристика технологического комплекса (производственного объекта) – Описание технологического процесса производства нефти – Разработка основных критериев эффективности управления – Выбор оптимальных условий сепарации – Разработка критериев эффективности моделирования процесса – Разработка структурной схемы – Разработка математической модели и математическое моделирование – Заключение
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Конотопский В. Ю., к. э. н., доцент
Социальная ответственность	Горбенко М. В. к. т. н., доцент
Раздел на иностранном языке	Пичугова И. Л., старший преподаватель

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение
Разработка основных критериев эффективности управления
Выбор оптимальных условий сепарации
Критерии эффективности моделирования процесса
Разработка структурной схемы системы автоматического регулирования
Заключение

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

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е. И.	к. т. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышева Зоя Юрьевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ81	Барышевой Зое Юрьевне

Школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизация технологических процессов и производств
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НИ</i>	
2. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Планирование этапов работы, определение календарного графика трудоёмкости работы, расчет бюджета.</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Оценка эффективности исследования.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский Владимир Юрьевич	К. Э. Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышева Зоя Юрьевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ81	Барышевой Зое Юрьевне

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Усовершенствованное автоматическое управление процессом подготовки нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: эффективность (КПД) расчетов для оценки эффективности процесса сепарации нефти. Рабочая зона: производственное помещение оператора, управляющего УПН.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ТК РФ от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Отклонение показателей микроклимата 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте 3. Недостаточная освещённость рабочей зоны 4. Повышенный уровень вибрации 5. Повышенная температура поверхностей оборудования 6. Наличие токопроводящих элементов, находящихся под напряжением 7. Обострение эпидемиологической обстановки
3. Экологическая безопасность:	На этапе исследования разработка не оказывает влияния на экологию (атмосферу, гидросферу, литосферу).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В случае пожара, требуется придерживаться плана действий в случае ЧС, разработанном в организации.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Горбенко Михаил Владимирович	К. Т. Н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышева Зоя Юрьевна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования – магистратура
 Отделение (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
20.05.2020	Социальная ответственность	20
28.05.2020	Основная часть	60

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения автоматизации и робототехники ИШИТ	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения информационных технологий ИШИТР	Ефимов Семён Викторович	к.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа имеет объем 127 страниц, включает в себя 36 рисунков, 16 таблиц, 38 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: установка подготовки нефти (УПН), сепаратор, Matlab Simulink, моделирование, система автоматического регулирования, ПИД-регулирование, APC-управление, усовершенствованное управление ТП, PDR-controller.

Объектом исследования является процесс сепарации на установке подготовки нефти.

Цель работы – исследование автоматического регулирования ключевыми параметрами процесса сепарации и создание модели APC (Advanced Process Control) системы управления процессом сепарации нефти на УПН.

В процессе исследования проводился анализ и формирование ключевых показателей эффективности управления и моделирования процессом сепарации нефти на УПН, а также моделирование технологического процесса.

В результате исследования были разработаны: структурная схема технологического процесса УПН, структурная схема системы автоматического регулирования с усовершенствованным (APC) управлением, структурная схема системы автоматического регулирования с классическим ПИД-управлением, критерии эффективности управления и моделирования процесса.

Содержание

Введение.....	13
1 Обзор литературы	15
2 Обоснование актуальности	20
3 Проектирование системы автоматического регулирования.....	22
3.1 Общая характеристика технологического комплекса (производственного объекта).....	22
3.2 Описание технологического процесса производства нефти	24
3.3 Разработка основных критериев эффективности управления.....	34
3.4 Технологический расчет сепаратора	39
3.5 Выбор оптимальных условий сепарации.....	43
3.6 Критерии эффективности моделирования процесса	46
3.7 Разработка структурной схемы системы автоматического регулирования	47
3.7.1 Измерение количества капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции.....	48
3.7.2 Измерение количества газа, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти.....	51
3.7.3 Измерение параметров внутри сепаратора, на входе и на линии выхода воды.....	53
3.8 Математическое моделирование	54
3.8.1 Разработка математической модели.....	54
3.8.2 PID-регулирование.....	62
3.8.3 APC-регулирование	68

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
4.1	Организация и планирование работ	75
4.2	Продолжительность этапов работ	76
4.3	Расчет сметы затрат на выполнение проекта	80
4.3.1	Расчет затрат на материалы	80
4.3.2	Расчет заработной платы	81
4.3.3	Заработная плата научно-производственного персонала	81
4.3.5	Расчет затрат на электроэнергию	82
4.3.5	Расчет амортизационных расходов	83
4.4	Оценка экономической эффективности исследования	85
5	Социальная ответственность	86
5.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.3	Режим рабочего времени	87
5.4	Общие эргономические требования	88
5.5	Производственная безопасность	89
5.6	Анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при эксплуатации объекта исследования	90
5.6.1	Отклонение показателей микроклимата	90
5.6.2	Повышенный уровень шума на рабочем месте	92
5.6.3	Недостаточная освещённость рабочей зоны	93
5.6.4	Повышенный уровень вибрации	96
5.6.5	Повышенная температура поверхностей оборудования	98
5.6.6	Наличие токопроводящих элементов, находящихся под напряжением	99

5.6.7 Обострение эпидемиологической обстановки.....	100
5.7 Экологическая безопасность.....	103
5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	103
5.9 Выводы по разделу.....	104
Заключение	105
Список использованных источников	107
Приложение А (обязательное) Advanced process control of the oil preparation process.....	111
Приложение Б (обязательное) Расчетные данные сепаратора	123
Приложение В (обязательное) Схема технологического процесса	125
Приложение Г (обязательное) Операторно-структурна схема с PID-регулятором	126
Приложение Д (обязательное) Операторно-структурна схема с APC управлением.....	127

Введение

Advanced process control (APC), система которая была первоначально разработана для удовлетворения потребностей управления нефтеперерабатывающими и энергетическими заводами, теперь может быть найдена в широком спектре областей применения, таких как химическая промышленность, пищевая промышленность, автомобильная и аэрокосмическая промышленность.

Причиной увеличения использования технологии APC является ее способность решать проблемы и ограничения многомерного управления. Насыщенность сигнала управления может значительно ухудшить производительность системы управления. Сила структуры ограниченного управления, использующей прогнозирующее управление модели, заключается в оптимальности, которой она достигает систематическим образом, и универсальности, чтобы справиться с системой с несколькими входами и несколькими выходами с различными ограничениями.

Цель работы: исследование автоматического регулирования ключевыми параметрами процесса сепарации и создание модели APC (Advanced Process Control) системы управления процессом сепарации нефти на УПН.

В рамках магистерской диссертации для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- детально изучить процесс сепарации нефти;
- проанализировать отечественную и зарубежную литературу;
- выполнить исследование эффективности работы сепаратора и найти критерии эффективности управления и моделирования процесса.
- разработать структурную схему технологического процесса УПН;
- разработать структурную схему системы автоматического регулирования с усовершенствованным (APC) управлением;

– разработать структурную схему системы автоматического регулирования с классическим ПИД-управлением;

– провести сравнительный анализ управления сепаратором с помощью ПИД-управления и с АРС-управлением.

В рамках раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» необходимо произвести оценку экономической эффективности проекта.

В рамках раздела «Социальная ответственность» необходимо провести оценку производственной безопасности потребителей результатов проекта.

1 Обзор литературы

Объектом исследования данной магистерской диссертации является система усовершенствованного управления процессом подготовки нефти на установке подготовки нефти (УПН).

Управление объектами всегда было актуальной темой для разработки новых методов. Например, задвижка, изначально ручное управление было заменено на частично-компьютерное, потом на PID -регулирование и теперь повсеместно разрабатываются, и внедряются методы MPC и APC регулирования. Например, в статье [1] описывается сравнение трех методов управления: ручное, PI-регулирование и MPC-регулятор. В ходе проведенного исследования была доказана максимальная производительность MPC регулятора, даже и при изменении пластовых условий и колебаниях в скорости перекачивания жидкости.

Существующие в настоящий момент системы управления, основанные на классических методах регулирования (PID-контроллеры), вполне соответствуют требованиям безопасности и выполняют требуемые от них функции, но примечательно то, что данные системы не вполне соответствуют требованиям эффективности. Современные компании желают не только получить безопасный технологический процесс, но и снизить экономические потери, эксплуатационные затраты, увеличить прибыль производства и повысить качество продукции, тем самым заслужив лидерскую позицию среди компаний конкурентов. Добиться этих целей можно путем вывода технологического процесса на оптимальный режим работы, применив усовершенствованный подход к управлению – APC-управление («Advanced Process Control»). APC – это класс управляющих систем, предназначенный для стабилизации качества продуктов и повышения эффективности технологических процессов.

APC основаны на классической теории управления и современных информационных технологиях и предусматривают, в дополнение к

традиционным локальным системам автоматике, применение программно-алгоритмических средств, использующих информацию об особенностях организации технологических процессов.

APC управляет установкой в автоматическом режиме, кратко процесс представляет из себя следующую последовательность: «сбор данных – прогнозирование – расчет и выдача новых уставок», данная последовательность повторяется на каждом временном такте. APC-система работает в режиме «реального времени». На рисунке 1 представлено схематичное изображение принципа работы APC системы [2].

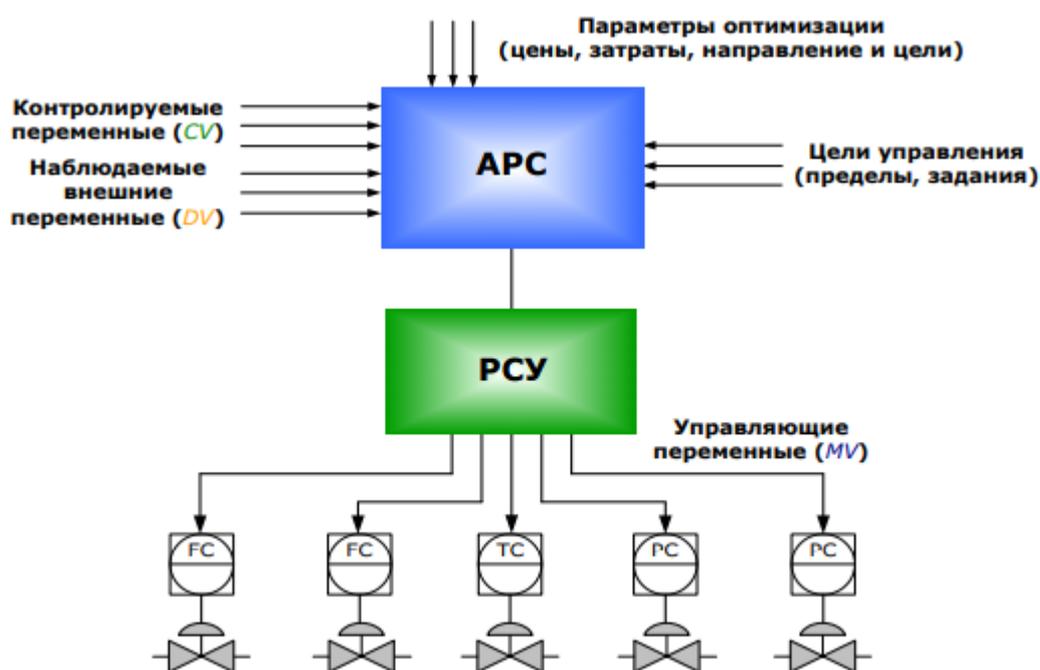


Рисунок 1 – принцип работы APC системы

По сути усовершенствованные системы являются интеллектуальной надстройкой над локальными системами автоматизации. APC включают следующие собственные технологии:

- математическое моделирование;
- разработка «виртуальных анализаторов», т.е. программных блоков, рассчитывающих по модельным соотношениям значения неизмеряемых качественных параметров в режиме реального времени (online);
- «предиктивное», т.е. основанное на «перехвате» возмущений предсказательное управление по модели (Model Predictive Control или MPC);

– оптимальное управление в режиме реального времени по критериям максимизации прибыли или минимизации затрат (Real Time Optimization или RTO) и др.

В нефтепереработке APC [3] применяются, начиная с 70-х годов прошлого века, включая и Россию (последние 9-11 лет). Сроки окупаемости проектов – от нескольких месяцев до года, в зависимости от состояния объекта, экономика проекта, также была исследована в рамках данной магистерской диссертации.

Выполнение магистерской диссертации началось с поиска, анализа и изучения литературы. Перед тем как проектировать систему управления необходимо разобраться в процессах, протекающих в установке подготовки нефти [4].

В учебных пособиях Тарановой Л. В. и Гречухиной А. А. рассматриваются типовые конструкции наиболее распространенного оборудования предприятий промышленной подготовки, первичной и углубленной переработки нефти и газа.

Далее были изучены материалы про методы APC-регулирования в одной диссертации [5] использовалась нейронная сеть на основе уравнений с несколькими входами и несколькими выходами (MIMO), в работе была предложена стратегия многопараметрического управления для контроля верхней и нижней температур колонны. Управляемые переменные для колонны - это рефлюкс и ребойлер, соответственно. Эта модель нейронной сети основана на многомерном уравнении, а не нормальной структуре черного ящика. Преимущество в том, что оно крепкое и его легче интерпретировать с точки зрения переменных ввода-вывода. Оно было взято для изменения уставки и изменения помех. Результаты показывают, что нейронная сеть на основе уравнений для прямого обратного и внутреннего модельного подхода работает лучше, чем обычный пропорциональный, интегральный и производный (PID) контроллер.

Несколько различных алгоритмов управления описываются в учебно-методической работе профессора из Кореи [6]. Он рассматривает стратегию APC-управление на примере управления температурой горячего масла. При управлении температурой рассматривает параметры расхода топливного газа, характеристики клапана, давление топливного газа.

Ключевой целью проектов промышленного управления технологическим процессом (APC) является стабилизация процесса. Чтобы оправдать затраты, связанные с внедрением в процесс новых технологий APC, выгоды должны быть определены количественно с экономической точки зрения. В прошлом были разработаны методы экономической оценки, которые связывают изменение ключевых контролируемых переменных процесса с величинами экономической эффективности. В этой статье [7] рассматриваются эти методы и включаются в них для экономической оценки проектов APC.

Рассмотрим применение усовершенствованных систем управления для повышения эффективности процессов нефтедобычи [3]. В данной статье описывается принцип усовершенствованного управления, а также примеры рабочих решений. Традиционная схема: осуществляется подача деэмульгатора осуществляется с постоянной концентрацией объемным насосом-дозатором в поток нефтяной эмульсии на входе в УПН. Недостаток такой схемы – отсутствие возможности автоматического поддержания заданной оптимальной концентрации деэмульгатора в потоке при изменении расхода, влагосодержания и температуры нефтяной эмульсии, что может приводить к нарушению качества товарной нефти.

Усовершенствованная схема: в этой схеме предусмотрено использование частотного привода насоса-дозатора. Разработчики полагают, что добавление частотного привода к насосу подачи деэмульгатора не приведет к существенному удорожанию схемы подачи реагента, но позволит стабилизировать влагосодержание нефти на выходе УПН при действии возмущений широкого спектра. В приведенной схеме рассчитываются расход

нефтяной эмульсии на входе в УПН (по уравнениям материального баланса УПН), расход деэмульгатора на выходе насоса-дозатора (по числу оборотов двигателя и ходу поршня насоса и дополнительно контролируется по убыли реагента в емкости) и заданное соотношение указанных расходов в зависимости от температуры входной эмульсии (по модели), которое поддерживается автоматически.

Так как в работе производится моделирование процесса сепарирования нефти, была изучена работа по стабилизации двух фаз в сепараторе [8]. Разделение фаз во время передвижения неочищенной нефти во многом зависит от условий эксплуатации: фазовые скорости, угол трубопровода. Парафиновые пробки (твердые), осадок грунта, жидкие пробки, изменение скорости потока, эти и еще множество типичных проблем возникает при перемещении неочищенной нефти по трубопроводам. В данной диссертацию рассматриваются методы контроля процесса разделения фаз в процессе сепарации.

Абсолютно новое предложение по управлению предложено в [9], которое обеспечивает контроль потока и давления необходимый для успешного бурения под отрицательным давлением (UBD). В этой работе оценивается использование APC для интегрированного управления условиями скважины и системы разделения верхней части во время UBD. Давление забоя скважины, уровни жидкости сепаратора и давление сепаратора контролируются путем манипулирования насосом буровой установки, дроссельной заслонкой и клапанами сепаратора, что в целом является огромным прорывом в теории APC-управления.

2 Обоснование актуальности

Установка подготовки нефти (УПН) включает в себя множество сложных элементов (запорные арматуры, сепараторы, насосы и др.) УПН предназначена для приема продукции с нефтяных скважин, для ее предварительного разделения на нефть, попутный нефтяной газ и пластовую воду с целью последующей подготовки нефти до товарного качества.

При добычи нефть имеет в себе множество примесей:

- Основными элементами состава нефти являются углерод (содержит от 83,5 до 87%) и водород (содержит от 11,5 до 14%).

- сера в количестве от 0,1 до 1-2 % (иногда ее содержание может достигать до 5-7 %, во многих нефтях серы практически нет);

- азот в количестве от 0,001 до 1 % (иногда до 1,7 %);

- кислород (встречается не в чистом виде, а в различных соединениях) в количестве от 0,01 до 1 % и более, но не превышает 3,6 %.

Состав нефти существенно изменяется от месторождения к месторождению, изменяются абсолютно все характеристики и состав нефти. Плотность может колеблется в интервале от 0,77 до 1,1 г/см³. Чаще всего встречаются нефти с плотностью от 0,82 до 0,92 г/см³. Температура кипения варьирует от 30 до 600°С в зависимости от химического состава. Один из самых важных параметров – вязкость сильно меняется в зависимости от температуры, для России более свойственна вязкая и свервязкая нефть, это значит, что на подготовку ее к товарному состоянию затрачивается намного больше ресурсов.

При этом убытки от «грязной» нефти могут достигать 100 миллионов долларов, такая стоимость формируется за счет испорченного оборудования (это трубопроводы, компрессорные станции, узлы подсчета и другое). Нефть после месторождения обрабатывается на УПН, и потом поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), следовательно, в случае некачественной работы УПН, возможен вариант замены всего оборудования

до НПЗ или высокая нагрузка на НПЗ, в плане использования большего числа оборудования для подготовки нефти, это можно приравнять к убыткам компании. Уменьшив стоимость подготовки и увеличив качество нефти, мы сможем увеличить ее стоимость, порой даже многократно.

Проанализировав зарубежный опыт [27, 28, 29], со способами сокращения затрат путем введения усовершенствованного управления на этапе подготовки нефти, можно сделать вывод, что с применением более современного процесса управления получится добиться следующих результатов:

1. Увеличение мощности и производительности;
2. Сокращение время работы оборудования;
3. Уменьшение срока окупаемости системы;
4. Эффективное обнаружение сбоев процесса.

Таким образом, усовершенствованное управление технологическими процессами или APC-управление – это управление, которое позволит повысить эффективность производства, за счет изменения стратегии управления, что не повлечет за собой дополнительных затрат на приобретение нового более совершенного оборудования.

3 Проектирование системы автоматического регулирования

3.1 Общая характеристика технологического комплекса (производственного объекта)

Установка подготовки нефти Вахского месторождения УПН «Вах». УПН входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №2 и предназначена для [10]:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с УПСВ 4,5,6, ДНС-1;
- отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторах (СН1/1,1/2,1/3) и подачу в систему газопровода на ГКС Вах;
- более полной дегазации нефти и воды на концевой ступени сепарации (СН2/1, 2/2, 2/3) и сжигания газа на факеле низкого давления, что обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуаров РВС-5000 №1, 2, 4, 5;
- обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды не более 0,5% и откачки ее на ЦТП;
- очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи ее на БКНС-15 для закачки в нагнетательные скважины;
- учета поступающей жидкости, нефти, газа высокого и низкого давления, подаваемого в газопровод на ГКС, ФНД, ФВД, ПТБ-10/1, 2, котельную ЦПС.

Краткие параметры комплекса:

Производительность по нефти - 2500 тыс. т/год (6850 т/сутки);

Производительность по жидкости - 5840 тыс. т/год (16000 м³/сутки);

Производительность по газу - 180020 тыс. н.м³/год (493200 м³/сутки).

Площадка УПН условно разделена на две зоны:

- зона сооружений технологического назначения;
- зона производственно - вспомогательных сооружений.

В зону сооружений технологического назначения входят:

- входная гребенка;

- площадка сепарации;
- площадка резервуаров;
- насосная внешней перекачки нефти;
- насосная внутренней перекачки нефти;
- Насосная перекачки воды
- площадки дренажных емкостей;
- площадка СИКНС;
- площадка СИКГ;
- факельная система;
- площадка печей ПТБ-10.

Зона технологических вспомогательных сооружений:

- площадка блоков реагента (2 шт.);
- площадки емкостей промливниевых стоков;
- блок автоматики;
- источники электроснабжения.

Установка подготовки нефти находится на территории ХМАО (Тюменская обл., Нижневартовский р-н) и входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №2, Вахского нефтяного месторождения. УПН введена в действие в 1984 году, имеет общую площадь 68700 м². Проект и технологический процесс разработан научно-исследовательской организацией «ТомскНИПИнефть» в 1984 году.

3.2 Описание технологического процесса производства нефти

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин дожимной насосной станции ДНС-1, установки предварительного сброса воды УПСВ 4,5,6 поступает на гребенку установки подготовки нефти УПН (ЦПС) через клиновую задвижку ЗКЛ № 587, 588, 589, 5, 10, 11, 283, 593, 586, 9, 8, 92, 93, 94 с давлением от 0,16 кгс/см² до 3,0 кгс/см². Для контроля за давлением на гребенке установлен технический манометр МП-4У (PI). С гребенки жидкость поступает на первую ступень сепарации, через задвижки № 2, 3, 4, 160, 161, 162 на вход сепараторов СН-1/1,1/2,1/3.

Для более эффективного разделения нефти и воды в РВС-5000 №1, 2, 4, 5 в поток поступающей жидкости (входная гребенка) подается деэмульгатор. Подача деэмульгатора в поток осуществляется из действующего блока дозирования реагента БРХ-1 через вентиль № 7, 286, 264.

Сепарированная обводненная нефть с СН-1/1,1/2,1/3 поступает на вторую ступень сепарации: при работе первой группы сепарации (СН-1/1, СН-2/1) через задвижки № 37,38,39, регулирующий клапан РУСТ 410-2 №211; при работе второй группы сепарации (СН-1/2, СН-2/2) через задвижки № 41,42,43, регулирующий клапан РУСТ 410-2 №44 (LCV); при работе третьей группы сепарации (СН-1/3, СН-2/3) через задвижки № 45,46,47,48, регулирующий клапан РУСТ 410-2 №210 (LCV); для дальнейшей дегазации.

На выходе из сепараторов второй ступени, дегазированная жидкость поступает в резервуарный парк:

- при работе первой (СН1/1, СН2/1) и второй группы сепарации (СН1/2, СН2/2) в РВС № 1, через задвижки № 55, 56, 78, 88, 179; в РВС № 2, через задвижки № 55, 56, 179, 83; в РВС № 4, через задвижки № 55, 56, 276, 241, 247; в РВС № 5, через задвижки № 55, 56, 276, 253, 270;
- при работе первой (СН1/1, СН2/1) и третьей группы сепарации (СН1/3, СН2/3) в РВС № 1, через задвижки № 55, 57, 78, 88, 179; в РВС № 2,

через задвижки № 55, 57, 179, 83; в РВС № 4, через задвижки № 55, 57, 276, 241, 247; в РВС № 5, через задвижки № 55, 57, 276, 253, 270;

– при работе второй (СН1/2, СН2/2) и третьей группы сепарации (СН1/3, СН2/3) в РВС № 1, через задвижки № 56, 57, 78, 88, 179; в РВС № 2, через задвижки № 56, 57, 179, 83; в РВС № 4, через задвижки № 56, 57, 276, 241, 247; в РВС № 5, через задвижки № 56, 57, 276, 253, 270;

Для визуального наблюдения за давлением на СН, СГ-1 установлены технические манометры МП-4У (PI). Уровень жидкости в СН-1/1,1/2,1/3 контролируется приборами: РУПШ-64, Optiflex-1300С (LCA), ПМП-152 (LA), регулируется клапанами электрическими РУСТ 410-2 (РэмТЭК-02) №211 (LCV), РУСТ 410-2 (РэмТЭК-02) №44 (LCV), РУСТ 410-2 (РэмТЭК-02) №210 (LCV). Для защиты сепараторов СН-1/1,1/2,1/3, СГ-1 от превышения давления на них установлены предохранительные клапана (СППК150х16). Газ с предохранительных клапанов поступает в факельный коллектор низкого давления.

В технологический резервуар РВС-5000 №1,2,4,5 обводненная нефть поступает[10]:

– при параллельной работе РВС № 1, РВС № 2 через задвижки № 78, 88, 179, 83;

– при параллельной работе РВС № 4, РВС № 5 через задвижки № 276, 241, 247, 253, 270

– при параллельной работе РВС № 1, РВС № 4 через задвижки № 179, 88, 78, 276, 241, 247;

– при параллельной работе РВС № 1, РВС № 5 через задвижки № 179, 88, 78, 276, 253, 270;

– при параллельной работе РВС № 2, РВС № 4 через задвижки № 179, 83, 276, 241, 247;

– при параллельной работе РВС № 2, РВС № 5 через задвижки № 179, 83, 276, 253, 270.

Жидкость с КСУ проходя через лучевое распределительное устройство и слой пластовой воды, разделяется на нефть и воду. Для определения уровней в РВС-5000 №1,2,4,5 установлен уровнемер Optiflex 1300С (LIC), сигнализация верхнего предельного уровня в РВС выполняется сигнализатором уровней ПМП-152 (LA). Подготовленная нефть из верхней части нефтяного слоя, через заборную воронку поступает на прием нефтяных насосов Н-1, 2, 3 [10]:

- при параллельной работе РВС № 1, РВС № 2 через задвижки № 82, 87, 278, 72, 74, 76;
- при параллельной работе РВС № 4, РВС № 5 через задвижки №266, 259, 273, 277, 278, 72, 74, 76;
- при параллельной работе РВС № 1, РВС № 4 через задвижки № 87, 266, 259, 277, 278, 72, 74, 76;
- при параллельной работе РВС № 1, РВС № 5 через задвижки № 87, 273, 277, 278, 72, 74, 76;
- при параллельной работе РВС № 2, РВС № 4 через задвижки № 82, 266, 259, 277, 278, 72, 74, 76;
- при параллельной работе РВС № 2, РВС № 5 через задвижки № 82, 273, 277, 278, 72, 74, 76.

На приеме насосов установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе насосов Н-1, Н-2, Н-3, до задвижек, установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на выходе агрегата. На агрегатах установлены температурные датчики (TISA) по температуре передних и задних подшипников насоса и сальников насоса, (TISA) электродвигателя, (TISA) трубки разгрузки насоса. При увеличении температуры выше установленного регламентом, насосы останавливаются. Защитные кожуха полумуфт насосных агрегатов НН-1, 2, 3 оснащены системой блокировки с пусковым устройством, исключающим пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении (NSE). Сбор утечек через сальниковое уплотнение и

дренирование фильтров нефтяных насосов Н-1, 2, 3 производится в ЕП-12 через задвижки № 297, 298, 299. На емкости ЕП-12 установлен уровнемер (ЛА) для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Нефть откачивается насосом НВ-50х50 в ручном режиме через задвижку №170, 216 на прием нефтяных насосов №11, 12, 14. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PI) [1].

С выкидного коллектора насосов нефть поступает на узел учета нефти (СИКНС-1). При работе на СИКНС-1 первой линии через «Promass 80F» (FIW), задвижки № 129, 123, 120, 111, 97; при работе на СИКНС-1 второй линии через «Promass 80F» (FIW), задвижки № 128, 122, 119, 111, 97; при работе на СИКНС-1 третьей линии через «Promass 80F» (FIW), задвижки № 127, 121, 118, 111, 97 нефть поступает в напорный нефтепровод УПН (ЦПС)-ЦТП. При сличении счетчика первой линии нефть, через задвижки № 129, «Promass 80F» (FIW), задвижку № 126, «Promass 80F» (FIW), задвижка № 123 закрыта, через задвижки №114, 115, 111, 97 поступает в напорный трубопровод УПН (ЦПС)-ЦТП. При сличении счетчика второй линии нефть, через задвижки №128, «Promass 80F» (FIW), задвижку № 125, «Promass 80F» (FIW), задвижка № 122 закрыта, через задвижки №114, 115, 111, 97 поступает в напорный трубопровод УПН (ЦПС)-ЦТП. При сличении счетчика третьей линии нефть, через задвижки № 127, «Promass 80F» (FIW), задвижку № 124, «Promass 80F» (FIW), задвижка № 121 закрыта, через задвижки №114, 115, 111, 97 поступает в напорный трубопровод УПН (ЦПС)-ЦТП.

Расход нефти через СИКНС-1 регулируется клапаном УЭРВ № 100 через задвижки № 130, 131.

Отбор пробы подготовленной нефти производится автоматическим пробоотборником с СИКНС-1, через задвижку №109, в блоке контроля качества (БКК).

Для регулирования температуры подготовки, нефть: при работе РВС-5000№1 через задвижки № 87, 166, 168, 172; при работе РВС-5000 № 2 через задвижки № 82, 166,168,172; при работе РВС-5000 №4 через задвижки № 266,

259, 277, 166, 168, 172; при работе РВС-5000№5 через задвижки № 273, 277, 166, 168, 172 подается на вход насосов Н11, 12, 14, насосной внутренней перекачки нефти (НВП). На приеме насосов установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе насосов Н-11, Н-12, Н-14 до задвижек установлены манометры ДМ2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на выходе агрегата. На агрегатах установлены температурные датчики (TISA) по температуре передних и задних подшипников насоса и электродвигателя, (TISA) сальников насоса, (TISA) трубки разгрузки насоса, при увеличении температуры, выше установленных регламентом, насосы останавливаются. Сбор утечек через сальниковое уплотнение и дренирование фильтров нефтяных насосов Н-11, 12, 14 производится в ЕП-6 через задвижки № 294, 295, 296, 326, 327, 328. На емкости ЕП-6 установлен уровнемер (LA) для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Нефть откачивается насосом НВ-50х50 в ручном режиме через задвижку №103 на прием нефтяных насосов №11, 12, 14. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PI).

С выкидного коллектора насосов нефть через электро-задвижки № 4а, 8а, задвижки № 181, 182 поступает на вход печей ПТБ-10№ 1,2. На приеме печей, для контроля за давлением, установлены технические манометры МП-4У (PI), на выходе установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA) и технические манометры МП-4У (PI). Для контроля температуры продукта на ПТБ-10/1 установлен термометр ТСМ-9210 (TIRSA), на ПТБ10/2 установлен термометр ТС-1187 (TIRSA). Для контроля температуры дымовых газов на ПТБ-10/1 установлены приборы ТХА 9416, ТП-2187 (TIRSA). При увеличении температуры, выше установленных регламентом, печи останавливаются. Подогретая нефть с ПТБ-10 поступает через задвижки 189, 204, 9а, 186, 187, 5а, 309, 160, 161, 162 на вход сепараторов СН 1/1, 1/2, 1/3. Газ на ПТБ-10/1,2 подается с СГ-2 через задвижки № 221, 226, 214, 10а, 191, 192, далее через

клапан отсекающий на регулятор давления РДБК. На СГ2 установлен предохранительный клапан (СППК-50x16), уровнемер СУ-1С (LA).

Выделившаяся в РВС-5000 № 1,2,4,5 подтоварная вода за счет гидростатического давления через задвижки № 84, 246, 89, 245, 243, 271, 275 поступает в РВС-3000 №3 для дополнительной подготовки – очистки от мехпримесей и остаточной нефти. Для определения уровней в РВС-3000 №3 установлен уровнемер Optiflex 1300С (LIC), сигнализация верхнего предельного уровня в РВС выполняется сигнализатором уровней ПМП-152 (LA).

Подтоварная вода с РВС-3000 №3 через задвижки № 238, 227, 196 поступает на прием водяных насосов Н-17, 18. На приеме насосов установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе насосов Н-17, 18 до задвижек установлены манометры ДМ-2005 (ЭКМ) (PISA), для контроля давления на выходе агрегата. На агрегатах установлены температурные датчики (TISA) по температуре передних и задних подшипников насоса и электродвигателя, (TISA) трубки разгрузки насоса, при увеличении температуры, выше установленных регламентом, насосы останавливаются. С выкидного коллектора насосов, подтоварная вода, через задвижки №228, 229, 195, 231, 232 поступает на БКНС-15[1].

При выводе РВС-3000№3 из работы ЗКЛ № 243, 238, 112, 240, 239 закрыты. Подтоварная вода с РВС-5000 № 1,2,4,5 за счет гидростатического давления через задвижки № 84, 89, 275, 271, 246, 245, 235, 237, 196, 227 поступает на вход насосных агрегатов Н №17, 18.

Сбор утечек через сальниковое уплотнение водяных насосов Н-17, 18 производится в ЕП-8. На емкости установлен уровнемер (LA) для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Вода откачивается насосом НВ–50x50 в ручном режиме через задвижку № 175 на прием водяных насосов №17, 18.

Дренаж с СН1/1, 1/2, 1/3, 2/1, 2/2, 2/3, СГ-1 через задвижки № 15, 29, 30, 31, 71, 52, 53, 54 производится в ЕП-2. Жидкость с ЕП откачивается насосом НВ-50/50 в ручном режиме через задвижки № 101 в трубопровод входа жидкости в РВС. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PI). На емкости установлен уровнемер (LA), для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Отделившийся в СН газ первой ступени сепарации (высокого давления) через задвижки № 26, 27, 28, 32, 301, (308 закрыта), 305, 306, 307 поступает на СИКГ – Газопровод высокого давления (ГКС «Вах»), далее на ГКС «Вах».

С ГКС Вах газ поступает:

– На ПТБ-10 через СГ-2 и ЗКЛ № 312, 313, 314, 315, 190, 222, 221, 226, 214, 10а, 191, 192. При выводе СГ-2 на НО, ВО, ЭПБ ЗКЛ № 221, 222 закрыты, ЗКЛ № 218 открыта.

– На котельную ЦПС через СГ-3 и ЗКЛ № 312, 313, 314, 315, 14, 13, 505, 500, 288, 289, 269. При выводе СГ-3 на НО, ВО, ЭПБ ЗКЛ № 288, 292 закрыты, ЗКЛ № 287 открыта.

При частичной остановке ГКС, газ также поступает на ПТБ-10 и котельную ЦПС. При полной остановке ГКС «Вах», газ через задвижки № 32, 308, (301 закрыта), 34 поступает на СИКГ - факел высокого давления, далее на ФВД и сжигается, часть газа через задвижку №16 поступает в газовый сепаратор СГ-1, где происходит отделение газа от капельной жидкости. Из СГ-1 газ через задвижки № 507, 14 поступает на СИКГ «котельная ЦПС», и на СИКГ ПТБ-10/1,2. При работе ГКС «ВАХ».

При выводе СГ-1 на НО, ВО, ЭПБ, ЗКЛ № 16, 507 закрыта.

Отделившиеся в СН газ второй ступени сепарации (низкого давления) через задвижки № 49, 50, 51, 260, 263 поступает на СИКГ - факел низкого давления, далее на ФНД и сжигается.

На узлах учета газ установлены датчики давления (РТ), датчик температуры (ТТ), расходомеры Dymetic-1223-K (FQIRA). Также, для контроля за давлением, установлен технический манометр (PI).

Для предотвращения забивки газовых линий газогидратными пробками с БРХ-2 в газопровод низкого и высокого давления подается метанол.

Отпуск нефти сторонним организациям осуществляется на пункте налива нефти ПНН, с выкидного коллектора насосной внешней перекачки нефти через задвижки №105, «НОРД» (FQ), 132, 137, (133, 136 закрыты), 199. Контроль за расходом нефти по компьютеру в операторной. Контроль за давлением по техническому манометру МП-4У (PI).

Сбор утечек с пункта налива нефти производится в ЕП-14 через канализационный колодец. На емкости установлен уровнемер (LA) для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Нефть откачивается насосом НВ-50х50 в ручном режиме через задвижку № 216, 330 на прием нефтяных насосов №11,12,14. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру МП-4У (PI).

Общая технологическая схема УПН Вахского месторождения изображена в приложении Б.

Остановимся на подробном описании первой группы сепарации нефти

В процессе подъема жидкости из скважин и транспорта ее до центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере снижения давления в системе увеличивается и обычно в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Поэтому при низких давлениях их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразными. Приходится осуществлять их отдельный сбор и хранение.

Процесс отделения газа от нефти называется сепарацией. Аппарат, в котором происходит отделение газа от продукции нефтяных скважин, называют газосепаратором.

Многоступенчатая сепарация применяется для постепенного отвода свободного газа по мере снижения давления. Она применяется при высоких давлениях на устье скважин.

Нефтегазовую смесь из скважины направляют сначала в газосепаратор высокого давления, в котором из нефти выделяется основная масса газа. Этот газ может транспортироваться на большие расстояния под собственным давлением.

Из сепаратора высокого давления нефть поступает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа.

На рисунке 2 изображена схема обвязки сепаратор высокого давления СН-1/1 (выкипировка из технологической схемы) [10].

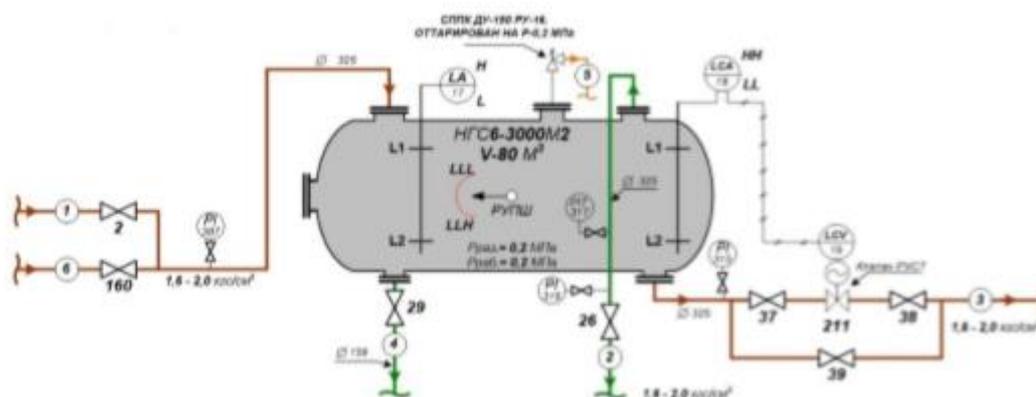


Рисунок 2 – Первая ступень сепарации

С гребенки эмульсия поступает на первую ступень сепарации, через задвижки № 2, также через задвижку № 160 предварительно подогретая нефть, для более легкого разделения эмульсии в зимнее время на вход сепараторов СН-1/1.

Для более эффективного разделения нефти и воды в РВС-5000 в поток поступающей жидкости (входная гребенка) подается деэмульгатор. Подача деэмульгатора в поток осуществляется из действующего блока дозирования реагента БРХ-1 через вентиль № 7, 286, 264.

Для визуального наблюдения за давлением на СН-1/1 установлены технические манометры МП-4У (PI-387, PI-315, PI-316). Уровень жидкости в СН-1/1 контролируется приборами: РУПШ-64, Optiflex-1300С (LCA-18), ПМП-152 (LA-17), регулируется клапанами электрическими РУСТ 410-2 (РэмТЭК-02) №211 (LCV-19). Для защиты сепаратора СН-1/1 от превышения

давления установлен предохранительный клапан (СППК-150x16). Газ с предохранительного клапана поступает в факельный коллектор низкого давления.

Сепарированная обводненная нефть с СН-1/1 поступает на вторую ступень сепарации: при работе первой группы сепарации (СН-1/1, СН-2/1) через задвижки № 37,38,39, регулирующий клапан РУСТ 410-2 №211 [1].

На рисунке 3 изображен сепаратор низкого давления.

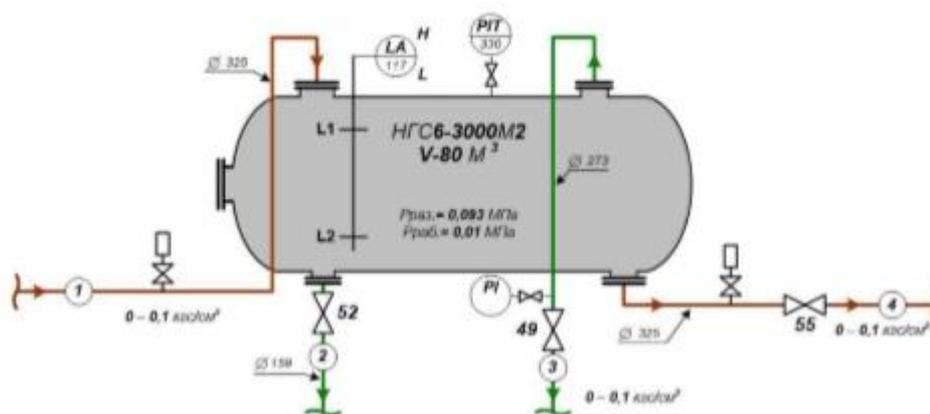


Рисунок 3 – Вторая ступень сепарации.

Для наблюдения с операторской за давлением на СН-2/1 установлен датчик давления Элемер-АИР-30Exd (PIТ-330). Уровень жидкости в СН-2/1 контролируется прибором ПМП-152 (LA-17). Для защиты сепаратора СН-2/1 от превышения давления установлен предохранительный клапан (СППК-150x16). Газ с предохранительного клапана поступает в факельный коллектор низкого давления, на трубопроводе перед задвижкой №49 установлен технический манометр.

3.3 Разработка основных критериев эффективности управления

Сепарация — это сложный многоступенчатый процесс, являющийся сочетанием физических и массообменных процессов, протекающих между газовой и жидкой фазами, содержащими большое количество компонентов. Простой формулой 1 можно описать многокомпонентность процесса сепарации, где объемный расход сырья складывается из расходов всех составляющих (нефть, газ, вода).

$$Q_{\text{сырья}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} + Q_{\text{г}} \quad (1)$$

Критерии эффективности при эксплуатации системы основным образом определяются по работе сепаратора. Система будет работать настолько эффективно, насколько эффективно сепаратор будет разделять фазы.

Эффективность работы сепараторов влияет на стабильный режим работы всей установки подготовки нефти: капли нефти и воды, унесенные газом из сепаратора, могут выпасть в газопроводе, образуя жидкостные пробки, привести к образованию гидратных пробок и просто уменьшить сечение газопровода, снизив тем самым его пропускную способность.

Эффективность работы сепаратора оценивается тремя показателями:

1) количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции;

2) количеством газа, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти;

Рассмотрим более подробно пункты 1 и 2. Для определения коэффициентов уноса можно использовать формулы 2 и 3 [11]:

$$K_{\text{ж}} = \frac{q_{\text{ж}}}{Q_{\text{г}}} \quad (2)$$

$$K_{\text{г}} = \frac{q_{\text{г}}}{Q_{\text{ж}}} \quad (3)$$

где $q_{\text{ж}}$ – объемный расход капельной жидкости, уносимой потоком газа, м³/ч;

$q_{г}$ - объемный расход окклюдированного газа, уносимого потоком жидкости, м³/ч;

$Q_{г}$ - объемный расход газа на выходе из сепаратора, м³/ч;

$Q_{ж}$ - объемный расход жидкости на выходе из сепаратора, при рабочих температуре и давлении, м³/ч.

Чем меньше величина этих показателей, тем эффективнее работа сепаратора.

По практическим данным приняты временные нормы, по которым $K_{ж}$ не должен превышать 50 см³/1000 м³ газа и $K_{г}$ £ 0,02 м³/м³.

Эффективность процесса сепарации зависит от следующих факторов:

1) средняя скорость газа в свободном сечении сепаратора. Значения $W_{гmax}$ для различных конструкций сепараторов могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с. Степень очистки газа от жидкости в зависимости от скорости газа представлена на рисунке 4.

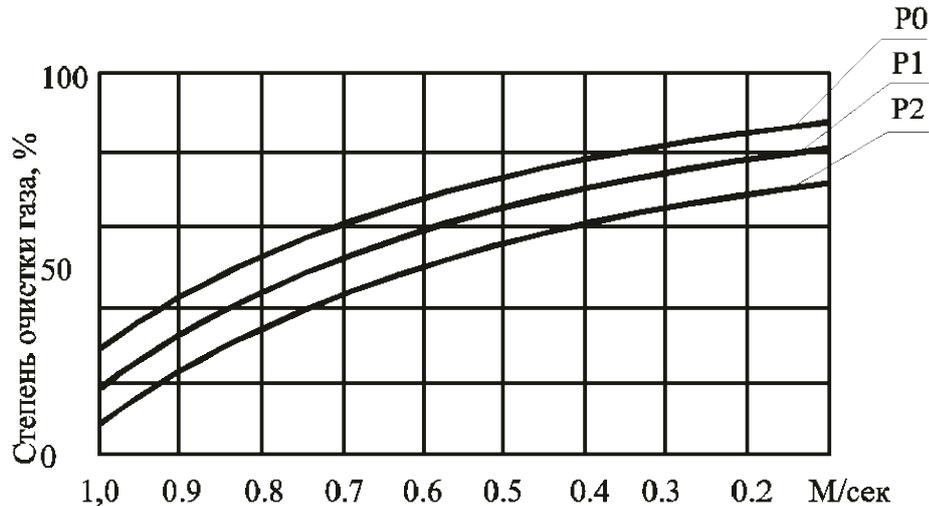


Рисунок 4 – Степень очистки газа от жидкости и твердых частиц в зависимости от скорости газа и давления

2) время задержки жидкости в сепараторе τ_3 : чем больше время пребывания жидкости в сепараторе, тем большее количество захваченных нефтью пузырьков газа успеют выделиться из нее в сепараторе, тем самым уменьшив $K_{г}$.

3) физико-химические свойства нефти и газа: вязкость, поверхностное натяжение, способность к пенообразованию.

Для не вспенивающейся нефти время задержки изменяется от 1 до 5 мин. Для вспенивающейся – от 5 до 20 мин. Выбор конкретного τ_3 для различных условий сепарации производится только по результатам исследования уноса жидкости и газа.

Нефть тем легче подвергается процессу разгазирования, чем меньшим поверхностным натяжением она обладает на границе с газом (паром).

4) конструктивные особенности сепаратора: способ ввода продукции скважин, наличие полок, каплеуловительных насадок и др.

5) уровень жидкости в сепараторе. Слой жидкости внизу сепаратора является гидрозатвором, чтобы газ не попал в нефтесборный коллектор.

6) расход нефтегазовой смеси: при большом расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. весь газ не успевает выделиться. Для уменьшения K_r следует увеличить количество сепараторов.

При высоком газовом факторе увеличение коэффициента уноса возможно и при небольшом расходе.

7) давление и температура в сепараторе. Влияние давления сепарации: при повышении давления сепарации диаметр пузырька газа уменьшается при сохранении его веса.

Рассчитаем вес пузырька при условии, что $P_2 > P_1$:

$$\frac{\pi * d_1^3}{\sigma} * \rho_1 * \frac{P_1}{P_0} = \frac{\pi * d_2^3}{\sigma} * \rho_2 * \frac{P_2}{P_0} \quad (4)$$

Следовательно:

$$d_1 = d_2 * \sqrt[3]{\frac{P_1}{P_0} * \frac{\rho_2}{\rho_1}} \quad (5)$$

Из уравнения 5 можно сделать вывод, что при возрастании значения давления процесса сепарации нефти, диаметр пузырька газа сокращается, но вес при этом остается неизменным. Следовательно, предполагаем, что при увеличении давления процесса сепарации нефти, унос нефтью мелких и более

тяжелых пузырьков - возрастет, которые при низком давлении, обычно всплывают в слое нефти, это явление описывается формулой Стокса 6, где показана зависимость скорости всплытия от квадрата диаметра пузырька.

Формула Стокса, его также знают, как уравнение для расчета скорости оседания в газовой среде частицы шарообразной формы:

$$W_{\text{ч}} = \frac{4}{3} * \frac{d^2(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}})}{24 * \mu_{\text{г}}} = \frac{d_{\text{ч}}^2(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) * g}{18 * \mu_{\text{г}}} = \frac{d_{\text{ч}}^2(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}}) * g}{18 * \nu_{\text{г}} * \rho_{\text{г}}} \quad (6)$$

где $\mu_{\text{г}}$ – динамическая вязкость газа, кг/м*с (Па·с);

$\nu_{\text{г}}$ – кинематическая вязкость газа в условиях сепаратора, м²/с;

$\rho_{\text{ч}}$ – плотность частицы в условиях сепаратора, кг/м³;

d – диаметр частицы, м.

Делаем вывод, что при увеличении давления сепарации коэффициент уноса газа возрастает. Этот процесс хорошо иллюстрируется на рисунке 4.

Следовательно, можно сделать вывод, что при возрастании давления сепарации, унос нефтью мелких и в то же время более тяжелых пузырьков возрастет. Эти пузырьки при низком давлении в слое нефти всплывают, так как скорость всплытия связана с квадратом диаметра пузырька согласно формуле Стокса.

Повышение температуры нефти приведет к снижению ее вязкости и, следовательно, к увеличению скорости всплытия пузырька газа. Следовательно, повышение температуры приведет к уменьшению коэффициента уноса газа нефтью $K_{\text{г}}$.

Для качественной сепарации нефти важным подготовительным этапом является определение толщины тепловой изоляции, эти расчеты проводят на этапе проектирования на основании данных коэффициента теплопроводности материала изоляции и коэффициента теплоотдачи в окружающую среду, а также данных температур наружной стенки аппарата окружающей среду и наружной поверхности теплоизоляционного слоя [12].

Для задания потоков и расчёта фазового равновесия необходимо знать такие технологические параметры, как газовое содержание (VF), температура

(Т), давление (Р), энтальпия (Н) и энтропия (S). Зная любые два термодинамических параметра можно определить остальные.

Энтальпия (Н) – это термодинамическое свойство вещества, которое указывает уровень энергии, сохраненной в его молекулярной структуре.

$$H = U + PV,$$

где Н – энтальпия, U – внутренняя энергия, Р – давление, V – объем системы.

Энтропия (S) – это функция состояния термодинамической системы, изменение которой (dS) в равновесном процессе равно отношению количества теплоты (dQ), сообщенного системе или отведенного от нее, к термодинамической температуре (Т)

$$dS = \frac{dQ}{T},$$

где dS – изменение термодинамической системы, dQ – количество теплоты, сообщенное системе, Т – термодинамическая температура системы

Если задается Р и Т, то VF рассчитывается исходя из процентного соотношения компонентов потока. Энтальпия и энтропия определяются как зависимые параметры. Если VF = 1 (поток представляет собой газ) или VF = 0 (поток представляет собой жидкость), тогда при задании Т можно найти Р или наоборот.

3.4 Технологический расчет сепаратора

Основной целью технологического расчета является определение оптимальных параметров диаметра и высоты сепаратора. Тип сепаратора известен по требованиям ТЗ месторождения – это трёхфазный горизонтальный сепаратор.

При сепарации газ может сжиматься, при помощи уравнения состояния идеального газа можно рассчитать плотность газа при стандартных условиях и в условиях сепарации.

$$P * V = z * \frac{m}{Mr} * R * T,$$
$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{P * Mr}{z * R * T},$$

где

T – температура в сепараторе, К;

P – давление в сепараторе, Па;

Z – коэффициент (фактор) сжимаемости газа;

R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К;

ρ – плотность, кг/м³;

Mr – молекулярная масса, г/моль.

Вычислим расход газа в процессе сепарации нефти: необходимо разность плотности газа в стандартных условиях и в условиях сепарации, разделить на плотность газа в условиях сепарации и умножить на расход газа при стандартных условиях:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{ст}} \frac{\rho_{\text{ст}} - \rho_{\text{газ}}}{\rho_{\text{газ}}}$$

Производительность сепаратора по газу, рассчитывается максимальной скоростью газа, при которой капли нефти успевают оседать в газовой среде. Для определения минимальной допустимой скорости потока газа в сепараторе пользуются уравнением Саудерса и Брауна [13]:

$$U_{max} = K * \sqrt{\frac{\rho_H - \rho_G}{\rho_G}}$$

Используя формулы выше мы можем определить минимальную площадь сечения, необходимую для газовой фазы

$$U_{max} = \frac{Q_G}{U_{max}} \quad (7)$$

Исходя из данных о установки подготовки нефти мы можем определить на этапе проектирования, является ли сепарация максимально эффективной с помощью формулы 7.

Исходя из условий, что обводненность воды не должна превышать 10%. Для определения эффективности процесса сепарации важно понимать скорость осаждения капли воды в нефти.

$$U_p = \frac{g * d_p^2 * (\rho_d - \rho_c)}{18 * \mu_c * \lambda} \quad (8)$$

ρ_d – плотность дисперсной фазы, кг/м³;

ρ_c – плотность непрерывной фазы, кг/м³;

d_p^2 – диаметр капли воды, м;

μ_c – вязкость нефти, Па*с;

λ – поправочный коэффициент;

Из уравнения 8 можно определить скорость потока:

$$U_{ax} = 15 * U_p \quad (9)$$

Рассчитаем необходимую для разделения водной и нефтяной эмульсий минимальную площадь сечения сепаратора:

$$A_{нефть} = \frac{Q_{нефть}}{U_{ax}} \quad (10)$$

$$A_{вода} = \frac{Q_{вода}}{U_{ax}} \quad (11)$$

Обычно площадь сечения отделения сепаратора для отведения газа принимается равной ¼ от общей площади сечения сепаратора:

$$A_{\text{газ}} = \frac{1}{4} * (A_{\text{вода}} + A_{\text{нефть}} + A_{\text{газ}}) \rightarrow A_{\text{газ}} = \frac{A_{\text{вода}} + A_{\text{нефть}}}{3} \quad (12)$$

Следовательно, суммарная площадь сечения сепаратора:

$$A_{\text{сепаратора}} = A_{\text{вода}} + A_{\text{нефть}} + A_{\text{газ}}$$

Минимальный диаметр сепаратора:

$$D = \sqrt{\frac{4 * A_{\text{сепаратора}}}{\pi}}$$

Минимальная длина и объем сепаратора:

$$L = s * D \text{ и } V = A * L$$

Уровни раздела фаз в сепараторе должны находиться на определенных уровнях, которые проиллюстрированы на рисунке 5, а графическая зависимость отображена на рисунке 6.

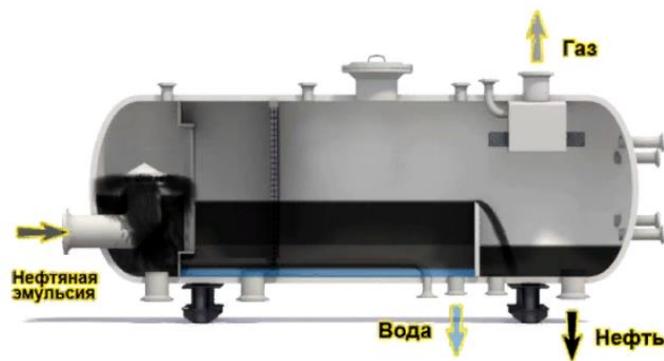


Рисунок 5 – Уровни раздела фаз

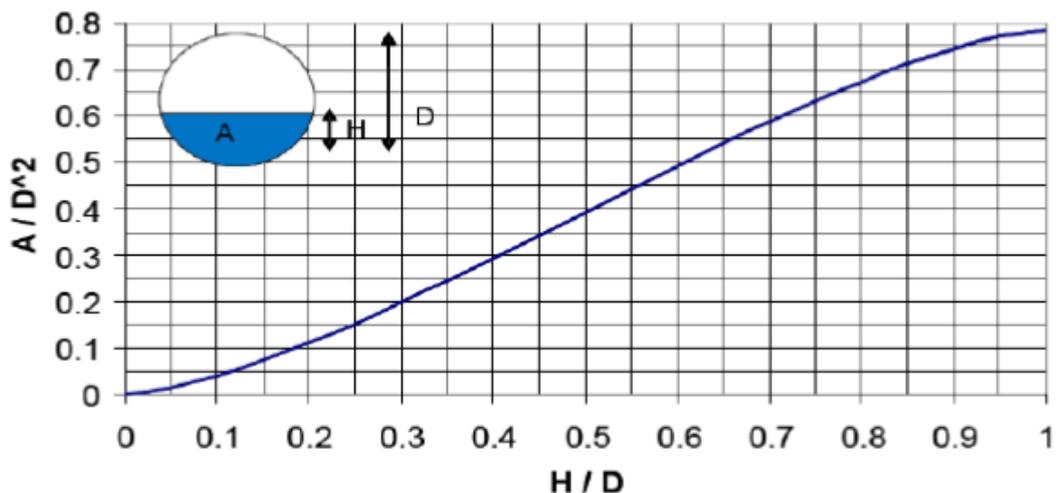


Рисунок 6 – Зависимость объема жидкости от уровня раздела фаз в горизонтальном сепараторе (H – уровень раздела фаз нефть-вода)

Слой газа от общей площади сечения в ее верхней части занимает $\frac{1}{4}$ часть, следовательно, уровень раздела фаз, можно определить по формуле:

$$h_{\text{газа}} = 0.25 * D$$

Разницу между диаметром сепаратора и толщинами слоёв нефти и воды, определяют такую величину, как высоту слоя нефти:

$$h_{\text{нефти}} = D - h_{\text{газа}} - h_{\text{вода}} \quad (13)$$

3.5 Выбор оптимальных условий сепарации

В соответствии с проведенным выше анализом необходимо обеспечить определенную температуру и давление внутри сепаратора. Количество и качество нефти и газа как товарных продуктов непосредственно зависит от условий сепарации, а именно: давление, температура и число ступеней свободы.

Для контроля параметров давления и температуры необходимо установить датчики контроля и регулирования этих параметров.

Аппаратные параметры, которые также влияют на качество сепарации необходимо рассчитывать на этапе проектирования и моделирования. На последующих стадиях, можно использовать формулы для проверки параметров, при неудовлетворительных результатах можно произвести процесс автоматизации процесса.

Для определения количества ступеней свободы необходимо учитывать давление на устьях скважин. На каждой ступени сепарации, из-за изменения давления от высокого к более низкому происходит постепенное выделение газовой фазы. Первыми выделяются газы, обладающие высоким давлением насыщенных паров этана, метана, частично С₃, азота. При этом в нефти остаются углеводороды, которые обладают меньшим давлением насыщенных паров.

В результате резкого снижения давления в сепараторах будет бурно выделяться газовая фаза, такое может произойти если при высоком начальном давлении нефти (как правило это давление устьевое) применить трех- или двухступенчатую сепарацию. При этом вместе с легкими углеводородами в газовую фазу перейдет большое количество тяжелых углеводородов: С₃-С₅.

Если провести анализ сравнения многоступенчатой сепарации с трехступенчатой по количеству нефти на выходе, то выход товарной нефти увеличится многоступенчатой сепарации будет на 1,5-3,0% больше чем в

трехступенчатой за счет сохранения в нефти углеводородов C3-C5. Также следует учесть, что нефть станет менее вязкой и плотной.

Получается, что одно-, двухступенчатая сепарации менее эффективна чем многоступенчатая (5-7 ступеней) сепарация. Также следует учесть, что при применении многоступенчатой сепарации в негерметичных системах сбора и транспорта, легкие углеводороды, оставленные в нефти, будут постепенно испаряться из нее, и эффект большого количества ступеней будет утерян.

Обратим внимание, что при 5-7 ступенях сепарации газ первых ступеней может перемещаться к потребителю по трубопроводу под собственным давлением. При этом сокращается вероятность выпадения конденсата при транспортировке из-за меньшего содержания в газе тяжелых компонентов (C5). И углеводороды частично C3 и C4 остаются в нефти, что сокращает количество газа, покидающего нефть.

Поэтому с точки зрения экономии количества материала – металла, а также удобства обслуживания и наличия поблизости от месторождения ГПЗ целесообразно во всех случаях применять трехступенчатую сепарацию. Газ, отделившийся на первой ступени сепарации, по трубопроводу под собственным давлением направляется по месту требования на местные нужды. А получаемый на второй и третьей ступенях сепарации газ, будет более жирным, из-за он сначала отправляется на компрессорную станцию, а после сжатия – на ГФУ или ГПЗ для отделения пропан-бутановой фракции.

Так как в работе первостепенная задача – это получение нефти, рассмотрим процесс сепарации с нефтью в качестве целевого продукта. Для определения оптимального числа ступеней сепарации и давления нефти, воспользуемся в первом случае аналитическим методом, основанным на решении уравнение фазового равновесия [14].

На первом этапе определяется молекулярный состав смеси, база для последующих расчетов. Молекулярный состав определяется исходя из

молекулярного состава пластовой нефти и газа, а также количества свободного газа, поступающего вместе с пластовой нефтью из скважины.

Зная молекулярный состав на втором этапе можно определить необходимое давление для первой ступени сепарации, давление на устье скважины можно не учитывать.

Третий этап. По результатам последовательного расчета составов газа и нефти при разных давлениях сепарации определяется плотность газа и строится график зависимости плотности газа от давления сепарации (рисунок 7).

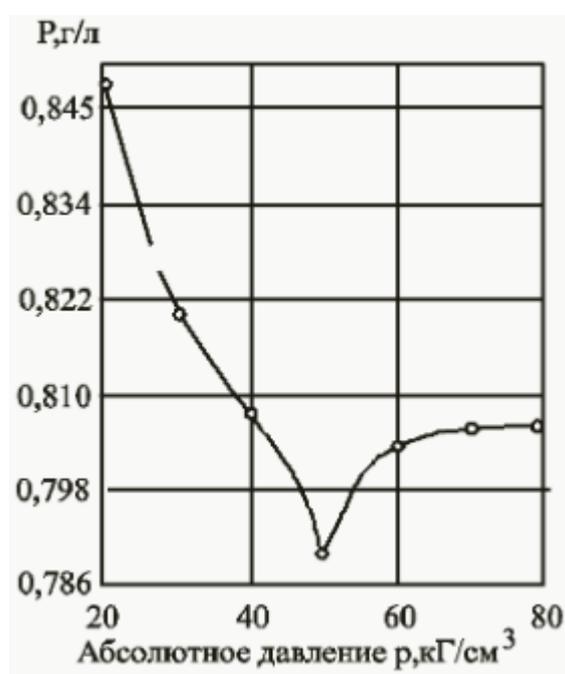


Рисунок 7 – Выбор оптимального давления I ступени сепарации

Кривая на рисунке 7 имеет четко выраженный экстремум, которому соответствует давление примерно 50 кг/см³. При этом давлении газ имеет минимальную плотность, следовательно, максимальное количество головных фракций остается в нефти. Именно это давление и учитывается за оптимальное для I ступени сепарации.

Для второй ступени сепарации оптимальное давление выбирается по максимальному значению суммарного газового фактора и максимальному увеличению выхода нефти.

3.6 Критерии эффективности моделирования процесса

В классической теории управления к системам автоматического управления предъявляют требования по точности, характеру переходных процессов, виду задающих и возмущающих внешних воздействий, характеристикам энергопитания и т.д.

При оценке эффективности в данной работе будут рассматриваться характеристики системы управления, связанные с ее динамикой и точностью. Так как эти характеристики являются качественными, то вводятся количественные эквиваленты качественных характеристик, которые называют критериями (показателями) качества систем автоматического управления. Эти показатели делят на показатели качества в установившемся режиме и показатели качества в переходном режиме.

Критерии качества в установившемся режиме характеризуют качество поддержания законов изменения переменных управляемого процесса (точность). В переходном режиме критерии характеризуют динамику системы или характер движений системы при переходе из одного установившегося состояния в другое.

По переходной функции $h(t)$ мы будем определять следующие показатели:

1. Время регулирования t_p , этот показатель характеризует быстродействие системы

2. Перерегулирование, где $\sigma = \frac{h_{max} - h_{\infty}}{h_{\infty}} * 100\%$

Система будет считаться устойчивой при значении перерегулирования менее 10%.

Также, следует отметить, что при сравнении системы с АРС управлением с системой, реализуемой на ПИД-регулировании, система с применением АРС регулятора должна обеспечивать меньшее время переходного процесса и перерегулирование.

3.7 Разработка структурной схемы системы автоматического регулирования

Моделирование системы управления процессом подготовки нефти на УПН будет выполнено в пакете Simulink MatLab. Разберемся с параметрами, которые необходимо регулировать и моделировать. На рисунке 8 представлена структурная схема сепаратора высокого давления с указанием контролируемых параметров. Структурная схема была составлена на основе технологического регламента установки подготовки нефти ВАХ ЦППН-2.

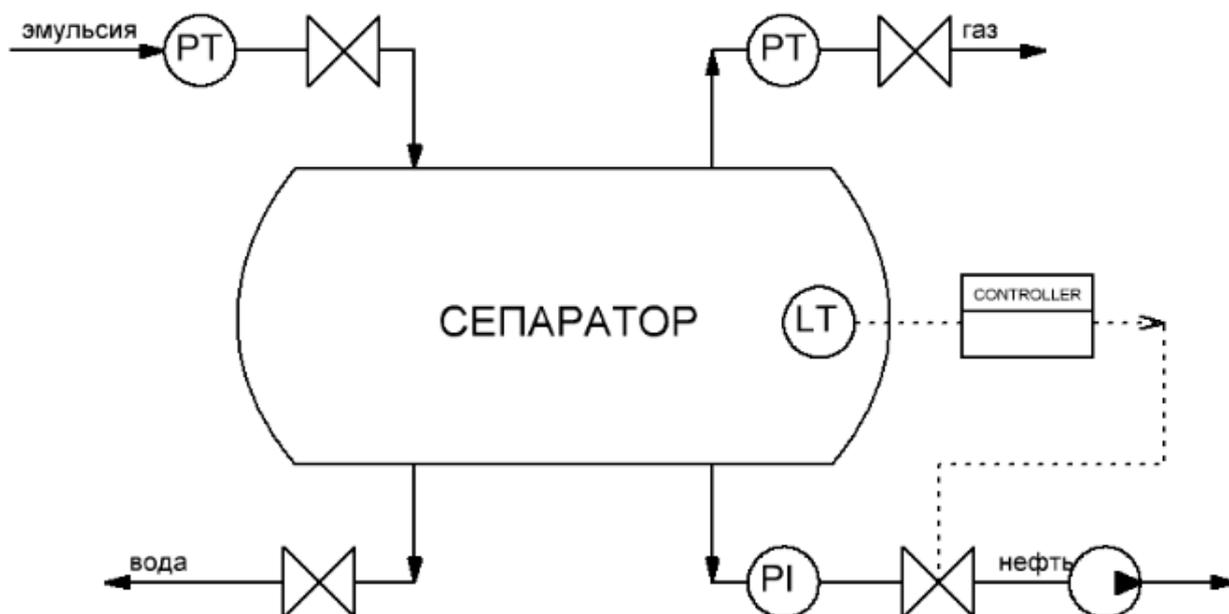


Рисунок 8 – Структурная схема сепаратора высокого давления

Одним из этапов проектирования является разработка алгоритма автоматического регулирования технологического параметра. В данной системе такими параметрами являются, уровень нефти и уровень раздела фаз нефть-вода в сепараторе. Алгоритм должен обеспечивать одновременный контроль двух уровней, уровень нефти в сепараторе регулируется насосом и задвижкой, сброс воды осуществляется через задвижку, по показаниям датчиков.

3.7.1 Измерение количества капельной жидкости, уносимой потоком газа из каплеуловительной секции

Согласно рекомендации МИ 3270-2010 «Содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа» от Государственной системы обеспечения единства измерений [15] измерение необходимо производить посредством метода фильтрации, суть метода состоит в измерении массы жидкости, уловленной специальным фильтром. Для обеспечения необходимой точности измерения, операция измерения массы производится не менее трех раз, используя для каждого нового измерения новый фильтр. Перед измерением фильтрующий элемент взвешивается (фильтр) и в соответствии с инструкцией устанавливается на задвижке. В зависимости от условий эксплуатации пробы берутся каждые 5-30 минут, далее необходимо выполнить обработку фильтра согласно инструкции и после провести контрольное взвешивание. По стандарту изменение массы не должно превышать 5 мг.

К сожалению, данный метод является самым ненадежным, так как требует извлечения фильтра из измерительного прибора, существует аналогичный способ измерения, без извлечения фильтрующего элемента.

Рассмотрим более автоматизированный прибор ИКМ 122 [16], который содержит пробоотборный зонд - трубку, вводимую одним концом через сальниковое устройство в трубопровод (вручную), соединительные рукава высокого давления, краны и др. Данный метод также содержит большую задержку управления.

В ОАО «ТюменНИИгипрогаз» был разработан индикатор уноса жидкости ИУ-1, в настоящее время он применяется практически везде, методика его работы схожа с описанным выше методом. Используются и другие приборы для измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока.

В ДОО «ЦКБН» разработан прибор ГПР 420 [17] он может производить измерения объемным или весовым методом, как и аналогичные, устройство отбирает пробу в трубопроводе.

Наиболее подходящим является детектор контроля капельного уноса [18], разработанный ОАО «ТюменНИИгипрогаз». Принцип работы: детектор контроля капельного уноса включает зонд (он размещается в контролируемом потоке газа), микрогидроциклон (с целью формирования центробежного потока газа).

Микрогидроциклон соединяется с помощью входной трубкой с зондом, а через выходную трубку – с узлом учета контролируемого газа. Также в составе присутствует ультразвуковой уровнемер для определения толщины слоев каждой из несмешивающихся жидкостей.

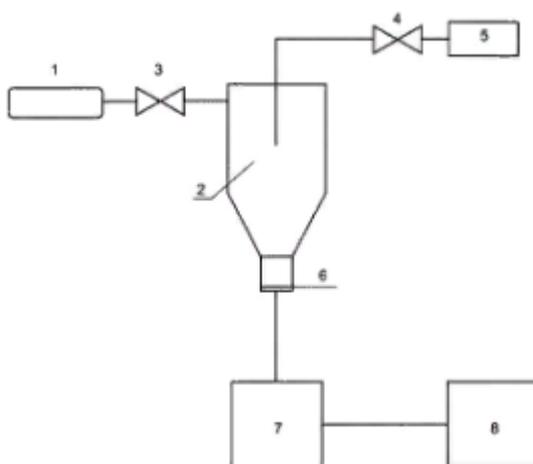


Рисунок 9 – Принципиальная схема детектор контроля капельного уноса (1 – зонд; 2 – микрогидроциклон; 3, 4 – кран; 5 – узел учета; 6 – измерительная камера; 7 – электронный блок ультразвукового уровнемера; 8 – дистанционный автоматический блок).

Ультразвуковой уровнемер состоит из ультразвукового генератора, излучателя и приемника ультразвуковых колебаний электронного блока ультразвукового уровнемера и измерительной камеры, размещенной в нижней части микрогидроциклона. При этом излучатель и приемник ультразвуковых колебаний установлены в измерительной камере, а электронный блок ультразвукового уровнемера подключен к дистанционному автоматическому

блоку, предназначенному для расчёта и дистанционной индикации массы и процентного содержания жидкостей, выносимых потоком контролируемого газа.

В результате, измерение осуществляется в потоке газа, без извлечения или замены фильтра с его последующей осушкой и взвешиванием.

В работе [19] описывается еще один интересный метод измерения ISO 6570 – 2001. Суть метода заключается в пропускании измеряемого объема газа через сепаратор специальной конструкции. На рисунке 10 приведена общая схема подключения сепаратора, применяемая по методу ISO 6570 – 2001 [20].

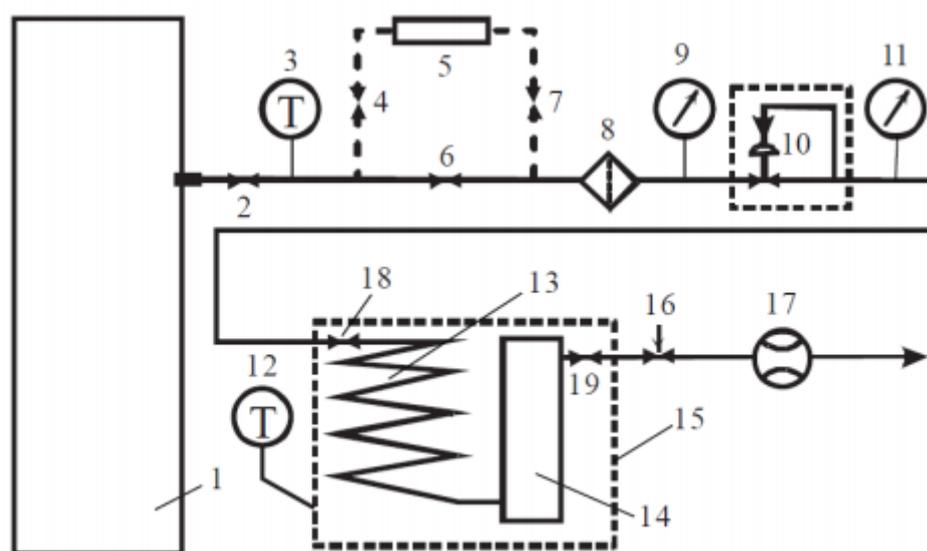


Рисунок 10 - Принципиальная схема установки для измерения количества конденсирующейся жидкости по методу ISO 6570 – 2001: 1 – газопровод, 2 – запорный вентиль, 3 – термометр, 4, 6, 7, 18, 19, вентиль, 5 – фильтр-осушитель, 8 – механический фильтр, 9, 11 – манометры, 10 – обогреваемый редуктор, 12 – термометр, 13 – змеевик, 14 – измерительный сепаратор, 15 – термокриостат, 16 – выходной вентиль, 17 – измеритель расхода.

Данный метод обладает наименьшей погрешностью, но он требует серьезных конструктивных изменений в установку, что не соответствует целям ВКР.

Для осуществления качественного контроля за параметрами сепаратора, необходимо установить следующие датчики на линию выхода газа из сепаратора:

- датчик температуры;
- датчик расхода.

Отообразим необходимые изменения на рисунке 12.

3.7.2 Измерение количества газа, уносимого потоком нефти (жидкости) из секции сбора нефти

Проведем анализ второго параметра, количество газа, уносимого потоком нефти. После завершения процесса сепарации в сепараторе высокого давления, в нефти на выходе остается некоторое количество мелкодисперсного газа. Его присутствие негативно влияет на работу расходомеров, и может быть спровоцировано повышением температуры, турбулизацией потока или снижением давления.

Большинство способов измерения включают в себя большую задержку на обработку результатов, что не приемлемо для нашей системы. Суть методов таких методов заключается в отборе пробы, сжатии ее и определении уменьшения ее объема. Самый популярный прибор, работающий на этом методе УОСГ-100СКП.

Подходящий способ измерения основан на использовании ультразвуковых колебаний. Индикатор фазового состояния ИФС-1в-700М (рисунок 11) позволяет информировать оператора о наличии свободного газа в потоке нефти в режиме реального времени.

Специальный датчик (внутри прибора) генерирует и излучает ультразвуковые колебания, которые распространяются в потоке нефти и потом возвращаются обратно. Полученный ультразвуковой сигнал преобразуется в электрический, далее прибор анализирует этот сигнал в измерительном блоке. Сигнал прошедший сквозь нефть без содержания газа

отличается от сигнала, который прошел нефть с содержанием газа, на основании этих настроек можно сделать вывод о наличии или отсутствии газа в потоке нефти в трубопроводе. Дело в том, что ультразвуковые колебания затухают в жидкости если в ней присутствует свободный газ, данный прибор может фиксировать от 0,05% свободного газа в нефти [21].



Рисунок 11 – Индикатор фазового состояния ИФС-1В-700М

Таким образом измерение количества газа происходит прямо в потоке эмульсии в автоматизированном режиме. В случае, если данные не соответствуют минимальным или максимальным требованиям, оператор получает уведомление и принимает решение об управлении, или это может быть программируемый логический контроллер.

Для осуществления качественного контроля за параметрами сепаратора, необходимо установить следующие датчики на линию выхода нефти из сепаратора:

- датчик расхода.

Отообразим необходимые изменения на рисунке 12.

3.7.3 Измерение параметров внутри сепаратора, на входе и на линии выхода воды

Датчик уровня производит замер двух параметров – уровень раздела фаз нефть-вода и общий уровень эмульсии в сепараторе, а также обеспечивает аварийную сигнализацию верхнего и нижнего предельных допустимых значений. Для осуществления качественного процесса отделения газа от нефти в сепараторе необходимо поддерживать определённые давление и температуру эмульсии. Так как на данный момент эти параметры не контролируются произведем установку дополнительных датчиков и внесем необходимые изменения на рисунке 12. Датчик давления в сепараторе применяется для сигнализации при превышении программно-установленного давления.

Уровень раздела фаз регулируется в диапазоне от 0,5 до 1,5 м дискретно, то есть при достижении отметки в 1,5 метра подается сигнал с контроллера и клапан открывается, при отметке 0,5 метра – клапан закрывается. Общий уровень эмульсии поддерживается на отметке 1,85 метра постоянно, вне зависимости от сброса воды и поступления эмульсии.

Согласно уравнению 13 уровень нефти в сепараторе должен регулироваться в пределах от 1,75 до 0,75, соответственно уровню раздела фаз.

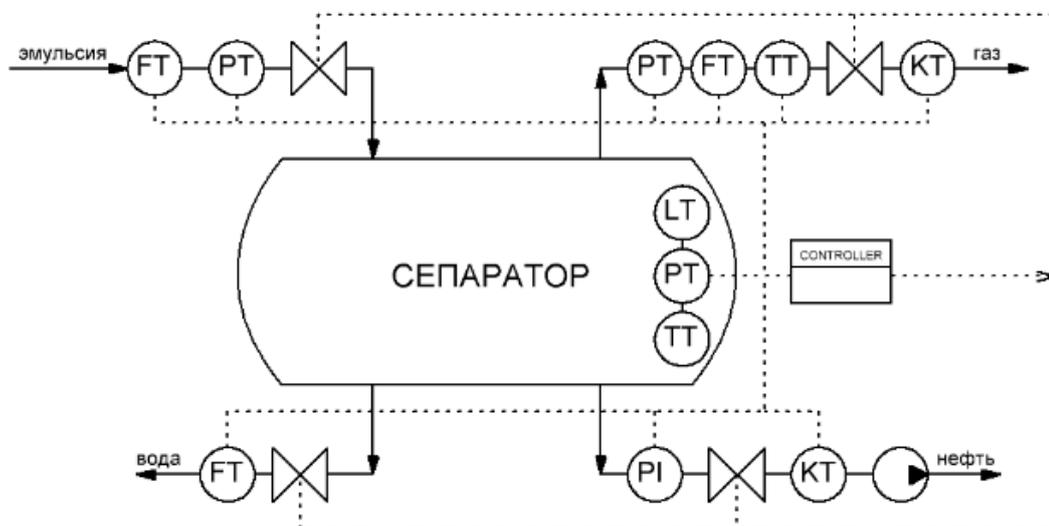


Рисунок 12 – Структурная схема первой степени сепарации

3.8 Математическое моделирование

3.8.1 Разработка математической модели

Моделирование системы управления процессом подготовки нефти на УПН будет выполнено в пакете Simulink MatLab. Для выполнения моделирования необходимо составить математическую модель каждого элемента, входящего в систему, представленную на рисунке 12.

Одним из этапов проектирования является разработка алгоритма автоматического регулирования технологического параметра. В данной системе такими параметрами являются, уровень нефти и уровень раздела фаз нефть-вода в сепараторе [22]. Алгоритм должен обеспечивать контроль двух уровней, уровень нефти в сепараторе регулируется насосом и задвижкой, сброс воды осуществляется через задвижку, по показаниям датчиков. Процесс нагрева нефти в этих контурах регулирования не рассматривается.

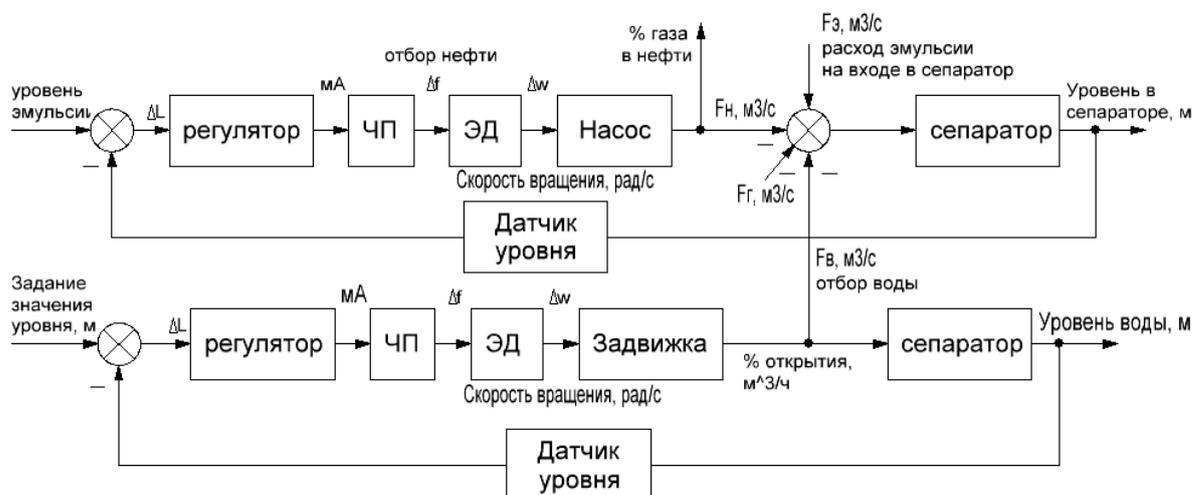


Рисунок 13 – Структурная схема

Система имеет два контура управления, соединенных между собой. Верхний контур (на рисунке 13) моделирует поддержание уровня нефти в сепараторе на заданной величине, нижний – имитирует уровень раздела фаз нефть-вода.

Контур регулирования уровня нефти

Контур регулирования уровня эмульсии работает следующим образом. Необходимое задание значения уровня поступает на сумматор, где из него вычитается текущий уровень резервуара и получается ошибка управления, которая поступает на регулятор. На регуляторе формируется управляющий сигнал, который запускает насос с помощью частотного преобразователя и двигателя. Насос откачивает из сепаратора нефть.

Контур сброса воды.

На сумматор поступает действительное значение уровня воды в сепараторе и вычитается от значения уставки. Таким образом, на выходе из сумматора получаем значение ошибки управления, которое поступает на второй регулятор. Регулятор управляет задвижкой, при достижении определенного значения уровня задвижка открывается и сливает воду из сепаратора. Задвижка управляется с помощью частотного преобразователя, и двигателя.

Предполагаем, что в сепаратор вместе с эмульсией поступает какое-то количество газа, поэтому на входе в поток эмульсии мы учитываем и газ.

Для моделирования процесса сепарации необходимо получить передаточные функции каждого объекта.

3.8.1.1 Исполнительный орган (задвижка)

1. Для управления задвижкой с контроллера используется частотный преобразователь и электродвигатель. Частотный преобразователь (ЧП), описываемый передаточной функцией апериодического звена первого порядка, с коэффициентом передачи

$$k_{\text{ЧП}} = \frac{f_{\text{max}} - f_{\text{min}}}{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}} = \frac{50 \text{ Гц}}{10 \text{ В}} = 5 \frac{\text{Гц}}{\text{В}}.$$

где f_{max} – максимальное значение частоты на выходе ЧП (50 Гц);

f_{min} – минимальное значение частоты на выходе ЧП (0 Гц);

U_{max} – максимальное значение управляющего сигнала (10 В);

U_{min} – минимальное значение управляющего сигнала (0 В).

Постоянная времени частотного преобразователя определяется постоянной времени фильтра частоты и была принята равной 0,1 сек.

$$W_{\text{ЧП}}(s) = \frac{k_{\text{ЧП}}}{T_{\text{ЧП}}s + 1} = \frac{5}{0.1s + 1}.$$

2. Передаточная функция асинхронного двигателя 14 записывается апериодическим звеном первого порядка, так как в ходе эксплуатации двигатель работает в единственном статическом режиме [23]:

$$W_{\text{ад}}(s) = \frac{k_{\text{ад}}}{T_{\text{ад}}s + 1}. \quad (14)$$

Так как в данной задаче нас не интересуют внутренние параметры, детальное описание структуры, а также его подробное математическое описание, рассмотрим двигатель с точки зрения контура входного напряжения – выходной частоты.

Коэффициент $T_{\text{эд}}$ это время за которое задвижка откроется из закрытого состояния, согласно номенклатуре на электропривод $T_{\text{эд}} = 1$ сек. $k_{\text{эд}}$ – это коэффициент усиления звена:

$$k_{\text{эд}} = \frac{V_{\text{max}} - V_{\text{min}}}{f_{\text{max}} - f_{\text{min}}} = \frac{200 \text{ рад/с}}{50 \text{ Гц}} = 4 \text{ рад}.$$

где f_{max} – максимальное значение частоты на выходе ЧП (50 Гц);

f_{min} – минимальное значение частоты на выходе ЧП (0 Гц);

V_{max} – максимальное значение скорости вращения двигателя (200 рад/с);

V_{min} – минимальное значение скорости вращения двигателя (0 рад/с);

Подставим числовые данные в 5:

$$W_{\text{эд}}(s) = \frac{4}{1s + 1}.$$

3. Передаточная функция задвижки представлена на рисунке 14. Формула 15 обеспечивает открытие клапана за 4 секунды [24]:

$$W_{\text{кл}}(s) = \frac{k_{\text{кл}}}{T_{\text{кл}}s}, \text{ где } \frac{k_{\text{кл}}}{T_{\text{кл}}} = 0,00005 \text{ с}^{-1} \quad (15)$$

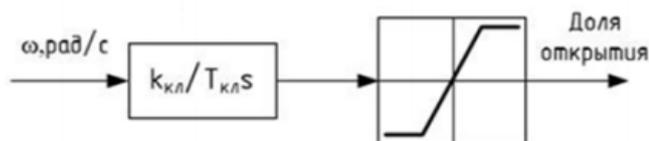


Рисунок 14 – схема задвижки

Сигнал с двигателя интегрируется (что моделирует поведение клапана) в заданном диапазоне. На выходе с клапана получается численный сигнал в интервале от 0 до 100, что соответствует степени открытия клапана в процентах. На этапах моделирования примем расходную характеристику клапана линейной. Ограничительное звено, применяется для демонстрации доли открытия клапана с интервале от 0 до 1.

3.8.1.2 Исполнительный орган (насос)

Для управления насосом необходимо использовать асинхронный двигатель и частотный преобразователь. Передаточная функция двигателя приближенно описывается аperiодическим звеном первого порядка [24]:

$$W_{дв}(s) = \frac{k_{дв}}{T_{дв}s + 1}, \quad (8)$$

где $k_{дв}$ – это коэффициент усиления данного двигателя, из технической документации известно, что $= 0.89$, $T_{дв}$ рассчитывается по формуле: $T_{дв} = \frac{1}{2\pi Jc}$, где J – это момент инерции к валу двигателя, $J = 0.52 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$, а c – критическое скольжение асинхронного двигателя $c = 0.7 \%$. Следовательно, $T_{дв} = 0.4375$, тогда подставив числовые значения в 8, получим:

$$W_{дв}(s) = \frac{0.89}{0.44s + 1}.$$

Для данной системы будет использоваться линеаризованная модель преобразователя частоты:

$$W_{пч}(s) = \frac{k_{пч}}{T_{пч}s + 1},$$

где $k_{\text{ПЧ}}$ – коэффициент усиления преобразователя частоты, а $T_{\text{ПЧ}}$ – постоянная времени преобразователя частоты. Рассчитаем коэффициенты для преобразователя частоты: $k_{\text{ПЧ}} = \frac{f}{I_3} = \frac{50}{16} = 3.125 \frac{\text{Гц}}{\text{мА}}$, где $f = 50 \text{ Гц}$ – номинальная частота напряжения сети, $I_3 = 16 \text{ мА}$ – ток задания, принимается стандартным (20-4)=16 мА, $T_{\text{ПЧ}} = 0.01 \text{ с}$.

Насос и гидравлическая сеть – инерционные звенья, которые могут быть представлены апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{\text{H}}(s) = \frac{k_{\text{H}}}{T_{\text{H}}s + 1},$$

где k_{H} – коэффициент преобразования насоса, T_{H} – постоянная времени насоса, $T_{\text{H}} = 0.001 \text{ с}$. При столь малой постоянной времени допустимо пренебречь и считать насос безынерционным звеном: $W_{\text{H}}(s) = k_{\text{H}}$, где $k_{\text{H}} = \sqrt{\frac{H}{w^2}}$. Согласно техническим характеристикам насоса $k_{\text{H}} = 0.1$.

3.8.1.3 Датчик

Передаточная функция датчика представляет собой коэффициент, который принимаем равным 1 для всех случаев

3.8.1.4 Объект управления

В качестве объекта управления выступает сепаратор, в сепараторе управление осуществляется по двум уровням, первый - это уровень раздела фаз и второй – общий уровень в сепараторе (рисунок 3). Для моделирования данных процессов, сначала необходимо определить зависимость уровня жидкости от объема рабочего пространства сепаратора.

В качестве математической модели емкости сепаратора можно взять объект цилиндрической формы лежащий на боковой грани, с шаровыми сегментами вместо оснований. Рассчитаем объем сферических частей емкости. Объем шарового сегмента, рассчитывается по формуле, это фигура ограничивающая емкость с каждой стороны [26]:

$$V = \pi h^2 \left(R - \frac{h}{3} \right),$$

где h – высота сегмента; R – радиус шара.

Произведем расчет объема одного сферического сегмента, учитывая, что 0,5 м (высота сегмента h), а $R=4$ м, значение V для двух сегментов будет равняться примерно 6 м^3 , значение R и h определяется из конструкторской документации.

Объем сепаратора рассчитывается по формуле

$$V = S_{\text{осн}} L = \pi R^2 L.$$

Объем жидкости в цилиндре лежащем на боковой грани с плоским основанием определяется по формуле:

$$V = S_{\text{сегм}} L,$$

где L – высота цилиндра; S – площадь сегмента окружности.

Из рисунка 13 видно, что $S_{\text{сегм}}$ можно рассчитать по формуле:

$$S_{\text{сегм}} = S_{\text{сектора}ABC} - S_{ABC}.$$

Площадь сектора можно определить по формуле:

$$S_{\text{сектора}ABC} = \frac{\alpha R^2}{2}.$$

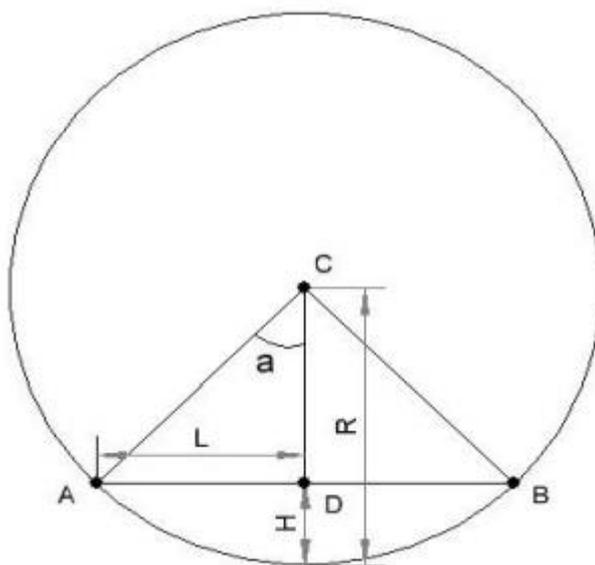


Рисунок 15 – Геометрическая модель профиля горизонтального сепаратора

Сегмент окружности ограничен дугой и хордой (рисунок 14). Угол α в этом случае определяется из соотношения:

$$\alpha = 2\arccos\left(\frac{R-h}{R}\right),$$

На рисунке 13 треугольник ABC – равнобедренный, бедра равны AC=CB=R, а основание AB неизвестно. Оно равно удвоенному противолежащему катету одного из прямоугольных треугольников, составляющих равнобедренный. Катет, согласно теореме Пифагора, равен:

$$\frac{AB}{2} = \sqrt{R^2 - (R-h)^2} = \sqrt{2Rh - h^2}$$

Зная все стороны треугольника, можно найти его площадь по формуле Герона:

$$S = \sqrt{p(p-a)(p-b)(p-c)}$$

$$p = \frac{2\sqrt{2Rh - h^2} + R^2 + R^2}{2}$$

В таблице 1 приведены габаритные размеры сепаратора.

Таблица 1 – Габаритные размеры сепаратора

Объем, м ³	175
Давление (максимальное), МПа	1,6
Давление (рабочее), МПа	0,6
Длина, L мм	14000
Высота, H мм	4 м
Внутренний диаметр, D мм	3 м

Основываясь на произведённых выше расчетах, выполним построение зависимости уровня жидкости от ее объема в программе MS Excel (Расчетные данные приведены в приложении В). Полученный результат представлен на рисунке 16.

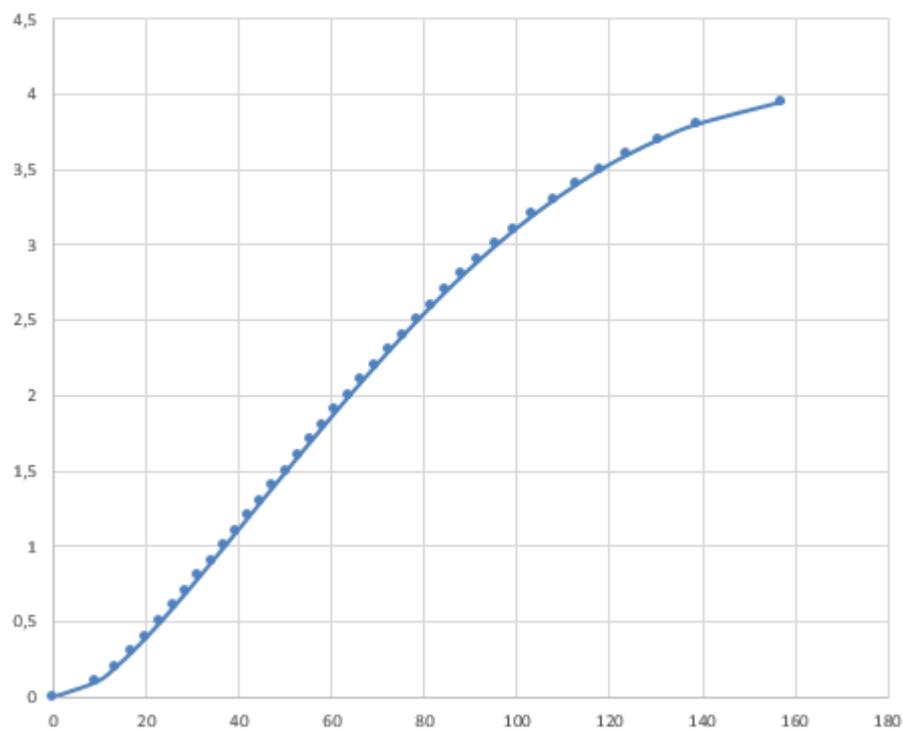


Рисунок 16 – Зависимость уровня жидкости от ее объема

Для получения линейной зависимости необходимо произвести аппроксимацию данной зависимости.

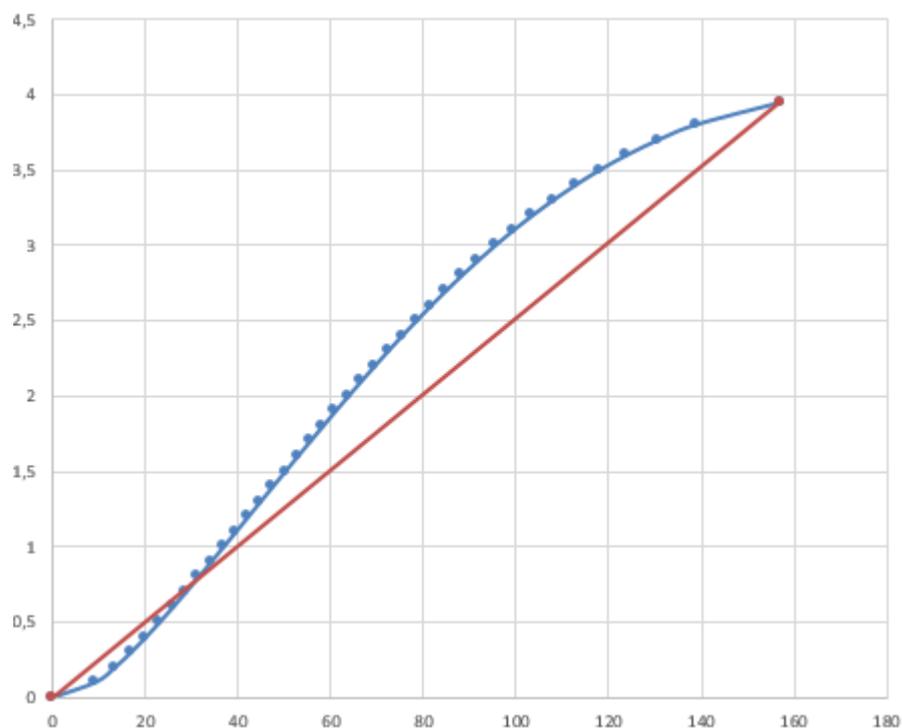


Рисунок 17 – Аппроксимированная линейная зависимость

Тангенс угла наклона прямой к оси ОХ находится по формуле:

$$tg\alpha = \frac{3.95}{157} = 0,025159.$$

Тогда линейная зависимость будет иметь вид[^]

$$L(V) = 0.025V$$

Таким образом, были получены модели сепаратора, насоса, двигателя и запорной арматуры для дальнейшего исследования. Полученные модели позволят создать модель системы осуществляющую процесс управления установки подготовки нефти.

3.8.2 PID-регулирование

На основании выполненных в предыдущем разделе расчетов и составленной структурной схеме, представленной на рисунке 12, была разработана модель системы управления с помощью PID-регулятора. Моделирование процесса было выполнено в графической среде Simulink программного обеспечения Matlab, полученная операторно-структурная схема, представлена на рисунке 19.

Для оценки качества управления с помощью PID-регулятора, произведем сравнение результатов регулирования с АРС-управлением.

PID-регулятор состоит из трех составляющих, это Р-пропорциональное, I-интегральное и D-дифференциальное управления. На данный момент эти контроллеры являются самыми популярными, так как использование PID-регуляторов помогает решить многие проблемы, такие как энергетические потери, большое время переходного процесса и перерегулирование. На рисунке 18 представлена структурная схема PID-регулятора.

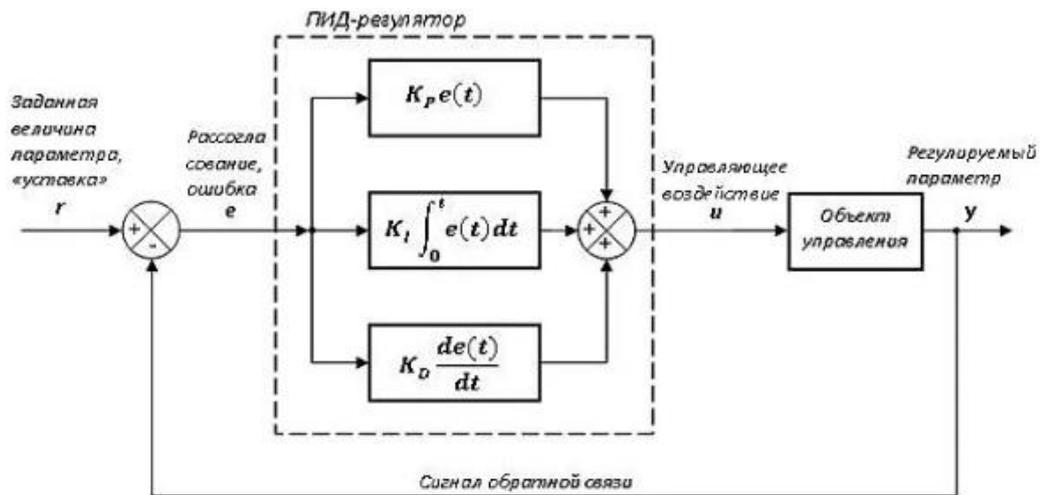


Рисунок 18 – Структурная схема PID-регулятора

Коэффициенты регулятора K_p , K_i и K_D настраиваются таким образом, чтобы удовлетворять всем требованиям, обычно это только прямые показатели качества. Настройку можно осуществлять вручную или автоматическим методом запрограммированном внутри программного обеспечения Matlab. Так как в описанной системе управления есть два регулируемых параметра требуется два PID-регулятора.

Рассмотрим полученную операторно-структурную схему, представленную в приложении Г, моделирование процесса было выполнено в графической среде Simulink программного обеспечения Matlab.

Интегратор производит интегрирование сигнала с двигателя в заданном диапазоне. На выходе с клапана получается численный сигнал в интервале от 0 до 100, что соответствует степени открытия клапана в процентах. На этапе моделирования предполагаем, что нефть уносит не более 1% газа, то есть если на вход сепаратора у нас поступает 86.4 м^3 эмульсии, следовательно, унос не должен превышать 0.864 м^3 .

На схеме в верхнем контуре контролируется уровень эмульсии и количества газа уносимое потоком нефти. Схема работает таким образом, что при превышении значения процента газа в нефти, сокращается заданное значение уровня нефти на 5 %, тем самым происходит изменение объема в сепараторе, чем меньше давление внутри сепаратора, тем быстрее газ будет выделяться из эмульсии и, следовательно, в нефти будет меньше газа.

В представленной в приложении Г схеме настройка PID-регуляторов осуществлялась с помощью метода Циглера-Никольса, полученные коэффициенты PID-регулятора приведены в таблице 2. Проведем моделирование двух ситуаций, когда процент газа меньше предельного значения (рисунок 19 и 20), вторая, когда процент газа изменяется во времени (рисунок 21).

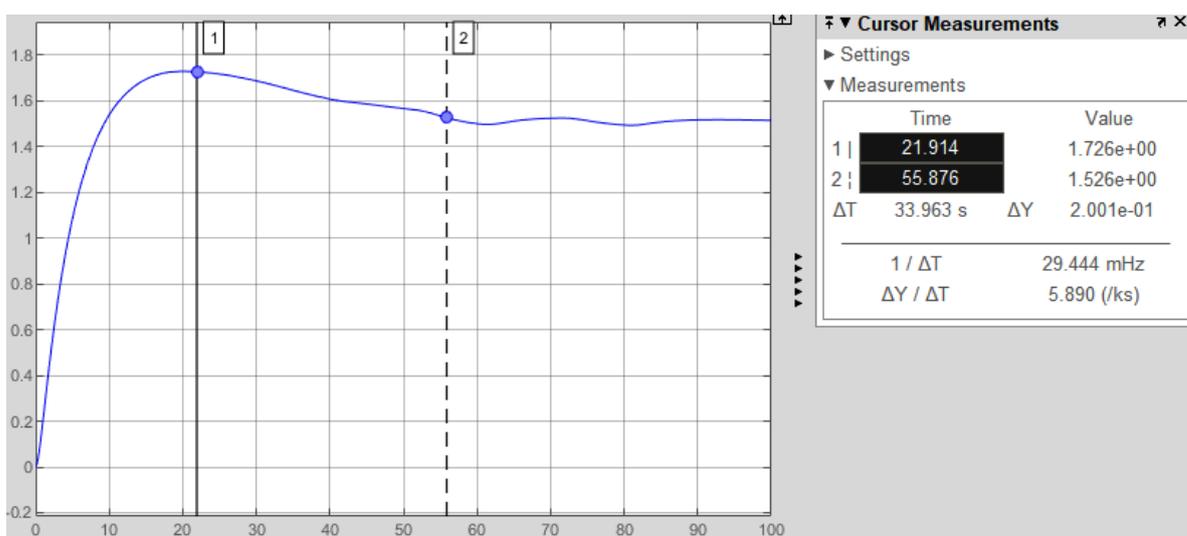


Рисунок 19 – График переходного процесса регулирования уровня в сепараторе

Как видно из графика время переходного процесса составляет $t_{пп} = 55,876$ с, при перерегулировании равном $\sigma = 13,2$ %.

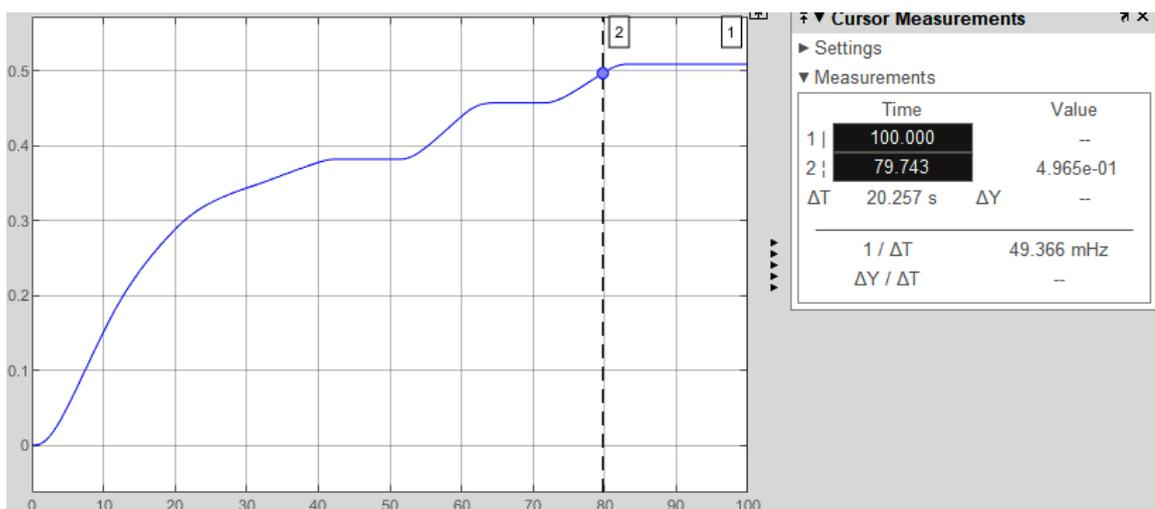


Рисунок 20 – График переходного процесса регулирования уровня в сепараторе

Во втором случае время переходного процесса составляет $t_{пп} = 79.743$ с, при перерегулировании $\sigma = 0 \%$.

Проанализируем полученный результат таблице 2 представлены коэффициенты PID-регуляторов.

Таблица 2 – Коэффициенты PID-регулятора

	K_p	K_i	K_d
Контур регулирования отбора нефти	30	1,5	0,3
Контур регулирования отбора воды	4	0	10

В первом случае газа в нефти было меньше предельного значения, и система с небольшим перерегулированием вышла на установившееся значение. Проведем моделирование второй ситуации, процент газа в нефти будем задавать с помощью блока, генерирующего произвольное значение один раз в 10 секунд. В случае когда газа в нефти больше 0.1 %, на 5 % сокращается заданное значение уровня нефти в сепараторе, когда значение процента газа придет в норму, значение уровня восстановится до необходимо (рисунок 21).

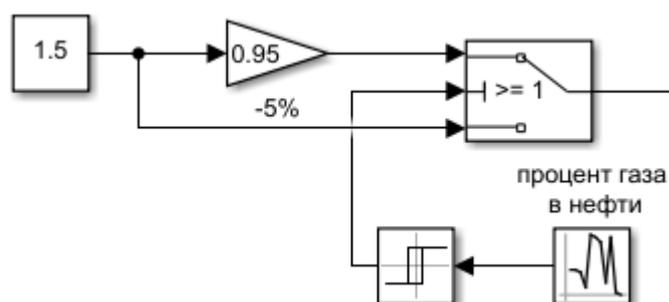


Рисунок 21 – Блок регулирования заданного значения уровня в сепараторе

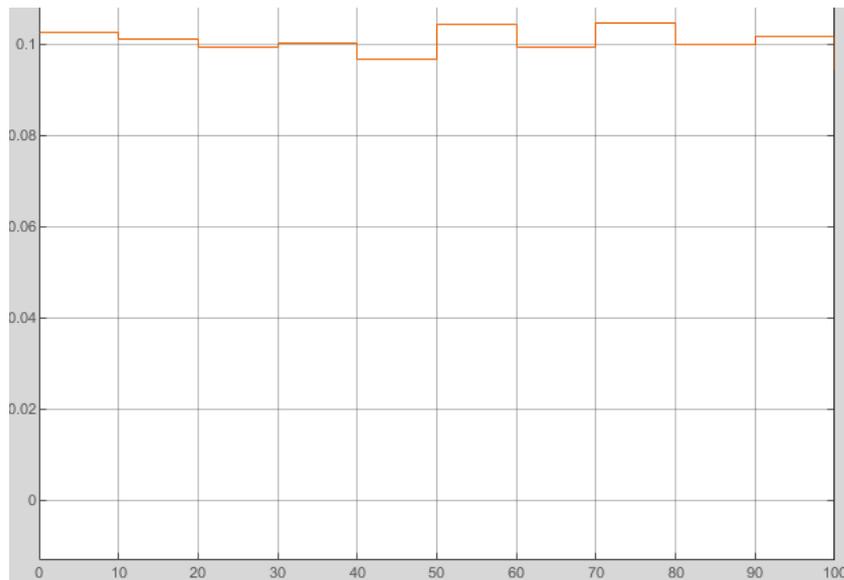


Рисунок 22 – Значения процента газа уносимого поток нефти

Как видно из рисунка 22, значение процента нефти изменяется во времени каждые 10 секунд. Посмотрим заданное значение на рисунке 23.

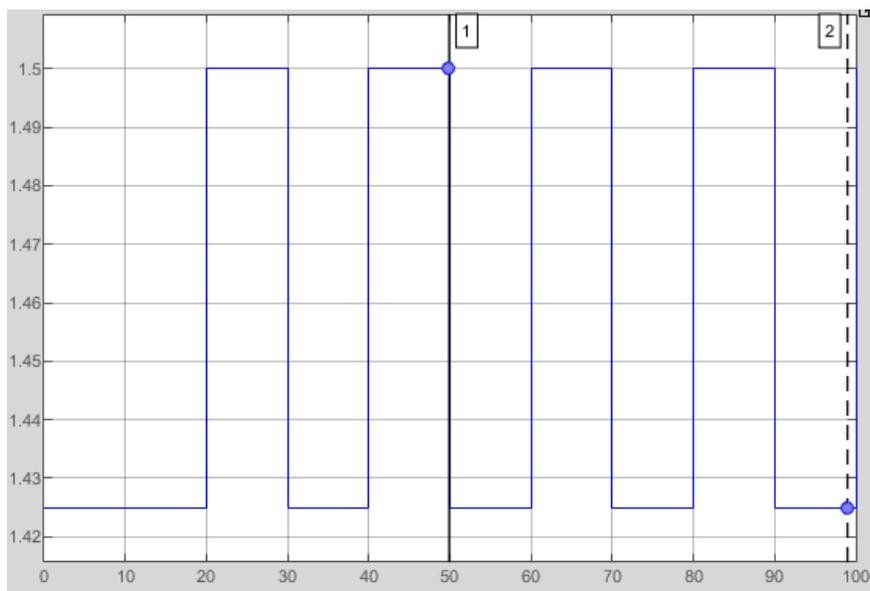


Рисунок 23 – Заданное значение уровня в сепараторе

Как видно из графиков 22 и 23 сначала значение газа превышает норму и уставка нефти сокращается на 5 %, она возвращается в норму, когда значение процента газа становится меньше чем 0,1 %.

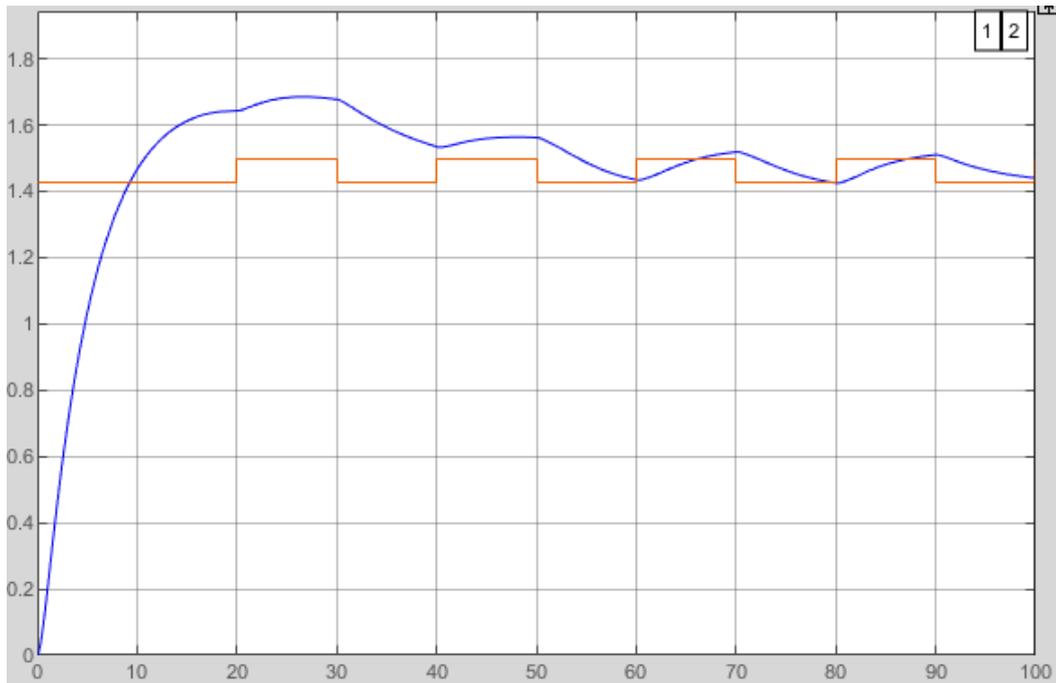


Рисунок 24 - График переходного процесса регулирования уровней в сепараторе с учетом процента газа в нефти

Проведем построение значение объема в сепараторе на рисунке 25.

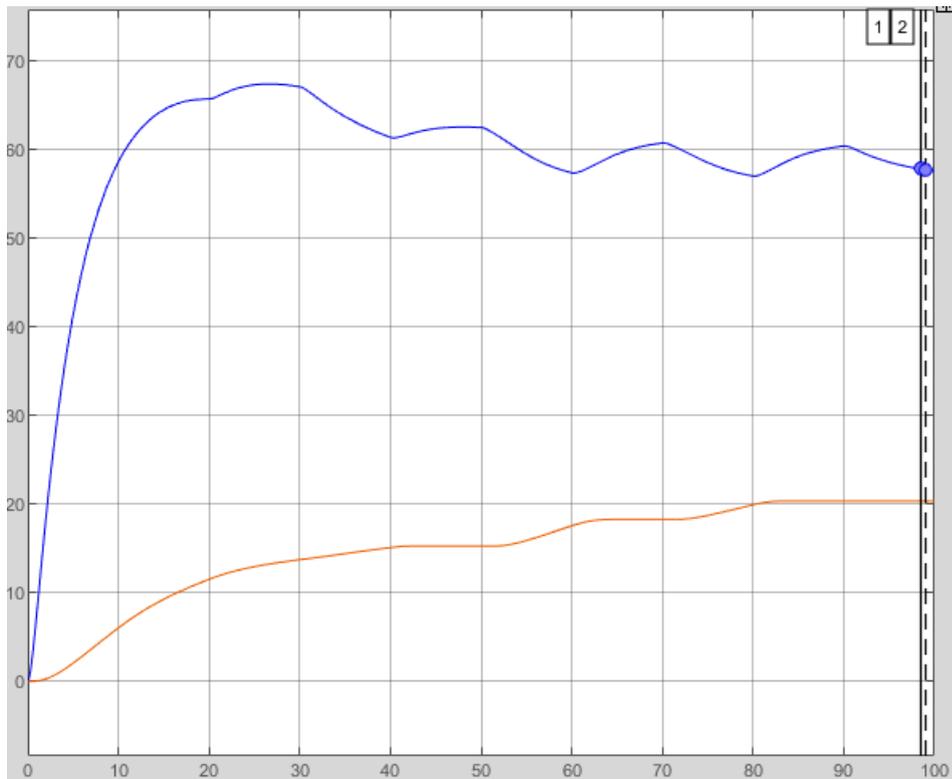


Рисунок 25 – Объем нефти в сепараторе

Как видно из графиков контур управления справляется с поставленной задачей, но с достаточно большим перерегулированием - 13 %.

3.8.3 APC-регулирование

В теории управления APC относится к широкому спектру методов и технологий, применяемых в системах управления промышленными процессами. Расширенные средства управления процессом обычно устанавливаются по желанию и в дополнение к основным средствам управления процессом. Базовые средства управления процессом разрабатываются и строятся вместе с самим процессом, чтобы упростить основные требования к эксплуатации, управлению и автоматизации. Усовершенствованные средства управления процессом обычно добавляются впоследствии, часто в течение многих лет, для учета конкретных возможностей или возможностей экономического улучшения в процессе.

Управление процессами обычно подразумевает обрабатывающие отрасли, в которые входят химические, нефтехимические, нефтеперерабатывающие и нефтеперерабатывающие производства, пищевая промышленность, фармацевтика, производство электроэнергии и т. Д. Эти отрасли характеризуются непрерывными процессами и переработкой жидкости, в отличие от отдельных частей.

Основное предназначение усовершенствованных систем управления — это повышение эффективности технологических процессов, и стабилизация качества продуктов

По сути APC системы являются интеллектуальной надстройкой над локальными системами автоматизации. Усовершенствованные системы управления включают следующие собственные технологии:

- виртуальные анализаторы, это программные блоки, позволяющие рассчитывать неизмеряемые значения качественных параметров и контролировать процесс непрерывно;

- управление с прогнозирующими моделями;

- оптимизация в реальном времени (Real-Time Optimization – RTO) – это категория управления процессом с обратной связью, которая направлена

на оптимизацию производительности процесса в реальном времени для систем.

Управление с прогнозирующими моделями (Model predictive control – MPC) основополагающие принципы метода - рассмотреть и оптимизировать возможные переменные не только в текущий момент времени, но и в ходе их развития в будущем. Эта цель достигается в первую очередь эвристическим выбором последовательности управляемых переменных и моделированием будущего хода переменных процесса. Если будущий ход контролируемых и ограниченных переменных не является удовлетворительным, тогда пробуют новые последовательности изменяемых переменных до тех пор, пока поведение управления не станет удовлетворительным. Выражение «прогнозирующий контроль» возникает из прогноза прогнозируемых переменных. Для моделирования процесса необходима модель процесса. Цель контроля - следить за опорным сигналом и устранять влияние помех.

В MPC регуляторе есть два основных настраиваемых параметра горизонт управления и горизонт предсказания. Горизонт управления (Control Horizon) определяется на временном отрезке, определяемом одним шагом вычисления составляющем фиксированную малую часть горизонта предсказания. Горизонт предсказания (Prediction Horizon) – это определенный промежуток во времени на который мы рассчитываем прогноз (рисунок 2б).

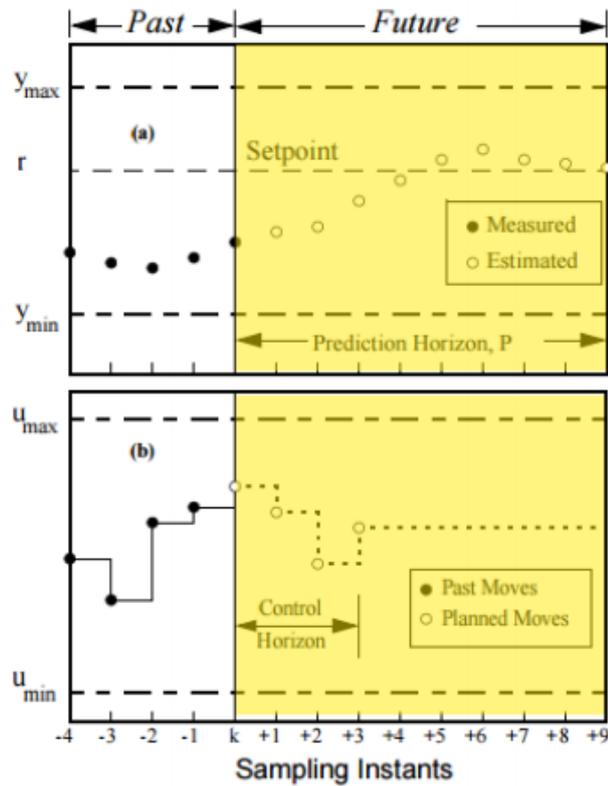


Рисунок 26 – Горизонт управления и горизонта предсказания

На основе ОСС из приложения В составим операторно-структурную схему с использованием МРС-регулятора (Приложение Д).

Произведем автоматическую настройку регулятора, но необходимо определить лучшие параметры настройки, для этого проведем пять разных настроек и отобразим параметры системы в таблице 3, а графики переходного процесса на рисунках 26-30.

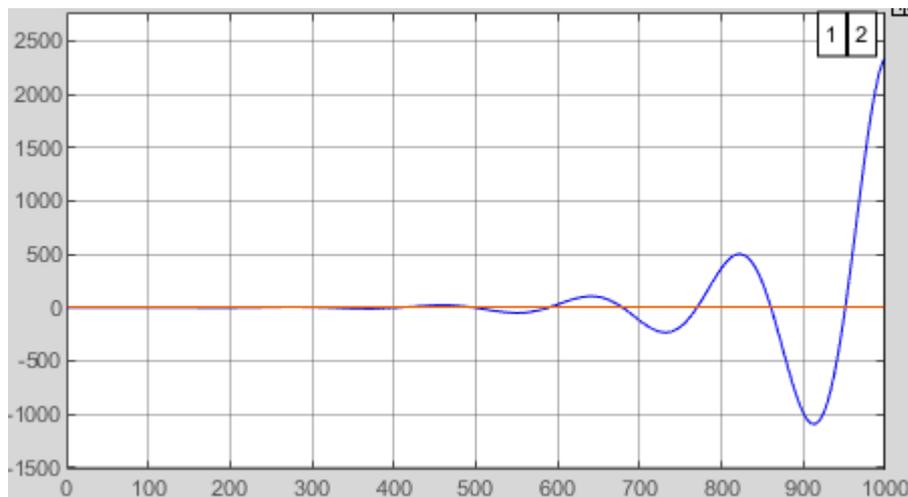


Рисунок 27 – Переходный процесс контуров (таблица 3)

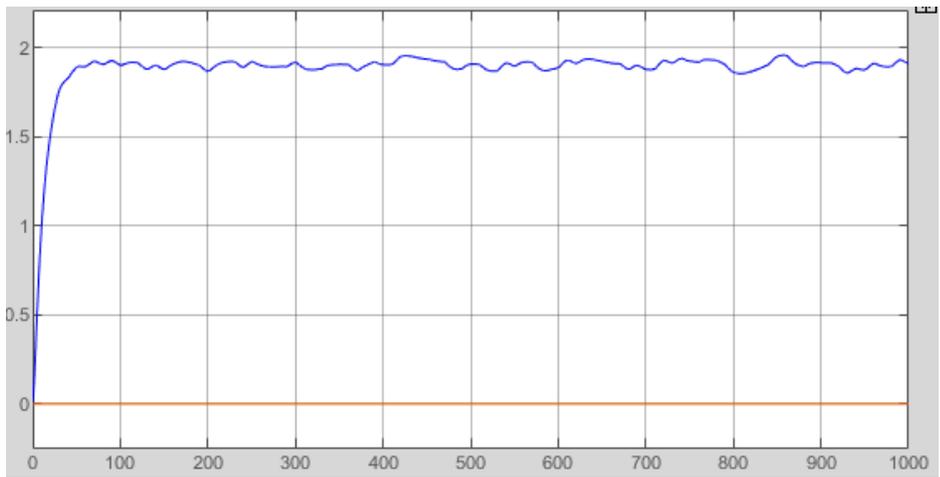


Рисунок 28 – Переходный процесс контуров (таблица 3)

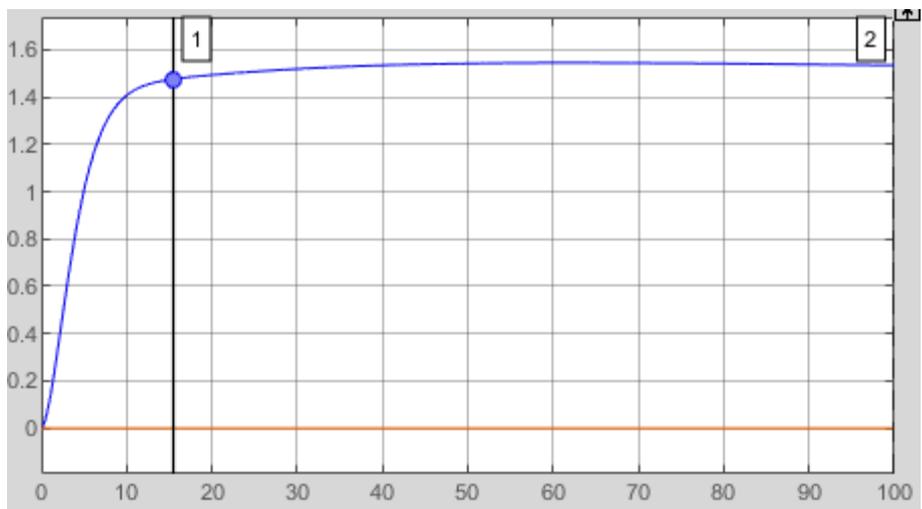


Рисунок 29 – Переходный процесс контуров (таблица 3)

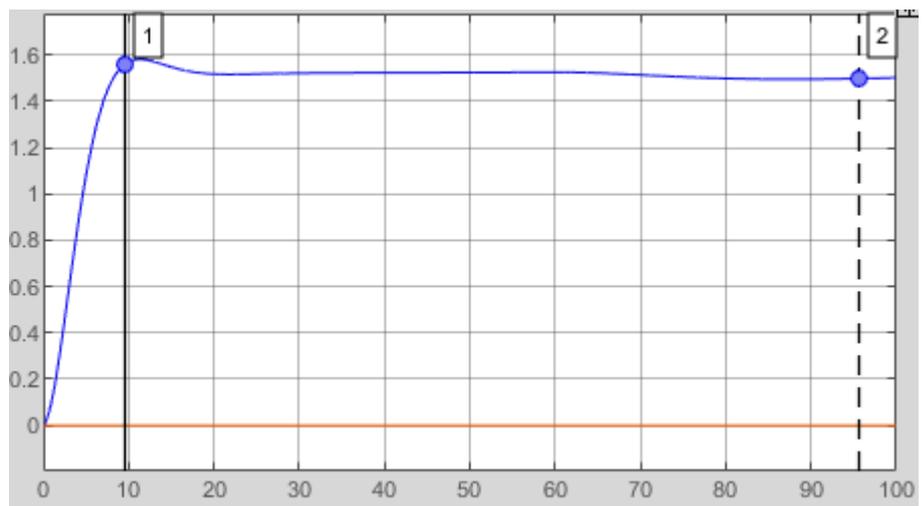


Рисунок 30 – Переходный процесс контуров (таблица 3)

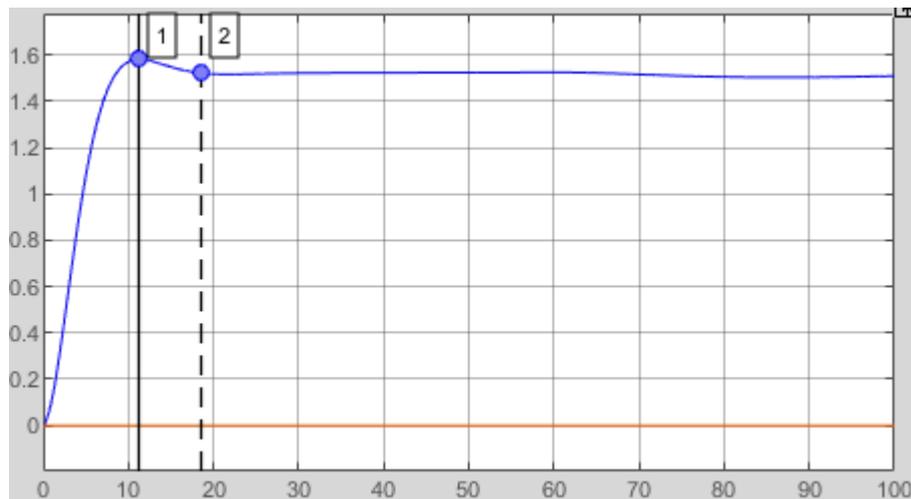


Рисунок 31 – Переходный процесс контуров (таблица 3)

Таблица 3 – Параметры МРС-регулятора

	Горизонт предсказания, T_p	Горизонт управления, T_c	$t_{пп}, c$	$\sigma, \%$
Рисунок 27	10	2	-	-
Рисунок 28	20	2	-	-
Рисунок 29	50	2	15.485	2.7
Рисунок 30	50	20	12.175	5.4
Рисунок 31	100	50	18.558	5.4

Как видно из графиков 27-31 и таблицы 3, не все полученные данные удовлетворяют минимальным требованиям переходного процесса. Мы можем использовать данные с графика 29, так как эти значения регулятора обеспечивают наименьшие значения времени переходного процесса и перерегулирования 2,7 %.

Рассмотрим подробнее управление с контроль процента газа в нефти. Установим блок моделирования значения процента газа в нефти, и сравним заданное значение с полученным на рисунке 32.

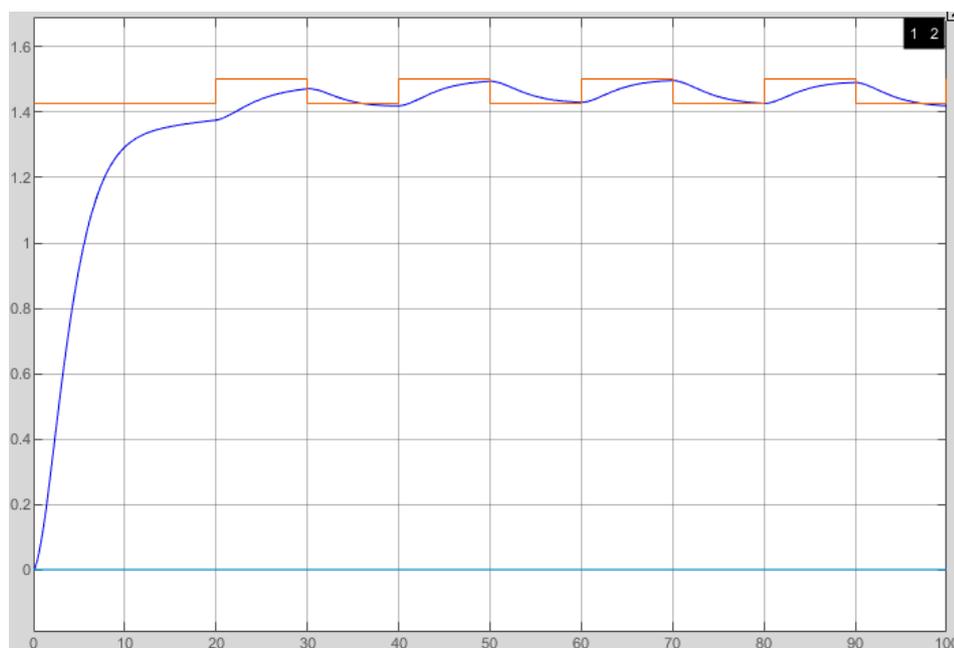


Рисунок 32 – График переходного процесса регулирования уровня в сепараторе с учетом процента газа в нефти

Как видно из графика 32, система выходит на установившееся значение без перерегулирования, полностью удовлетворяя заданным требованиям по значению уровня. Значения уровня воды варьируются в диапазоне от 1,427 до 1,497 м.

Для наглядной демонстрации работы APC-управления построим графики 32 и 24 в одной координатной плоскости на рисунке 33.

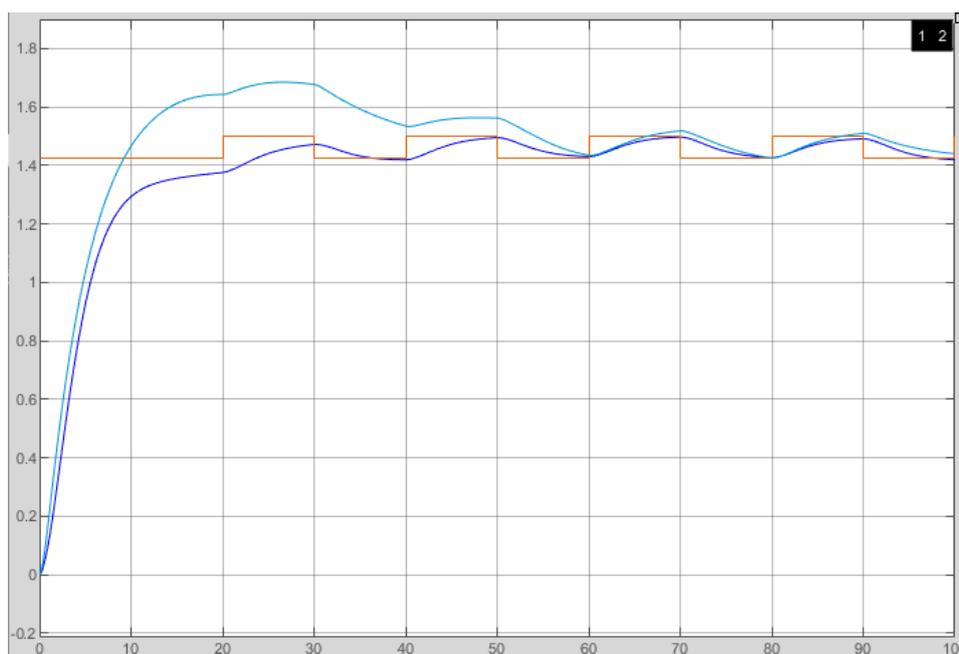


Рисунок 33 – Сравнение результатов управления APC и PID-управления

В исследуемой системе значение процента газа уносимого потоком нефти варьировалось в диапазоне от 0,091 до 0,15 %, полученная система управления, анализирует значение процента газа формирует управляющий сигнал. В ходе выполнения работы был проведен сравнительный анализ характеристик усовершенствованного и классического регулирования при управлении сепаратором в отношении потерь газа и было доказано, что использование MPC-регулятора позволяет уменьшить перерегулирование и сократить время переходного процесса системы,

3.9 Выводы по разделу

В ходе выполнения работы, был произведен расчет математических моделей процесса сепарации и выполнено моделирование в графической среде Simulink программного обеспечения Matlab. Для подтверждения цели диссертации, моделирование APC-регулирования производилось в сравнении с PID-регулированием. В ходе работы было доказано, что использование модели APC системы управления процессом сепарации нефти на УПН позволяет контролировать без участия человека уровень раздела фаз и уровень эмульсии в сепараторе с учетом данных датчика-индикатора о количестве уносимого потоком нефти газа

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Организация и планирование работ

В данном пункте составляется полный перечень проводимых работ, определяются их исполнители и рациональная продолжительность. Наглядным результатом планирования работ является сетевой, либо линейный график реализации проекта (рисунок 31). Так как число исполнителей двое (степень распараллеливания всего комплекса работ незначительна), то предпочтительным является построение линейного графика. Хронологически упорядоченные вышеуказанные данные сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Перечень работ и продолжительность их выполнения

№	Название	Исполнители	Загрузка исполнителей
1.	Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	НР – 100%
2.	Разработка календарного плана	НР, И	НР – 100% И – 10%
3.	Изучение литературы и интернет-источников по теме исследования	НР, И	НР – 30% И – 100%
4.	Обсуждение литературы	НР, И	НР – 100% И – 10%
5.	Исследование технологического процесса производства нефти	НР, И	НР – 30% И – 100%
6.	Анализ критериев эффективности управления	И	И – 100%
7.	Разработка критериев эффективности управления	НР, И	НР – 30% И – 100%
8.	Выбор оптимальных условий сепарации	И	И – 100%
9.	Анализ критериев эффективности моделирования процесса	И	И – 100%
10.	Разработка критериев эффективности моделирования процесса	НР, И	НР – 30% И – 100%
11.	Разработка алгоритмов управления	НР, И	НР – 30% И – 100%

Продолжение таблицы 4

№	Название	Исполнители	Загрузка исполнителей
12.	Определение математической модели объекта управления	НР, И	НР – 30% И – 100%
13.	Настройка регулятора	НР, И	НР – 20% И – 100%
14.	Моделирование технологического процесса	НР, И	НР – 30% И – 100%
15.	Оформление расчетно-пояснительной записки	И	И – 100%
16.	Оформление графического материала	И	И – 100%
17.	Подведение итогов	НР, И	НР – 100% И – 100%

4.2 Продолжительность этапов работ

Расчет продолжительности этапов работ осуществляется двумя методами:

- технико-экономическим;
- опытно-статистическим.

Так как исполнитель работы зачастую не располагает соответствующими нормативами, то используется опытно-статистический метод, который реализуется двумя способами:

- аналоговый;
- экспертный.

Для определения вероятных (ожидаемых) значений продолжительности работ $t_{ож}$ применяется формула:

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}$$

где t_{min} – минимальная продолжительность работы, дн.; t_{max} – максимальная продолжительность работы, дн.;

Для выполнения перечисленных в таблице 4 работ требуются специалисты:

- Инженер (И) – в его роли действует исполнитель НИР (ВКР);
- Научный руководитель (НР).

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести ее в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях (ТРД) ведется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} * K_{Д}$$

где $t_{ож}$ – продолжительность работы, дн.; $K_{ВН}$ – коэффициент выполнения работ, учитывающий влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, в частности, возможно $K_{ВН} = 1$; $K_{Д}$ – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных задержек и согласование работ, $K_{Д} = 1,2$. Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} * T_{К}$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения этапа в календарных днях; $T_{К}$ – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, $T_{К} = 1,22$ [30]. В таблице 5 приведена продолжительность этапов работ и их трудоемкости по исполнителям, занятым на каждом этапе.

В таблице 5 приведена продолжительность этапов работ и их трудоемкости по исполнителям, занятым на каждом этапе.

Таблица 5 – Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям чел.-дн.			
		t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$	$T_{РД}$		$T_{КД}$	
					НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	4	7	5,2	6,2	-	7,6	0,0
Разработка календарного плана	НР, И	6	9	7,2	8,6	0,9	10,5	1,1
Изучение литературы и интернет-источников по теме исследования	НР, И	18	25	20,8	7,5	25,0	9,1	30,5
Обсуждение литературы	НР, И	7	12	9,0	10,8	1,1	13,2	1,3
Исследование технологического процесса производства нефти	НР, И	2	4	2,8	1,0	3,4	1,2	4,1
Анализ критериев эффективности управления	И	6	10	7,6	-	9,1	0,0	11,1
Разработка критериев эффективности управления	НР, И	14	20	16,4	5,9	19,7	7,2	24,0
Выбор оптимальных условий сепарации	И	4	6	4,8		5,8	0,0	7,0
Анализ критериев эффективности моделирования процесса	И	6	10	7,6	-	9,1	0,0	11,1
Разработка критериев эффективности моделирования процесса	НР, И	14	20	16,4	5,9	19,7	7,2	24,0
Разработка алгоритмов управления	НР, И	6	10	7,6	2,1	9,1	2,6	11,1

Продолжение таблицы 5

Определение математической модели объекта управления	НР, И	17	25	20,2	7,3	24,2	8,9	29,6
Настройка регулятора	НР, И	5	15	9,0	2,2	10,8	2,6	13,2
Моделирование технологического процесса	НР, И	3	6	4,2	1,5	5,0	1,8	6,1
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	6	10	7,6	-	9,1	0,0	11,1
Оформление графического материала	И	4	8	5,6	-	6,7	0,0	8,2
Подведение итогов	НР, И	3	5	3,8	4,6	4,6	5,6	5,6
Итого:				155,8	63,6	163,2	77,6	199,1

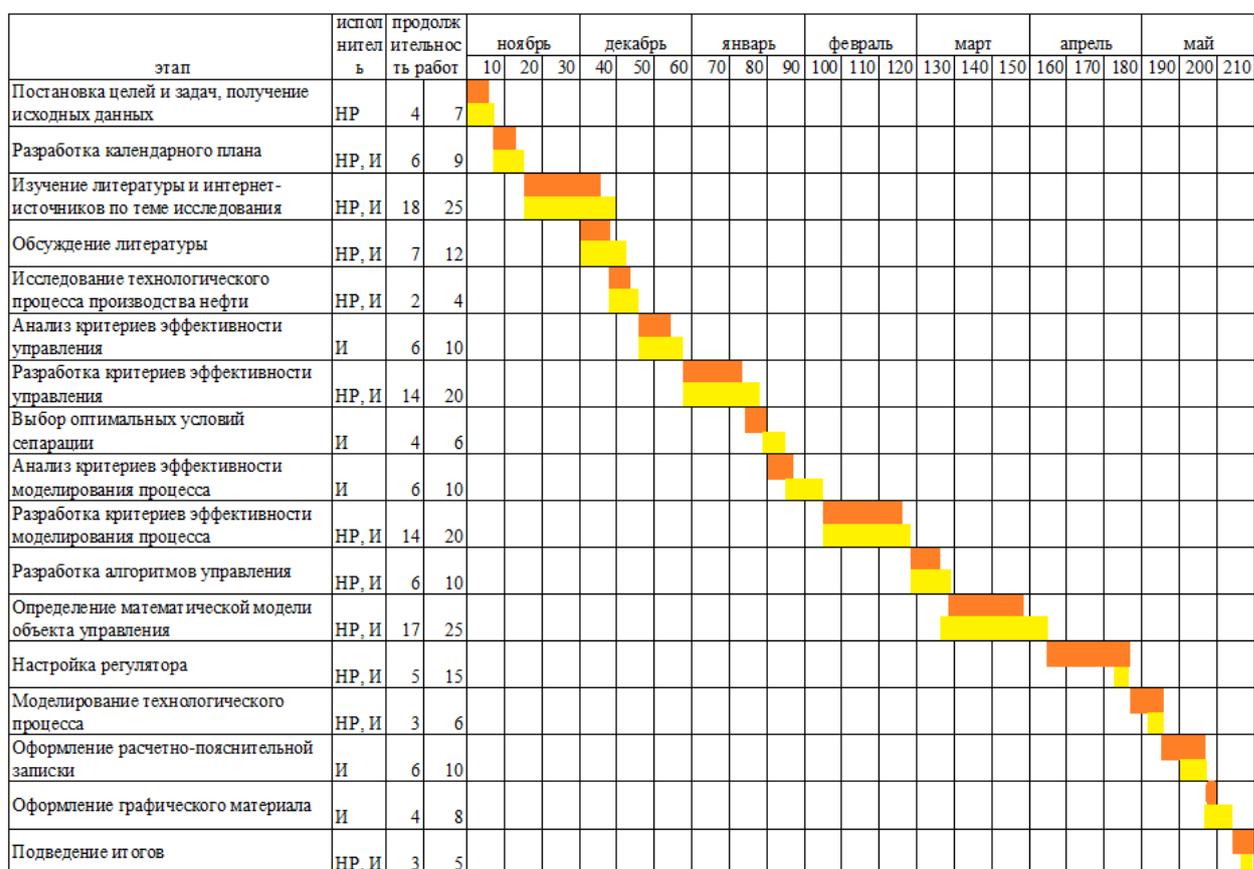


Рисунок 34 – диаграмма Ганта

4.3 Расчет сметы затрат на выполнение проекта

В состав затрат на создание проекта включается величина всех расходов, необходимых для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. Расчет сметной стоимости ее выполнения производится по следующим статьям затрат [31]:

- материалы и покупные изделия;
- заработная плата;
- социальные отчисления;
- расходы на электроэнергию (без освещения);
- амортизационные отчисления;
- командировочные расходы;
- оплата услуг связи;
- арендная плата за пользование имуществом;
- прочие услуги (сторонних организаций);
- прочие (накладные расходы) расходы

4.3.1 Расчет затрат на материалы

К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ над объектом проектирования. Сюда же относятся специально приобретенное оборудование, инструменты и прочие объекты, относимые к основным средствам, стоимостью до 40 000 руб. включительно [32]. Цена материальных ресурсов определяется по соответствующим ценникам или договорам поставки. Кроме того, статья включает так называемые транспортно-заготовительные расходы, связанные с транспортировкой от поставщика к потребителю, хранением и прочими процессами, обеспечивающими движение (доставку) материальных ресурсов

от поставщиков к потребителю. Сюда же включаются расходы на совершение сделки купли-продажи (т.н. транзакции). Приблизительно они оцениваются в процентах к отпускной цене закупаемых материалов, как правило, это 5...20 %. Исполнитель работы самостоятельно выбирает их величину в указанных границах.

Таблица 6 – затраты на материалы

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Колво	Сумма, руб.
Бумага для принтера формата А4	300	1	300
Лицензия Matlab	0	1	0
Итого:			300

4.3.2 Расчет заработной платы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера (в его роли выступает исполнитель проекта), а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя.

Оклад инженера принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации в организации, где исполнитель проходил преддипломную практику.

4.3.3 Зарплата научно-производственного персонала

Зарплата (ЗП) руководителя и инженера (магистранта) рассчитывается по следующей формуле:

$$ЗП = З_{\text{дн}} * T_p$$

где: ЗП – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником,

раб. дн.; $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная тарифная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{\text{дн-т}} = \frac{Z_{\text{м}}}{24,917}$$

учитывающей, что в 2020 году 249 рабочих дней и, следовательно, в месяце в среднем 24,917 рабочих дня (при шестидневной рабочей неделе).

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} * K_{\text{и}}$$

где: $Z_{\text{б}}$ – базовый оклад, руб.; $K_{\text{и}}$ – интегральный коэффициент (используется для учета в ее составе премий, дополнительной зарплаты и районной надбавки), Расчет основной заработной платы приведён в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{\text{б}}$, руб	$K_{\text{и}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб
НР	33664	1,699	51195	2295	110	252450
И	15470	1,62	25061	1006	126	126756
Итого:						379206

4.3.4 Расчет затрат на социальные отчисления

Затраты на единый социальный налог (ЕСН), включающий в себя отчисления в пенсионный фонд, на социальное и медицинское страхование, составляют 30 % от полной заработной платы по проекту.

$$C_{\text{соц}} = C_{\text{зп}} * 0,30$$

$$C_{\text{соц}} = 379206 * 0,30 = 113762$$

4.3.5 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования.

Таблица 8 – Расходы на электроэнергию

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{\text{ОБ}}$, час	Потребляемая мощность $P_{\text{ОБ}}$, кВт	Стоимость кВт*ч, руб	Затраты, руб
Персональный компьютер	783,36	0,4	5,75	1801,728
Струйный принтер	5	0,1	5,75	2,875
Итого:				1804,603

4.3.5 Расчет амортизационных расходов

В статье «амортизационные отчисления» рассчитывается амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта. Используется формула:

$$C_{\text{ам}} = \frac{N_{\text{А}} * Ц_{\text{ОБ}} * t_{\text{рф}} * n}{F_{\text{д}}}$$

где $N_{\text{А}}$ – годовая норма амортизации единицы оборудования; $Ц_{\text{ОБ}}$ – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР; $F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования [33], берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году; $t_{\text{рф}}$ – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта; n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Амортизация персонального компьютера составит:

$$C_{\text{ам}} = \frac{0,4 * 60000 * 783,36 * 1}{2408} = 7807,58$$

Амортизация принтера составит:

$$C_{\text{ам}} = \frac{0,1 * 7000 * 5 * 1}{2408} = 1,45$$

Расчет общей себестоимости исследования

Проведя расчет по всем статьям сметы затрат на разработку, можно определить общую себестоимость проекта.

Таблица 9 – Общая себестоимость

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	300
Заработная плата	$C_{\text{зп}}$	379206
Социальные отчисления	$C_{\text{соц}}$	113762
Расходы на электроэнергию	$C_{\text{эл}}$	1804,603
Амортизационные отчисления	$C_{\text{ам}}$	7809,02
Прочие расходы	$C_{\text{проч}}$	0
Итого:		502881,63

4.3.6 Расчет НДС

НДС составляет 20% от суммы затрат на разработку, т.е. $502881,63 * 0,2 = 100576,32$ руб.

4.3.6 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС, в нашем случае $502881,63 + 100576,32 = 603457,95$ руб.

4.4 Оценка экономической эффективности исследования

Актуальным аспектом качества выполненного исследования является экономическая эффективность его реализации, т.е. соотношение обусловленного ей экономического результата (эффекта) и затрат на разработку исследования. Так как последние являются единовременными, то мы имеем дело с частным случаем задачи оценки экономической эффективности инвестиций, т.е. вложением денежных средств в предприятие, организацию, отраслевую, региональную социально-экономическую систему и т.п. с целью получения определенного результата в будущем.

Отличительными особенностями инвестиций, особенно когда речь идет о вложениях в нематериальные активы в форме НИР являются:

- результат может быть получен в течение ряда последующих лет в общем случае – на протяжении жизненного цикла создаваемой системы;
- результаты инвестиций содержат элементы риска и неопределенности;
- связывание на некоторое время финансовых средств инвестора.

Однако в данной работе провести оценку экономической эффективности исследования невозможно, так как она носит исследовательский характер и применение в промышленных масштабах ее результатов пока не представляется возможным [34].

5 Социальная ответственность

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы, связанные с организацией рабочего места оператора УПН в соответствии с нормами производственной санитарии, техники безопасности и охраны труда и окружающей среды.

Целью данной работы является исследование безопасности применения полученной разработки, а также анализ воздействия на оператора и разработчиков.

При выполнении исследования рабочим место инженера была учебная аудитория № 106 10 корпуса Томского политехнического университета. Данное рабочее место было оснащено всех необходимым оборудованием в полном объеме. Рабочее место должно быть оснащено:

1. Рабочий стол. Рабочий стол отвечает современным требованиям эргономики и позволяет удобно разместить на рабочей поверхности компьютер, настольную лампу и необходимую техническую документацию. Высота стола составляет 800 мм. Быстрое и точное считывание информации обеспечивается при расположении плоскости экрана ниже уровня моих глаз, предпочтительно перпендикулярно к нормальной линии взгляда (нормальная линия взгляда 15 градусов вниз от горизонтали).

2. Рабочее кресло. Кресло обеспечивает физиологически рациональную рабочую позу, при которой не нарушается циркуляция крови и не происходит других вредных воздействий. У кресла упругая спинка анатомической формы, которая уменьшает нагрузку на позвоночник.

3. Персональный компьютер. Монитор располагается на рабочем столе прямо, и удалена от глаз на 50-60 см. Клавиатура располагается в 10-15 см от края стола.

4. Набор канцелярских принадлежностей.

5. В помещении находится аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара.

6. Корзина для утилизации мусора.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Существуют специализированные органы, осуществляющие государственный контроль и надзор в организациях на предмет соблюдения существующих правил и норм. К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России));
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

5.3 Режим рабочего времени

Согласно "Трудовому кодексу Российской Федерации" от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) статья 100 режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями, шестидневная с одним выходным днем, рабочая неделя с предоставлением выходных дней по скользящему графику, неполная рабочая неделя), работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий работников, продолжительность ежедневной работы (смены), в том числе неполного рабочего дня (смены), время начала и окончания работы, время перерывов в работе, число смен в сутки, чередование рабочих и нерабочих дней, которые устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным

договором, соглашениями, а для работников, режим рабочего времени которых отличается от общих правил, установленных у данного работодателя, - трудовым договором [35].

5.4 Общие эргономические требования

При конструировании рабочего места оператора необходимо соблюдать следующие основные условия:

- достаточное рабочее пространство для оператора, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения при эксплуатации и техническом обслуживании оборудования;
- достаточные физические, зрительные и слуховые связи между операторами и оборудованием, а также между операторами;
- оптимальное размещение рабочих мест в помещениях для оперативной работы, а также безопасные и достаточные проходы для операторов;
- оптимальное размещение оборудования (главным образом средств отображения информации и органов управления), благодаря чему обеспечивается удобное положение оператора при работе;
- четкое обозначение органов управления, индикаторов и других элементов оборудования, которые нужно находить, опознавать и которыми приходится манипулировать (маркировка не требуется для органов управления или оборудования, назначение которых очевидно для оператора);
- необходимое естественное и искусственное освещение для выполнения оперативных задач, технического обслуживания или тренировок;
- оптимальное, распределение яркостей в поле восприятия (величина и равномерность внешнего освещения, цвет поверхности панели и несветящихся индикаторов, яркость светящихся индикационных устройств);

- допустимый уровень акустического шума и вибрации, создаваемых оборудованием рабочего места или другими источниками шума и вибрации;
- достаточную простоту и быстроту сборки и разборки оборудования;
- исключение возможности неправильной установки, замены и монтажа блоков или элементов оборудования, а также неправильной идентификации, ориентации и расположения кабелей и разъемов;
- наличие необходимых инструкций и предупредительных знаков, предостерегающих об опасностях, которые могут возникнуть при работе, и указывающих на необходимые меры предосторожности;
- необходимые опоры и подставки для временного размещения вынутых блоков или элементов оборудования, а также для испытательного оборудования, приборов, инструментов и технических руководств;
- надежную индикацию для случаев отказа электрического питания, а также отказа оборудования или его функционирования с выходом за допустимые пределы.

Виды компенсаций при работе во вредных условиях труда. В данной работе вредных факторов не существует, поэтому не имеет смысла их рассматривать [36].

5.5 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследования. В ходе исследования могут возникнуть вредные и опасные факторы, угрожающие здоровью и жизни человека. Например, удар электрическим током или пандемия.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра - ботка	Внедре- ние	Эксплу- атация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	ГОСТ 12.0.001-82; ГОСТ 12.1.0032014; ГОСТ 12.1.005-88;
2. Повышенный уровень шума на рабочем месте		+	+	ГОСТ 12.1.012-90; ГОСТ 12.1.0192017;
3. Недостаточная освещённость рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.029-80; ГОСТ 12.1.038-82; ГОСТ Р 51337-99;
4. Повышенный уровень вибрации		+	+	СНиП 23-05-95; СП 51.13330.2011; СП
5. Повышенная температура поверхностей оборудования		+	+	52.13330.2016; СН 2.2.4/2.1.8.56696; СанПиН
6. Наличие токопроводящих элементов, находящихся под напряжением		+	+	2.2.1/2.1.1.1278–03; СанПиН 2.2.4/2.1.8.10- 322002;
7. Обострение эпидемиологической обстановки	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548– 96; СанПиН 2.2.4.3359– 16. Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ

5.6 Анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при эксплуатации объекта исследования

5.6.1 Отклонение показателей микроклимата.

Микроклимат в производственных условиях определяется следующими параметрами:

1. температура воздуха;
2. относительная влажность воздуха;
3. скорость движения воздуха.

При высокой температуре воздуха в помещении кровеносные сосуды кожи расширяются, происходит повышенный приток крови к поверхности тела, и выделение тепла в окружающую среду значительно увеличивается.

При низкой температуре окружающего воздуха реакция человеческого организма иная: кровеносные сосуды кожи сужаются, приток крови к поверхности тела замедляется, и теплоотдача конвекцией и излучением уменьшается.

Повышенная влажность воздуха ($\phi > 85\%$) затрудняет терморегуляцию организма, т.к. происходит снижения испарения пота, а пониженная влажность ($\phi < 20\%$) вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей. Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям, приведенным в ГОСТ 12.1.00588. Работы делятся на три категории тяжести на основе общих энергозатрат организма. Работа операторского типа, относится к категории легких работ – Iб. Допустимые значения микроклимата для этого случая даны в таблице 11.

Таблица 11 – Микроклимат производственных помещений

Период года	Температура, °С					Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптимальная	Допустимая				Оптимальная	не Допустимая, более	Оптимальная	не Допустимая, более
		Верхняя		Нижняя					
Пост.	Не пост.	Пост.	Не пост.	Оптимальная	Допустимая, более	Оптимальная	Допустимая, более		
Холодный	22-24	25	26	21	18	40-60	75	0,1	0,1
Теплый	22-24	28	30	22	20	40-60	75	0,1	0,1

Микроклимат производственных помещений поддерживается на оптимальном уровне системой водяного центрального отопления, естественной вентиляцией, а также искусственным кондиционированием и дополнительным прогревом в холодное время года. Для обеспечения

оптимальных и допустимых показателей микроклимата в холодный период года следует применять средства защиты рабочих мест от остекленных поверхностей оконных проемов, чтобы не было охлаждения. В теплый период года необходимо предусмотреть защиту от попадания прямых солнечных лучей.

Вентиляция производственных помещений предназначена для уменьшения запыленности, задымленности и очистки воздуха, а также для сохранности оборудования. Она служит одним из главных средств оздоровления условий труда, повышения производительности и предотвращения опасности профессиональных заболеваний. Система вентиляции обеспечивает снижение содержания в воздухе помещения пыли, газов до концентрации, не превышающей ПДК. Воздухообмен в помещении можно значительно сократить, если улавливать вредные вещества в местах их выделения, не допуская их распространения по помещению. Для этого используют приточно-вытяжную вентиляцию.

В производственном помещении отклонений от показателей микроклимата обнаружено не было.

5.6.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Допускаемые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах следует принимать согласно ГОСТ 12.1.003-83 и СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002, Работа оператора станда относится ко 2 категории, требует сосредоточенности

для выполнения работы. В таблице 12 указаны допустимые уровни для работы такого типа.

Таблица 12 – Допустимые уровни звукового давления

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентный уровень звука, дБ А
31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
93	79	70	63	58	55	52	50	49	60

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть СКЗ и СИЗ [3].

СКЗ (средства коллективной защиты)

– устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

– изоляция источников шума от окружающей среды средствами звуко- и виброизоляции, звуко- и вибропоглощения;

– применение средств, снижающих шум на пути его распространения.

СИЗ (средства индивидуальной защиты)

– применение спецодежды, спецобуви и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.6.3 Недостаточная освещённость рабочей зоны

Согласно СНиП 23-05-95 в помещении, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса, при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 200 Лк. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в

поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Так как у нас нет возможности выехать на месторождение, оценим освещенность помещения при проведении исследования. Выше описаны условия работы инженера, его рабочее место, произведем оценку освещённости.

Сначала произведем осмотр рабочего места и дадим характеристику освещенности. В учебном кабинете есть естественное боковое одностороннее освещение и рабочее и эвакуационное искусственное освещение.

Произведем измерение освещенности помещения на расстоянии 1, 2, 3, 4, 5 м от наружной стены здания. Измерение необходимо производить на уровне горизонтальной рабочей поверхности на высоте 0,8 м от пола. При этом фотоэлемент удерживается горизонтально. Также произведем измерение освещенности вне помещения в точке под открытым небосводом (выставив фотоэлемент в окно). Полученные данные измерений представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты измерения естественного освещения

Расстояние от поверхности наружной стены L, м	1	2	3	4	5	Освещенность E вне помещения, лк
Освещенность E _{вн} , лк	1672	466	316	241	97	6492

Построим кривую светораспределения в помещении (рисунок 35)

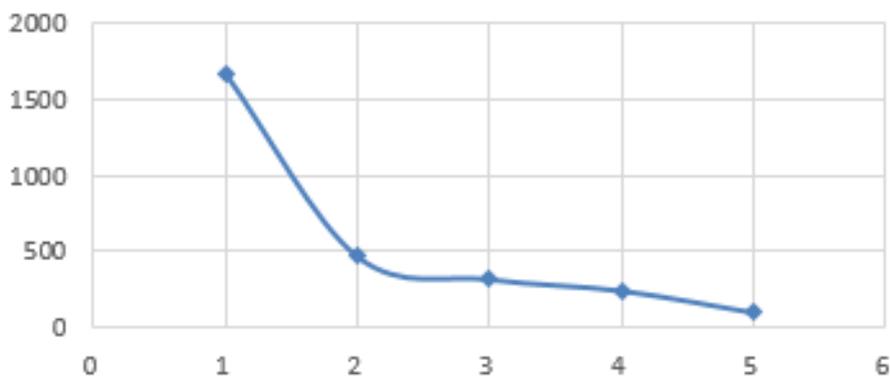


Рисунок 35 – Кривая светораспределения в помещении

Определим КЕО, %, для точки, расположенной в 5 м от окна, по формуле:

$$КЕО(e) = \frac{E_{вн}}{E_{нар}} 100\% = \frac{97}{6492} 100\% = 1,4\%$$

На расстоянии 5 метров от окна, как мы видим освещенность составляет 245 лк, что не соответствует минимальным требованиям для учебных аудиторий высшего учебного заведения. Хотя в день измерения и была пасмурная погода, что является для г. Томск довольно обыденным явлением, произведём измерения с искусственным и естественным освещением. Полученные данные измерений представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты измерения естественного и искусственного освещения

Расстояние от поверхности наружной стены L, м	1	2	3	4	5	Освещенность E вне помещения, лк
Освещенность E _{вн} , лк	1864	839	627	549	513	6492

Построим кривую светораспределения в помещении (рисунок 36)

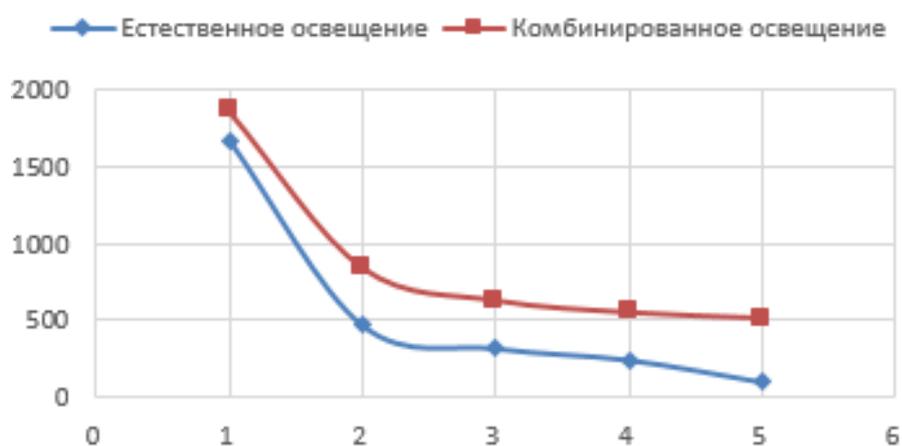


Рисунок 36 – Кривая светораспределения в помещении

Определим КЕО, %, для точки, расположенной в 5 м от окна:

$$КЕО(e) = \frac{E_{вн}}{E_{нар}} 100\% = \frac{513}{6492} 100\% = 7,9\%$$

При комбинированном освещении, нормы согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 выполняются. Также значение КЕО соответствует норме

для учебных заведений при естественном и комбинированном боковом освещении.

5.6.4 Повышенный уровень вибрации

Основная цель нормирования вибрации на рабочих местах — это установление допустимых значений характеристик вибрации, которые при ежедневном систематическом воздействии в течение всего рабочего дня и многих лет не могут вызвать существенных заболеваний организма человека и не мешают его нормальной трудовой деятельности. Основным документом, регламентирующим уровень вибрации на рабочих местах, является СН 2.2.4/2.1.8.566-96. В этом документе приведены предельно допустимые значения колебательной скорости, колебательного ускорения и их уровней в октавных и третьоктавных полосах частот для локальной и общей вибрации в зависимости от источника возникновения, направления действия.

Предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов,

нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни. Вредность вибрации усугубляется одновременным воздействием на оператора повышенной температуры воздуха рабочей зоны, повышенного уровня шума, напряжение рук рабочего при работе с ручными машинами, запыленности воздуха.

Показатели вибрационной нагрузки на оператора – виброускорение (или виброскорость) и время действия вибрации, определяющие дозу, а также частотный спектр, определяющий характер клинических проявлений вибрационных нарушений.

Корректированный (по частоте) уровень локальной вибрации (ЛВ) используют для характеристики ручных машин по степени виброопасности. Эквивалентный (по энергии) корректированный уровень ЛВ используют для оценки нагрузки на человека-оператора за смену.

В таблице 15 представлены нормируемые параметры ПДУ для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами.

Таблица 15 – ПДУ вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	в величинах виброускорения		в величинах виброскорости	
	м/с ²	дБ*	м/с·10 ⁻²	дБ*
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,7	129	1,4	109
63	5,4	135	1,4	109
125	10,7	141	1,4	109
250	21,3	147	1,4	109
500	42,5	153	1,4	109
1000	85,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	1,4	112

*относительно 10⁻⁶ м/с²; ** относительно 5·10⁻⁸ м/с

При превышении нормы обязательны режимы труда, требования к которым приведены в ГОСТ 12.1.012-90 и СанПиН 2.2.2.540-96; при превышении нормы более 12 дБ проводить работы запрещается (таблица 16).

Таблица 16 – Нормы и соответствующие режимы труда

Класс условий труда по Р2.2.2006-05	Превышение ПДУ		Допустимое суммарное воздействие за смену, мин
	дБ	раз	
2	0	1	480
3,1	3	1,4	240
3,2	6	2	120
3,3	9	2,8	60
3,4	12	4	30
4	>12	>4	Проводить работы или применять машины, генерирующие такую вибрацию, запрещается

К способам борьбы с вибрацией относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.) вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением), применение индивидуальных средств защиты (виброзащитные обувь, перчатки со специальными упругодемпфирующими элементами, поглощающими вибрацию).

В данном случае, на оператора будет минимальное воздействие вибрации, так как элементы станда не производят вибрацию.

5.6.5 Повышенная температура поверхностей оборудования

Горячие поверхности станда, доступные оператору, являются причиной риска ожогов. Основные указания по конструированию безопасных стандов, принимающие во внимание меры против рисков, включая термические, даны в ГОСТ Р 51337-99.

При выполнении процесса контроля параметров на оператора стенда может воздействовать и такой вредный производственный фактор как повышенная температура поверхностей оборудования. Температура поверхности стенда, вызывающая ожоги при контакте кожи с горячей поверхностью, зависит от материала поверхности и от продолжительности контакта кожи с горячей поверхностью.

При эксплуатации стенд оператора может нагреться в случае выхода из строя охлаждающей системы, максимальная температура нагрева будет соответствовать максимальной температуре нагрева элементов, которые требуют охлаждения, далее может произойти возгорание или элемент выйдет из строя. Как правило максимальная температура нагрева составляет 80°C.

5.6.6 Наличие токопроводящих элементов, находящихся под напряжением

Основными причинами поражения электрическим током могут послужить следующие факторы: прикосновение к токоведущим частям или прикосновение к конструктивным частям, оказавшимся под напряжением.

С целью исключения опасности поражения электрическим током необходимо соблюдать следующие правила электрической безопасности:

- перед включением оборудования необходимо визуально проверить электропроводку на отсутствие возможных видимых нарушений изоляции, а также на отсутствие замыкания токопроводящих частей или наличия воды на рабочей поверхности;

- при появлении признаков замыкания или нагрева токоведущих частей необходимо немедленно отключить оборудование от электрической сети;

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозащитные средства. Среди распространенных способов

защиты от поражения электрическим током при работе с электроустановками различают:

- защитное заземление – предназначено для превращения «замыкания на корпус» в «замыкание на землю», с тем, чтобы уменьшить напряжение прикосновения и напряжение шага до безопасных величин (выравнивание самый распространенный способ защиты от поражения электрическим током;
- зануление – замыкание на корпус электроустановок;
- системы защитного отключения – отключение электроустановок в случае проявления опасности пробоя на корпус;
- защитное разделение сетей; – предохранительные устройства.

К работам на электроустановках допускаются лица, достигшие 18 лет, прошедшие инструктаж и обученные безопасным методам труда. К тому же электробезопасность зависит и от профессиональной подготовки работников, сознательной производственной и трудовой дисциплины. Целесообразно каждому работнику знать меры первой медицинской помощи при поражении электрическим током.

5.6.7 Обострение эпидемиологической обстановки

В связи с объявленной ВОЗ пандемией коронавируса COVID-19, и объявленным режимом полной самоизоляции в большинстве регионов Российской Федерации в апреле 2020 года. Все организации и учебные заведения перешли на удаленный режим работы. Я считаю необходимым рассмотреть случай обострения инфекционной обстановки в регионе во время этапов разработки, внедрения или эксплуатации.

Правительство Российской Федерации включило коронавирус в перечень опасных заболеваний.

Основание: Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2004 г. № 715 «Об утверждении перечня социально значимых заболеваний и перечня заболеваний, представляющих опасность для окружающих».

В связи с этим у работодателей появляются обязанности, за невыполнение которых предусмотрена ответственность. Все работодатели обязаны:

- выполнять требования санитарного законодательства;
- проводить санитарно-противоэпидемические (профилактические) мероприятия;
- обеспечивать безопасность для здоровья человека выполняемых работ и оказываемых услуг.

Роспотребнадзор выпустил Письмо от 10.03.2020 № 02/3853-2020-27 «О мерах по профилактике новой коронавирусной инфекции (COVID-19)», в котором рекомендовал работодателям обеспечить:

- при входе работников в организацию (на предприятие) – возможность обработки рук кожными антисептиками, предназначенными для этих целей (в том числе с помощью установленных дозаторов), или дезинфицирующими салфетками с установлением контроля за соблюдением этой гигиенической процедуры;
- контроль температуры тела работников при входе в организацию (на предприятие) и в течение рабочего дня (по показаниям) с применением аппаратов для измерения температуры тела бесконтактным или контактным способом (электронные, инфракрасные термометры, переносные тепловизоры), с обязательным отстранением от нахождения на рабочем месте лиц с повышенной температурой тела и признаками инфекционного заболевания;
- контроль вызова работником врача для оказания первичной медицинской помощи заболевшему на дому;
- контроль соблюдения самоизоляции работников на дому на установленный срок (14 дней) при возвращении их из стран, где зарегистрированы случаи новой коронавирусной инфекции (COVID-19);

– информирование работников о необходимости соблюдения правил личной и общественной гигиены (режима регулярного мытья рук с мылом или обработки кожными антисептиками) в течение всего рабочего дня, после каждого посещения туалета;

– качественную уборку помещений с применением дезинфицирующих средств вирулицидного действия, уделив особое внимание дезинфекции дверных ручек, выключателей, поручней, перил, контактных поверхностей (столов и стульев работников, оргтехники), мест общего пользования (комнат приема пищи, отдыха, туалетных комнат, комнаты и оборудования для занятия спортом и т. п.), во всех помещениях – с кратностью обработки каждые два часа;

– наличие в организации не менее пятидневного запаса дезинфицирующих средств для уборки помещений и обработки рук сотрудников, средств индивидуальной защиты органов дыхания на случай выявления лиц с признаками инфекционного заболевания (масок, респираторов);

– регулярное (каждые два часа) проветривание рабочих помещений;

– применение в рабочих помещениях бактерицидных ламп, рециркуляторов воздуха с целью регулярного обеззараживания воздуха (по возможности).

Кроме того, рекомендуется ограничить любые корпоративные мероприятия в коллективах, участие работников в иных массовых мероприятиях на период эпиднеблагополучия, направление сотрудников в командировки, особенно в зарубежные страны, где зарегистрированы случаи заболевания новой коронавирусной инфекцией (COVID-19). При планировании отпусков следует воздержаться от посещения стран, где регистрируются такие заболевания.

5.7 Экологическая безопасность

В ходе проведения исследования не было использовано токсичных и радиоактивных материалов, а также материалов, подлежащим особым условиям утилизации. В процессе внедрения и эксплуатации, также не будут использоваться токсичные материалы [37].

5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации относятся к совокупности опасных событий или явлений, приводящих к нарушению безопасности жизнедеятельности. К ним относятся: высокие и низкие температуры, физическая нагрузка, поражающие токсичные дозы сильнодействующих ядовитых веществ, высокие дозы облучения, производственные шумы и вибрации и многое другое могут приводить к нарушению жизнедеятельности человека.

Самой вероятной чрезвычайной ситуацией на нефтегазовом производстве является пожар или взрыв. Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты (системы ПАЗ). Во всех служебных помещениях обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники.

С целью предотвращения пожаров необходимо:

1. Уходя из помещения проверить отключения всех электронагревательных приборов, электроустановок, а также силовой и осветительной сети;
2. Курить только в отведенных для курения местах;
3. Проверять уровень нормы газа в помещении, проветривать помещение;

4. В случае возникновения пожара приступить к его тушению имеющимися средствами, эвакуироваться и вызвать по телефону «01», сотовый «010» пожарную службу;

5. Сотрудники должны быть ознакомлены с планом эвакуации людей и материальных ценностей при пожаре. План эвакуации должен находиться в каждом помещении и на каждом этаже лестничной площадке

6. Соблюдать технику искробезопасности при работе на газовом производстве.

В целях безопасности необходимо предусмотреть наличие средств автоматического отключения электроэнергии в случае возгорания или аварии. Огнетушители должны всегда содержаться в исправном состоянии, периодически осматриваться, проверяться и своевременно перезаряжаться. В случаях, когда не удастся ликвидировать пожар самостоятельно, необходимо вызвать пожарную охрану и покинуть помещение, руководствуясь разработанным и вывешенным планом эвакуации.

5.9 Выводы по разделу

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были исследованы правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Проанализирована производственная безопасность, выявлены опасные и вредные факторы, были обоснованы мероприятия по снижению воздействия этих факторов. Были подняты вопросы экологической безопасности и безопасности в ЧС. Полученные результаты могут быть применены на производстве.

Заключение

В результате выполнения работы была достигнута цель магистерской диссертации, было проведено исследование автоматического регулирования ключевыми параметрами процесса сепарации и создана модель APC (Advanced Process Control) управления процессом сепарации нефти на УПН.

Были выполнены все поставленные задачи:

- был детально изучен процесс сепарации нефти;
- проанализированы отечественные и зарубежные источники, проведен патентный поиск;
- было проведено исследование эффективности работы сепаратора и составлены критерии эффективности управления и моделирования процесса.
- разработана структурная схема технологического процесса УПН на основе проведенного исследования эффективности;
- разработана структурная схема системы автоматического регулирования с усовершенствованным (APC) управлением;
- разработана структурная схема системы автоматического регулирования с классическим ПИД-управлением;
- проведен анализ эффективности APC-управления и подведены итоги.

Полученные результаты доказывают, что усовершенствованное управление позволяет повысить управляемость системы, а также организовать автономную систему управления, основанную на измерении значения процента газа уносимого потоком нефти.

В рамках работы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был определен полный перечень работ, составлена диаграмма Ганта для наглядной демонстрации графика и плана выполнения работ. Также был выполнен расчет затрат на реализацию проекта, данный расчет показал, что себестоимость реализации проекта крайне мала, что повышает его конкурентоспособность на рынке.

В рамках раздела «Социальная ответственность» были исследованы правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности для работы оператора, в частности анализ опасных и вредных производственных факторов, возникающих при эксплуатации объекта исследования. В рамках работы по данному разделу был представлен конкретный перечень нормативной базы для реализации проекта, и также описаны способы для устранения влияния всевозможных опасных факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Gerhard Nygaard, Geir Naevdal. Nonlinear model predictive control scheme for stabilizing annulus pressure during oil well drilling / Nygaard, Gerhard, Naevdal, Geir. // Journal of Process Control. – 2006. – 16. – С. 719-732.
2. Конференция Honeywell 16-18 сентября 2014 [Электронный ресурс] /. — Электрон. журн. — Режим доступа: <https://www.honeywellprocess.com/>, свободный.
3. Фарунцев, С.Д. Применение усовершенствованных систем управления для повышения эффективности процессов нефтедобычи / С.Д. Фарунцев, Е. Mercera, I. Lowdonb. – Инстит Автоматика, 2016. – с.
4. Таранова, Л. В. Оборудование подготовки и переработки нефти и газа / Л. В. Таранова, А. Г. Мозырев. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 236 с.
Гречухина, А. А. Установки подготовки нефти: учебное пособие.
5. Nasser, Mohamed Ramli Advanced Process Control / Mohamed Ramli Nasser, E. Mercera, I. Lowdonb. – IntechOpen, 2017. – с.
6. Dae, Ryook Yang ADVANCED CONTROL STRATEGIES / Ryook Yang Dae, E. Mercera, I. Lowdonb. – : Korea University, 2020. – с.
7. Bauerlan, Margret Economic assessment of advanced process control – A survey and / Margret Bauerlan, K. Craig, I. Lowdonb. – framework : Journal of Process Control Volume, 2015. – 2-18 с.
8. Knut, Åge Meland Stabilization of two-phase flow in risers from reservoirs / Åge Meland Knut, K. Craig, I. Lowdonb. – : Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, 2015. – с.
9. Torbjørn, Pedersen. Supervisory control for underbalanced drilling operations / Pedersen. . Torbjørn. и др. // IFAC-PaperOnline. – 2015. – 48-6. – С. 120-127.
10. Технологический регламент установки подготовки нефти ВАХ ЦППН-2

11. Эффективность процесса сепарации нефти от газа [Электронный ресурс] /. — Электрон. журн. — Режим доступа: <https://helpiks.org/7-32037.html>, свободный
12. СП 41-103-2000 "Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов"
13. Бешагина, Е.В. The Souders–Brown equation [Электронный ресурс] / Е.В. Бешагина. — Электрон. журн. — Режим доступа: 11. https://en.wikipedia.org/wiki/Souders–Brown_equation, свободный.
14. Фазовое равновесие однокомпонентных систем: методические указания для выполнения самостоятельной работы по дисциплине «Физическая химия» для студентов, обучающихся по направлению 150400 «Металлургия» / Сост. А.П. Родзевич. – Юрга: Изд-во Юргинского технологического института (филиал) Томского политехнического университета, 2009. – 20 с.
15. Рекомендация, Содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа, Методика выполнения измерений, МИ 3270-2010
16. Устройство для определения количества жидкости в пробе газа: пат. 02118747 Рос. Федерация
17. ГПР 420 [Электронный ресурс] /. — Электрон. журн. — Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/opredelenie-soderzhaniya-kaapelnoy-zhidkosti-i-mehanicheskikh-primesej-v-gazovom-potoke-metodika-i-sredstva-izmereniya/viewer>, свободный
18. Детектор контроля капельного уноса: пат. 2460045 Рос. Федерация
19. Тимофеева А. А. Измерение расходов газожидкостного потока методом отбора части потока: магистерская диссертация / магистранта технических наук. Тюменский государственный университет, Тюмень, 2016.
20. ISO 6570:2001 Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Gravimetric methods; 2001-06. — ISO/TC 193/SC 1 Analysis of natural gas, 2001.

21. Индикатор фазового состояния потока ИФС-1В-700М. Руководство по эксплуатации ДРФМ.414152.001-01 РЭ; 2001-06. — Тюмень: ООО «Три-А», 2019.
22. Малышенко А. М. Математические основы теории систем: учебник для вузов / А. М. Малышенко. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. — 364 с.: ил.
23. Топчиев Ю. И. Атлас для проектирования систем автоматического регулирования: Учеб. Пособие для вузов. — М.: Машиностроение, 1989. — 752 с.: ил.
24. Сидоров, С.Н. Теория автоматического управления в задачах электропривода : учебное пособие / С.Н. Сидоров, Н.А. Лунина. — Ульяновск: УлГТУ, 2013. — 122 с
25. Капля Е. В., Кузеванов В. С, Шевчук В. П. Моделирование процессов управления в интеллектуальных измерительных системах. — М.: ФИЗМАЛИТ, 2009. — 512 с.
26. Зеленский, В. А. Разработка имитационной модели работы нефтегазового сепаратора / В. А. Зеленский, А. И. Щодро. — : Текст научной статьи по специальности «Строительство и архитектура», 2014
27. Abu-Ayyad., M Application of infinite model predictive control methology to other advanced controllers / M. Abu-Ayyad., R. Dubay, J. Hernandez. — : ISA Transactions, 2019. — 54-61 с.
28. Furqan, T. Advanced process control and monitoring of a continuous flow micro-reactor / T. Furqan, E. Mercera, I. Lowdonb. — 2018 : Volume 77, 2018. — Pages 225-234 с.
29. Vaughn, A. The Use of Advanced Process Controls in a Phosphoric Acid Reactor / A. Vaughn, E. Mercera, I. Lowdonb. — 2018 : 2nd International Symposium on Innovation and Technology in the Phosphate Industry, 2018. — с.
30. Методические указания к выполнению раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» для всех специальностей/ сост. В.Ю. Конотопский; Томский политехнический

университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015.
– 29 с.

31. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений "Методы менеджмента качества" №1 2003 г.

32. Кузьмина Е.А, Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. "Методы менеджмента качества" №7 2002 г.

33. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие/Под ред. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика. - М.: Энергия, 1980. - 175с.

34. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.

35. Металл-сервис. Прайс-лист. URL:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения: 30.04.2020).

36. Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1992. — 93 с.: ил. — Библиотека электромонтера; Вып. 633. — Библиогр.: с. 94.

37. Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при электромонтажных и наладочных работах / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 238 с.: ил. — Справочник электромонтажника. — Библиогр.: с. 237.

38. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>.

Приложение А
(обязательное)

Advanced process control of the oil preparation process

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ81	Барышева Зоя Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Е. И.	к. т. н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пичугова И. Л.			

Introduction

Improving efficiency and profitability is one of the priorities of the oil and gas economy sector. One of the most important technological processes in the oil industry is the process of transformation of oil containing mixture produced from wells into commercial oil. Commodity oil is the production of oil and gas mining company, which has passed the full cycle of preparation and meets the requirements of state standards. Before oil is transported through the oil trunk pipelines, it must be free of water, gas, and free from impurities. In this case, the products become suitable for processing into various fuels (diesel fuel, gasoline, and kerosene), lubricants, solvents, petrochemical products. The oil and gas industry in several regions of our country has specific features associated with a high degree of water cut. This is especially true of the regions like Middle Volga and Southern Urals.

In these conditions, ensuring maximum productivity while maintaining the quality of commercial oil is a serious problem that requires innovative scientific approaches and technical solutions. Therefore, the study of technical devices that support the technological process of oil separation based on their mathematical models is an urgent scientific and technical task. Because of the high costs of the field experiment, the research of the oil-gas separator is advisable to perform based on its mathematical model.

For the organization of the whole complex of technological processes of transformation of oil containing mixture into commercial oil, a set of methods, technical devices, techniques, and algorithms combined within the framework of the oil treatment system (OTS) is used.

The object of study of this master's thesis is a system for controlling the process of oil preparation at the oil treatment system. Existing control systems based on classical control methods fully comply with safety requirements and perform the functions required of them. It is noted that these systems do not fully meet performance requirements.

Modern companies want only not to get a safe process but also reduce economic losses, operating costs, increase production profits, and improve product

quality. These goals can be achieved by bringing the technological process to the optimal mode of operation, applying an advanced approach to control - APC control («Advanced Process Control»). APC is a kind of control system designed to stabilize product quality and improve process efficiency.

After analyzing the foreign experience [1, 2, 3] and, taking into account the costs associated with improved control at the stage of oil preparation, we can conclude that using the more modern control process the following results have been obtained:

1. Increase in power and productivity;
2. Reducing the operating time of equipment;
3. Reducing the payback period of the system;
4. Effective process failure detection.

Thus, advanced process control or APC control is a control that will improve production efficiency, does not require additional costs for the purchase of new, more advanced equipment.

The key device of the oil treatment system is the oil-gas separator (OGS). The main function of the OGS is to provide maximum system performance and while maintaining the quality of the output product. Three-phase horizontal OGS with elements of oil-containing mixture density control.

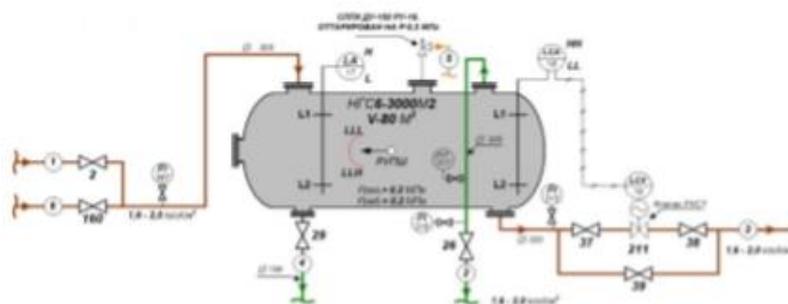


Figure 1. The first separating step

Separators work on the principle that the three components (water, oil, gas) have different densities, which allows them to stratify when moving slowly with gas on top, water on the bottom, and oil in the middle. Any solids such as sand will also settle in the bottom of the separator.

Development of the main criteria for control effectiveness

Separation is a complex multi-stage process, which is a combination of physical and mass transfer processes occurring between the gas and liquid phases containing a large number of components. Simple formula 1 can describe the multicomponent separation process.

$$Q_c = Q_o + Q_l + Q_g \quad (1)$$

Efficiency criteria during system operation are mainly determined by the operation of the separator. The system will work quite efficiently, as efficiently as the separator will separate the phases.

The efficiency of separators affects the stable operation of the entire oil treatment unit: droplets of oil and water carried away by gas from the separator can fall out in the gas pipeline, forming liquid plugs, lead to the formation of hydrate plugs and simply reduce the cross-section of the pipeline, thereby reducing its throughput. Two indicators estimate the efficiency of the separator:

1) The amount of droplet fluid carried away by the gas stream from the drip tray.

2) The amount of gas carried away by the flow of oil (liquid) from the oil collection section.

We consider paragraphs 1 and 2 in more detail. To determine the ablation coefficients, you can use formulas 2 and 3 [11]:

$$K_l = \frac{q_l}{Q_g}, \quad (2)$$

$$K_g = \frac{q_g}{Q_l}, \quad (3)$$

q_l – the volumetric flow rate of the dropping liquid carried away by the gas flow, m³ / h;

q_g – volumetric flow rate of occluded gas carried away by the fluid flow, m³/h;

Q_g – volumetric gas flow rate at the outlet of the separator, m³ / h;

Q_l – volumetric flow rate of liquid at the outlet of the separator, at operating temperature and pressure, m³ / h.

The smaller the value of these indicators is, the more efficient the work of the separator.

According to practical data, temporary norms have been adopted according to which K_l should not exceed $50 \text{ cm}^3 / 1000 \text{ m}^3$ of gas and $K_g \leq 0.02 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.

The effectiveness of the separation process depends on the following factors:

1. Average gas velocity in the free section of the separator. Values W_{gmax} for various designs of separators can vary from 0.1 to 0.55 m/s. The degree of gas purification from liquid depending on the gas velocity is shown in Figure 2.

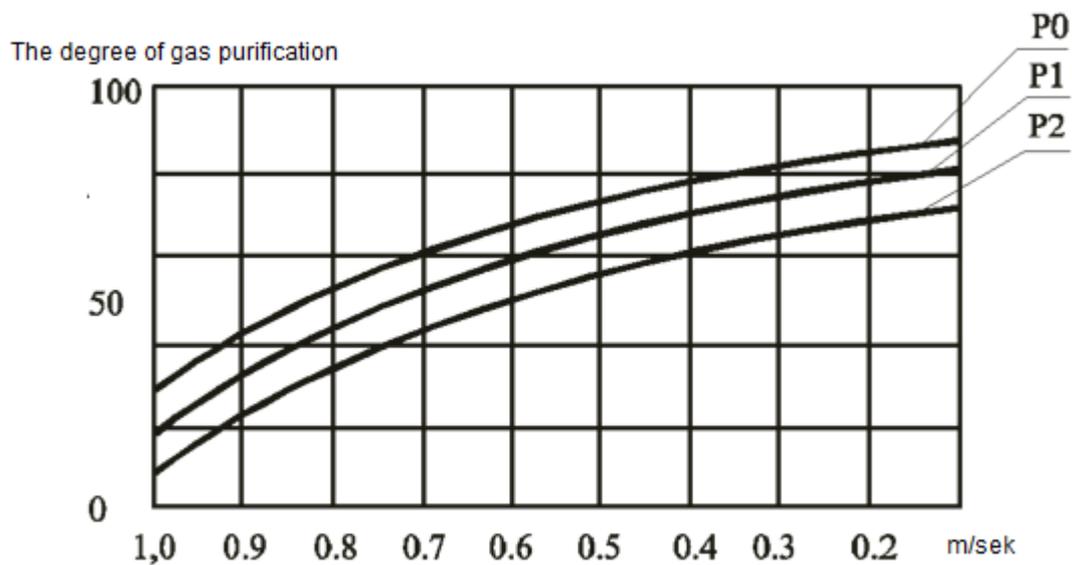


Figure 2. The degree of gas purification from liquid and solid particles depending on gas velocity and pressure

2) The delay time of the liquid in the separator τ_3 : the longer the residence time of the liquid in the separator is, the greater the number of gas bubbles trapped in oil will have time to separate from the oil in the separator. Therefore K_g will decrease.

3) Physical-chemical properties of oil and gas: viscosity, surface tension, the ability to foam.

For non-foaming oil, the delay time varies from 1 to 5 minutes. For foaming it is from 5 to 20 minutes. The choice of a specific τ_3 for various separation conditions is made only according to the results of the study of the entrainment of liquid and gas.

Oil is the easier to undergo the process of degassing, the lower the surface tension it has at the border with gas (steam).

4) Design features of the separator: the method of introducing well products, the presence of shelves, drip nozzles, etc.

5) The liquid level in the separator. The liquid layer at the bottom of the separator is a water seal so that gas does not enter the oil collector.

6) The consumption of oil and gas mixture: at high consumption increases the coefficient of entrainment of gas because all gas does not have time to stand out. To reduce K_g the number of separators should be increased.

With a high gas factor, an increase in the entrainment coefficient is possible with a small flow rate.

7) Pressure and temperature in the separator. The effect of separation pressure: with increasing separation pressure, the diameter of the gas bubble decreases while maintaining its weight.

If the separation pressure rises, the entrainment of oil will increase small and heavier bubbles, which at low-pressure float in the oil layer, since according to the Stokes formula, the ascent rate is related to the square of the bubble diameter. Therefore, with increasing separation pressure, the gas entrainment coefficient will increase.

An increase in oil temperature will lead to a decrease in its viscosity and, consequently, to an increase in the rate of ascent of a gas bubble. Therefore, an increase in temperature will lead to a decrease in the coefficient of entrainment of gas by oil K_g .

For high-quality oil separation, an important preparatory step is to determine the thickness of thermal insulation. These calculations are carried out at the design stage based on data on the coefficient of thermal conductivity of the insulation material and the coefficient of heat transfer to the environment as well as data on the temperature of the outer wall of the apparatus environment and the outer surface of the heat-insulating layer [13].

Selection of optimal separation conditions

Following the above analysis, it is necessary to ensure a certain temperature and pressure inside the separator. The quantity and quality of oil and gas as marketable products depend on the conditions of separation (pressure, temperature, and the number of degrees of freedom).

To control the pressure and temperature parameters, it is necessary to install sensors for monitoring and regulating these parameters.

Hardware parameters that also affect the quality of separation must be calculated at the design and simulation stages. In the subsequent stages, you can use formulas to check the parameters; if the results are unsatisfactory, you can perform the automation process.

To determine the number of degrees of freedom, it is necessary to take into account the pressure at the wellheads. At high pressures, as a result of a slight decrease in pressure at each stage, a gas phase is gradually released (initially gases having a high pressure of saturated vapors of nitrogen, methane, ethane, partially C3), and hydrocarbons with lower pressure of saturated vapors remain in oil: butanes and heavier.

If at the same high initial wellhead pressure a three- or two-stage separation is applied, as a result of a sharp decrease in pressure in the separators, the gas phase will be intensively released, and together with light hydrocarbons, a large amount of heavy hydrocarbons will transfer from the oil to the gas phase: C3-C5.

Thus, if we compare multistage separation with a three-stage separation of oil, the output of marketable oil will increase by 1.5-3.0% of the mass due to the conservation of C3-C5 hydrocarbons in oil. At the same time, it becomes less dense and viscous.

Thus, in terms of oil output, multi-stage (5-7 stages) separation is more efficient than one-, two-stage. However, if multi-stage separation is used in leaky collection and transport systems, the light hydrocarbons left in the oil will gradually evaporate from it, and the separation effect will be reduced to zero.

With multi-stage separation, the gas of the first stages can move to the consumer under its pressure. At the same time, the content of heavy components

(C5) in the gas decreases, which reduces the likelihood of condensation falling out during transportation.

Since hydrocarbons C4 and partially C3 remain in the oil, the amount of gas separated from the oil is reduced.

Therefore, for saving metal, ease of maintenance, and the availability of a gas processing plant near the field, it is advisable in all cases to use three-stage separation. The gas released at the first stage of separation under own pressure is sent to local needs in boiler houses, for heating residential and industrial buildings, etc. The gas produced at the second and third stages of separation will be greasy, so it is first sent to the compressor station, and after compression in the compressors, to HFCs or GPPs to separate the propane-butane fraction.

Since the primary task in the work is the production of oil, we consider the separation process with oil as the target product. To determine the optimal number of separation stages and oil pressure, we will use in the first case an analytical method based on solving the equation of phase equilibrium [15].

At the first stage, the molecular composition of the mixture is determined, the basis for subsequent calculations. The molecular composition is determined based on the molar composition of the reservoir oil and gas, as well as the amount of free gas supplied with the reservoir oil from the well.

Knowing the molecular composition in the second stage, you can determine the necessary pressure and temperature for the first stage of separation, the pressure at the wellhead can be ignored.

The third stage. Based on the results of a sequential calculation of gas and oil compositions at different separation pressures, the gas density is determined and a graph of the dependence of gas density on the separation pressure is plotted (Figure 5).

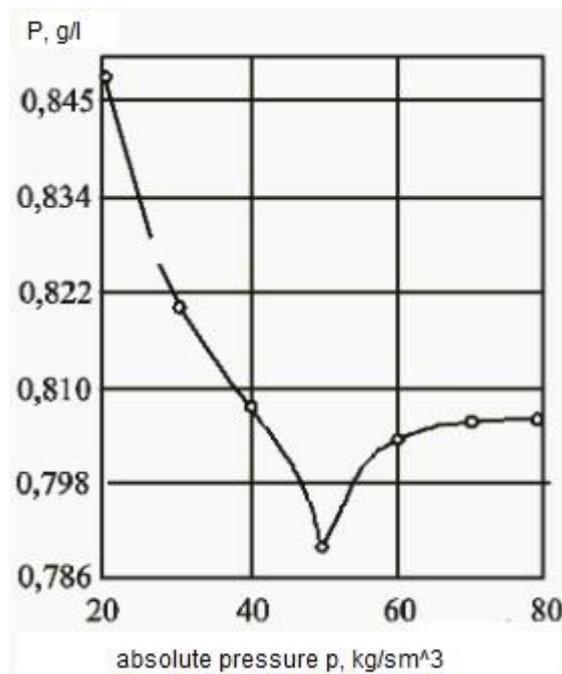


Figure 5. Selection of the optimal pressure of the first stage of separation

The curve in Figure 5 has a pronounced extremum, which corresponds to a pressure of approximately 50 kg / cm³. At this pressure, the gas has a minimum density. Therefore, the maximum number of overhead fractions remains in the oil. This pressure is taken into account for the optimal separation stage I.

Process Modeling Performance Criteria

In the classical theory of control, automatic control systems have requirements for accuracy, the nature of transients, the type of driving and disturbing external influences, power supply characteristics, etc.

When evaluating the effectiveness of this work, we will consider the characteristics of the control system associated with its dynamics and accuracy. Since these characteristics are qualitative, quantitative equivalents of qualitative characteristics are introduced, which are called quality criteria of automatic control systems. These indicators are divided into quality indicators in the steady-state and quality indicators in the transition mode.

Quality criteria in the steady-state characterize the quality of maintaining the laws of change of variables of the controlled process. In the transition mode, the criteria characterize the dynamics of the system or the nature of the movements of the system during the transition from one steady-state to another.

As the transition function $h(t)$ we will determine the following indicators:

1. Regulation time t_p , this indicator characterizes the system performance;
2. Overshoot $\sigma = \frac{h_{max} - h_{\infty}}{h_{\infty}} * 100\%$.

The system will be considered stable with an overshoot of less than 10%.

Also, it should be noted that when comparing a system with APC control with a system implemented on PID control, a system using an APC controller should provide less transition time and overshoot.

In control theory, advanced process control (APC) refers to a broad range of techniques and technologies implemented within industrial process control systems. Advanced process controls are usually deployed optionally and in addition to basic process controls. Basic process controls are designed and built with the process itself, to facilitate basic operation, control and automation requirements. Advanced process controls are typically added subsequently, often over the course of many years, to address particular performance or economic improvement opportunities in the process.

Development of a block diagram of an automatic control system

Simulation of the control system for the oil preparation process at the oil treatment unit will be performed in the Simulink MatLab package. We will deal with the parameters that need to be regulated and modeled. Figure 6 shows the structural diagram of a high-pressure separator with an indication of the controlled parameters. The block diagram was compiled based on the technical regulations of the oil treatment unit of the CVC CVPN-2.

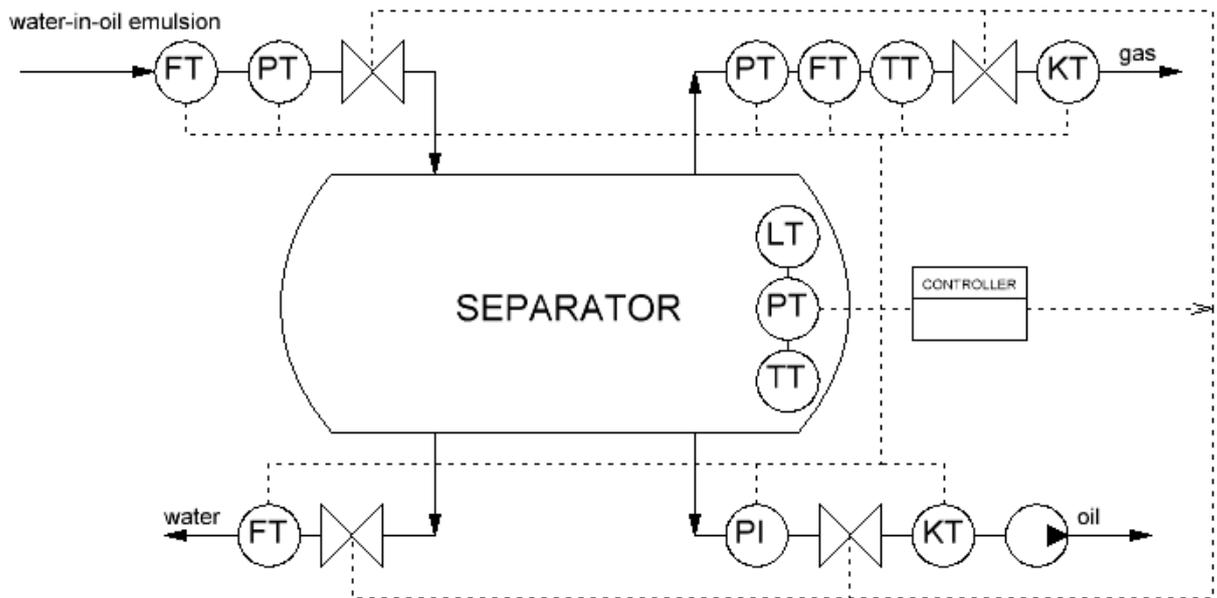


Figure 6. Block diagram of a high pressure separator

One of the design stages is the development of an algorithm for automatic control of a technological parameter. In this system, such parameters are the oil level and the oil-water phase separation level in the separator. The algorithm should provide simultaneous control of two levels, the oil level in the separator is regulated by a pump and a valve, water is discharged through the valve, according to the readings of the sensors.

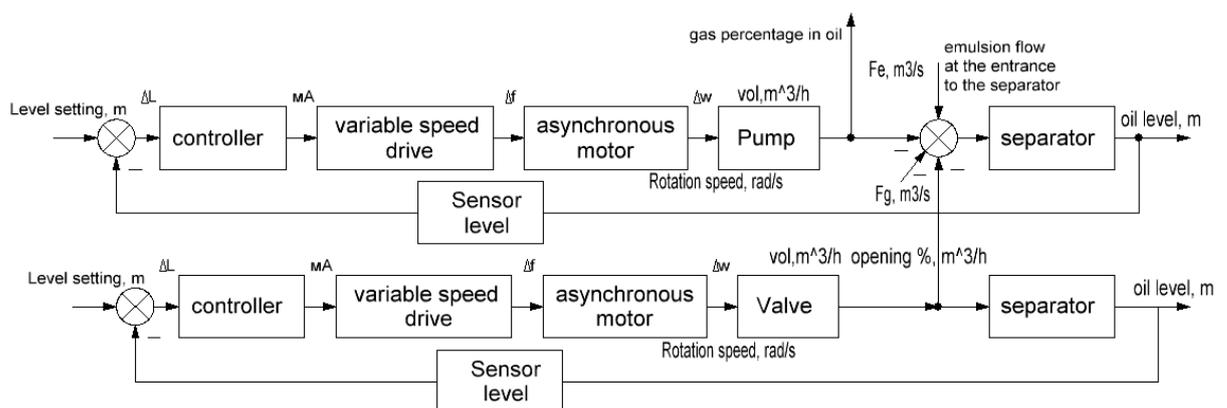


Figure 7. Structural diagram of the automated regulation system

The system has two control loops interconnected. The upper circuit (Figure 7) models the maintenance of the oil level in the separator at a given value; the lower one simulates the oil-water phase separation level.

Oil level control loop

The level control loop operates as follows. Setting the level value goes to the adder, where the current tank level is subtracted from it, then the difference (signal A) goes to the controller, where it is compared with the setting value. The actual value of the level can be greater or less than the setpoint, as soon as the actual value of the oil level exceeds the setpoint, signal A is supplied to the pump control unit through the frequency converter and the motor. When the engine receives a start command, oil is pumped out of the separator and a new level value is sent to the controller.

Water discharge circuit. The adder receives the value of the water level in the separator and is subtracted from the supplied value. Thus, at the output of the adder, we obtain the level value at a given moment in time, the signal is sent to a controller, which, as a result of data comparison, controls the valve. In the case when the level value is outside the range of permissible values, the control signal gives a command to control the valve using a frequency converter and an induction motor.

Conclusion

As a result of the work done, the oil separation process has been studied in detail and the efficiency of the separation process has been analyzed. Based on it the main criteria have been identified with which it is possible to evaluate the efficiency of any separator at the operational stage. Studying the material on evaluating the efficiency of the separation process, a technological calculation of the separator was carried out in order to determine the parameters of the separator for maximum efficient operation.

In the final part of the work, criteria have been selected for evaluating the efficiency of the separation process at the modeling stage and a structural diagram of the automated regulation system has been developed.

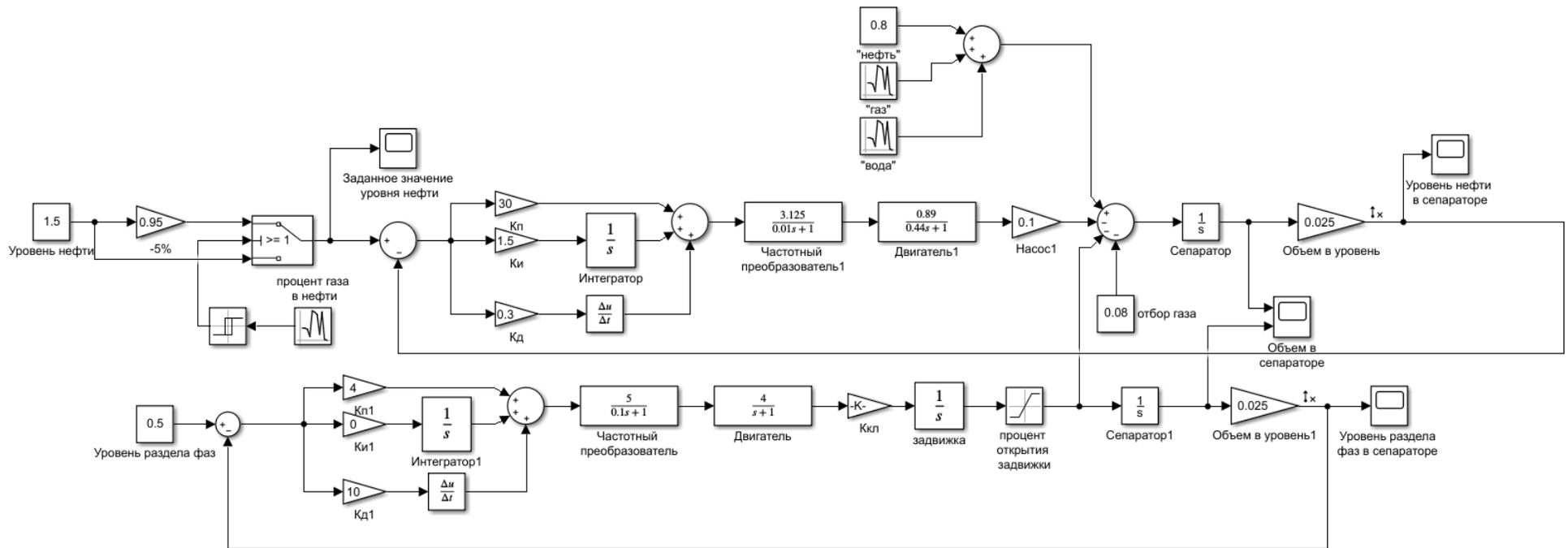
Приложение Б. Расчетные данные сепаратора

$R = 2 \text{ м}, L = 14 \text{ м}, a = 2 \text{ м}, b = 2 \text{ м}.$

Объем жидкости V, м ³	Уровень жидкости h, м	Стреуг, м ²	Ссектора, м ²	S, м ²	P, м	с, м
0	0	0,00	0	0,00	2	0
9	0,1	0,62	1,27	1,27	2,31	0,62
13	0,2	0,85	1,80	1,80	2,44	0,87
17	0,3	1,02	2,22	2,22	2,53	1,05
20	0,4	1,14	2,57	2,57	2,60	1,20
23	0,5	1,25	2,89	2,89	2,66	1,32
26	0,6	1,33	3,18	3,18	2,71	1,43
29	0,7	1,41	3,45	3,45	2,76	1,52
31	0,8	1,47	3,71	3,71	2,80	1,60
34	0,9	1,52	3,95	3,95	2,84	1,67
37	1	1,56	4,19	4,19	2,87	1,73
39	1,1	1,60	4,42	4,42	2,89	1,79
42	1,2	1,63	4,64	4,64	2,92	1,83
45	1,3	1,66	4,85	4,85	2,94	1,87
47	1,4	1,68	5,06	5,06	2,95	1,91
50	1,5	1,69	5,27	5,27	2,97	1,94
53	1,6	1,71	5,48	5,48	2,98	1,96
55	1,7	1,72	5,68	5,68	2,99	1,98
58	1,8	1,73	5,88	5,88	2,99	1,99
61	1,9	1,73	6,08	6,08	3,00	2,00
64	2	1,73	6,28	6,28	3,00	2,00
67	2,1	1,73	6,48	6,48	3,00	2,00
69	2,2	1,73	6,68	6,68	2,99	1,99
72	2,3	1,72	6,89	6,89	2,99	1,98

75	2,4	1,71	7,09	7,09	2,98	1,96
78	2,5	1,69	7,29	7,29	2,97	1,94
82	2,6	1,68	7,50	7,50	2,95	1,91
85	2,7	1,66	7,71	7,71	2,94	1,87
88	2,8	1,63	7,93	7,93	2,92	1,83
92	2,9	1,60	8,15	8,15	2,89	1,79
95	3	1,56	8,38	8,38	2,87	1,73
99	3,1	1,52	8,61	8,61	2,84	1,67
103	3,2	1,47	8,86	8,86	2,80	1,60
108	3,3	1,41	9,11	9,11	2,76	1,52
113	3,4	1,33	9,38	9,38	2,71	1,43
118	3,5	1,25	9,68	9,68	2,66	1,32
124	3,6	1,14	9,99	9,99	2,60	1,20
131	3,7	1,02	10,35	10,35	2,53	1,05
139	3,8	0,85	10,76	10,76	2,44	0,87
157	3,95	0,44	11,67	11,23	2,22	0,44

Приложение Г. Операторно-структурна схема с PID-регулятором



Приложение Д. Операторно-структурна схема с АРС управлением

