

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 школы (НОЦ) - Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка автоматизированного стенда физического подобия "3-х фазный сепаратор нефти"

УДК 681.51-047.84:661.716.04.092

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Данишевский Роман Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	К.Т.Н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов Алексей Викторович	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Суходоев Михаил Сергеевич	К.Т.Н.		
Руководитель ОАР ИШИТР	Леонов Сергей Владимирович	К.Т.Н.		

Томск – 2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

15.04.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Код рез-та	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные</i>		
Р1	применять глубокие естественнонаучные, 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 EURACE и FEANI
Р2	воспринимать, обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую и формацию, 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 EUR-ACE и FEANI
Р3	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 EURACE и FEANI
Р4	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 EUR-ACE и FEANI
Р5	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	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 EUR-ACE и FEANI

	выводы.	
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 EURACE 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 EURACE 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 EURACE 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 EURACE 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 школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Суходоев М.С.
 (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
8ТМ71	Данишевскому Роману Геннадьевичу

Тема работы:

Разработка автоматизированного стенда физического подобия "3-х фазный сепаратор нефти"	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.05.2019 г. №3487/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является трехфазный сепаратор нефти, на основе которого необходимо разработать автоматизированный стенд физического подобия “3-х фазный сепаратор нефти”.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Разработка структурной схемы стенда 2. Разработка алгоритмов работы стенда; 3. Разработка конструкции сепаратора стенда; 4. Выбор оборудования; 5. Разработка имитационной модели работы стенда.
Перечень графического материала	—

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Исаева Елизавета Сергеевна
Раздел выполняемый на иностранном языке	Пичугова Инна Леонидовна

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

Состав объектов обустройства нефтепромысла
Устройство и принцип работы стенда
Разработка алгоритмов работы стенда

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	К.Т.Н.		

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 школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2018 /2019 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)
22.04.2019	Основная часть	60
06.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
08.05.2019	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суходоев Михаил Сергеевич	к.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ТМ71	Данишевский Роман Геннадьевич

Школа	Информационных технологий и робототехники	Отделение школы (НОЦ)	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных источниках, стандартах, проведение моделирования работы с помощью ЭВМ и оценка эффективности исследуемой и разрабатываемой системы</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа и определение возможных альтернатив проведения НТИ</i>
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Проект выполняется в рамках магистерской диссертации, устав не требуется</i>
<i>3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Запланировано управление научно-техническим проектом; выделены контрольные события проекта; рассчитан бюджет исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> <i>1. Сегментирование рынка</i> <i>2. Оценка конкурентоспособности технических решений</i> <i>3. Матрица SWOT</i> <i>4. График проведения и бюджет НИ</i> <i>5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i> 	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Данишевский Роман Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 8ТМ71	ФИО Данишевский Роман Геннадьевич
-----------------	--------------------------------------

Школа	Информационных технологий и робототехники	Отделение школы	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема диссертации:

Разработка автоматизированного стенда физического подобия "3-х фазный сепаратор нефти"	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является автоматизированный стенд физического подобия, реализуемый с целью выявления более эффективных методов сепарации нефти Стенд включает в себя аппаратную и программную часть. Аппаратная часть включает в себя сепаратор, смеситель и блок управления. Программная часть осуществляет управление, сбор данных и формирование отчетов Область применения системы - лабораторные и учебные помещения организаций осуществляющих исследования в области подготовки нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 1.3. Организационные мероприятия обеспечения безопасности	1. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ; 2. Закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии от 30.03.1999 № 52-ФЗ; 3. ППБ 01-93; 4. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; 5. СП. 5.13130.2009.
2. Профессиональная социальная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Отклонение показателей микроклимата; – Превышение уровня шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Превышение уровня электромагнитных излучений.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия на литосферу: образование отходов при утилизации нефти, содержащейся в стенде и поломке компьютера.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Существует вероятность возникновения пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Исаева Елизавета Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Данишевский Роман Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 137 страниц, 37 рисунков, 42 таблиц, 16 источников, 4 приложений.

Ключевые слова: проект, нефтегазовый сепаратор, 3-х фазный сепаратор нефти, стенд, сепаратор, датчики, подготовка нефти.

Объектом исследования является 3-х фазный сепаратор нефти технологического процесса подготовки товарной нефти на месторождении.

Цель работы: разработка автоматизированного стенда физического подобия на основе 3-х фазного сепаратора нефти.

В результате исследования разработан стенд физического подобия “3-х фазный сепаратор нефти” осуществлен выбор оборудования, разработан алгоритм работы стенда в статическом и динамическом режиме, алгоритм технологического прогона оборудования стенда, разработана имитационная модель работы стенда с использованием специализированного программного обеспечения.

Разработанный стенд может применяться для исследования процесса сепарации нефти с целью его усовершенствования, а так же в учебных целях.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовались программные продукты Matlab 2018b, CorelDraw, MS Word.

Задание на ВКР выполнено в полном объеме и разработка соответствует техническому заданию.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	14
ВВЕДЕНИЕ	15
1 Техническое задание	16
1.1 Назначение и цели создания стенда	16
1.2 Состав системы.....	16
1.3 Требования к системе	17
1.3.1 Требования к системе в целом	17
1.3.2 Требования к техническому обеспечению	18
2 Состав объектов обустройства нефтепромысла.....	19
2.1 Структура нефтепромысла	19
2.2 Блок схема нефтедобывающего комплекса	19
2.3 Кусты скважин.....	20
2.4 Пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды	21
2.5 Резервуарные парки	22
2.6 Насосные внешней перекачки нефти	23
2.7 Система поддержания пластового давления	24
2.8 Сеть трубопроводов нефтесбора.....	26
2.9 Основные физические свойства нефти	27
2.10 Нефтегазовый сепаратор	33
2.10.1 Принцип работы нефтегазового сепаратора	33
2.10.2 Разновидности нефтегазовых сепараторов.....	33
2.10.3 Виды сепараторов нефти по характеру проявления основной силы	34
2.11 Определение передаточной функции объекта	36
3 Устройство и принцип работы стенда.....	39

3.1	Разработка структурной схемы стенда	39
3.2	Разработка конструкции сепаратора стенда.....	40
4	Разработка алгоритмов работы стенда.....	41
4.1	Алгоритм технологического прогона оборудования.....	41
4.2	Алгоритм работы стенда в статическом режиме	43
4.3	Алгоритм работы стенда в динамическом режиме.....	45
5	Выбор оборудования.....	47
5.1.1	Выбор привода смесителя	47
5.1.2	Выбор клапанов.....	48
5.1.3	Выбор насоса	49
5.1.4	Выбор драйвера	50
5.1.5	Выбор уровнемеров	51
5.1.6	Выбор сигнализатора уровня	53
5.1.7	Выбор датчика плотности	54
5.1.8	Выбор датчика температуры.....	56
5.1.9	Выбор датчика давления	57
5.1.10	Выбор компрессора.....	58
5.1.11	Выбор нагревателя	60
5.1.12	Выбор контроллера	61
6	Разработка имитационной модели работы стенда.....	63
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности.....	67
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	67
7.2	Анализ конкурентных технических решений	68
7.3	SWOT-анализ.....	70

7.4 Планирование в рамках научного исследования	75
7.4.1 Структура работ в рамках проектной работы	75
7.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ	75
7.4.3 Бюджет научно-технического исследования	78
7.4.4 Формирование бюджета затрат проекта	84
7.5 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования.....	85
7.6 Оценка абсолютной эффективности исследования.....	87
7.6.1 Расчет чистой текущей стоимости	88
7.6.2 Дисконтированный срок окупаемости.....	89
7.6.3 Внутренняя ставка доходности (IRR)	90
7.6.4 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций.....	92
8 Социальная ответственность.....	94
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	95
8.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	95
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	96
8.2 Производственная безопасность.....	98
8.2.1 Отклонение показателей микроклимата.....	99
8.2.2 Производственный шум	101
8.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	102
8.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	104
8.2.5 Опасность поражения электрическим током	105
8.3 Экологическая безопасность.....	107

8.3.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	107
8.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	108
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.....	109
8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	110
8.5 Выводы по разделу социальная ответственность	111
Список использованных источников	113
Приложение А. Development of automated stand of physical similarity "3-phase oil separator"	115
Приложение Б. Конструкция сепаратора стенда	134
Приложение В. Блок-схема алгоритма технологического прогона оборудования стенда.....	135
Приложение Г. Блок-схема алгоритма работы стенда в статическом режиме.	136
Приложение Д. Блок-схема алгоритма работы стенда в динамическом режиме	137

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе приняты следующие сокращения:

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПК – персональный компьютер;

ИМ – исполнительный механизм;

СИ – средства измерения;

ППД – поддержание пластового давления;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЦТП – центральный товарный парк;

КСП – комплексные сборные пункты;

КНС – кустовая насосная станция;

ДНП - давление насыщенных паров;

КСУ - концевая ступень сепарации;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ВВЕДЕНИЕ

По запасам нефти Россия занимает одно из лидирующих мест в мире. При добыче нефти осуществляется отделение нефти от воды и газа посредством пропускания скважной жидкости через сепаратор. В данной работе разрабатывается автоматизированный стенд физического подобию «3-х фазный сепаратор нефти».

Процесс сепарации нефти на месторождении является слабым звеном в системе. Исследуя процесс сепарации нефти можно его усовершенствовать, увеличив скорость и качество товарной нефти на месторождении.

Объектом исследования является 3-х фазный сепаратор нефти технологического процесса подготовки товарной нефти на месторождении.

Основное внимание уделяется разработке автоматизированного стенда физического подобию.

Цель работы: разработка автоматизированного стенда физического подобию на основе 3-х фазного сепаратора нефти.

Данная разработка будет полезна нефтедобывающим компаниям и образовательным учреждениям для проведения исследований сепарации нефти.

1 Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания стенда

Настоящее техническое задание описывает задачу разработки автоматизированного стенда физического подобия “3-х фазный сепаратор нефти”.

Основанием для выполнения работы по теме является задание на выполнение выпускной квалификационной работы по созданию стенда.

Данный стенд создается для решения следующих задач:

- исследования процесса сепарации нефти с целью его усовершенствования;
- использование в учебных целях (разработка алгоритма работы стенда и программы управления);

1.2 Состав системы

Оборудование необходимое для обеспечения функционирования стенда представлено в таблице 1:

Таблица 1 – Оборудование стенда

№ п/п	Наименование устройства	Кол-во, шт
1	Привод смесителя	1
2	Электромагнитный клапан	11
3	Насосы	6
4	Драйвер	3
5	Уровнемер	5
6	Сигнализаторы уровня	5
7	Датчик плотности	1
8	Датчик температуры	2
9	Датчик давления	2
10	Компрессор	1
11	Нагреватель	1
12	Контроллер	1
13	Емкость для нефти (20 л)	1
14	Емкость для воды (20 л)	1

Продолжение таблицы 1 – Оборудование стенда

15	Емкость для эмульсии (40 л)	1
16	Сепаратор (24 л)	1
17	Смеситель (20 л)	1

1.3 Требования к системе

1.3.1 Требования к системе в целом

Разрабатываемый стенд должен работать в статическом и динамическом режиме.

Так же для обеспечения проверки работоспособности оборудования и промывки стенда необходимо разработать режим технологического прогона.

Разрабатываемый стенд должен обеспечивать снятие статических и динамических характеристик.

К статическим и динамическим характеристикам относятся:

- измерение уровня эмульсии в смесителе;
- измерение уровня и границ раздела фаз нефть/эмульсия и эмульсия/вода в отстойнике;
- измерение плотности эмульсии в смесителе;
- измерение температуры эмульсии в смесителе и сепараторе;
- измерение границы раздела фаз нефть/эмульсия в общей камере сепаратора;
- измерение границы раздела фаз эмульсия/вода в общей камере сепаратора;
- измерение уровня слоя нефти в общей камере сепаратора;
- измерение уровня нефти в камере сбора нефти;
- измерения давление газа в сепараторе.

В статическом режиме работа стенда должна осуществляться в следующей последовательности:

1. Подготовка скважной жидкости в смесителе;
2. Заполнение сепаратора;

3. Разделение;

4. Удаление продукта в емкости для нефти и воды;

В динамическом режиме вышеперечисленные действия должны выполняться одновременно.

1.3.2 Требования к техническому обеспечению

Выбор фирмы-поставщика исполнительных механизмов и датчиков должен основываться на альтернативном выборе и иметь технико-экономическое обоснование.

Должна быть возможность расширять количество входов/выходов задействованных в ПЛК, т.е. должна поддерживаться модульная архитектура.

При выборе оборудования ориентироваться на отечественного производителя.

2 Состав объектов обустройства нефтепромысла

2.1 Структура нефтепромысла

Количество сооружений на месторождении определяется его площадью. Месторождения, с малой нефтяной площадью не оборудуются всем комплексом сооружений. При этом осуществляется объединение сооружений с соседними месторождениями. Месторождения с большой площадью целесообразно оборудовать полным набором сооружений, что позволяет осуществлять весь цикл добычи от сбора до выдачи готовой нефти потребителю. Подготовка сырой нефти начинается на дожимной насосной станции и заканчивается на комплексных сборных пунктах.

Сбор готовой (товарной) нефти осуществляется на центральных товарных парках. Таким образом, работа организована только на крупных месторождениях.

На месторождениях с меньшей площадью подготовка завершается на дожимной насосной станции. При этом месторождения оборудуются резервуарами товарной нефти и установками концевой сепарации.

Сырая нефть не соответствует требованиям ГОСТ т.к. в ней большое содержание воды.

2.2 Блок схема нефтедобывающего комплекса

Нефтепромысел состоит из следующего набора сооружений:

- кусты скважин;
- пункты сбора и подготовки нефти, воды и газа;
- резервуарные парки;
- насосные внешней перекачки нефти;
- система поддержания пластового давления;
- кустовые насосные станции;
- сеть трубопроводов нефтесбора;

Блок схема нефтедобывающего комплекса представлена на рисунке 1.

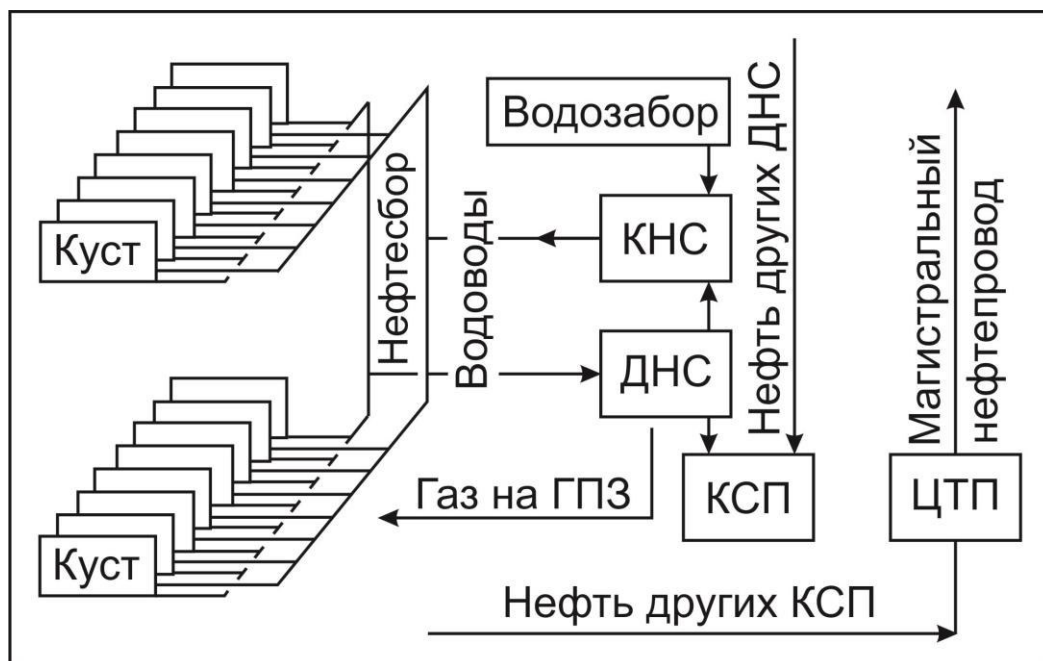


Рисунок 1- Блок схема нефтедобывающего комплекса

2.3 Кусты скважин

Размещение скважин осуществляется группами, в каждой из которых находится от 2 до 4 скважин на расстоянии 5 м друг от друга. Расстояние между группами составляет 15-22 м. Экономическая эффективность добычи и бурения определяется количеством скважин в одной кустовой площадке, которое может составлять от 4–5 до 16–18 скважин.

Бурение скважин осуществляется в соответствии с нормативными документами и нормами проектирования. Скважины куста размещаются вдоль линии.

В состав кустовых площадок так же входят следующие сооружения:

- выкидные линии, соединяющие добывающие скважины с групповой замерной установкой;
- групповая замерная установка, осуществляющая контроль добывающих скважин;
- нагнетательные скважины, осуществляют закачку в нефтяной пласт воду и/или газ (необходимо для поддержания пластового давления);

- водораспределительные и/или газораспределительные гребенки, обеспечивающие учет и распределение агентов, закачиваемые в пласт;
 - водозаборные скважины, необходимы для получения дополнительных объемов воды, закачиваемой в пласт;
 - блок подачи реагентов в скважины необходимые для замедления коррозионных процессов в нефтесборных трубопроводах, для устранения отложений асфальта смол и парафина;
 - локальная кустовая система канализации, осуществляющая сбор, утилизацию утечки нефти и пластовой воды в процессе эксплуатации так же для осуществления ремонта скважин и наземного оборудования, и сбора ливневых стоков с площадок, с твердым покрытием;
 - оборудование электроснабжения куста и блоки управления.
- Соединение нефтедобывающих скважин куста с групповой замерной установкой осуществляется посредством выкидных трубопроводов.

2.4 Пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды

Нефть непосредственно из скважины нецелесообразно направлять на нефтеперерабатывающий завод т.к. в ней большое содержание попутного нефтяного газа и пластовой воды, что значительно увеличивает расходы на транспортировку.

Для повышения эффективности осуществляется первичная подготовка (отделение воды от сырой нефти) на пунктах сбора и подготовки ДНС и последующая закачка кустовыми насосными станциями через систему водораспределительных трубопроводов обратно в нефтяной пласт, что исключат забор воды из других источников.

В дожимную насосную станцию входят:

- сепараторы, разделяющие смесь на газ нефть и воду;
- технологические подогреватели жидкости;
- отстойники, отделяющие воду от нефти;
- отстойники, отделяющие нефть от воды,

- насосная внешней перекачки нефти.

2.5 Резервуарные парки

Дожимная насосная станция в основном состоит из 2-х групп резервуаров:

- для нефти;
- для отеленной воды.

Резервуары для нефти предназначены:

1. Для завершения подготовки нефти (дополнительное отделение нефти от воды).
2. Сбора нефти прошедшей процедуру подготовки.
3. Хранения товарной нефти при аварии в системе транспортировки (резервирование свободного объема).

Отделение воды и газа от нефти осуществляется при помощи процедуры отстаивания, которая занимает одни сутки. Данная процедура является завершающей в промысловой подготовки нефти.

Готовая нефть собирается в товарных резервуарах и насосами внешней перекачки направляется в систему магистральных нефтепроводов. Для контроля качества готовой нефти осуществляется ее отбор.

Объем резервуаров в парке предусматривается в соответствии с нормами технологического проектирования и соответствует производительности установки равной трем суткам.

Работа резервуаров в парке осуществляется по одному из трех режимов:

1. Движение нефти осуществляется последовательно по резервуарам, что позволяет реализовать 2-3 ступенчатое отстаивание воды от нефти. При этом нефть движется из резервуара в резервуар, где осуществляется отделение воды. При последовательном отстаивании в крайнем резервуаре собирается нефть с наименьшим содержанием воды. Данная нефть насосами внешней перекачки направляется в систему магистральных нефтепроводов.

2. Работа резервуаров по циклу. При этом во всех резервуарах поочередно осуществляется один из следующих процессов:

- прием нефти;
- отстаивание от воды с осуществлением контроля качества;
- направление нефти внешнему потребителю.

Данный режим отличается малым объемом резервуаров, которые могут принять товарную нефть в случае возникновения аварийной ситуации в системе.

3. Работа с постоянным уровнем нефти (стационарный режим). В данном режиме резервуары работают при заполнении 45-50 % объема и все процессы (приема, отстаивания и откачки) осуществляются в каждом резервуаре одновременно.

Третий режим работы резервуаров является наиболее эффективным, так как при нем обеспечиваются наилучшие показатели при решении всех задач резервуарного парка.

Резервуары для подтоварной воды осуществляют окончательную подготовку воды перед закачкой в нефтяной пласт. Аналогично нефтяным резервуарам самым эффективным режимом работы водяных резервуаров является третий, так как они решают аналогичные задачи. Так же он позволяет осуществить надежное удаление нефтяной пленки с поверхности воды.

Узел коммерческого учета нефти так же входит в состав насосной внешней перекачки нефти.

2.6 Насосные внешней перекачки нефти

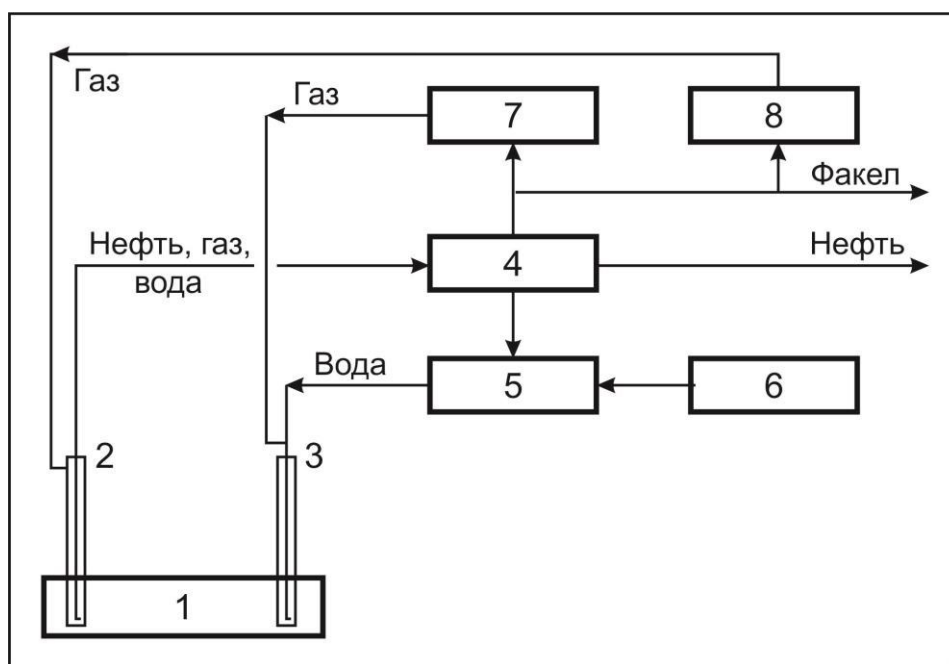
Насосная внешней перекачки осуществляют передачу с дожимной насосной станции частично или полностью подготовленную нефть на магистральный нефтепровод или в центральный пункт сбора и подготовки нефти. Транспортировка нефти обычно осуществляется с помощью насосов центробежного типа.

Производительность насосной станции обеспечивается производительностью одного или нескольких насосов. Согласно нормативным документам в состав насосной станции, кроме рабочих, включаются резервные насосы в количестве не менее 20 %, но не менее одного агрегата.

2.7 Система поддержания пластового давления

Система поддержания пластового давления предназначена:

- для утилизации подтоварной воды отделяемой от нефти при подготовке;
- для создания необходимой депрессии на пласт нефти, что гарантирует необходимый дебит добывающих скважин.



1 - нефтеносный пласт; 2 - добывающие скважины; 3 - нагнетательные скважины; 4 - пункт сбора и сепарации нефти; 5 - кустовая насосная станция; 6 – водозабор; 7 - компрессорная станция закачки газа в пласт; 8 - газлифтная компрессорная станция.

Рисунок 2 - Блок схема основных сооружений нефтяного промысла

Закачка газа в пласт для поддержания пластового давления осуществляется с помощью компрессорной высокого давления. Газлифтная

компрессорная станция для механизации добычи нефти осуществляет подачу рабочего агента (нефтяного газа) в систему газлифта.

Пластовое давление обеспечивается следующими сооружениями:

- водозаборные сооружения;
- установка подготовки подтоварной воды;
- водоводы низкого давления;
- кустовая насосная станция;
- водоводы высокого давления и водораспределительные гребенки;
- нагнетательные скважины.

Водозаборные скважины применяются в основном в качестве водозаборных сооружений. Сооружения, использующие пресную воду озер и рек, применяются реже. Пресная вода обогащена кислородом и способствует активизации коррозионных процессов в стальных трубопроводах системы поддержания пластового давления. Поэтому ее применение нецелесообразно.

Основным оборудованием на установках подготовки воды являются отстойники гравитационного типа. Для удаления газа они осуществляют дополнительную сепарацию, так же отделяются механические примеси и слои нефти.

На вход кустовой насосной станции подается подготовленная вода.

Закачка воды в пласт осуществляется с помощью центробежных насосов под давлением 12-20 МПа большой мощности. С кустовой насосной станции по водоводам высокого давления вода распределяется по кустовым площадкам, находящимся на удалении от кустовой насосной станции на 10-18 км. Высоконапорные трубопроводы, входящие в состав системы поддержания пластового давления монтируются в общем промышленном коридоре коммуникаций, в котором прокладываются нефтесборные сети, линии электропередачи автодороги и газопроводы.

Распределение воды на кустовых площадках осуществляется при помощи нагнетательных скважин.

Блок распределения воды оборудован средствами контроля объема закачки отдельно по каждой скважине и так же оборудован средствами регулирования расхода.

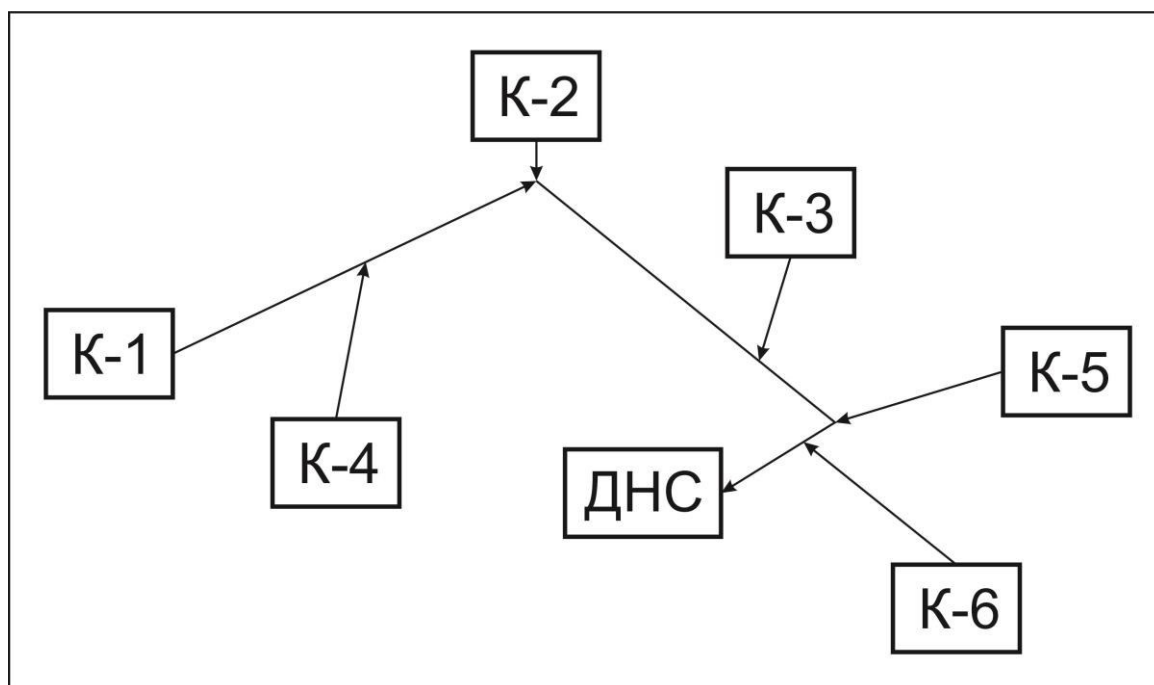
Сеть, осуществляющая распределение воды системы поддержание пластового давления имеет один источник (насосная станция) и много стоков (нагнетательные скважины).

Сеть подобна дереву, в основании которой расположена кустовая насосная станция, а на концах веток - нагнетательные скважины.

2.8 Сеть трубопроводов нефтесбора

Нефть с кустов скважин направляется на пункт сбора и сепарации по древовидной сети трубопроводов. Сеть трубопроводов имеет несколько источников, которыми являются кустовые площадки добывающих скважин, и один сток. Сток представляет собой дожимную насосную станцию, удаление которой от кустов скважин составляет 10-18 км.

Продукция скважин состоит из нефти, воды и нефтяного газа.



ДНС – дожимная насосная станция; К-1...6 – кусты скважин.

Рисунок 3 - Принципиальная схема нефтесборной сети

Прокладка сетей на территории промысла осуществляется в коридорах коммуникаций, в которых размещаются трубопроводы сбора нефти.

Пункт сбора и сепарации является конечной точкой сети сбора нефти и представляет собой дожимную насосную станцию.

Каждый элемент сети нефтесбора имеют взаимозависимые параметры, что является одной из проблем проектирования изменяющейся во времени сети нефтесбора. Объекты нефтяного промысла являются динамичными, т.е. количество добываемой нефти в значительной степени зависит от времени разработки месторождения. В начале эксплуатации наблюдается увеличение объема добычи нефти и после достижения максимума данный показатель медленно стремится к нулю. Если период разработки составляет 100 %. то в первые 10-15 % показатели добываемой нефти выходят на максимальные значения, и оставшиеся 85-90 % являются периодом снижения добычи.

2.9 Основные физические свойства нефти

Нефть представляет собой смесь углеводородов и более 100 различных соединений, содержащих азот и серу.

Физические свойства нефти и химические характеристики, варьируются в широком диапазоне, и зависят от ее состава. Состав этой жидкости может изменяться от легкой и газонасыщенной до густой и тяжелой, с большим содержанием смол. Цвет нефти также может меняться от светлого, почти прозрачного, до темно-коричневого, почти черного.

Данные свойства нефти определяют содержание в составе этой углеводородной смеси легких низкомолекулярных соединений, либо сложно построенных тяжелых соединений с высокой молекулярной массой. Нефть и её применение для производства различных товаров, которые называются нефтепродукты, делают это полезное ископаемое важнейшим энергоносителем в современном мире.

В состав нефти входят:

– углерод (79 - 88) %;

- водород (11 - 14) %;
- сера (0,1 - 15)%;
- кислород, азот и др. (8 - 15) %.

Химические свойства нефти и газа определяет химическая структура их состава. Основными элементами являются – углерод (С) и водород (Н). Содержание углерода в нефти оставляет от 83-х до 89-ти процентов, а водорода – от 12-ти до 14-ти процентов [1].

В нефти так же содержится небольшое количество азота, серы, кислорода и примеси различных металлов.

Нефть является горючей маслянистой жидкостью, и ее цвет может варьироваться от светло-желтого до черного. состав нефти определяется в основном углеводородными соединениями.

Из курса школьной химии известно, что все химические элементы образуют между собой различные соединения, соотношения элементов в которых зависит от их валентности. К примеру, вода (H_2O) – это два одновалентных атома водорода и один двухвалентный – кислорода.

Самый простой с химической точки зрения углеводород – это метан (CH_4), который является горючим газообразным веществом, составляющим основу всех природных газов. Обычно в природном газе содержание метана составляет от 90 до 95 процентов и более.

После метана идут следующие углеводороды:

- этан (C_2H_6);
- пропан (C_3H_8);
- бутан (C_4H_{10});
- пентан (C_5H_{12});
- гексан (C_6H_{14}).

Начиная с пентана, углеводороды из газообразного состояния переходят в жидкое, то есть – в нефть.

Углерод при соединении с водородом образует огромное количество соединений, различных по своему химическому строению и свойствам.

Природный газ и нефть не являются веществами с постоянным и строго определенным химическим составом. Они представляют собой сложные смеси природных углеводородов и могут находиться в газообразном, жидком и твердом состоянии. Данная смесь не является простой. Ей подходит определение «сложный раствор углеводородов», где растворителем являются легкие соединения, а растворенные вещества – представляют собой высокомолекулярные углеводороды (в том числе асфальтены и смолы).

Раствор от основной смеси отличается тем что компоненты содержащиеся в растворе могут взаимодействовать друг с другом с химической и физической точки зрения в результате чего раствор может приобретать новые свойства, которых не было в первоначальных соединениях.

Основными физическими характеристиками нефти являются:

- плотность;
- вязкость;
- содержание серы в нефти;
- парафинистость;
- газосодержание;
- давление насыщения;
- сжимаемость;
- коэффициент теплового расширения;
- объемный коэффициент;
- температура застывания;
- оптические нефтяные свойства.

В нефтеносных коллекторах в нефти много растворенного газа, поэтому в природных условиях её плотность меньше (в 1,2 – 1,8 раза), нежели в добытом дегазированном сырье.

По значению этого параметра нефть делится на следующие классы:

- класс очень легких нефтей (плотность – менее 0,8 грамм/см³);
- легкие нефти (от 0,80 до 0,84 грамм/см³);

- класс средних нефтей (от 0,84 до 0,88 грамм/см³);
- тяжелые нефти (плотность – от 0,88 до 0,92 грамм/см³);
- нефти очень тяжелого класса (> 0,92 грамм на кубический сантиметр).

Вязкость этого полезного ископаемого является свойством этого вещества оказывать сопротивление при перемещении относительно друг друга нефтяных частиц при движении нефти. Другими словами, этим параметром характеризуется подвижность этого углеводородного раствора.

Вязкость бывает динамической и кинематической.

Динамическая показывает значение силы сопротивления перемещению жидкостного слоя, площадь которого – один квадратный сантиметр, на 1 сантиметр при скорости движения 1 сантиметр в секунду. Кинематическая вязкость характеризует свойство нефти сопротивляться перемещению одной жидкой части относительно другой, учитывая при этом силу тяжести.

Поднятая на поверхность нефть по этому параметру делится на:

- маловязкую (вязкость – менее 5 мПа/с);
- с повышенной вязкостью (от 5-ти до 25-ти мПа/с);
- высоковязкую (больше 25-ти мПа/с).

Чем легче углеводородная жидкость, тем меньше значение её вязкости. В пласте этот параметр нефти в меньше (причем – в десятки раз), чем вязкость этой же нефти, поднятой на поверхность и дегазированной. Значение этого физического параметра велико, поскольку позволяет определить масштабы миграции в процессе формирования залежей.

Величину, обратную вязкости, называют текучестью.

Содержание серы в нефти это – весьма значимый параметр, который влияет на окислительные свойства этого полезного ископаемого. Чем больше в нем сернистых соединений – тем выше коррозионная агрессивность сырья и получаемых из него нефтепродуктов.

По этому показателю нефть бывает:

- малосернистой (до 0,5 процента);
- сернистой (от 0,5-ти до 2-х процентов);

– высокосернистой (> 2-х процентов серы).

Парафинистость это важная характеристика нефти, которая напрямую влияет на технологии, применяемые при ее добыче, а также на её трубопроводную транспортировку. Парафинистость – это содержание в сырье твердых углеводородов, называемых парафинами (формулы – от $C_{17}H_{36}$ до $C_{35}H_{72}$) и церезинами (от $C_{36}H_{74}$ до $C_{55}H_{112}$).

Их концентрация в некоторых случаях достигает до 13-14 процентов, а, к примеру, нефть казахского месторождения Узень вообще имеет этот показатель на уровне 35-ти процентов. Чем больше парафинистость, тем труднее добывать и транспортировать сырье. Парафины отличаются способностью к кристаллизации, что приводит к их выпадению в твердый осадок, а это закупоривает поры в продуктивном пласте, появляются отложения на стенках НКТ, в задвижках и на прочем технологическом оборудовании.

По значению этого параметра нефть бывает:

- малопарафинистая (< 1,5 процентов);
- парафинистая (от 1,5 до 6-ти процентов);
- высокопарафинистая (> 6-ти процентов).

Газосодержание характеризует количество кубометров газа в одной тонне дегазированной нефти. Другими словами, газосодержание – это количественная характеристика того, сколько растворенного газа было в нефти, которая находилась в коллекторе, и какое его количество перейдет в свободное состояние в процессе извлечения сырья на поверхность.

Значение газового фактора может достигать до 300 – 500 кубометров на тонну, хотя среднее его значение варьируется от 30-ти до 100 кубометров на одну тонну.

Давление насыщения (давление, при котором начинается парообразование) является значением давления, по достижению которого из нефти начинает выделяться газ.

В естественных условиях продуктивного слоя это давление или равно внутрипластовому, или меньше его. В первом газ полностью растворяется в жидкости, а во втором наблюдается газовая недонасыщенность.

Сжимаемость обусловлена упругостью нефти и характеризуется коэффициентом сжимаемости. Этот параметр показывает величину изменения объема сырья в пласте в случае изменения давления на 0,1 МПа.

Коэффициент сжимаемости учитывают на ранних этапах разработки, когда упругость газа и жидкости в пласте еще растрочена, вследствие чего играет в энергетике пласта существенную роль.

Коэффициент теплового расширения показывает, как изменяется первоначальный объем сырья в случае изменения температуры на 1 градус Цельсия.

Его используют в процессе проектирования и практического применения методов теплового воздействия на продуктивные пласты.

Объемный коэффициент характеризует, какой объем в коллекторе занимает кубометр дегазированного сырья, пока оно насыщено газом.

Значение этого показателя, как правило, больше единицы. Средние значения колеблются от 1,2 до 1,8 хотя могут достигать и до двух-трех единиц. Объемный коэффициент применяется в расчетах для определения количества запасов, а также при вычислении коэффициента нефтеотдачи продуктивного слоя.

Температура застывания показывает, при каком температурном значении в пробирке уровень охлажденной нефти не меняется при её наклоне на 45-ть градусов.

Оптические нефтяные свойства. Основным оптическим свойством этого вещества является его способность вращать вправо (изредка–влево) плоскость поляризованного светового луча.

При облучении нефтей ультрафиолетом они начинают светиться, что говорит об их способности к люминесценции.

Легкие сорта «черного золота» люминесцируют в голубом и синем спектре, а тяжелые – в желтом и желтовато-буром.

2.10 Нефтегазовый сепаратор

Нефтегазовый сепаратор – это устройство, в котором нефть отделяется от попутного газа (или вода отделяется от нефти) за счет различной плотности жидкостей. Бывают горизонтальные, вертикальные и гидроциклонные сепараторы.

Основные области применения сепараторов нефти: нефтехимическая, нефтеперерабатывающая и прочие сферы, где требуется разделение нефтяных эмульсий.

2.10.1 Принцип работы нефтегазового сепаратора

Процесс отделения нефти от газа, осуществляемый в сепараторе, называется сепарацией. Отделение проходит несколько стадий, от количества которых зависит объем дегазированной нефти, полученный из пластовой жидкости.

Принцип работы сепаратора базируется на действии центробежной силы, разделяющей жидкость на твердую и жидкую фазу. По основной трубе суспензия попадает в верхнюю часть барабана, где очищается от тяжелых элементов, оттуда вытесняется в каналы тарелкодержателя, а после – в сепарационную камеру.

2.10.2 Разновидности нефтегазовых сепараторов

Разновидности нефтегазовых сепараторов представлены следующей таблицей.

Таблица 2 - Разновидности нефтегазовых сепараторов

По положению в пространстве	<ul style="list-style-type: none"> – вертикальные; – горизонтальные; – гидроциклонные.
По форме	<ul style="list-style-type: none"> – цилиндрические; – сферические аппараты
По числу фаз	<ul style="list-style-type: none"> – 2-х фазные; – 3-х фазные.
По показателям рабочего давления	<ul style="list-style-type: none"> – до 0,6 МПа; – от 0,6 до 2,5 МПа; – выше 2,5 МПа.

Также сепараторы разделяют по принципу действия основной силы.

Вертикальное сепарационное устройство представляет собой корпус в форме цилиндра, оснащенный короткими трубками для ввода пластовой жидкости и вывода жидкой и газовой фаз, арматурой для предохранения и регуляции, а также специальными элементами для отделения жидкостей [2].

Гидроциклонный газонефтяной сепаратор представляет собой горизонтальную емкость, состоящую из одноточных гидроциклонов. Одноточный циклон – это устройство в форме цилиндра с тангенциальным вводом пластовой жидкости, направляющей трубкой и отделом перетока

2.10.3 Виды сепараторов нефти по характеру проявления основной силы

Сепарационные аппараты делятся на категории в зависимости от основной силы, благодаря которой осуществляется отделение.

Сепарационные аппараты бывают:

- гравитационные;
- центробежные;
- гидроциклонные;
- инерционные.

Особенности гравитационных сепараторов. В сепарационных установках гравитационного типа разделение происходит за счет гравитации, то есть вещества с меньшим удельным весом (газы) поднимаются вверх,

тяжелые оседают на дне. Продуктивность и скорость сепарации обусловлена показателями давления, периода цикла и особенностей рабочей среды.

Турбулентное движение жидкости на практике наиболее эффективно, так как образующиеся в процессе пузырьки ускоряют отделение. Это ключевой принцип сепарации, используемый на месторождениях.

Чтобы увеличить продуктивность гравитационного сепаратора, рекомендуется установить на входе депульсатор, предназначенный для отстранения газа из пластовой жидкости. Благодаря оснащению депульсатором процесс отделения материала на газ и тяжелую сырую нефть занимает 5 минут. Данный процесс присущ 2-х фазным сепараторам, 3-х фазные устройства способны отделять еще и воду.

Особенности центробежных сепараторов. Отделение осуществляется за счет воздействия центробежной силы. Механизм тарельчатого центробежного (гидроциклонного) сепаратора выдерживает эксплуатацию в местах месторождений нефти.

Особенности инерционных сепараторов. Отделение происходит благодаря разным силам инерции частиц в сепарируемой жидкости. Тяжелые элементы вытесняются к стенкам емкости, после чего перетекают на ее дно.

При выборе оборудования рекомендуется учесть следующие параметры:

- свойства пластовой жидкости и ее количество;
- тип потока;
- стойкость;
- давление;
- температурный режим.

Сепараторы вертикального типа более продуктивны в сравнении с горизонтальными, но и имеют более высокую цену. Они подходят для предприятий с высокими производственными мощностями, а также в случае, если эмульсия содержит большое количество твердых частиц.

Горизонтальные сепарационные устройства – оптимальный вариант для переработки небольших объемов материала, а также жидкостей с большим

содержанием растворенного газа. Они пользуются наибольшим спросом, так как достаточно производительны и доступны в цене. Для достижения максимальной эффективности при использовании горизонтальных нефтегазовых сепараторов нефть перемешивают в процессе сепарации, повышают температурный режим и снижают давление.

2.11 Определение передаточной функции объекта

Определение передаточной функции объекта в соответствии с имеющейся априорной информацией проводится методом идентификации объекта по его переходной характеристике, представляющей реакцию системы на ступенчатое входное воздействие.

$$W_S = \frac{Y_S}{X_S} \quad (1)$$

где $Y(S)$ - изображение по Лапласу выходной величины;

$X(S)$ - изображение по Лапласу входной величины.

Для нахождения передаточной функции объекта используем графики (рисунок 4, рисунок 5) переходных характеристик сепаратора для системы регулирования уровня отсепарированной водонефтяной эмульсии при ступенчатом изменении регулирующего органа [3].

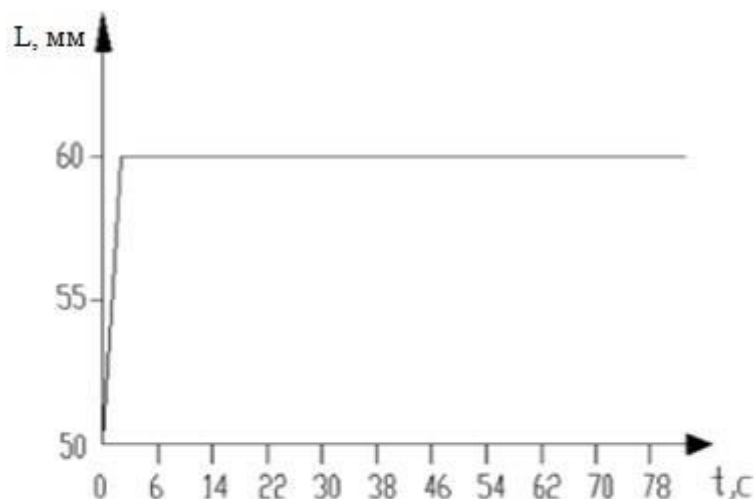


Рисунок 4 - Задающее воздействие

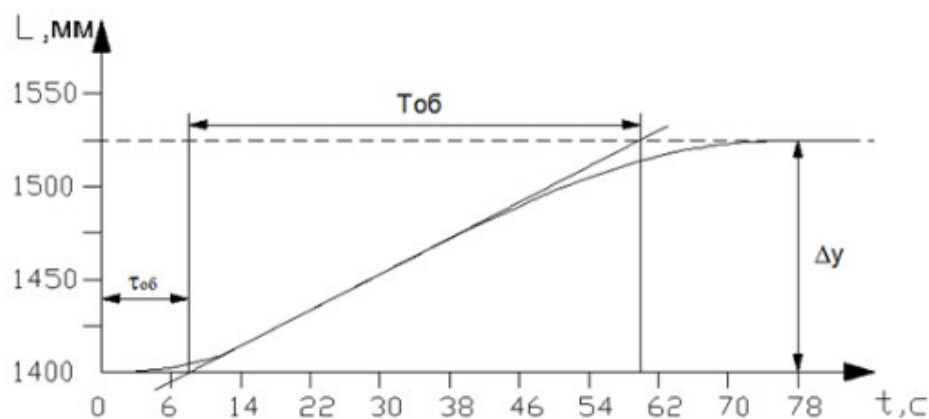


Рисунок 5 - Переходная характеристика

Для объектов нефтяной и газовой промышленности передаточная функция объекта аппроксимируется апериодическим звеном I порядка с запаздыванием, то есть передаточная функция будет иметь вид:

$$W_{\text{ОБ}}(s) = \frac{K_{\text{ОБ}}}{T_{\text{ОБ}}s + 1} e^{-s\tau_{\text{об}}} \quad (2)$$

где $K_{\text{ОБ}}$ – коэффициент усиления объекта регулирования;

$T_{\text{ОБ}}$ – постоянная времени объекта;

$\tau_{\text{об}}$ – время запаздывания объекта.

Выше приведенные параметры являются динамическими параметрами объекта регулирования и определяются графически по виду переходной характеристики.

Относительное изменение регулируемого параметра объекта.

$$\Delta G = \frac{\Delta Y_{\text{уст}} - Y_{\text{ном}}}{Y_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{1525 - 1400}{1400} \cdot 100 = 8,9 \%$$

Относительное изменение положения регулирующего органа.

$$\mu = H_{\text{max}} - H_0 = 60 - 50 = 10 \%$$

где $Y_{\text{уст}}$ – установившееся значение температуры воды;

$Y_{\text{ном}}$ – номинальное значение температуры воды;

H_{max} – максимальное значение положения регулирующего органа;

H_0 – номинальное значение положения регулирующего органа.

Безразмерный коэффициент передачи:

$$K_{\text{ОБ}} = \frac{\Delta G}{\mu} \cdot 100 = \frac{8,9}{10} = 0,89$$

где ΔG - относительное изменение выходной величины;

m - относительное изменение входной величины.

Постоянная времени объекта:

$$T_{\text{ОБ}} = 52 \text{ сек}$$

Время запаздывания:

$$\tau_{\text{ОБ}} = 8 \text{ сек}$$

Передаточная функция объекта

$$W_{\text{ОБ}}(s) = \frac{0,89}{52s + 1} e^{-8s}$$

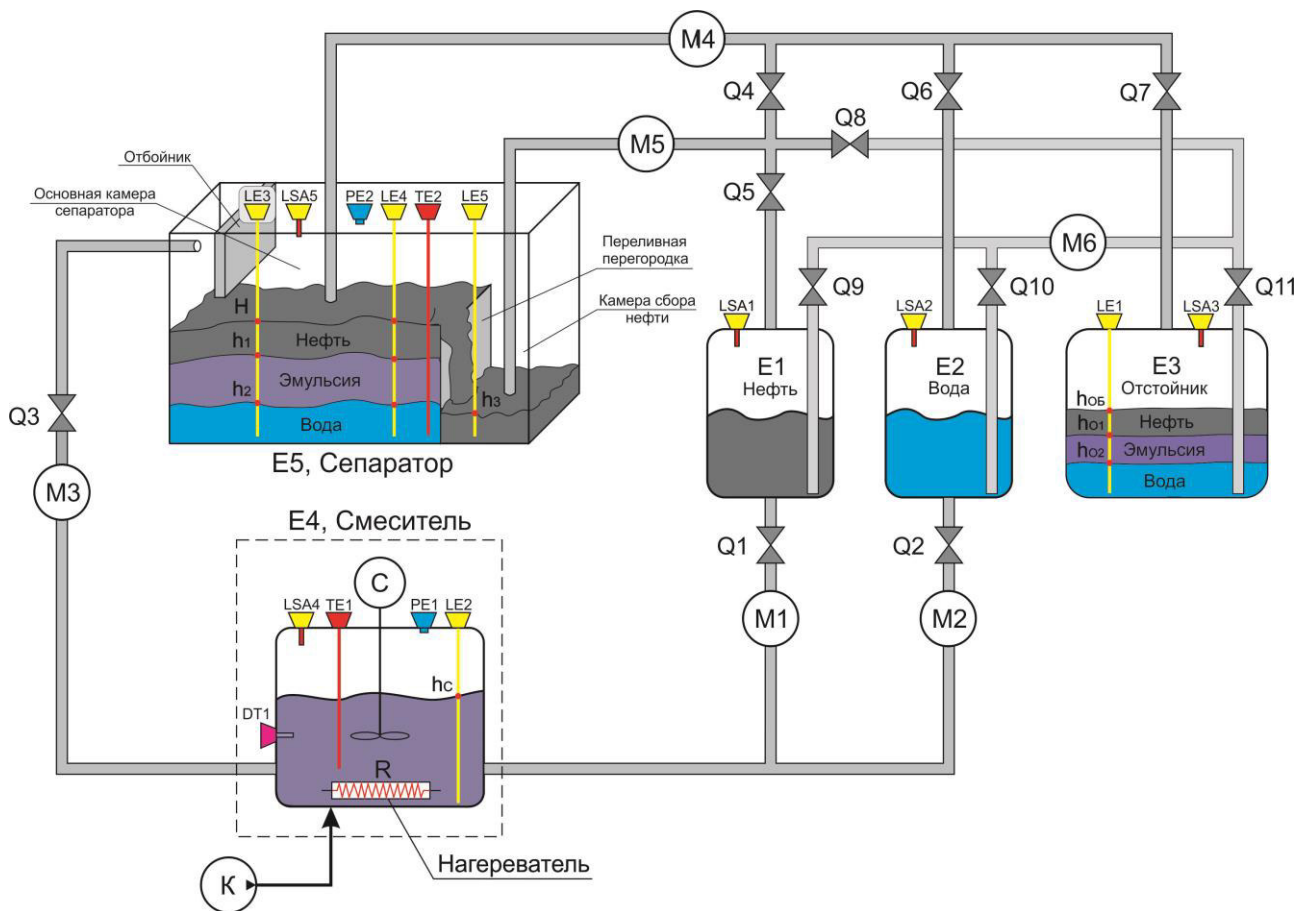
Разрабатываемый стенд позволит уточнить математическую модель сепаратора нефти.

3 Устройство и принцип работы стенда

3.1 Разработка структурной схемы стенда

Основными составными частями стенда обеспечивающими его функционирование являются: емкость для нефти, емкость для воды, отстойник, смеситель, сепаратор, контрольно-измерительные приборы и исполнительные механизмы.

Структурная схема стенда представлена на рисунке 6.



M1-M6 – насосы; Q1-Q11 - Электромагнитные клапаны; LSA1-LSA5 - сигнализаторы уровня; LE1-LE5 уровнемеры; DT1 - датчик плотности; TE1-TE2-датчики температуры; PE1-PE2 – датчики давления; R – нагреватель; К – компрессор; С – смеситель; Н – уровень жидкости в E5; h_1 – граница раздела фаз нефть/эмульсия в E5; h_2 - граница раздела фаз эмульсия /вода в E5; h_3 – уровень жидкости в камере сбора нефти в E5; h_c – уровень жидкости в E4; $h_{об}$ – уровень жидкости в E3; h_{o1} - граница раздела фаз нефть/эмульсия в E3; h_{o2} - граница раздела фаз эмульсия/вода в E3.

Рисунок 6 - Структурная схема стенда

Работа стенда начинается с заполнения смесителя Е4 водой и нефтью из емкостей Е1 и Е2, после чего осуществляется подготовка эмульсии и перекачка в сепаратор Е5.

В сепараторе эмульсия разделяется на нефть и воду. Данный процесс контролируется датчиками и после его отделенные нефть и вода удаляются в емкости Е1 и Е2. Если в сепараторе осталась не разделившееся эмульсия, то она перекачивается в отстойник Е3.

3.2 Разработка конструкции сепаратора стенда

Схема сепаратора стенда представлена в альбоме схем в приложении Б.

Сепаратор стенда представляет собой прозрачную емкость из оргстекла размером 600x400x100, в состав которой входят:

- крышка;
- основание;
- боковые части;
- отбойник;
- разделительная перегородка;

Толщина крышки и основания составляет 10 мм. Толщина боковых частей 6 мм. Глубина пазов составляет 3 мм ширина 6 мм

Разделительная перегородка разделяет рабочий объем сепаратора на основную камеру и камеру сбора нефти. В основной камере осуществляется разделение эмульсии. В камере сбора нефти скапливается отделившаяся нефть. Объем основной камеры сепаратора составляет 15,75 л. Объем камеры сбора нефти составляет 3,15 л. Общий объем сепаратора равен 24 л.

4 Разработка алгоритмов работы стенда

Разрабатываемый стенд может работать в двух режимах:

- статический режим;
- динамический режим.

Так же для обеспечения проверки работоспособности оборудования стенда разработан режим технологической прогона.

4.1 Алгоритм технологического прогона оборудования

Блок-схема алгоритма технологического прогона оборудования стенда представлена в альбоме схем в приложении В.

Технологический прогон оборудования предназначен для проверки работоспособности оборудования стенда.

Для технологического прогона оборудования используются следующие параметры:

- объем воды – 10 л;
- объем нефти – 10 л;
- температура нагрева эмульсии – 50 °С;
- продолжительность смешивания – 2 мин;
- давление сжатого воздуха – 1 атм;
- продолжительность подачи сжатого воздуха – 2 мин.

Работа стенда начинается с проверки наличие жидкости в отстойнике E3 (уровнемер LE1). Если в нем есть жидкость и отсутствует граница раздела фаз, отделенная вода и нефть перекачиваются в емкости E2 (включается насос M6 открываются клапана Q10, Q11) и E1 (включается насос M6 и открываются клапана Q9, Q10). При наличии границы раздела фаз данный шаг пропускается т.к. разделение эмульсии выполнено не в полном объеме. Далее проверяется уровень жидкости в смесителе E4 (уровнемер LE2). При наличии, жидкость перекачивается в сепаратор E5 (включается насос M3 и открывается клапан Q3).

Далее осуществляется проверка уровня жидкости в сепараторе E5 (уровнемер LE4). При наличии жидкости осуществляется проверка границ раздела фаз. При наличии границы, жидкость перекачивается в E3 (включается насос M3 и открывается клапан Q3) и работа стенда завершается т.к. для технологического прогона нужно 20 литров эмульсии. При отсутствии границы отделенная вода и нефть перекачиваются в емкость E2 (включается насос M6 открываются клапана Q10, Q11) и E1 (включается насос M6 и открываются клапана Q9, Q10).

Далее повторно проверяется жидкость в E3 (уровнемер LE1). При ее наличии работа завершается, и возобновление технологического прогона оборудования станет возможно после отстаивания и перекачки отделенной воды и нефти из E3 в емкости E2 и E1.

Отсутствие жидкости в E3 говорит о том что емкости E1 и E2 полностью заполнены и в других емкостях стенда жидкость отсутствует.

Проверка отсутствия жидкости в рабочих емкостях стенда необходима, потому что работа может завершиться в аварийном режиме из-за отключения электроэнергии и других сбоев в работе стенда.

После проведения подготовки стенда к работе осуществляется заполнение смесителя E4 нефтью из емкости E1 (включается насос M1 открываются клапана Q1) и водой (включается насос M2 открываются клапана Q2) ($h_c = 20$ л). Далее осуществляется смешивание (включается C), нагрев (включается R) и подача воздуха в эмульсию (включается K). Затем эмульсия из смесителя E4 перекачивается в сепаратор E5 (включается насос M3 и открывается клапан Q3). Эмульсия заполняет основную камеру сепаратора и камеру сбора нефти.

Далее из основной камеры сепаратора перекачивается 5 литров эмульсии в емкость E1 (включается насос M4 открываются клапана Q4, Q5) и 5 литров в емкость E2 (включается насос M4 открываются клапан Q6) и в емкость E3 перекачиваются оставшиеся эмульсия (включается насос M4 по очереди открываются клапана Q7). Затем эмульсия из емкости для нефти

перекачивается в отстойник E3 (включается насос M6 и открываются клапана Q9, Q11). Далее эмульсия из емкости для воды E2 перекачивается в отстойник E3 (включается насос M6 и открываются клапана Q10, Q11)

В процессе работы осуществляется снятия показаний с датчиков и соответственно проверка их работоспособности.

После завершения работы стенда осуществляется формирование отчета.

Так же используя данный режим можно осуществить промывку емкостей стенда, для этого необходимо слить нефть и воду и залить растворитель в емкости для сбора нефти E1 и воды E2 и запустить технологическую прогонку оборудования стенда.

4.2 Алгоритм работы стенда в статическом режиме

Блок-схема алгоритма работы стенда в статическом режиме представлена в альбоме схем в приложении Г.

Для проведения эксперимента в статическом режиме необходимо ввести следующие данные:

- объем воды;
- объем нефти;
- температуру нагрева эмульсии в смесителе;
- продолжительность смешивания жидкости;
- давление сжатого воздуха;
- продолжительность подачи сжатого воздуха;
- время сепарации эмульсии.

При запуске стенда в статическом режиме, проверяется наличие жидкости в емкостях E3, E4, E5 и если жидкости есть, то они перекачиваются в емкости E1, E2. При наличии эмульсии в E4, E5 она перекачивается в емкость E3. Если в E3 осталась не разделившаяся эмульсия, то она продолжает отстаиваться до полного разделения.

Далее осуществляется наполнение смесителя E4 ($h_C = 15$ л) нефтью (включается насос M1 и открывается клапан Q1), затем водой (включается

насос М2 и открывается клапан Q2). Далее осуществляется смешивание воды и нефти (включается миксер С). Затем в зависимости от того настроек введенными пользователем осуществляется нагрев (включается нагреватель R), и подача сжатого воздуха в эмульсию (включается компрессор К).

Подготовленная эмульсия перекачивается в основную камеру сепаратора E5 (включается насос М3 и открывается клапан Q3). Попадая в сепаратор, эмульсия ударяется об отбойник, что способствует разделению воды нефти и воздуха.

Основная емкость сепаратора заполняется до отметки 300 мм (15 л). При этом жидкость через заградительную перегородку не переливается.

Границы раздела фаз нефть/эмульсия и эмульсия/вода в основной камере сепаратора контролируется уровнемерами (LE3-LE4).

В процессе сепарации осуществляется считывание данных с датчиков основной камеры сепаратора (LE3, LE4, LSA7, PE2, TE2), на основании которых по завершению эксперимента формируется отчет.

После проведения эксперимента отделенная вода перекачивается из основной камеры сепаратора E5 в емкость E2 (включается насос М4 и открывается клапан Q6).

При наличии слоя эмульсии (смесь воды и нефти) осуществляется его перекачивание в отстойник E3 (включается насос М4 и открывается клапан Q7) и отстаивание до полного разделения воды и нефти.

Оставшаяся нефть перекачивается в емкость E1 (включается насос М4 и открываются клапаны Q4 и Q5).

При повторном запуске стенда в любом режиме и полном разделении эмульсии в E3 осуществится перекачка отделенной воды и нефти из E3 в емкости E2 (включается насос М6 и открывается клапан Q10, Q11) и E1 (включается насос М6 и открывается клапан Q9, Q11).

4.3 Алгоритм работы стенда в динамическом режиме

Блок-схема алгоритма работы стенда в динамическом режиме представлена в альбоме схем в приложении Д.

Для проведения эксперимента в динамическом режиме необходимо ввести следующие данные:

- объем воды;
- объем нефти;
- температуру нагрева эмульсии в смесителе;
- продолжительность смешивания;
- давление сжатого воздуха;
- продолжительность подачи сжатого воздуха;
- продолжительность работы стенда;
- Выбор правил остановки стенда (время, объем нефти).

Работа стенда в динамическом режиме отличается от статического тем, что подготовка эмульсии в смесителе (Е4), заполнение сепаратора (Е5), разделение и удаление продукта осуществляется одновременно за исключением того, что в сепараторе осуществляется переливание отделенной нефти через переливную перегородку и ее последующая перекачка в емкость Е1 (включается насос М5 и открывается клапан Q5).

Заполнение основной камеры сепаратора эмульсией осуществляется до отметки ($h_1 = 270$ мм). Далее осуществляется разделение эмульсии на нефть и воду. Слой нефти образуется над слоем эмульсии, и начинает переливаться через переливную перегородку. Слой воды образуется под слоем эмульсии. При достижении границы раздела фаз эмульсия/вода уровня ($h_2 = 50$ мм) (включается насос М4 и открывается клапан Q6) вода перекачивается в емкость Е2.

При поддержании h_1 на одном уровне образующийся слой нефти накапливается и начинает переливаться через переливную перегородку. Достигнув отметки $h_3 = 100$ мм нефть перекачивается в емкость Е1.

Работа стенда продолжается пока время работы стенда $T_{\text{раб}}$ не достигнет времени заданного оператором T_3 или пока не будет перекачан определенный объем нефти из сепаратора ($V_n > V_3$).

Далее из основной камеры сепаратора вода перекачивается в емкость E2 (включается насос M4 и открывается клапан Q6), эмульсия в отстойник E3 (включается насос M4 и открывается клапан Q6), нефть в емкость E1 (включается насос M4 и открываются клапаны Q4, Q5). Оставшаяся нефть из камеры сбора нефти перекачивается в емкость E1 (включается насос M5 и открываются клапан Q5).

Далее осуществляется вывод данных и формирование отчета.

При повторном запуске стенда в любом режиме и полном разделении эмульсии в E3 осуществится перекачка отделенной воды и нефти из E3 в емкости E2 (включается насос M6 и открывается клапан Q10, Q11) и E1 (включается насос M6 и открывается клапан Q9, Q11).

5 Выбор оборудования

5.1.1 Выбор привода смесителя

Для смешивания воды и нефти смеситель оборудован приводом с установленным на валу венчиком.

В качестве привода были рассмотрены следующие двигатели:

- ММ392;
- VTV-10SC/100JB50G15.



Рисунок 7 – Привод ММ392



Рисунок 8 – Привод VTV-10SC/100JB50G15

Таблица 3 – Сравнение характеристик приводов для смесителя

Наименование параметра	Характеристики двигателя ММ392	Характеристики двигателя VTV-10SC/100JB50G15
Напряжение питания, В	12	12
Ток, А	8	8
Мощность, Вт	100	100
Частота вращения, об/мин	1650	1800
Коммутация	Бесщёточный	Бесщёточный
Крутящий момент, Н·м	0,6	5,5
Цена, руб	3065	10370

В соответствии с таблицей выше выбран двигатель ММ392 т.к. он значительно дешевле VTV-10SC/100JB50G15 и его характеристики соответствуют требованиям.

5.1.2 Выбор клапанов

Электромагнитные (соленоидные) клапаны устанавливаются на трубопроводы для дистанционного управления открытием или закрытием потока рабочей среды. Для стенда применим клапаны 2/2 (2-линейные, т.е. 1 вход и 1 выход, 2-позиционные, т.е. открытое и закрытое состояние). Для работы стенда больше подходят нормально закрытые клапаны (без подачи напряжения закрыт при подаче напряжения открывается).

В качестве клапанов были рассмотрены:

- SLP-10;
- EV210B.



Рисунок 9 – Клапан SLP-10



Рисунок 10 – Клапан EV210B

Таблица 4 – Сравнение характеристик электромагнитных клапанов

Наименование параметра	Характеристики клапана SLP-10	Характеристики клапана EV210B
Напряжение питания, В	(12 – 24 – 220)	220
Тип клапана	2/2 нормально закрытый	2/2 нормально закрытый
Максимальное рабочее давление, бар	13	30
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 80	Макс. 80
Температура рабочей среды, °С	от минус 20 до 120	от минус 30 до 140
Рабочая среда	Воздух, вода, растворы легких масел, нефтепродукты, другие неагрессивные жидкости и газы	Агрессивные жидкости и газы
Время открытия, мс	-	(10 – 30)

Продолжение таблицы 4 – Сравнение характеристик электромагнитных клапанов

Время закрытия, мс	-	20
Цена, руб	2312	1754

В качестве клапана открытия/закрытия потока выбран EV210B т.к. его стоимость меньше и характеристики соответствуют требованиям.

5.1.3 Выбор насоса

Насосы в стенде применяется для перекачки жидкостей (вода/нефть) из одной емкости в другую.

В качестве насосов были рассмотрены SOP12V и Singflo FP-12.



Рисунок 11 – Насос SOP12V



Рисунок 12 – Насос Singflo FP-12

Сведем характеристики данных насосов в таблицу.

Таблица 5 – Сравнение характеристик насосов

Наименование параметра	Характеристики насоса SOP12V	Характеристики насоса Singflo FP-12
Рабочая среда	Моторные, гидравлических и разительные масла	Масла и вода
Напряжение, В	12/24	12
Ток, А	30/40	7
Скорость потока, л/мин	10	14
Давление, атм	4	2
Диапазон температур жидкости, °С	от минус 10 до 60	от минус 10 до 60
Реверс	Да	Да
Подъем жидкости, м	2	3
Рабочий цикл, мин	30	30
Вес, кг	3,8	2,48
Цена, руб	16860	2799

Из рассмотренных насосов был выбран Singflo FP-12, так как он предназначен для перекачки масла и воды, его характеристики соответствуют требованиям и стоимость значительно меньше.

5.1.4 Выбор драйвера

Драйвер необходим для регулирования скорости, с которой будут перекачиваться жидкости в стенде.

В качестве драйвера для управления двигателями были рассмотрены:

- IRF3205;
- YC-MD1301-2.

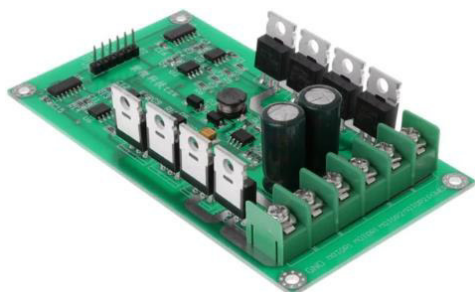


Рисунок 13 - Драйвер IRF3205



Рисунок 14 - Драйвер YC-MD1301-2

Таблица 6 – Сравнение характеристик драйверов

Наименование параметра	Характеристики драйвера IRF3205	Характеристики драйвера YC-MD1301-2
Напряжение, В	(3 – 36)	(5 – 35)
Ток, А	10	10
Пиковый ток, А	30	30
Количество подключаемых приводов, шт	2	1
Цена, руб	976	2736

В соответствии с таблицей приведенной выше выбран драйвер IRF3205 т.к. его стоимость ниже и один драйвер может управлять двумя приводами.

5.1.5 Выбор уровнемеров

Датчики уровня устанавливаются в смесителе и сепараторе для контроля уровня жидкостей (вода, нефть, эмульсия). Для этого необходимо использовать непрерывный датчик уровня.

В качестве датчиков температуры для рассмотрения были выбраны:

- MPM436W;
- FineTek EB5201.



Рисунок 15 – Датчик уровня
MPM436W



Рисунок 16 - Датчик уровня FineTek
EB5201

Таблица 7 – Сравнение характеристик датчиков уровня

Наименование параметра	Характеристики датчика уровня MPM436W	Характеристики датчика уровня FineTek EB5201
Напряжение питания, В	(15 – 30)	(12 – 36)
Область применения	Пищевая, химическая промышленность	Пищевая, химическая промышленность
Диапазон измерения уровня, мм	(0 – 500)	1500
Точность измерений, %	(0,5 – 1)	± 1
Выходные данные	0-10В (аналоговый) 4 - 20 мА, 0 - 10/20 мА	4 – 20 мА, HART
Температура рабочей среды, °С	от минус 40 до 100	от минус 40 до 200
Давление рабочей среды, кг/см ²	$2.85 \cdot 10^{-7}$	40
Температура окружающей среды, °С	от минус 30 до 60	от минус 40 до 80
Уровень защиты	IP68	IP65
Время отклика, с	-	0,25
Цена, руб	4680	7000

В результате сравнения выбран датчик FineTek EB5201, так как у него выше диапазон измерения уровня и температура рабочей среды.

Выберем датчик для определения уровня раздела сред в основной камере сепаратора. Для этой цели подходят уровнемеры следующих типов:

- ультразвуковые преобразователи уровня;
- микроволновые преобразователи уровня;
- радарный волноводный уровнемер;
- поплавковый уровнемер.
- магнитострикционные уровнемеры;

Поплавковые и радарные волноводные уровнемеры подвергнуты налипанию парафинов и прочих фракций, т.к. они имеют погружную чувствительную часть для определения уровня.

Ультразвуковые и микроволновые преобразователи не имеют погружной части, следовательно, не подвержены налипанию.

В основной камере стенда требуется определять уровень раздела фаз в динамическом режиме. Ультразвуковые и микроволновые преобразователи не подходят для этих целей т.к. имеют длительное время отклика и могут влиять на показания уровнемеров установленных рядом.

В качестве уровнемера определяющего границы раздела фаз для рассмотрения выбраны:

- Rosemount 3300;
- MT2000.

- ПДУ-Н241-94;
- ПДУ-В241-50.



Рисунок 19 – Сигнализатор уровня
ПДУ-В241-50



Рисунок 20 – Сигнализатор уровня
ПДУ-Н231-97

Таблица 9 – Сравнение характеристик сигнализаторов уровня

Наименование параметра	Сигнализатор уровня ПДУ-В241-50	Сигнализатор уровня ПДУ-Н231-97
Длина погружной части, мм	49	97
Диаметр поплавка, мм	17	17
Максимальная коммутируемая мощность, Вт	50	50
Максимальный коммутируемый ток, А	0,5	0,5
Максимально коммутируемое напряжение, В	220	220
Рабочее давление, МПа	1	1
Рабочая температура, °С	от минус 30 до 110	От минус 30 до 110
Присоединение	G½"	M10×1
Длина проводов, мм	390	390
Рабочее положение	горизонтальное	горизонтальное
Материал корпуса	нержавеющая сталь	нержавеющая сталь
Цена, руб	2512	1351

В соответствии с таблицей приведенной выше выбираем сигнализатор уровня ПДУ-Н231-97 т.к. он имеет меньшую стоимость, и его технические характеристики не уступают ПДУ-В241-50.

5.1.7 Выбор датчика плотности

Датчик плотности необходим для определения плотности полученной эмульсии в смесителе.

Для данной задачи были выбраны 2 датчика: Micro Motion® Fork Density Meter (FDM) и электронный датчик плотности ДП.7.



Рисунок 21 - Плотномер Micro Motion® Fork Density Meter



Рисунок 22 – Плотномер ДП.7

Таблица 10 – Характеристики датчика Micro Motion® Fork Density Meter

Наименование параметра	FDM
Основная погрешность, г/см ³	± 0,001
Диапазон измерений, г/см ³	(0 - 3)
Повторяемость, г/см ³	± 0,001
Максимальное рабочее давление, МПа	20,7
Температурный диапазон, °С	от минус 50 до 200
Присоединительные размеры	От ANSI 150 до ANSI 1500 RF DIN 50 PN 40
Измерение температуры	Pt100 BS1904 Class B
Питание, В	(20 – 28)
Выходной сигнал, мА	(4 - 20)
Время отклика, с	0,1
Цена, руб	58609

Таблица 11 – Характеристики датчика ДП.7.04.04.01.01

Наименование параметра	Значения
Предел абсолютной погрешности измерения плотности, кг/м ³	± 1,5
Предел абсолютной погрешности измерения температуры, °С	± 0,5
- плотности, кг/м ³	0,1
- температуры, °С	0,1

Продолжение таблицы 11 – Характеристики датчика ДП.7.04.04.01.01

Диапазон измерения плотности, кг/м ³	от 680 до 980
Диапазон измерения температуры, °С	от минус 40 до 50
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 50
Напряжение питания, В	(5 – 12)
Потребляемая мощность, мВт, не более	30
Габаритные размеры и масса, мм	LxD -120xD38
Масса, кг	0,2
Степень защиты оболочки	IP 68
Цена, руб	25680

Эти датчики удовлетворяют техническим требованиям. Предпочтение отдано датчику Micro Motion® Fork Density Meter, так как у него больший температурный диапазон.

5.1.8 Выбор датчика температуры

При подготовке эмульсии в смесителе и разделении в сепараторе необходимо контролировать температуру.

В качестве датчиков температуры для рассмотрения были выбраны термопреобразователи сопротивления ТСП Метран-274 и ТС5008.



Рисунок 23 – Датчик температуры
Метран 274



Рисунок 24 – Датчик температуры
ТС5008

Таблица 12 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Наименование параметра	Датчик температуры ТСП Метран 274	Датчик температуры ТС5008ex
Выходной сигнал, мА	(4 – 20)	(4 – 20), (0 – 5)
Предел допустимой погрешности, %	± 0,25	± 0,5
Изменяемый диапазон температур, °С	от минус 50 до 180	от минус 50 до 400
Степень защиты	IP65	IP65
Взрывозащита	Есть	Есть
Время обновления показаний, с	0,5	0,5
Цена, руб	7575	7690

После проведённого анализа выбран датчик температуры Метран 274, так как он имеет меньшую стоимость и предел допустимой погрешности.

5.1.9 Выбор датчика давления

При подготовке эмульсии в смесителе осуществляется подача воздуха. Для контроля давления в смесителе и сепараторе необходимо установить датчики давления.

На сегодняшний день существует огромный ассортимент датчиков давления с различными принципами измерений, приспособленные к определенным условиям. Среди этого большого множества выделим два наиболее подходящих:

- ОВЕН ПД100;
- КОРУНД-ДИ-001М.



Рисунок 25 – Датчик давления ОВЕН
ПД100



Рисунок 26 – Датчик давления
КОРУНД-ДИ-001М

Таблица 13 – Сравнение характеристик датчиков давления

Наименование параметра	Характеристики датчика давления ОВЕН ПД100	Характеристики датчика давления КОРУНД-ДИ-001М
Напряжение питания, В	(12 – 24)	(9 – 36)
Измеряемые величины	Избыточное давление, разность давлений	Избыточное давление, разность давлений
Рабочая среда	Пар, вода, газы в том числе природный, масло	Вода, воздух, бензин, масла и.т.д.
Основная приведенная погрешность, %	± 0,25	± 0,25
Давление рабочей среды, МПа	(0 – 25)	(0 – 10)
Выходной сигнал	4 - 20мА, HART протокол	4 - 20мА, 0 - 5В
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 50 до 80	от минус 40 до 125
Температура окружающей среды, °С	от минус 30 до 85	от минус 40 до 80
Взрывозащита	Есть	Есть
Время отклика, с	-	$8,1 \cdot 10^{-2}$
Цена, руб.	11340	3500

Из рассмотренных датчиков выбран датчик КОРУНД-ДИ-001М, т.к. его характеристики соответствуют требованиям и его стоимость значительно ниже.

5.1.10 Выбор компрессора

Для приближения эмульсии используемой в стенде к реальной скважной жидкости необходимо добавить к ней газ. Это осуществляется с помощью

компрессора, который подает сжатый воздух в смеситель, тем самым увеличивая содержание газа в эмульсии.

Сравним следующие компрессоры:

- FUBAG Easy Air;
- COLT 190/24 Set 4.



Рисунок 27 – Компрессор FUBAG Easy Air



Рисунок 28 – Компрессор COLT Canyon 190/24 Set 4

Таблица 14 – Сравнение характеристик компрессоров

Наименование параметра	Характеристики компрессора FUBAG Easy Air	Характеристики компрессора COLT 190/24 Set 4
Вес брутто, кг	5	26
Вес нетто, кг	5	24
Макс. Давление, бар	8	8
Макс. производительность компрессора, л/мин	180	190
Мин. Давление, бар	8	1
Мощность, Вт	1100	1500
Тип компрессора	Поршневой безмасляный	Поршневой безмасляный
Напряжение, В	220	220
Объем ресивера	-	24
Цена	6610	6599

Выбираем компрессор COLT 190/24 Set 4 т.к. у него есть ресивер, который позволит регулировать давление воздуха, подаваемого в смеситель.

5.1.11 Выбор нагревателя

Нагреватель осуществляет подогрев эмульсии в сепараторе. Изменяя температуру эмульсии, изменяется и скорость отделения нефти от воды

Осуществим расчет нагревателя для воды т.к. в смесителе будет подготавливаться жидкость в разных пропорциях и точный расчет выполнить невозможно.

$$P = \frac{0,0011 \cdot V \cdot (t_k - t_n)}{T} \quad (3)$$

где P - мощность ТЭНа, кВт;

V - объем нагреваемой воды, л;

t_k - конечная температура воды, °С;

t_n - начальная температура воды, °С;

T - время нагрева воды, ч.

В смесителе необходимо нагреть жидкость объемом 15 литров комнатной температуры 20°С до 100°С за 30 минут.

Рассчитаем мощность нагревателя:

$$P = \frac{0,0011 \cdot 15 \cdot (100 - 20)}{0,5} = 2,64 \text{ кВт}$$

В качестве нагревателей для рассмотрения выбраны:

- ТЭН 125.05.000;
- ТЭН 68.18.17.005.



Рисунок 29 – Нагреватель ТЭН
125.05.000



Рисунок 30 – Нагреватель ТЭН
68.18.17.005

Таблица 15 – Сравнение характеристик нагревателей

Наименование параметра	Характеристики нагревателя ТЭН 125.05.000	Характеристики нагревателя ТЭН 68.18.17.005
Мощность, кВт	2,7	2,75
Напряжение, В	220	220
Материал	н/сталь	н/сталь
Масса, кг	0,51	0,35
Диаметр оболочки, мм	8	10
Резьба штуцеров	M14x1,5	M14x1,5
Резьба контактных стержней	M3	M4
Цена, руб	819,91	499,61

В соответствии с таблицей выше выбран нагреватель ТЭН 68.18.17.005, т.к. он имеет меньшую стоимость.

5.1.12 Выбор контроллера

Одним из основных элементов проектируемого стенда является программируемый логический контроллер. Для данной задачи необходимо подобрать контроллер для обработки данных с датчиков, управления исполнительными механизмами на основании полученной информации и сигнализации состояния. ПЛК должен соответствовать следующим требованиям:

- работать в неблагоприятных условиях;
- работать без длительного обслуживания;
- поддерживать периферию (модули).

ПЛК реализует сбор информации с датчиков и формирует команды управления для исполнительных механизмов, например, на насосы осуществляющие перекачку жидкости, включение привода миксера и т.д.

Для сравнения выберем 3 контроллера соответствующие требованиям и обеспечивающие нужную производительность:

- Modicon Premium;
- SIEMENS S7-1200;

– ОВЕН ПЛК160.



Рисунок 31 – Modicon Premium



Рисунок 32 – SIEMENS S7-1200



Рисунок 33 – ОВЕН ПЛК160

Таблица 16 – Сравнение характеристик контроллеров

Наименование параметра	Характеристики контроллера Modicon Premium	Характеристики контроллера SIMATIC S7-1200	Характеристики контроллера ПЛК160
Процессор	TSX H57 24M/44M	CPU 1214C	RISC-процессор на базе ядра ARM-9, 32 разряда, 180МГц
Память	256 Мбайт	- рабочая 50 кБайт; - загружаемая 2 Мбайт; - расширяемая картой 24 МБайта.	8 Мб, 1 Мб для кода, 128 кб для переменных
Период опроса аналоговых входов, мс	-	-	10
Время цикла, мс	1	5	1
Количество каналов ввода/вывода	1024	388	Встроенных 40 DI- 16, DO- 12, AI-8, AO-4
Типы интерфейсов	RS 485, RS 232, Ethernet, Profibus	1xPROFINET, RJ45, 10/100 МБит/с	RS-485, Ethernet 100 Base-T
Напряжение питания, В	24	24	(22 - 28)
Потребляемая мощность, Вт	3	12	40
Диапазон рабочих температур, °С	от 0 до 70	от 0 до 55	от минус 10 до 55
Степень защиты	IP67	IP20	IP20
Цена, руб	89 802	28 783	28709

В соответствии с таблицей выше выбран контроллер ПЛК160 т.к. данный контроллер имеет меньшее время цикла и стоимость по сравнению с контроллером Modicon Premium.

Дополнительно к контроллеру ПЛК160 выберем модуль ввода-вывода MB110-224.2A т.к. базового количества аналоговых входов модуля CPU недостаточно.

Таблица 17 – Технические характеристики модуля MB110-224.2A

Наименование параметра	Характеристики модуля MB110-224.2A
Интерфейс	RS-485
Поддерживаемые протоколы	Modbus RTU, Modbus ASCII, OBEH, DCON
Скорость обмена по RS-485, бит/с	2400...115200
Количество входов	2 AI
Типы поддерживаемых сигналов	унифицированные сигналы: 0 – 5 мА, 4 - 20 мА, ± 50 мВ, 0 - 1 В
Предел основной приведенной погрешности, %	± 0,5 – для термоэлектрических преобразователей, ± 0,25 – для термометров сопротивления и унифицированных сигналов
Степень защиты	IP20
Температура окружающего воздуха, °С	от минус 10 до 55
Относительная влажность воздуха (при +25 °С и ниже без конденсации влаги), %	80
Цена, руб	4740

6 Разработка имитационной модели работы стенда

Имитационная модель позволяет проверить работу стенда в динамическом режиме и убедиться в ее работоспособности.

Работа стенда в динамическом режиме осуществляется за счет поддержания заданных границ раздела фаз нефть/эмульсия, эмульсия/вода в основной камере сепаратора.

Моделирование выполнено в среде Simulink. Для формирования модели, необходимо определить передаточные функции звеньев, входящих в ее состав.

Объектом управления является сепаратор, в котором осуществляется поддержание границ раздела фаз. Для наполнения сепаратора и для дальнейшей

перекачки отделенной нефти и воды используются насосы, передаточная функция которых описывается апериодическим звеном первого порядка.

Время наполнения основной камеры сепаратора объемом 15 л (отметка 300 мм) насосом с производительностью 14 л/мин составляет 64 с.

Данным параметрам соответствует следующая передаточная функция:

$$W_H(s) = \frac{0.08}{T_S + 1}$$

Основная камера, камера сбора нефти сепаратора и емкости для сбора воды и нефти представляют собой интегратор $\frac{1}{T_S}$.

Входным значением является граница раздела фаз нефть/эмульсия $h_1 = 300$ мм. Заполнение основной камеры сепаратора осуществляется до этой отметки и поддерживается на протяжении всего времени работы системы.

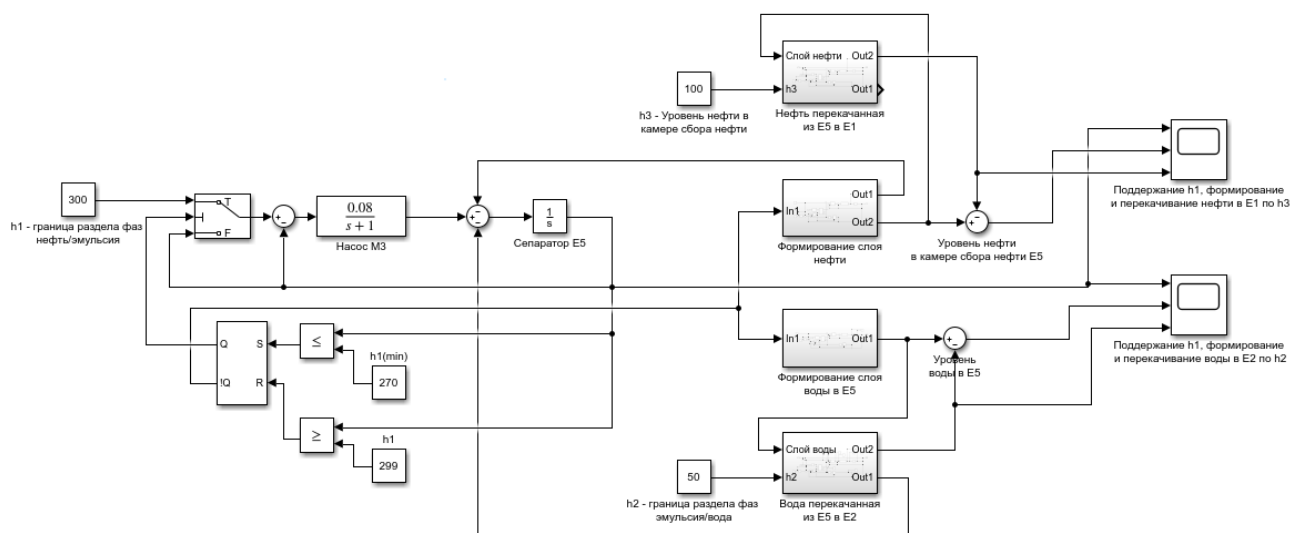


Рисунок 34 – Имитационная модель работы стенда, в динамическом режиме разработанная в Simulink

Полученный в ходе моделирования график поддержания границы раздела фаз h_1 , а так же формирования и перекачивания отделившейся воды из E5 в E2 представлен на рисунке 35.

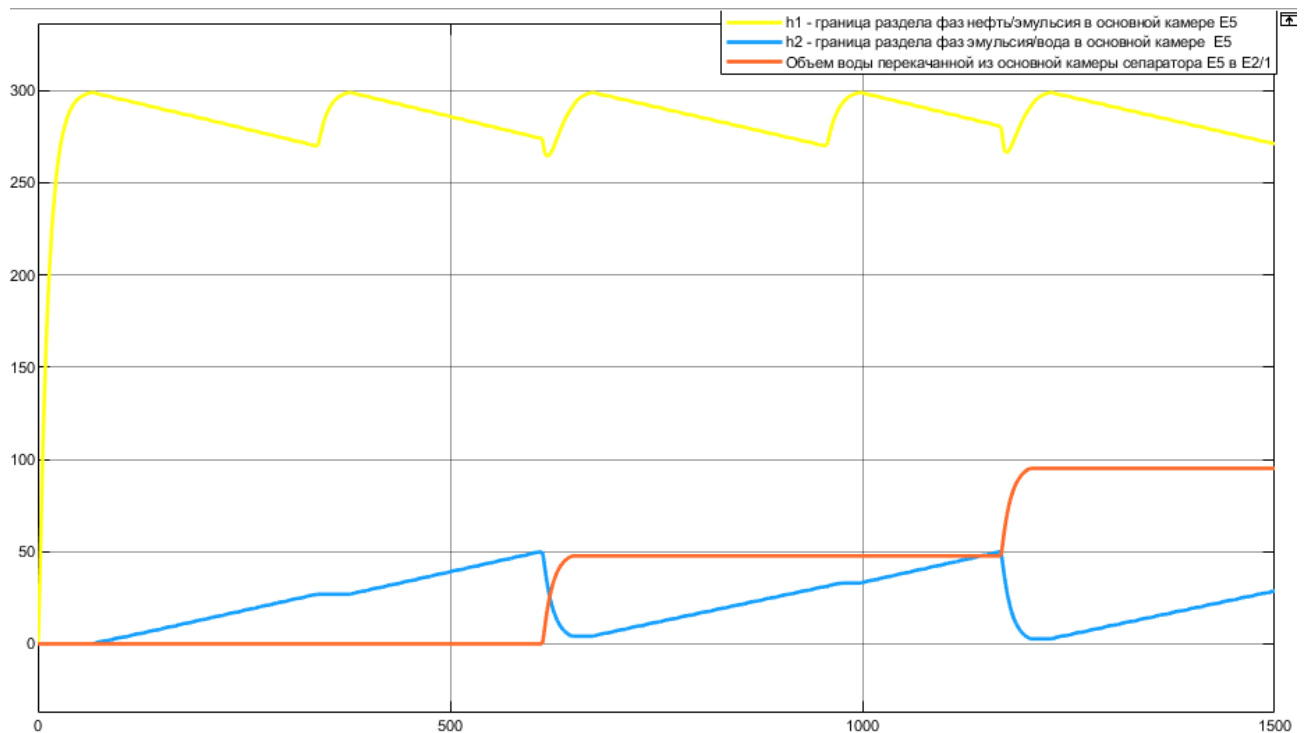


Рисунок 35 – Поддержание границы раздела фаз h_1 и перекачивание отделившейся воды из E5 в E2

На данном рисунке отображено заполнение основной камеры сепаратора и поддержание h_1 в диапазоне от 270 до 300 мм. При отделении нефти от эмульсии h_1 уменьшается. При достижении h_1 отметки 270 мм осуществляется наполнение эмульсией основной камеры сепаратора E5 из смесителя E4 до h_1 .

Так же на графике показан процесс формирования слоя воды в основной камере сепаратора E5. При достижении воды h_2 отделившаяся вода перекачивается в емкость E2. Процесс перекачивания воды влечет за собой уменьшение границы раздела фаз h_1 , что видно на графике. Так же на графике отображен объем воды перекачанной в емкость E2.

Процесс отделения нефти от эмульсии и перекачивание отделившейся нефти показано на рисунке 36.

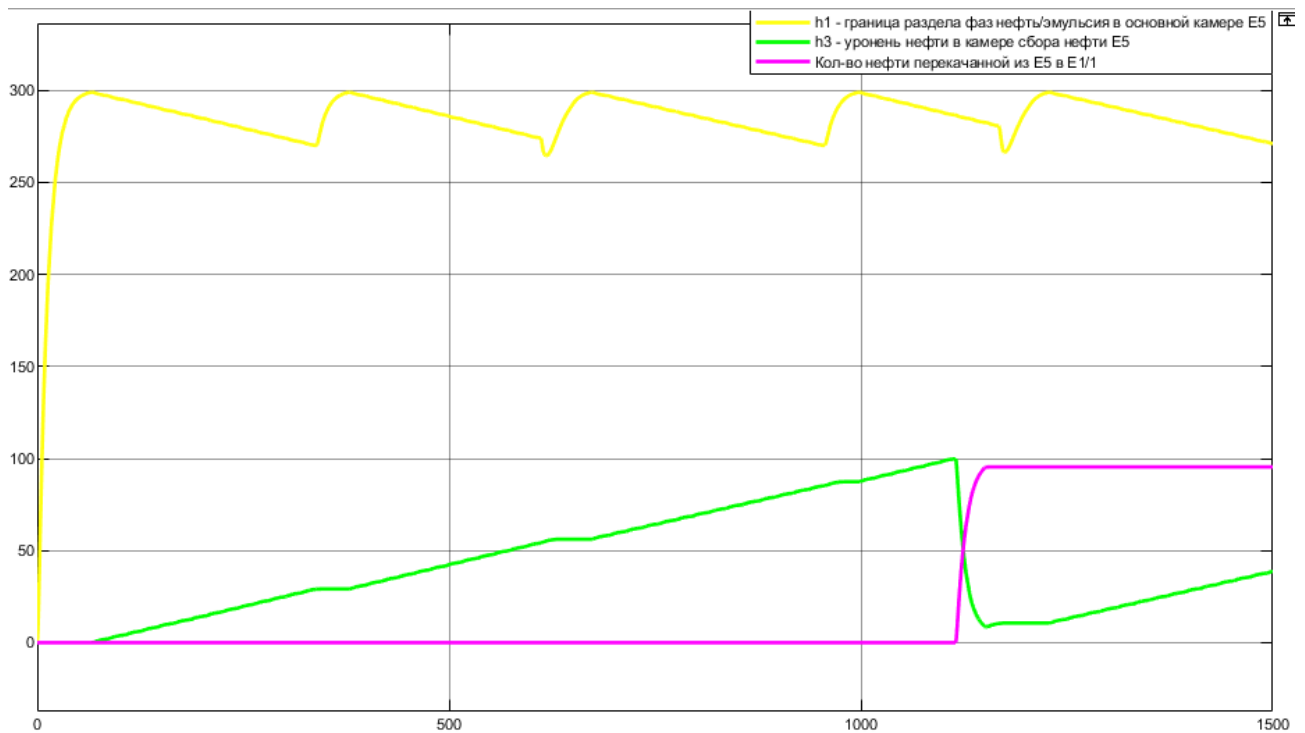


Рисунок 36 – Поддержание границы раздела фаз h_1 и перекачивание отделившейся нефти из E5 в E1

На данном рисунке аналогично предыдущему отображено заполнение основной камеры сепаратора и поддержание h_1 в диапазоне от 270 до 300 мм. Отделившаяся нефть накапливается в камере сбора нефти сепаратора E5 и при достижении отметки h_3 (100 мм) перекачивается в емкость E1.

Так же на графике отображено количество перекачанной нефти в емкость E1.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследований являются предприятия нефтегазовой и нефтехимической отрасли.

Научное исследование рассчитано на проектные организации, которые специализируются на обустройстве нефтяных месторождений, предприятия осуществляющие разработку и эксплуатацию оборудования для подготовки нефти, учебные заведения, осуществляющие исследования в НГО.

В данной работе разрабатывается автоматизированный стенд физического подобию, представляющий собой 3-х фазный сепаратор нефти, который позволит исследовать процесс подготовки нефти и применить готовые решения на месторождениях, что позволит ускорить процесс сепарации нефти и повысить ее качество.

В таблице 18 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности.

Таблица 18 - Основные сегменты рынка

		Направление деятельности				
		Проектная работа	научно-исследовательская работа	Инженерные изыскания	Реализация проектов	Образовательные услуги
Размер компании	Мелкие	1	1	2	3	4
	Средние	5	6	5	5	6
	Крупные	7	7	7	7	7

7.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Анализ проводится с помощью оценочной карты. Для этого отберем две конкурентные разработки.

Конкурентами являются стенд «Сепарация нефти» компании «Учтех-Профи» (конкурент 1) и лабораторная установка по изучению сепарации нефтепродуктов компании «measlab» (конкурент 2).

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Таблица 19 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
4. Энергоэкономичность	0,01	4	4	3	0,04	0,04	0,03
5. Надежность	0,06	4	5	4	0,24	0,3	0,24
6. Уровень шума	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Безопасность	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
8. Потребление ресурсов	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
10. Простота эксплуатации	0,1	4	3	4	0,4	0,3	0,4
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	2	4	4	0,12	0,24	0,24
3. Цена	0,07	4	5	3	0,28	0,35	0,21
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	5	4	0,2	0,2	0,16
5. Послепродажное обслуживание	0,02	5	4	4	0,1	0,08	0,08
6. Финансирование научной разработки	0,03	5	4	5	0,15	0,12	0,15
7. Срок выхода на рынок	0,04	3	5	5	0,12	0,2	0,2
Итого	1	78	72	74	4,3	3,76	4,05

Анализируя количество баллов видно, что разработанный стенд не уступает разработкам конкурентов, но по некоторым позициям разработки конкурентов превосходят разработанный стенд. Превосходство разработанного стенда по техническим характеристикам ускорит его внедрение на рынок.

7.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ реализуется в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Первый этап SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Снижение человеческого фактора при проведении исследований.</p> <p>С2. Проведение исследований в автоматизированном режиме.</p> <p>С3. Использование современного оборудования и специализированного ПО.</p> <p>С4. Отсутствие необходимости задействовать специалистов, умеющих работать с лабораторным оборудованием.</p> <p>С5. Изменение режимов работы и создание собственного ПО для стенда.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Большие габариты стенда, и большие объемы жидкости в нем.</p> <p>Сл2. Отсутствие отечественных дешевых аналогов (некоторые контрольно-измерительные приборы).</p> <p>Сл3. Отсутствие прототипа разрабатываемого стенда.</p> <p>Сл4. Утечка жидкости, в которой содержится нефть.</p> <p>Сл5. Отсутствие автоматического режима работы.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Исследовать более эффективные методы подготовки нефти.</p> <p>В2. Получить гранты на исследования.</p>		

Продолжение таблицы 20 – Первый этап SWOT-анализа

<p>В3. Модернизировать оборудование подготовки нефти (нефтегазовых сепараторов).</p> <p>В4. Заменить сложное лабораторное оборудование в области исследования подготовки нефти.</p> <p>В5. Использовать стенд для изучения автоматизации технологических процессов.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Малый объем рынка сбыта для научно-исследовательского проекта.</p> <p>У2. Рост конкуренции на рынке.</p> <p>У3. Появление совершенно других технологий подготовки нефти.</p> <p>У4. Введение санкций, на оборудование, используемое в стенде.</p> <p>У5. Отсутствие спроса на разработку.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа построена интерактивная матрица проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор отмечен знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – при сомнении в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Интерактивная матрица проекта(второй этап SWOT-анализа)

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	0	+
	B2	-	0	+	-	0
	B3	-	-	-	-	-
	B4	+	0	0	+	-
	B5	-	-	0	-	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-	-
	B3	-	0	-	-	-
	B4	0	+	-	0	+
	B5	0	-	-	0	+
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	+	0	+	+
	У2	-	-	-	-	-
	У3	-	-	-	-	+
	У4	-	-	-	-	-
	У5	+	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	+	-	-	-
	У2	+	+	+	+	+
	У3	-	-	-	-	-
	У4	-	+	0	0	-
	У5	-	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 22).

Таблица 22 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>C1. Снижение человеческого фактора при проведении исследований.</p> <p>C2. Проведение исследований в автоматизированном режиме.</p> <p>C3. Использование современного оборудования и специализированного ПО.</p> <p>C4. Отсутствие необходимости задействовать специалистов, умеющих работать с лабораторным оборудованием.</p> <p>C5. Изменение режимов работы и создание собственного ПО для стенда.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Большие габариты стенда, и большие объемы жидкости в нем.</p> <p>Сл2. Отсутствие отечественных дешевых аналогов (некоторые контрольно-измерительные приборы).</p> <p>Сл3. Отсутствие прототипа разрабатываемого стенда.</p> <p>Сл4. Утечка жидкости, в которой содержится нефть.</p> <p>Сл5. Отсутствие автоматического режима работы.</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Исследовать более эффективные методы подготовки нефти.</p> <p>V2. Получить гранты на исследования.</p> <p>V3. Модернизировать оборудование подготовки нефти (нефтегазовых сепараторов).</p> <p>V4. Заменить сложное лабораторное оборудование в области исследования подготовки нефти.</p> <p>V5. Использовать стенд для изучения автоматизации технологических процессов.</p>	<p>V1C1C2C3C5 - Исследование методов подготовки нефти позволит снизить затраты на данный процесс и при этом сократить влияние человеческого фактора.</p> <p>V2C3C5 - Использование специализированного ПО и различные режимы работы позволяют исследовать новые методы и соответственно получить гранты на данные исследования.</p> <p>V4C1C4 – Снижение человеческого фактора за счет сокращения количества людей задействованных при исследованиях, отсутствие потребности в персонале дает умению работать с лабораторным оборудованием, дает</p>	<p>V1Сл1Сл4Сл5 - Габариты стенда вероятность утечки жидкости и отсутствие автоматического режима работы создают трудности в исследованиях, и может стать причиной отказа от использования данного стенда.</p> <p>V4Сл2Сл5 – Отсутствие отечественных аналогов и соответственно удорожание стенда, и отсутствие автоматического режима работы, ограничивающее режимы работы могут способствовать снижению спроса на стенд.</p> <p>V5Сл5 – Отсутствие автоматического режима работы ограничивает применение стенда в области изучения автоматизации технологических процессов.</p>

Продолжение таблицы 22 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>возможность проводить эксперименты без сложных лабораторных установок</p> <p>B5C5 – Загрузка в блок управления стенда пользовательского ПО, дает возможность использовать стенд, для изучения автоматизации технологических процессов.</p>	
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Малый объем рынка сбыта для научно-исследовательского проекта.</p> <p>У2. Рост конкуренции на рынке.</p> <p>У3. Появление совершенно других технологий подготовки нефти.</p> <p>У4. Введение санкций, на оборудование, используемое в стенде.</p> <p>У5. Отсутствие спроса на разработку.</p>	<p>У1С1С2С4 - Снижение человеческого фактора возможность проведения исследований в автоматизированном режиме, отсутствие задействовать специалистов знающих лабораторное оборудование повышают спрос.</p> <p>У1С5 - Возможность использовать стенд в учебных целях увеличивают целевую аудиторию.</p> <p>У3С5 – При отсутствии необходимости исследовать технологический процесс стенд можно использовать в целях изучения автоматизации технологических процессов.</p> <p>У5С1С2С3С4С5 - Стоимость стенда оправдывают перспективы исследований, так же все сильные стороны разработки способствуют образованию спроса на рынке.</p>	<p>У1Сл2 – Отсутствие дешевых отечественных аналогов оборудования используемого в стенде значительно его удорожает и снижает спрос.</p> <p>У2Сл1Сл3Сл4Сл5 – Все конструктивные, технологические недостатки необходимо устранить в ближайшее время т.к. они могут быть учтены в оборудовании конкурентов.</p> <p>У2Сл2 – Конкуренты могут разработать свое более дешевое оборудование или найти более дешевые аналоги.</p> <p>У4Сл2 – Без зарубежного оборудования невозможно осуществлять измерения в основной камере сепаратора, следовательно, серийный выпуск оборудования невозможен.</p>

7.4 Планирование в рамках научного исследования

7.4.1 Структура работ в рамках проектной работы

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), инженер (И). Следует разделить выполнение проекторной работы на этапы, представленные в таблице 23.

Таблица 23 – Этапы выполнения дипломной работы

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Исполнитель
Разработка задания	1	Постановка задачи	Р
Выбор направления исследования	2	Обзор научно-технической литературы	И
	3	Разработка и утверждение ТЗ	Р, И
	4	Календарное планирование работ	Р, И
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка структурной схемы	Р, И
	6	Разработка алгоритма работы стенда в статическом режиме	И
	7	Разработка алгоритма работы стенда в динамическом режиме	И
	8	Разработка режима технологического прогона оборудования стенда	И
	9	Выбор оборудования	И
	10	Моделирование работы стенда	И
Оформление отчета по НИР	11	Составление пояснительной записки	И

7.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к.

зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$T_{ожі} = \frac{3T_{\min} + 2T_{\max}}{5}, \quad (4)$$

где $T_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

T_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

T_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем $T_{ожі}$ руководителя за выполнение первой работы:

$$T_{ож1р} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел. -дн.}$$

Рассчитаем $T_{ож1и}$ инженера за выполнение второй работы:

$$T_{ож1и} = \frac{3 * 15 + 2 * 25}{5} = 19 \text{ чел. -дн.}$$

Аналогично рассчитываем ожидаемую трудоемкость за оставшиеся работы.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях $T_{рi}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{рi} = \frac{T_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5)$$

где $T_{рi}$ – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$T_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитаем длительность работ в рабочих днях для руководителя и инженера, используя данные с выполнения третьей работы:

$$T_{p3p} = \frac{T_{ожзр}}{Ч_3} = \frac{2,8}{2} = 1,4 \text{ чел. -дн.}$$

$$T_{p3и} = \frac{T_{ожзи}}{Ч_3} = \frac{14}{2} = 7 \text{ чел. -дн.}$$

Аналогично рассчитываем для остальной работы.

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Рассчитаем продолжительность выполнения работы для руководителя и инженера, используя данные с выполнения третьей работы:

$$T_{k3p} = T_{p3p} k_{\text{кал}} = 1,4 * 1,48 = 2,08 \text{ чел. -дн.}$$

$$T_{k3и} = T_{p3и} k_{\text{кал}} = 7 * 1,48 = 10,36 \text{ чел. -дн.}$$

Аналогично рассчитываем для остальной работы.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48, \quad (7)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В таблице 24 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 24 – Расчет трудоемкости выполняемых работ

№ раб	Трудоемкость работ						Исполни тели	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	T_{min} , чел-дни		T_{max} , чел-дни		$T_{\text{ож}i}$, чел-дни			Р	С	Р	С
	Р	С	Р	С	Р	С					
1	1	-	3	-	1,8	-	1	1,8	-	2,66	-

Продолжение таблицы 24 – Расчет трудоемкости выполняемых работ

2	-	15	-	25	-	19	1	-	19	-	28,12
3	2	10	4	20	2,8	14	2	1,4	7	2,08	10,36
4	1	1	2	2	1,4	1,4	2	0,7	0,7	1,04	1,04
5	1	2	2	5	1,8	3,2	2	0,9	1,6	1,33	2,37
6	-	1	-	3	-	1,8	1	-	1,8	-	2,66
7	-	1	-	3	-	1,8	1	-	1,8	-	2,66
8	-	3	-	6	-	4,2	1	-	4,2	-	6,21
9	-	2	-	4	-	2,8	1	-	2,8	-	4,14
10	-	3	-	6	-	4,2	1	-	4,2	-	6,21
11	-	5	-	10	-	7	1	-	7	-	10,36
Итого:										7,11	74,13

7.4.3 Бюджет научно-технического исследования

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета разработки используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты на научные и производственные командировки;
- накладные расходы.

7.4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхi} , \quad (8)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: потребляемая электроэнергия и расходные материалы (канцелярские товары и печатная бумага) и комплектующие для стенда (контрольно-измерительные приборы, исполнительные механизмы).

Длительность работ составляет 75 дней, для расчёта потребляемой энергии примем, что в день для проведения исследования тратится около 4 часов работы за компьютером. Компьютер потребляет в среднем 60 Вт в час. Зная стоимость электроэнергии по городу Томск, можно рассчитать сумму, которую необходимо для этого потратить (таблица 25).

Основными средствами для проведения исследования являются: компьютер и программное обеспечение (MS Office, Matlab).

Таблица 25 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена (руб.)
Двигатель ММ392	Шт	1	3065
Клапан EV210B	Шт	11	1754
Насос Singflo FP-12	Шт	6	2799
Драйвер IRF3205	Шт	3	976
Датчик уровня FineTek EB5201	Шт	2	7000
Уровнемер Rosemount 3302	Шт	3	100000
Сигнализатор уровня ПДУ-Н231-97	Шт	5	1351
Датчик давления КОРУНД-ДИ-001М	Шт	2	3500
Компрессор COLT 190/24 Set	Шт	1	6599,61
Нагреватель ТЭН 68.18.17.005	Шт	1	499
Контроллера ПЛК160	Шт	1	28709

Продолжение таблицы 25 - Материальные затраты

Модуль MB110-224.2A	Шт	1	4740
Электроэнергия	кВт	24	62
Канцелярские товары	Шт	1	200
Печатаная бумага	Пачка	1	350
Итого (руб.)		411019,61	

Поскольку ТПУ предоставляет бесплатный доступ к разному виду программного обеспечения, в том числе (Matlab, AutoCad), следовательно, затратами на основные средства будут являться покупка ноутбука и стандартного пакета Microsoft Office.

Таблица 26 – Основные средства проведения исследования

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Цена (руб.)
1	Ноутбук Acer Aspire A315-53-57YW черный	Шт.	32999
2	Microsoft Office 2016 Home and Student RU	Шт.	4500
3	Итого (руб.)	37490	

7.4.3.2 Основная заработная плата исполнителей

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 9):

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (9)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (10)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 19);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 11:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (11)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

при отпуске в 72 раб.дней $M=9,6$;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 27).

Таблица 27 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	119	119
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	72
- невыходы по болезни		
M , количество месяцев работы без отпуска в течение года	10,4	9,6
F_d , Действительный годовой фонд рабочего времени	198	174

Месячный должностной оклад работника (формула 12):

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (12)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20% от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 28.

Таблица 28 - Расчёт основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	31620	1,3	67824,9	3562,52	4,8	17100,96
Студент	1692	1,3	3629,34	200,23	50,1	10031,52
Итого:						27132,48

7.4.3.3 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за неотработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством. Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (13)$$

где $k_{доп}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Примем $k_{доп}$ равным 0,13 и рассчитаем дополнительную заработную плату для студента и руководителя.

$$Z_{допР} = k_{доп} \cdot Z_{оснР} = 0,13 \cdot 17100,96 = 2223,12, \quad (14)$$

$$Z_{допИ} = k_{доп} \cdot Z_{оснИ1} = 0,13 \cdot 10031,52 = 1304,1, \quad (15)$$

$$Z_{доп.общ} = Z_{допР} + Z_{допИ} = 3527,22, \quad (16)$$

7.4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{оснс}} + Z_{\text{доп}}), \quad (17)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

В соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ на 2017 г. установлен размер страховых взносов равный 30%. На пенсионное страхование от суммы, выплаченной работникам, перечисляют 22 %; на медицинское страхование - 5,1 %; на соцстрахование, за счет которого в дальнейшем оплачиваются больничные и отпуска по беременности и родам, - 2,9 %.

В Таблице 29 приведены отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 29 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	17100,96	10031,52
Дополнительная заработная плата, руб.	2223,12	1304,1
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30
Итого:	5797,22	3400,68
	9197,91	

7.4.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Накладные расходы составляют 15-20 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (18)$$

где $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов.

Таблица 30 – Накладные расходы

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Отчисления на социальные нужды, руб.
Руководитель	17100,96	2223,12	5797,22
Студент	10031,52	1304,1	3400,68
Коэффициент накладных расходов	16%		
Итого			
Руководитель	4019,41		
Студент	2357,81		
Суммарно	6377,22		

7.4.4 Формирование бюджета затрат проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет бюджета затрат НТИ

Вид работ	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Накладные расходы	Итого плановая себестоимость
Рассмотренный проект	411019,61 руб.	37490 руб.	27132,48 руб.	3527,22 руб.	9197,91 руб.	6377,22 руб.	494744,44 руб.
Аналог 1	622561,8 руб.	82841 руб.	110281 руб.	22056,2 руб.	11281 руб.	9721,8	748742,80 руб.
Аналог 2	678021 руб.	150203 руб.	98624 руб.	19724,8 руб.	14793,6 руб.	6874,6	968241 руб.

7.5 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (19)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;
 Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;
 Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в том числе и аналогов).

$$I_{\text{финр}} = \frac{494744,44}{970000} = 0,51$$

$$I_{\text{финр}} = \frac{747740}{970000} = 0,77$$

$$I_{\text{финр}} = \frac{968241}{970000} = 0,99$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i b_i, \quad (20)$$

где I_{pi} – интегральный финансовый показатель разработки;
 a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;
 b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки.

Сравнительная оценка характеристик проекта представлена в следующей таблице.

Таблица 32 – Сравнительная оценка характеристик

Критерии	Весовой коэффициент	Проект	Аналог1	Аналог2
Энергоэффективность	0,16	4	5	4
Помехоустойчивость	0,18	5	5	5
Надежность	0,17	4	3	4
Уровень шума	0,15	4	4	4
Безопасность	0,05	5	4	5
Простота эксплуатации	0,18	5	3	4
Ремонтопригодность	0,09	5	4	5
Потребление ресурсов	0,02	5	4	5
Итого	1	4,6	3,99	4,42

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финаi}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по следующим формулам:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_{финр}^p}, \quad (21)$$

$$I_{финаi}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{финаi}^{ai}}, \quad (22)$$

Все необходимые параметры для оценки ресурсоэффективности сведены и рассчитаны в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение показателей эффективности

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,51	0,77	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,99	4,42
3	Интегральный показатель эффективности	9,02	5,18	4,46
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,00	1,74	2,02

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод об очевидном превосходстве разработки над аналогами 1 и 2. Такая разница обуславливается тем, что аналоги имеют ряд недостатков по сравнению с собственной разработкой. Разработанный стенд имеет превосходство по техническим характеристикам и режимам работы.

7.6 Оценка абсолютной эффективности исследования

В основе проектного подхода к инвестиционной деятельности предприятия лежит принцип денежных потоков. Особенностью является его

прогнозный и долгосрочный характер, поэтому в применяемом подходе к анализу учитываются, фактор времени и фактор риска. Для оценки общей экономической эффективности инноваций в качестве основных показателей рекомендуются считать:

- чистая текущая стоимость (NPV);
- срок окупаемости (D_{PP});
- внутренняя ставка доходности (IRR);
- индекс доходности (PI).

7.6.1 Расчет чистой текущей стоимости

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV , тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной величиной. Расчет текущей стоимости по проекту показан в таблице 34.

Таблица 34 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№ п/п	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Выручка от реализации, тыс.руб.	0	414,348	414,348	414,348	414,348
2	Итого приток, тыс.руб.	0	414,348	414,348	414,348	414,348
3	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-494,744	0	0	0	0
4	Операционные затраты, тыс. руб. С+Ам+ФОТ	0	111,011	111,011	111,011	111,011
5	Налогооблагаемая прибыль (1-4)	0	303,338	303,338	303,338	303,338

Продолжение таблицы 34 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

6	Налоги, тыс. руб донал.приб*20%	0	60,668	60,668	60,668	60,668
7	Итого отток, тыс.руб. Опер.затр.+налоги	-494,744	171,678	171,678	171,678	171,678
	Чистая прибыль, т.р. (5-7)	-494,744	131,659	131,659	131,659	131,659
	Амортизация, т.р	0	-0,792	-0,792	-0,792	-0,792
8	Чистый денежный поток, тыс. руб. ЧДП=Пчист+Ам	-494,744	130,868	130,868	130,868	130,868
9	Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=20\%$)	1	0,985	0,970	0,955	0,941
10	Дисконтированный чистый денежный поток, тыс.руб. (с8*с9)	-494,744	128,895	126,951	125,037	123,151
11	То же нарастающим итогом, тыс.руб. ($NPV=9,289$ тыс.руб.)	-494,744	-365,850	-238,899	-113,862	9,289

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 9,289 тыс. рублей, что позволяет сделать вывод о его эффективности.

7.6.2 Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени.

Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока.

Таблица 35 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-494,744	128,895	126,951	125,037	123,151
2	То же нарастающим итогом	-494,744	-365,850	-238,899	-113,862	9,289
3	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{дск} = 3 + 113,862/123,151 = 3,92$ месяца				

7.6.3 Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 36.

Таблица 36 – Зависимость от ставки дисконтирования

№	Наименование показателя	0	1	2	3	4
1	Чистые денежные потоки	-479,437	130,468	130,468	130,468	130,468
2	Коэффициент дисконтирования					
	$i=0,1$	1	0,992	0,984	0,976	0,969
	$i=0,2$	1	0,985	0,970	0,955	0,941

Продолжение таблицы 36 – Зависимость от ставки дисконтирования

	i=0,3	1	0,978	0,957	0,937	0,916	
	i=0,4	1	0,972	0,945	0,919	0,894	
	i=0,5	1	0,967	0,935	0,904	0,874	
	i=0,6	1	0,962	0,925	0,889	0,855	
	i=0,7	1	0,957	0,915	0,876	0,838	
	i=0,8	1	0,952	0,907	0,863	0,822	
	i=0,9	1	0,948	0,899	0,852	0,807	
	i=1	1	0,944	0,891	0,841	0,794	
3	Дисконтированный денежный поток, тыс. руб						NPV
	i=0,1	-494,744	129,833	128,805	127,786	126,775	18,455
	i=0,2	-494,744	128,895	126,951	125,037	123,151	9,289
	i=0,3	-494,744	128,038	125,269	122,560	119,909	1,030
	i=0,4	-494,744	127,249	123,731	120,310	116,983	-6,471
	i=0,5	-494,744	126,520	122,316	118,252	114,324	-13,332
	i=0,6	-494,744	125,841	121,008	116,360	111,890	-19,645
	i=0,7	-494,744	125,207	119,791	114,610	109,652	-25,485
	i=0,8	-494,744	124,612	118,655	112,983	107,583	-30,911
	i=0,9	-494,744	124,052	117,591	111,467	105,661	-35,974
	i=1	-494,744	123,523	116,590	110,046	103,870	-40,716

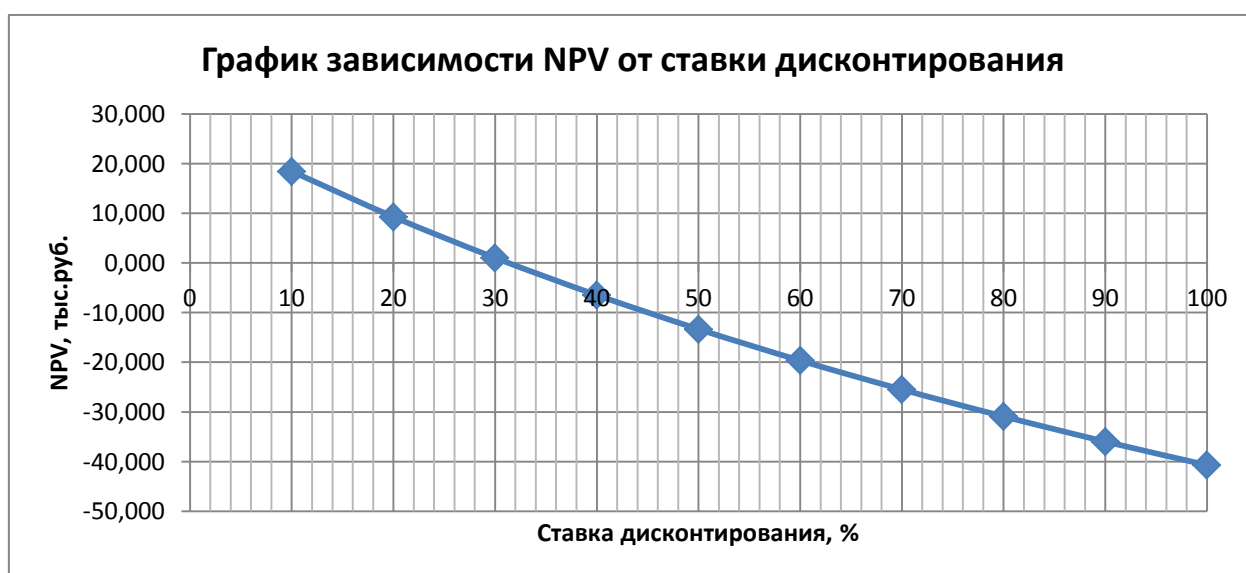


Рисунок 37 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой NPV обращается в нуль, носит

название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,3.

7.6.4 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле 23:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (23)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{128,5 + 126,9 + 125 + 123,1}{494,744} = 1,017$$

$PI=1,017>1$, следовательно, проект эффективен при $i = 0,2$;

Социальная эффективность научного проекта учитывает социально-экономические последствия осуществления научного проекта для общества в целом или отдельных категорий населений, в том числе как непосредственные результаты проекта, так и «внешние» результаты в смежных секторах экономики: социальные, экологические и иные внеэкономические эффекты.

Таблица 37 – Критерии социальной эффективности

ДО	ПОСЛЕ
Слабое звено в процессе подготовки нефти	Повышение скорости и качества подготовки нефти, и соответственно снижение стоимости добываемого сырья
Необходимость проводить исследования в лабораториях	Работа стенда в автоматизированном режиме работы снижает участие человека при исследованиях процесса сепарации

Таким образом, на основании всех расчётов можно сделать вывод о том, что проект является рентабельным и эффективным для инвестиций в первую очередь, потому что обслуживание инвестиций не требует больших капиталовложений, так как разрабатываемая система является автономной и требует точной настройки, следовательно, и финансовые вложения только на

начальном этапе своего функционирования. Все показатели финансовой и экономической эффективности, такие как чистая текущая стоимость (NPV), срок окупаемости (DPP), внутренняя ставка доходности (IRR), индекс доходности (PI), рассчитанные в ходе работы по разделу подтверждают вышесказанное утверждение.

8 Социальная ответственность

Безопасность эксплуатации оборудования на сегодняшний день является важным условием эффективного производства, в данном разделе осуществлен поиск отрицательно влияющих факторов на здоровье человека во время работы со стендом и технологических опасностей возникающих в результате работы, а так же путей ослабления, либо исключения этих факторов и опасностей.

В данной магистерской работе был разработан автоматизированный стенд физического подобия, аппаратная часть которого включает в себя сепаратор, смеситель и блок управления. Программная часть осуществляет управление, сбор данных и формирование отчетов.

Стенд предназначен для исследования процесса сепарации нефти с целью выявления методов, позволяющих увеличить скорость и качество процесса сепарации.

Пользователями данной системы являются проектные институты, инжиниринговые компании, образовательные учреждения, осуществляющие исследования в области подготовки нефти.

Стенд рассчитан на эксплуатацию одним человеком, который должен выбрать необходимый режим работы, указать входные данные, контролировать работу стенда.

Исследование процесса сепарации нефти позволит усовершенствовать этот процесс, тем самым экономить значительные средства на данном этапе подготовки.

В данном разделе будут рассмотрены опасные факторы, присутствующие при работе со стендом. К основным факторам можно отнести производственный шум, короткое замыкание, а также поражение электрическим током. В данном разделе также будут рассмотрены правовые вопросы регулирования трудовых отношений.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовой основой законодательства в области обеспечения безопасности жизнедеятельности, в том числе и в техносфере, является Конституция – основной закон государства. Законы и иные правовые акты, принимаемые в Российской Федерации, не должны ей противоречить.

Другими источниками права в области обеспечения безопасности жизнедеятельности в техносфере являются:

- федеральные законы;
- указы Президента Российской Федерации;
- постановления Правительства Российской Федерации;
- приказы, директивы, инструкции, наставления и другие нормативные акты министерств и ведомств;
- правовые акты субъектов Российской Федерации и муниципальных образований (указы, постановления);
- приказы (распоряжения) руководителя.

8.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Государственный надзор и контроль в организациях осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников до 16 лет – не более 24 часов в неделю, от 16 до 18 лет – не более 35 часов, как и для инвалидов I и II группы. Для работников,

работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Возможно установление неполных рабочих дней для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя), имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника.

Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд [4].

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

В производственных условиях рабочее место представляет собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса.

Стенд должен быть установлен в месте, защищенном от попадания прямых солнечных лучей.

Рабочее место пользователя с персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ) следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20°. Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо-восток [5].

Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

а) Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

б) Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Конструкция рабочего стола должна удовлетворять требованиям эргономики;

в) Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего кресла следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ;

г) Кресло не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм [6].

8.2 Производственная безопасность

Разработка и эксплуатация стенда осуществляется в закрытом помещении с помощью персонального компьютера, который будет являться главным источником вредных факторов во время рабочего процесса.

Для выбора факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 [7]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019); – СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту; – СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
2. Превышение уровня шума	-	+	+	– СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
2. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	-	+	-	– СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
3. Превышение уровня электромагнитных излучений	-	+	+	–

Продолжение таблицы 38 – Возможные опасные и вредные факторы

4. Риск поражения электрическим током	+	+	+	–ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования; –ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования; –ГОСТ Р ИСО 12100-2013 Безопасность машин –МР 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года – СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	– НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

8.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия внутренней среды помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения; комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен человека с окружающей средой, на тепловое состояние человека и определяющих самочувствие, работоспособность, здоровье и производительность труда. К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха.

Оптимальные значения этих характеристик зависят от сезона (холодный, тёплый), а также от категории физической тяжести работы. Для инженера она является лёгкой (1а), так как работа проводится сидя, без систематических физических нагрузок.

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений, в соответствии с периодом года и категорией работ, согласно [8], предоставлены в таблице 39.

Таблица 39 – Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория Ia (до 139)	23-25	21-25	40-60	0,1
Теплый	Категория Ia (до 139)	20-22	22-26	40-60	0,1

Для создания благоприятных условий труда и повышения производительности, необходимо поддерживать оптимальные параметры микроклимата в помещении. Для этого должны быть предусмотрены следующие средства: центральное отопление, вентиляция (искусственная и естественная), искусственное кондиционирование.

Таблица 40 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Категория Ia (до 139)	20-21,9	19-26	15-75	0,1
Теплый	Категория Ia (до 139)	21-22,9	20-29	15-75	0,1

Методы обеспечения нормальных микроклиматических условий.

1. Отопление – совокупность конструктивных элементов со связями между ними, предназначенных для получения, переноса и передачи необходимого количества теплоты в обогреваемых помещениях.

2. Защита от теплового излучения:

– теплоизоляция – температура нагретых поверхностей оборудования, коммуникаций и ограждений на рабочих местах не должна превышать 45°С, а

для оборудования, внутри которого температура равна или ниже 100 °С, – не должна превышать 35°С (в качестве теплоизоляционных используются мастичные, оберточные и засыпные материалы);

- экранирование – использование теплоотражающих, теплопоглощающих и теплоотводящих экранов;

- мелкодисперсное распыление воды – водяные завесы;

- воздушное душирование рабочих мест;

- оптимальное размещение оборудования и рабочих мест.

3. Герметизация помещений – улучшение плотности подгонки дверей, рам, заслонок и т.п.; двойное застекление; оборудование шлюзов; устройство тепловых воздушных завес.

4. Кондиционирование – искусственная автоматическая обработка воздуха с целью поддержания в помещениях заранее заданных метеорологических условий, независимо от изменения наружных условий и режимов внутри помещения.

5. Рациональные режимы труда и отдыха – организация дополнительных перерывов в рабочей смене для обогрева или охлаждения работников в специально оборудованных для этой цели помещениях.

6. Рациональный питьевой режим и медицинские средства профилактики.

8.2.2 Производственный шум

Одной из важных характеристик производственных помещений является уровень шума. Основными источниками шума в помещении являются:

- система охлаждения центральных процессоров;

- жесткие диски;

- шум с улицы;

- насосы;

- привод миксера.

Работа со стендом осуществляется с помощью ПЭВМ. При выполнении основной работы на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА. Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентного звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Основными источникам шума стенда являются насосы, привод миксера и ПЭВМ. Другие источники хорошо изолированы от внешней среды. На человека данный шум не представляет опасности, однако можно снизить воздействие уровня шума можно при помощи средств индивидуальной защиты.

Для снижения уровня шума, производимого ПК и стендом рекомендуется регулярно проводить их техническое обслуживание: чистка от пыли, замена смазывающих веществ; также применяются звукопоглощающие материалы.

8.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Воздействие естественного света на человеческий организм представляет собой высокую гигиеническую и биологическую ценность, поскольку естественный свет благодаря своему спектральному составу положительно влияет на психику человека, сохраняя ощущение его связи с окружающим миром. Отсутствие естественного освещения, как и его нехватка, классифицируется как вредный производственный фактор.

В соответствии с [9] работа за компьютером с относительной продолжительностью зрительной работы менее 70 % относится к разряду II, подразряду Б.

В помещениях, предназначенных для работы с ПЭВМ, освещенность рабочей поверхности от систем общего освещения E_n должна быть не менее 300 лк. Коэффициент пульсации освещенности K_n не должен превышать 5 %, коэффициент естественной освещенности не должен превышать 2,1 % в соответствии с [10] и [11].

Расчет искусственного освещения для учебной аудитории:

- размеры помещения: $A = 12$ м; $B = 7$ м; $H = 2,9$ м; $S = 84$ м²;
- количество рядов светильников $N = 3$;
- высота рабочей поверхности $h_p = 0,7$ м;
- коэффициент отражения стен $\rho_{ст} = 50$ %;
- коэффициент отражения потолка $\rho_{п} = 70$ %;
- коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли $K_3 = 1,5$;
- коэффициент неравномерности освещения $Z = 1,1$;
- параметр для светильника типа ОДР с защитной решеткой $\lambda = 1,1-1,3$;
- световой поток одной лампы $\Phi_1 = 2500$ лм.

Рассчитали индекс помещения i по формуле (24):

$$i = \frac{S}{H \cdot (A + B)}. \quad (24)$$

Получили в результате значение $i = 1,5$. Исходя из значения индекса помещения определили коэффициент использования светового потока $\eta = 51$ %. Требуемый световой поток нашли по формуле (25):

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z \cdot 100\%}{N \cdot \eta}, \quad (25)$$

В результате получили значение $\Phi = 27720$ лм. В каждом светильнике 4 лампы со световым потоком 2500 лм. Таким образом, необходимое число светильников в ряду должно быть равно трем. На основании полученного

значения рассчитали фактическое значение освещения в помещении по формуле (26):

$$E_{\text{факт}} = \frac{\Phi \cdot N \cdot \eta}{S \cdot K_3 \cdot Z \cdot 100\%}, \quad (26)$$

В результате получили значение $E_{\text{факт}} = 306$ лк. На основании проделанных расчетов можно сделать вывод, что помещение удовлетворяет нормам освещения.

8.2.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Электромагнитное поле оказывает негативное воздействие на наиболее чувствительные системы организма человека: нервную, иммунную, эндокринную и половую. Негативный эффект электромагнитного поля в условиях длительного воздействия накапливается, в результате возможно развитие отдаленных последствий, включая дегенеративные процессы центральной нервной системы, рак крови (лейкозы), опухоли мозга, гормональные заболевания. При работе с ПК пользователь находится в непосредственной близости к монитору, что вызывает воздействие электромагнитных полей (ЭМП). Вредное влияние переменных магнитных полей должно быть учтено при организации рабочего места с ПЭВМ.

Работа проводилась на современном ПК, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, которые приведены в таблице 42, согласно [12].

Таблица 42 – Временно допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500

Для обеспечения нормальной деятельности пользователя с учетом норм предельно допустимой напряженности ЭМП экран монитора должен находиться на расстоянии от 0,6 до 0,7 м, но не ближе, чем 0,5 м от глаз.

8.2.5 Опасность поражения электрическим током

Основным фактором поражения электрическим током при работе со стенда является то, что человек может напрямую контактировать со шкафом управления или другими электрическими приборами.

Защитное заземление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Защитное заземление или зануление следует выполнять в установках при номинальных напряжениях 380В и выше переменного тока и 440В и выше постоянного тока – во всех случаях.

Исходя из ГОСТ Р 50571.10-96 можно сделать заключение, что наше устройство должно соприкасаться с заземлителем, которыми могут являться:

- металлические стержни или трубы;
- металлические полосы или проволока;
- металлические плиты, пластины или листы;
- фундаментные заземлители;
- стальная арматура железобетона.

Площадь сечения проводника выбирается исходя из тока короткого замыкания.

Исходя из ГОСТ 12.1.038-82 предельное допустимое напряжение прикосновения не должно превышать 65В.

Различают два основных вида поражения электрическим током: электрические травмы и электрические удары.

Поражение электрическим током может произойти:

- при двухполюсном источнике питания прикосновение к токоведущим частям электрического оборудования;
- при однополюсном прикосновении человека к незащищённым токоведущим частям;
- при контакте человека с заземлёнными частями;
- при поражении электричеством человеческого тела под действием шагового напряжения.

Основные мероприятия по обеспечению электробезопасности являются:

- наличие защитного отключения;
- заземления оборудования;
- наличие изолирующего ограждения, информационных таблиц;
- наличие у сотрудников средств индивидуальной защиты.

Конструкция стенда должна обеспечивать возможность надежного электрического соединения всех доступных прикосновению металлических нетоковедущих частей изделия, которые могут оказаться под напряжением с элементами заземления. Возле элемента заземления должен быть помещен нестираемый при эксплуатации знак заземления по ГОСТ 21130 - 75. Заземление составных частей стенда должно выполняться гибкими проводниками. Значение сопротивления между заземляющим зажимом (болтом) и каждой доступной прикосновению металлической токоведущей частью, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,1 Ом. Каждая часть изделия, оборудованная элементом для заземления, должна быть выполнена так, чтобы была возможность ее независимого присоединения к заземляющей магистрали посредством отдельного ответвления, чтобы при снятии какой-либо заземленной части изделия (например, для текущего ремонта) цепи заземления других частей не прерывались.

Сопротивление изоляции электрически изолированных цепей стенда при нормальных климатических условиях должно быть не менее 10 МОм.

Электрическая изоляция цепей должна выдерживать испытательное напряжение 1 кВ переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин без пробоя или перекрытия.

Стенд должен быть оборудован автоматическими выключателями для защиты от короткого замыкания и перегрузок.

8.3 Экологическая безопасность

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Необходимо последовательно рассмотреть, как проектируемое решение и используемые для его создания вещества и материалы будут влиять на атмосферу, гидросферу и литосферу и предложить решения по обеспечению экологической безопасности.

8.3.1 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Основным инструментом работы при разработке и эксплуатации является ПК и стенд, потребляющие электроэнергию. На сегодняшний день является серьезной проблемой. Для удовлетворения потребности в электроэнергии, приходится увеличивать мощность и количество электростанций. Это приводит к нарушению экологической обстановки, так как электростанции в своей деятельности используют различные виды топлива, водные ресурсы, а также являются источником вредных выбросов в атмосферу.

Данная проблема является мировой. На сегодняшний день во многих странах внедрены альтернативные источники энергии (солнечные батареи, энергия ветра). Еще одним способом решения данной проблемы является использование энергосберегающих систем.

При работе со стендом производства не осуществляется. К отходам, производимым в помещении можно отнести бытовой мусор и периодическую замену нефти и воды в стенде.

Утилизация отработанной нефти осуществляется в фирмах по утилизации отходов (масел).

Основной вид мусора – это отходы печати, бытовой мусор (в т. ч. люминесцентные лампы), неисправное электрооборудование, коробки от техники, использованная бумага. Утилизация отходов печати вместе с бытовым мусором происходит в обычном порядке.

8.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Утилизация отходов печати вместе с бытовым мусором происходит в обычном порядке. Утилизация электрических приборов осуществляется сотрудниками университета и предусматривает следующие пункты:

1. Правильное заполнение акта списания с указанием факта невозможности дальнейшей эксплуатации, перечисленной в акте измерительной техники, о чем имеется акт технического осмотра;

2. Осуществление списания перечисленной в акте измерительной техники с баланса предприятия с указанием в бухгалтерском отчете;

3. Непосредственно утилизация измерительной техники с полным демонтажем устройств на составляющие детали с последующей сортировкой по видам материалов и их дальнейшей передачей на перерабатывающие заводы.

Люминесцентные лампы относятся к категории токсичных отходов, и их утилизацией должны заниматься специализированные организации, с которыми университету необходимо заключить договор на обслуживание. Хранить отработавшие свой срок лампы следует в специально предназначенных для этого контейнерах, и не реже, чем раз в полгода, отправлять на их переработку. В городе Томск утилизацией люминесцентных ламп занимаются НПП «Экотом» и ОАО «Полигон».

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Прежде всего, рассматриваются вероятные источники ЧС, которые могут возникнуть в результате реализации разработанных в ВКР проектных решений. Далее необходимо разработать превентивные меры по предупреждению возникновения ЧС.

8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Наиболее характерной ЧС для помещения, в котором установлен стенд, является пожар. Основы пожарной безопасности определены по [13] и [14].

Пожарная опасность стенда обусловлена наличием в нем нефти, являющаяся горючим веществом.

Пожарная опасность блока электроники стенда и ПЭВМ, обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючими являются изоляция обмоток соединительных проводов и кабелей.

Согласно определению категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности [15] производства подразделяются по пожарной и взрывной опасности на категории А, Б, В, Г, Д.

Помещение, используемое для реализации ВКР, по пожарной и взрывной опасности относят к категории Г (умеренная пожароопасность), характеризующейся отсутствием легковоспламеняющихся веществ и материалов в горячем состоянии.

При строительстве зданий и сооружений с учётом категории производства применяют строительные материалы и конструкции, которые подразделяются на три группы:

- сгораемые;
- трудносгораемые;
- несгораемые.

Здание, в котором находится помещение относится к несгораемым.

Тушение горящего электрооборудования под напряжением должно осуществляться имеющимися огнетушителями ОУ-5. Чтобы предотвратить пожар необходимо соблюдение организационных мероприятий:

- правильная эксплуатация приборов, установок;
- правильное содержание помещения;
- противопожарный инструктаж сотрудников аудитории;

- издание приказов по вопросам усиления ПБ;
- организация добровольных пожарных дружин, пожарно-технических комиссий;
- наличие наглядных пособий и т.п.

Рассмотрим некоторые чрезвычайные ситуации в работе со стендом.

Чрезвычайная ситуация может возникнуть при утечке нефти т.к. нефть является горючей жидкостью, и открытый огонь может привести к возгоранию. Чем выше температура нефти, тем проще вызвать ее возгорание.

Помещение, в котором эксплуатируется стенд должно быть оборудовано системой обнаружения и оповещения о пожаре, в соответствии с требованиями СП 5.13130-09. В случае возникновения пожара на пожарный пост (в диспетчерскую) должен поступать сигнал.

8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Во избежание возникновения пожара необходимо выполнение следующих требований:

- выполнение работ в аудитории только с исправным оборудованием и электропроводки;
- наличие средств тушения пожара;
- огнетушителей;
- свободный доступ к средствам тушения и выходу из помещения;
- подключение только одного потребителя электроэнергии к одному источнику электропитания;
- знание плана эвакуации и места расположения средств пожаротушения;
- недопустимость курения и разведения открытого огня в аудитории.

Соблюдение данных требований позволит избежать чрезвычайных ситуаций.

8.5 Выводы по разделу социальная ответственность

При выполнении раздела «Социальная ответственность» рассмотрены организационные и правовые вопросы обеспечения безопасности, которых позволяют осуществить проанализировать основные нормативные документы, регулирующие и регламентирующие производственную деятельность инженера.

Выполнен анализ факторов на предмет выявления основных техносферных опасностей и вредностей, предложены методы минимизации их воздействий и защиты от них.

Так же рассмотрены вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях при использовании разрабатываемого стенда. Следование правилам, описанным в данном разделе помогут помочь избежать чрезвычайных ситуаций, а также обеспечить здоровье персонала и сохранность окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения магистерской диссертации стал разработанный стенд физического подобия “3-х фазный сепаратор нефти”. При выполнении работы осуществлен выбор оборудования, разработаны алгоритмы работы стенда в статическом и динамическом режиме и алгоритм технологического прогона оборудования стенда, разработана имитационная модель работы стенда с использованием программного пакета Simulink и камера сепаратора стенда.

В состав стенда входит оборудование преимущественно отечественного производства. Идеология разработки позволяет при необходимости заменить импортные составляющие на отечественные аналоги без потери эксплуатационных качеств.

Все требования технического задания выполнены в полном объеме.

Список использованных источников

1. Все о нефти. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vseonefti.ru/neft/>, свободный. – (Дата обращения 11.05.2019).
2. Виды сепараторов нефти. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.nprommz.ru/blog/vidy-separatorov-nefti>, свободный. – (Дата обращения 11.05.2019).
3. Определение передаточной функции объекта. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.techshape.ru/sheoms-772-1.html>, свободный. – (Дата обращения 11.05.2019).
4. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/, свободный. – Загл. с экрана. – (Дата обращения 11.05.2019).
5. Свод правил: СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. М.: Минздрав России, 2003. – 52 с.
6. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. М.: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.
7. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 16 с.
8. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 2001. – 20 с.
9. Свод правил: СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. – М.: Минстрой России, 2016. – 106 с.
10. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003. – 27 с.

11. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. М.: Минздрав России, 2003. – 56 с.
12. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. М.: Минюст РФ, 2016. – 72 с.
13. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы: СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003. – 36 с.
14. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 67 с.
15. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 6 с.
16. Нормы пожарной безопасности: НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: МЧС России, 2003. – 26 с.

Приложение А
(обязательное)
Development of automated stand of physical similarity
"3-phase oil separator"

Раздел 2 Состав объектов обустройства нефтепромысла
Composition of oilfield facilities

Раздел 3 Устройство и принцип работы стенда
Structure and the operation principle of the stand

Раздел 4 Разработка алгоритмов работы стенда
Development of algorithms of work of the stand

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ТМ71	Данишевский Роман Геннадьевич		

Консультант проф. кафедры:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ОИЯ ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Пичугова Инна Леонидовна	-		

2. Composition of oilfield facilities

2.1 Oil field structure

The number of facilities at the field is determined by its scale. Deposits with a small oil area are not equipped with the whole complex of facilities. At the same time, the facilities are combined with neighboring fields. Fields with a large area should be equipped with a full set of facilities, which allows for the entire production cycle from collection to delivery of finished oil to the consumer.

Crude oil preparation begins at the booster pump station. Crude oil does not meet the requirements of State Standard GOST because it has a high water content. Oil preparation at complex Assembly points is coming to an end.

Collection of finished (commodity) oil is carried out on the Central commodity parks. Thus, the work is organized only in large fields.

In the fields with a smaller area, the preparation is completed at the booster pump station. At the same time, the fields are equipped with commercial oil tanks and end separation units.

2.2 Block diagram of oil production complex

The oil field consists of the following set of facilities

- well cluster;
- oil, water and gas collection and treatment points;
- tank farm;
- external oil pumping;
- reservoir pressure maintenance system;
- cluster pumping stations;

Block diagram of the oil complex is shown in Figure 1.

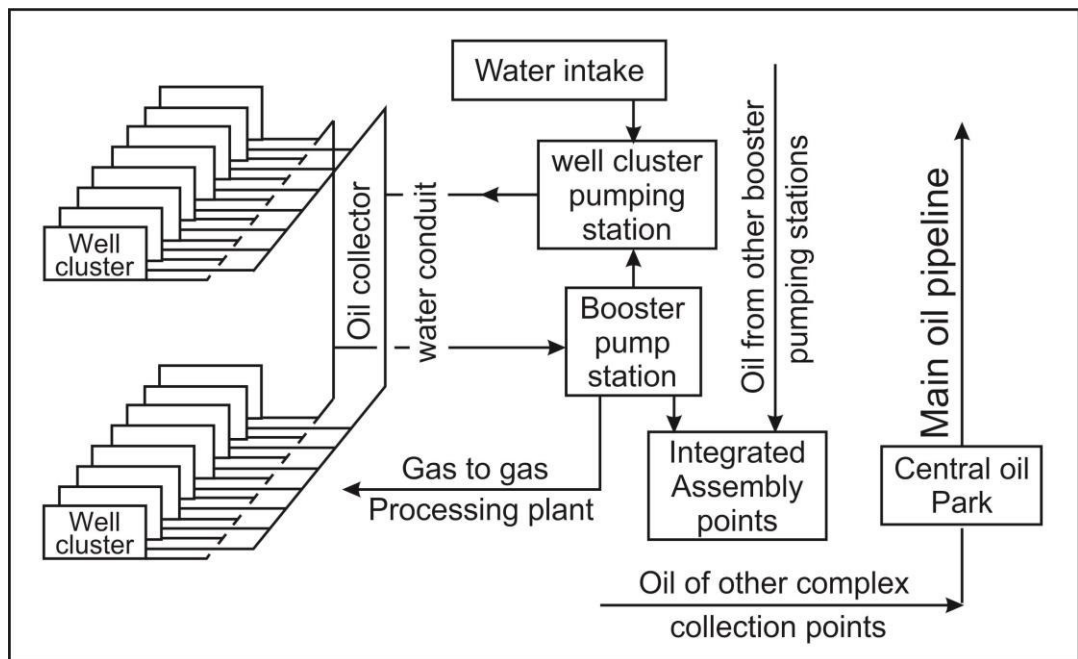


Figure 1 - Block diagram of the oil production complex

2.3 Well cluster

Wells are placed in groups, each of which is from 2 to 4 wells at a distance of 5 m from each other. The distance between the groups is 15-22 m. The economic efficiency of production and drilling is determined by the number of wells in one well pad, which can range from 4-5 to 16-18 wells.

Well drilling is carried out in accordance with the regulations of the design standards. The wells of the Bush are placed along the line.

The composition of shrub sites also includes the following facilities:

- flow lines connecting production wells, group metering installation;
- group measuring unit for control of producing wells;
- injection well carry out the injection into the oil reservoir water and/or gas (required for reservoir pressure maintenance);
- water-distribution and/or gas-distribution combs, ensuring the accounting and distribution of agents that are pumped into the reservoir;
- water intake wells are required to obtain additional volumes of water pumped into the reservoir;

- the power supply of the reagents in the wells needed to slow down corrosion processes in oil pipelines, to eliminate the deposits of asphalt, resin and paraffin;

- local cluster sewage system for collecting, disposal of leaks of oil and formation water in the process of operation for repair of wells and ground equipment, and collecting stormwater runoff from sites with hard surface power supply equipment of the hive and controls.

Connection of oil-producing wells of the Bush with group measuring installation is carried out by means of discharge pipelines.

2.4 Oil, gas and water collection and treatment points

Oil directly from the well is impractical to send to the refinery because it has a large content of associated petroleum gas and produced water, which significantly increases transportation costs.

To improve efficiency, primary treatment (separation of water from crude oil) is carried out at the collection and preparation points of the DNS and subsequent injection by cluster pumping stations through a system of water distribution pipelines back into the oil reservoir, which will exclude water intake from other sources.

The booster pump station includes:

- separators separating the mixture into oil and water gas;
- process liquid heaters;
- settling tanks that separate water from oil;
- settling tanks that separate oil from water;
- pump external oil.

2.5 Tank farms

Booster pump station mainly consists of 2 groups of tanks:

- for oil
- for separated water

Oil tanks are designed:

1. To complete oil treatment (additional separation of oil from water).
2. To collect oil passed the procedure of preparation.
3. To temporary store commercial oil in case of accident in the transportation system (reservation of free volume).

Separation of water and gas from oil is carried out using the sedimentation procedure, which takes one day. This procedure is the final in the field preparation of oil.

The finished oil is collected in commodity tanks and pumps of external pumping are sent to the system of oil trunk pipelines. To control the quality of the finished oil, its selection is carried out.

The volume of tanks in the Park is provided in accordance with the norms of technological design and corresponds to the capacity of the installation equal to three days.

Operation of tanks in the Park is carried out in one of three modes:

1. The movement of oil is carried out sequentially through the tanks, which allows for 2-3-step sedimentation of water from oil. In this case, the oil moves from the tank to the tank, where the water is separated. With successive settling, the oil with the lowest water content is collected in the extreme tank. This oil is sent to the system of oil trunk pipelines by external pumping pumps.

2. Operation of tanks on the cycle. In this case, one of the following processes is alternately carried out in all tanks

- the reception of oil;
- sedimentation from water with the implementation of quality control;
- the direction of oil to the external consumer.

This mode is characterized by a small volume of tanks that can take commercial oil in the event of an emergency in the system.

3. Work with constant oil level (stationary mode). In this mode, the tanks operate when filling 45-50 % of the volume and all processes (reception, settling and pumping) are carried out in each tank simultaneously.

The third mode of operation of tanks is the most effective, as it provides the best performance in solving all problems of the tank farm.

Tanks for commercial water carry out the final preparation of water before injection into the oil reservoir. Similarly to oil tanks, the most effective mode of operation of water tanks is the third, as they solve similar problems. It also allows for reliable removal of oil film from the water surface

The commercial oil metering unit is also part of the external oil pumping unit

2.6 External oil pumping

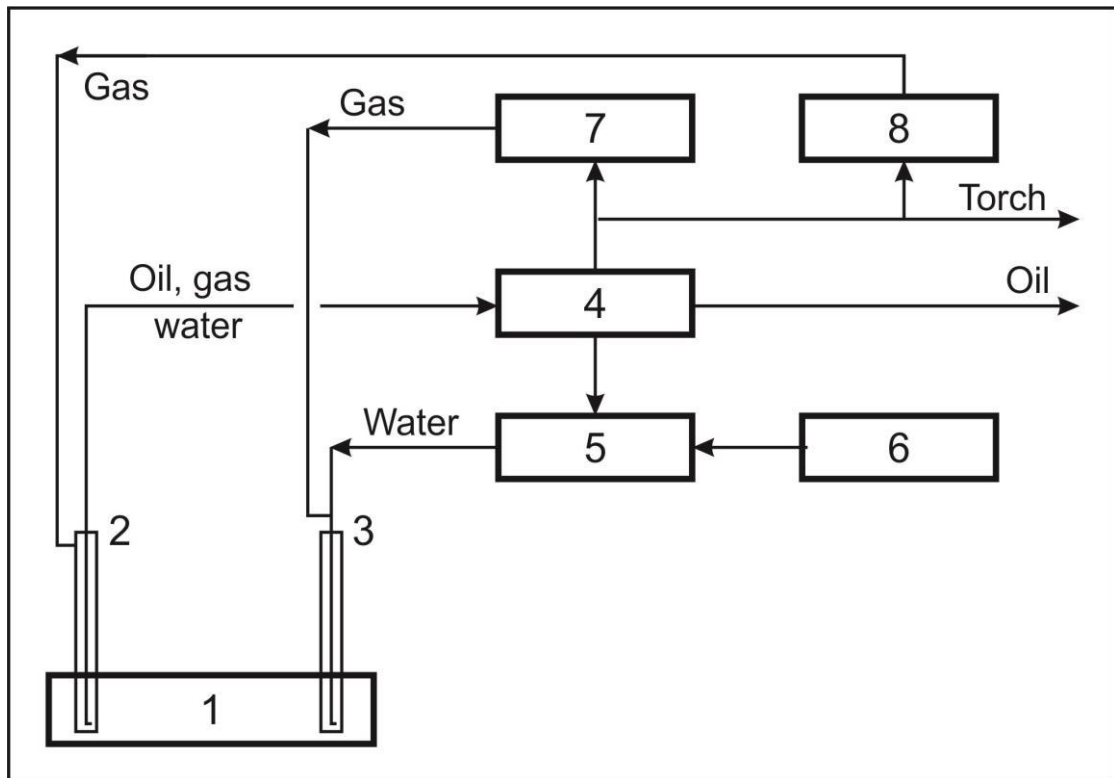
External pump transfers from the booster pump station partially or completely treated oil to the main pipeline or in the central point of collection and preparation of oil. Transportation of oil is usually carried out by centrifugal pumps.

The capacity of the pumping station is ensured by the capacity of one or more pumps. According to the normative documents in the composition of the pumping station, in addition to workers, reserve pumps are included in an amount of not less than 20 %, but not less than one unit.

2.7 Reservoir pressure maintenance system

The reservoir pressure maintenance system is designed for:

- utilization of the produced water separated from oil at preparation;
- creating the necessary depression on the oil reservoir, which guarantees the necessary flow rate of production wells.



1 - oil reservoir; 2 – production well; 3 – injection well; 4 – point of collection and separation of oil; 5 – pumping station; 6 – water intake; 7 – compressor station for gas injection into the reservoir; 8 – gas-lift compressor station.

Figure 2 – Block diagram of the main oilfield facilities

Gas injection into the reservoir to maintain reservoir pressure is carried out by means of high-pressure compressor. Gas lift compressor station for the mechanization of oil production supplies the working agent (oil gas) in the gas lift system.

Provision of reservoir pressure is provided by the following facilities:

- intake facility;
- installation of preparation of produced water;
- low pressure water lines;
- pump station;
- high pressure water lines and water distribution combs;
- injection well.

Water intake wells are used mainly as water intake structures. Facilities using fresh-water lakes and rivers are used less frequently. Fresh water in the reservoir

pressure maintenance system is enriched with oxygen and contributes to the activation of corrosion processes in steel pipelines. Therefore, its use is impractical.

The main equipment at the water treatment plants are gravity type sedimentation tanks. They carry out additional separation to remove gas, mechanical impurities and oil salts are also separated.

The inlet of the cluster pump station is supplied with prepared water.

Injection of water into the reservoir is carried out by centrifugal pumps under pressure of 12-20 MPa of high power. From Bush pump station for high-pressure conduits, water is distributed at the sites located far from a group pumping station 10-18 km high-Pressure pipelines are included in the system maintain reservoir pressure mounted in the General field utility corridor, in which are laid oil gathering network, power lines, roads and pipelines.

Distribution of water on the well pads is carried out by means of injection wells.

The water distribution unit is equipped with means of controlling the volume of injection separately for each well and is also equipped with means of flow control.

The network is like a tree at the base, which is a cluster pumping station, and at the ends of the branches – injection wells.

2.8 Oil collection pipeline network

Oil from the well clusters is sent to the collection and separation point along the tree network of pipelines.

This network has several sources, which are well clusters , and one drain. Runoff is a booster pumping station, the removal of which from the bushes of wells is 10-18 km.

Well production consists of oil, water and oil gas.

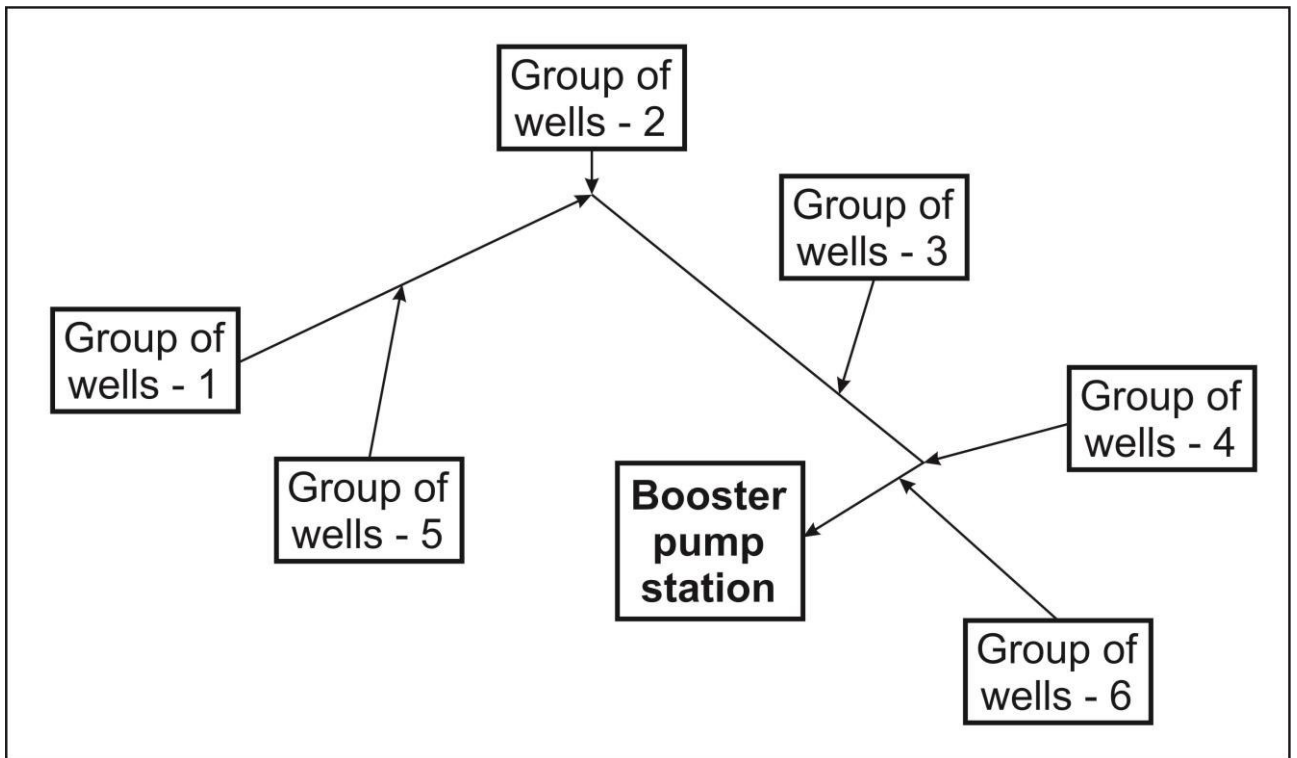


Figure 3 - Schematic diagram of the oil collection network

Lying networks on the territory of the field is carried out in the corridors of communications, in which the oil collection pipelines are located.

The collection and separation point is the end point of the oil collection network and is a booster pump station.

Each element of the oil collection network has interdependent parameters, which is one of the problems of designing a time-varying oil collection network. Oilfield facilities are dynamic, i.e. the amount of oil produced largely depends on the time of development of the field. At the beginning of operation, there is an increase in oil production and after reaching the maximum, this indicator slowly tends to zero. If the development period is 100 %, then in the first 10-15 % indicators of produced oil reach the maximum values, and the remaining 85-90 % is a period of decline in production.

2.9 Basic physical properties of oil

Oil is a mixture of hydrocarbons and more than 100 different compounds containing nitrogen and sulfur.

Physical properties of oil and chemical characteristics vary widely and depend on its composition. The composition of this liquid can vary from light and gas-saturated to thick and heavy, with a high content of resins. The color of oil can also vary from light, almost transparent to dark brown, almost black.

These properties of oil determines the content in the composition of this hydrocarbon mixture of light low-molecular compounds, or complexly constructed heavy compounds with high molecular weight. Oil and its use for the production of various goods, called petroleum products, make this mineral the most important energy carrier in the modern world.

The composition of oil includes:

- Carbon (79-88%);
- Hydrogen (11-14%);
- Sulfur (0,1-15%)%;
- Oxygen, nitrogen, etc. (8-15%).

Chemical properties of oil and gas determines the chemical structure of their composition. The main elements are carbon (C) and hydrogen (H). The carbon content of oil is from 83 to 89 percent, and hydrogen – from 12 to 14 percent.

The oil also contains a small amount of nitrogen, sulfur, oxygen and impurities of various metals.

Oil is a combustible oily liquid, and its color can vary from light yellow to black. The composition of oil is determined mainly by hydrocarbon compounds.

From the course of school chemistry it is known that all chemical elements form different compounds, the ratio of elements in which depends on their valence. For example, water (H_2O) is two monovalent hydrogen atoms and one divalent oxygen atom.

The simplest hydrocarbon from the chemical point of view is methane (CH_4), which is a combustible gaseous substance that forms the basis of all natural gases. Typically, natural gas contains between 90 and 95 per cent or more methane.

After methane there are following hydrocarbons:

- ethane (C_2H_6);

- propane (C₃H₈);
- butane (C₄H₁₀);
- pentane (C₅H₁₂);
- hexane (C₆H₁₄).

Starting with pentane, hydrocarbons from the gaseous state pass into liquid, that is – into oil.

Carbon when combined with hydrogen forms a huge number of compounds that are different in their chemical structure and properties.

Natural gas and oil are not substances with a constant and strictly defined chemical composition. They are complex mixtures of natural hydrocarbons and can be in gaseous, liquid and solid state. This mixture is not simple. It fits the definition of "complex solution of hydrocarbons", where the solvent is a light compound, and dissolved substances – are high-molecular hydrocarbons (including asphaltenes and resins).

The solution differs from the main mixture in that the components contained in the solution can interact with each other from a chemical and physical point of view, as a result of which the solution can acquire new properties that were not in the original compounds.

The main physical characteristics of oil are:

- density;
- viscosity;
- the sulfur content of the oil;
- paraffinicity;
- gas content;
- saturation pressure;
- compressibility;
- thermal expansion coefficient;
- volume ratio;
- pour;

- optical oil properties.

There is a lot of dissolved gas in oil reservoirs, so in natural conditions its density is less (1,2 – 1,8 times) than in the extracted degassed raw materials.

By the value of this parameter oil is divided into the following classes:

- class of very light oils (density less than 0.8 g/cm^3);
- light oil (0.80 to 0.84 grams/cm^3);
- class of medium oils (from 0.84 to 0.88 grams/cm^3);
- heavy oil (density – from 0.88 to 0.92 grams/cm^3);
- very heavy grade oil (> 0.92 grams per cubic centimeter).

The viscosity of this mineral is the property of this substance to resist the movement relative to each other oil particles in the movement of oil. In other words, this parameter is characterized by the mobility of this hydrocarbon solution.

Viscosity can be dynamic and kinematic.

Dynamic shows the value of the resistance force to the movement of the liquid layer, the area of which is one square centimeter per 1 centimeter at a speed of 1 centimeter per second. Kinematic viscosity characterizes the property of oil to resist the movement of one liquid part relative to another, taking into account the force of gravity.

Raised to the surface of the oil in this parameter is divided into:

- low viscosity (viscosity – less than 5 MPa/s);
- with high viscosity (from 5 to 25 MPa/s);
- high viscosity (greater than 25 MPa/s).

The lighter the hydrocarbon liquid is, the lower its viscosity value. In the reservoir, this parameter of oil is less (and – ten times) than the viscosity of the same oil, raised to the surface and degassed. The value of this physical parameter is large because it allows you to determine the extent of migration during the formation of deposits.

The inverse of viscosity is called fluidity.

The sulfur content in oil is a very significant parameter that affects the oxidizing properties of this mineral. The more sulfur compounds in it – the higher the corrosion aggressiveness of raw materials and their petroleum products.

According to this indicator, oil can be:

- low-sulfur (up to 0.5 percent);
- sulphurous (from 0.5 to 2 percent);
- high-sulfur (> 2 percent sulfur).

Paraffinicity it is an important characteristic of oil, which directly affects the technology used in its production, as well as its pipeline, and water transportation. Paraffinicity is the content in raw materials of solid hydrocarbons called paraffins (formula from $C_{17}H_{36}$ to $C_{35}H_{72}$) and ceresins ($C_{36}H_{74}$ to $C_{55}H_{112}$).

Their concentration in some cases reaches 13-14 percent, and, for example, the oil of the Kazakh field Uzen generally has this figure at the level of 35 percent. The more paraffinic it is, the harder it is to extract and transport raw materials. Paraffins are characterized by the ability to crystallize, which leads to their loss in the solid precipitate, and this clogs the pores in the productive formation, deposits appear on the walls of the tubing, in the valves and other technological equipment.

By the value of this parameter oil can be:

- malabarista (< 1.5 percent);
- paraffin (1.5 to 6 percent);
- highly paraffinic (> 6 percent).

Gas content characterizes the number of cubic meters of gas in one ton of degassed oil. In other words, the gas content is a quantitative characteristic of how much dissolved gas was in the oil that was in the reservoir, and how much of it will go into the free state during the extraction of raw materials to the surface.

The value of the gas factor can reach 300 – 500 cubic meters per ton, although its average value varies from 30 to 100 cubic meters per ton.

Saturation pressure (the pressure at which vaporization begins) is the value of the pressure at which oil begins to release gas.

In natural conditions the productive layer is in-situ pressure or equal, get less of it. In the first gas is completely dissolved in liquid, and in the second there is a gas under saturation.

Compressibility is due to the elasticity of oil and is characterized by a compressibility factor. This parameter shows the amount of change in the volume of raw materials in the reservoir in the case of pressure changes by 0.1 MPa.

The compressibility factor is taken into account in the early stages of development, when the elasticity of gas and liquid in the reservoir is still wasted, as a result of which it plays an important role in the energy of the reservoir.

The coefficient of thermal expansion shows how the initial volume of raw materials changes if the temperature changes by 1 degree Celsius.

It is used in the process of design and practical application of methods of thermal influence on productive layers.

The volume ratio which characterizes the volume of the manifold is cubic meter of degassed raw material until it is saturated with gas.

The value of this indicator is usually greater than one. Average values range from 1.2 to 1.8, although they can reach two or three units. The volume factor is used in the calculations to determine the amount of reserves, as well as in the calculation of the oil recovery coefficient of the productive layer.

Pour point shows at what temperature in the tube the level of chilled oil does not change when it is tilted by 45 degrees.

There are some optical oil properties. The main optical property of this substance is its ability to rotate to the right (occasionally—to the left) the plane of the polarized light beam.

When oil is irradiated with ultraviolet light, they begin to glow, which indicates their ability to luminescence.

Light varieties of "black gold" luminesce in the blue and blue spectrum, and heavy – in yellow and yellowish-brown.

2.10 Oil and gas separator

Oil and gas separator is a device in which oil is separated from associated gas (or water is separated from oil) due to different density of liquids. There are horizontal, vertical and hydrocyclone separators.

Main scopes of separators of oil: petrochemical, oil processing and other spheres where division of oil emulsions is required.

2.3.1 Operating principle of oil and gas separator

The process of separating oil from gas carried out in the separator is called separation. The separation goes through several stages, the amount of which depends on the volume of degassed oil obtained from the formation fluid.

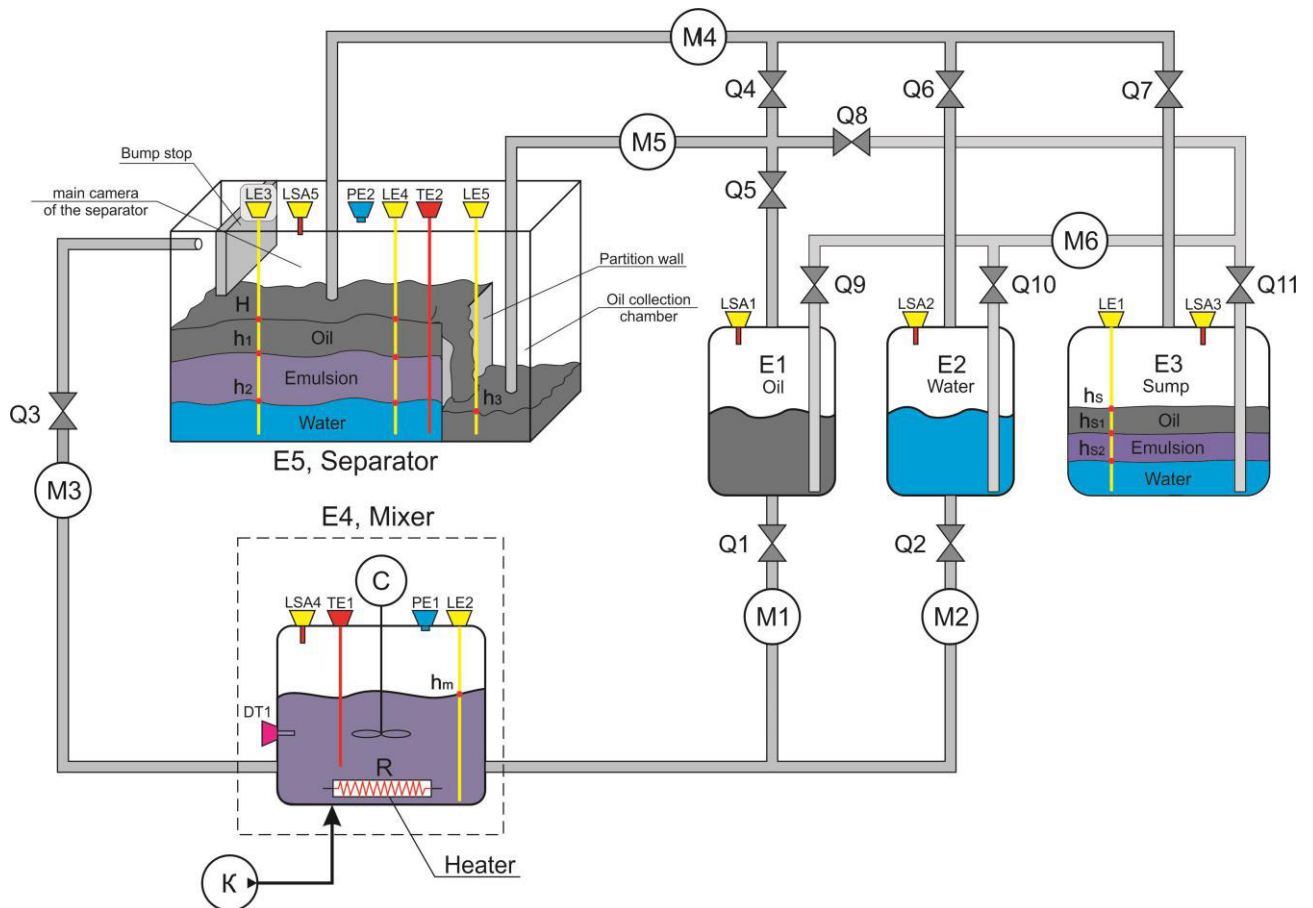
The principle of operation of the separator is based on the action of the centrifugal force separating the liquid into solid and liquid phase. Through the main pipe, the suspension enters the upper part of the drum, where it is cleaned of heavy elements, from there it is forced into the channels of the plate holder, and then into the separation chamber.

3 Structure and the operation principle of the stand

3.1 Development of the structural scheme of the stand

The main components of the stand ensuring its functioning are: oil tank, water tank, sump, mixer, separator, instrumentation and actuators.

The structural scheme of the stand is shown in figure 6.



M1-M6 – pumps, Q1-Q11 – Solenoid valves, LS1-LS5 level switches, LE1-LE5 – level transmitters, DT1 – density sensor, TE1-TE2 – temperature sensor, PE1-PE2 – pressure sensors, R – heater, K – compressor, C – mixer, H – liquid level in E5, h_1 – the boundary of the phase separation of oil/emulsion in E5, h_2 – the boundary of the phase separation of emulsion/water in E5, h_3 – liquid level in the chamber for collecting oil in E5, h_m – liquid level in E4, h_s – liquid level in E3, h_{s1} – phase boundary oil/emulsion in E3, h_{s2} – phase boundary emulsion/water in E3.

Figure 6 – Structural diagram of the stand

The work of the stand begins with filling the mixer E4 with water and oil from tanks E1 and E2, after which the emulsion is prepared and pumped into the separator E5.

In the separator, the emulsion is divided into oil and water. This process is controlled by sensors and after the separated oil and water are removed into containers E1 and E2. If in the separator there is separated emulsion, it is pumped into the sump E3.

4 Development of algorithms of work of the stand

The developed stand can operate in two modes:

- static mode;
- dynamic mode.

Also, to ensure the functionality of the equipment of the stand, a mode of technological run was developed.

4.2 The algorithm of the stand in static mode

To conduct the experiment in static mode, you must enter the following data:

- volume of water;
- volume of oil;
- heating temperature of the emulsion in the mixer;
- duration of the mixing liquid;
- compressed air pressure;
- duration of the compressed air supply;
- time separation of the emulsion.

If you run a stand in the static mode, it checks for the presence of liquid in the tanks E3, E4, E5, and if there is liquid, then it is pumped into the container E1, E2. In the presence of an emulsion in E4, E5, it is pumped into a container E3. If the E3 is not separated emulsion, it continues to settle until complete separation.

When the mixer E4 ($h_C = 15$ l) is filled with oil (pump M1 is switched on and valve Q1 is opened), then with water (pump M2 is switched on and valve Q2 is

opened). Further mixing of water and oil is carried out (the mixer C is switched on). Then, depending on the settings entered by the user, heating is carried out (the heater R is turned on), and compressed air is supplied to the emulsion (the compressor K is turned on).

The prepared emulsion is pumped into the main chamber of the separator E5 (the pump M3 is switched on and the valve Q3 is opened). Getting into the separator, the emulsion hits the bump, which contributes to the separation of oil water and air.

The main tank of the separator is filled to the mark of 300 mm (15 l). In this case, the liquid through the barrier does not overflow.

The oil/emulsion and emulsion/water phase boundaries in the main separator chamber are controlled by level gauges (LE3-LE4).

In the process of separation, data is read from the sensors of the main separator chamber (LE3, LE4, LSA 7, P2, T2), on the basis of which a report is formed at the end of the experiment.

After the experiment, the separated water is pumped from the main chamber of the separator E5 to the tank E2 (the pump M4 is switched on and the valve Q6 is opened).

In the presence of an emulsion layer (a mixture of water and oil) , it is pumped in the sump 3 (the M4 pump turns on and the Q7 valve opens) and settled until the water and oil are completely separated.

The remaining oil is pumped into the E1 tank (the M4 pump is switched on and the Q4 and Q5 valves are opened).

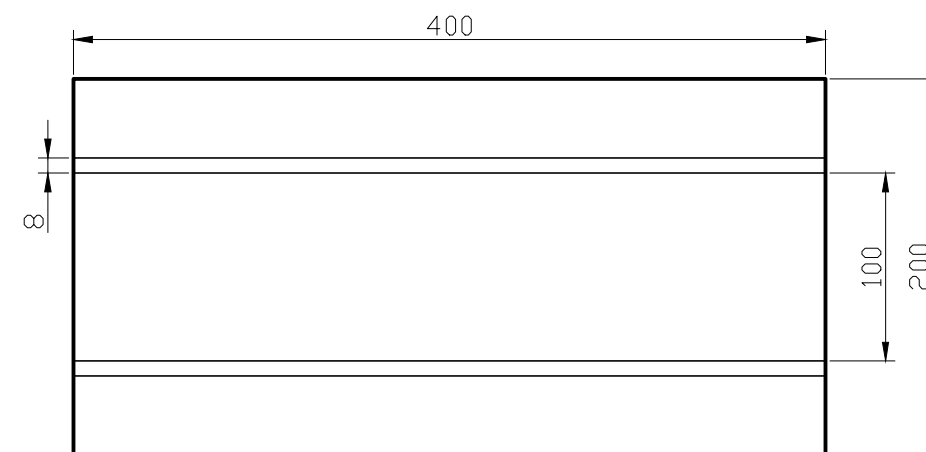
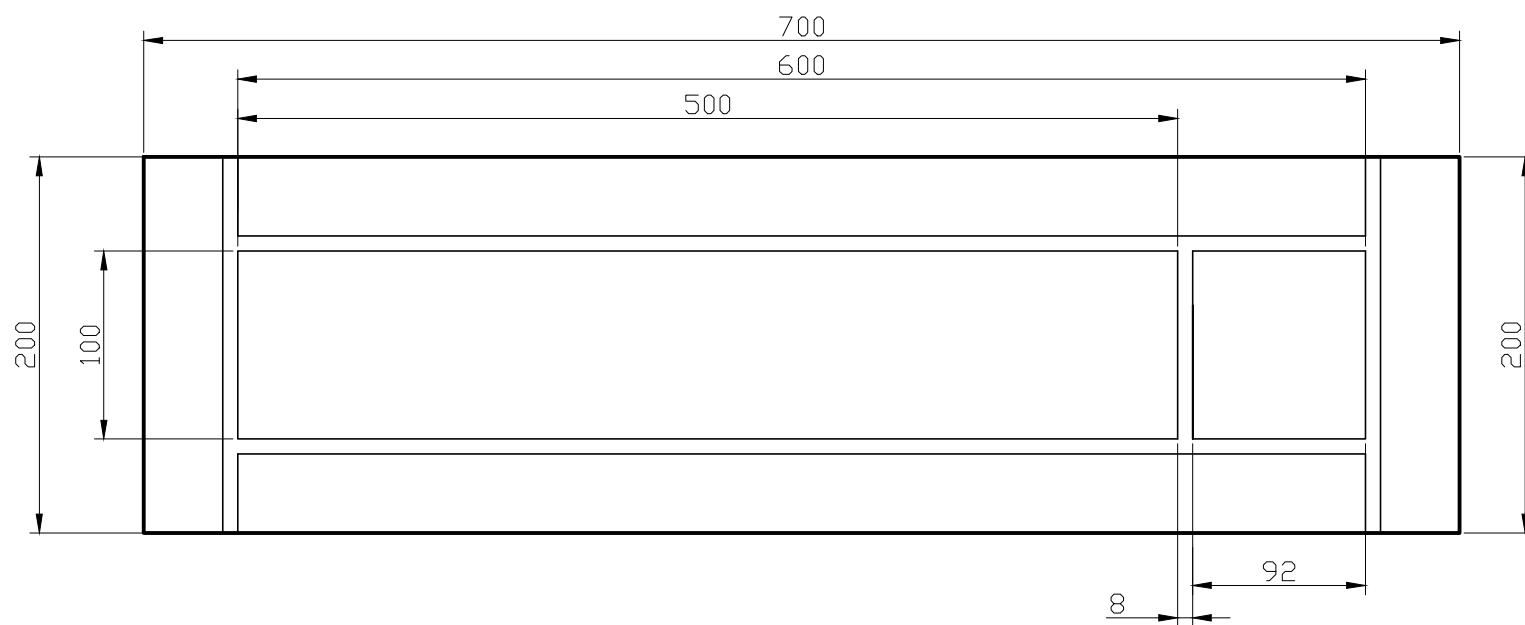
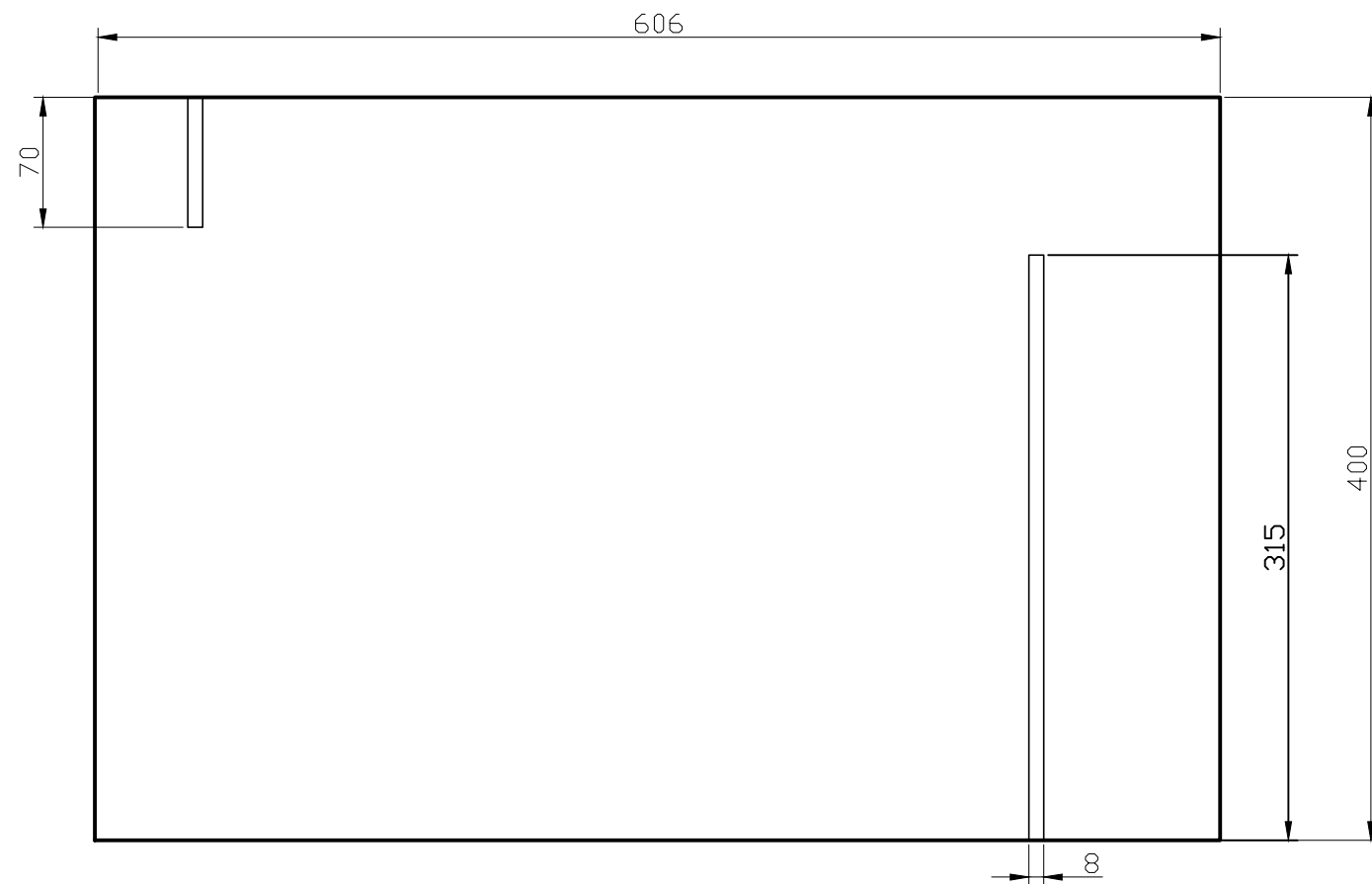
When you restart the stand in any mode and complete separation of the emulsion in E3, the separated water and oil from E3 will be pumped into the E2 tank (the M6 pump is turned on and the Q10, Q11 valve opens) and E1 (the M6 pump is turned on and the Q9, Q11 valve opens).

CONCLUSION

The result of the Master's thesis was the developed stand of physical similarity “3-phase oil separator”. When performing the work, the choice of equipment was made, the algorithms of the stand in static and dynamic mode and the algorithm of technological run of the stand equipment were developed, a simulation model of the stand using the Simulink software package and the stand separator chamber was developed.

The equipment of mainly domestic production is a part of the stand. The ideology of development allows, if necessary, to replace imported components with domestic analogues without losing of operational capabilities.

All requirements of the technical specification are fulfilled in full.



Перв. примен.

Страв. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
		Разраб. Данишевский Р.Г.		
		Пров. Филипас А.А.		
		Т.контр.		
		Н.контр.		
		Утв.		

ФЮРА.ХХХХХХ.03

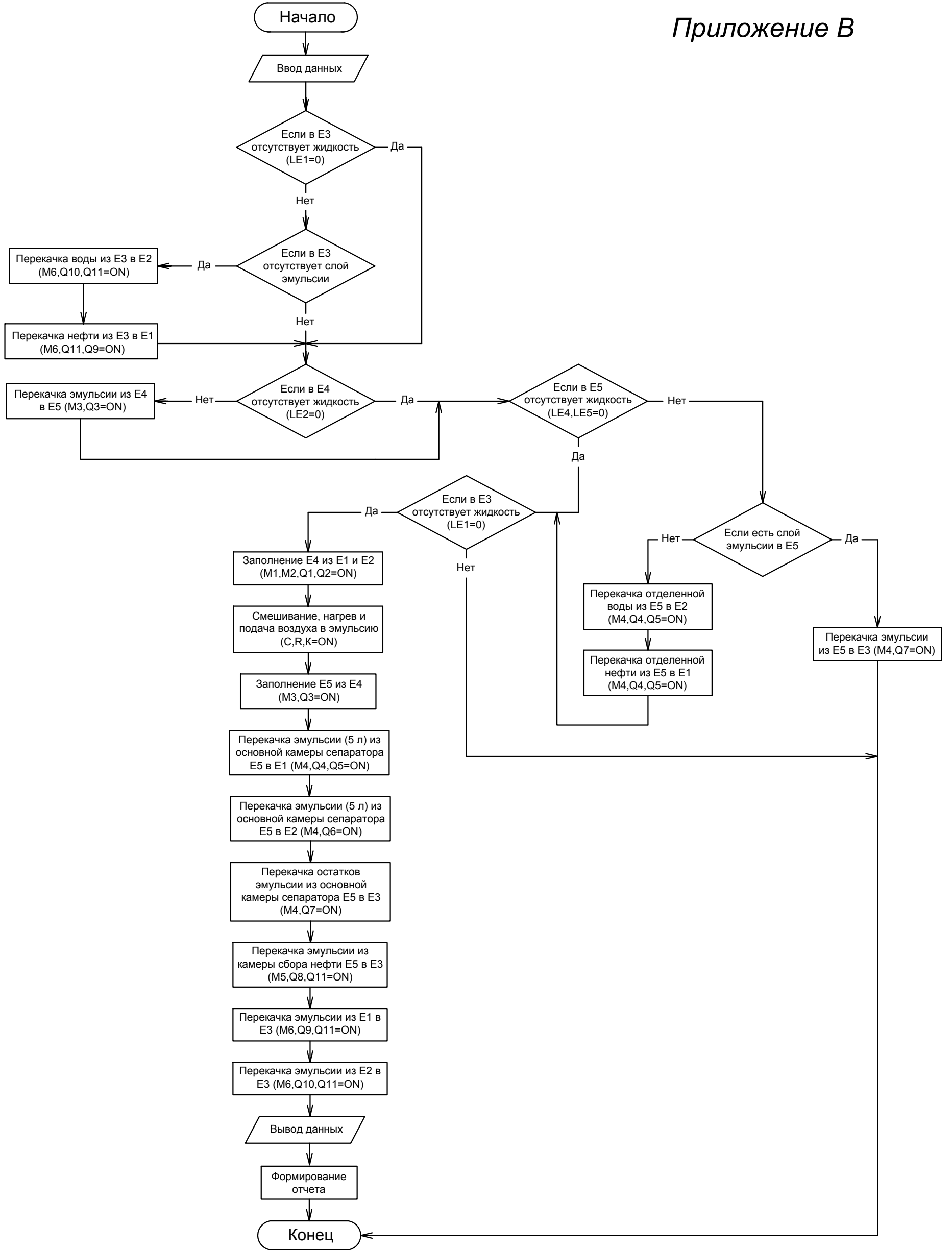
Разработка
автоматизированного стенда
физического подобия

Лит. Масса Масштаб

Лист Листов

Конструкция
сепаратора стенда

ТПУ ИШИТР
гр. 8ТМ71



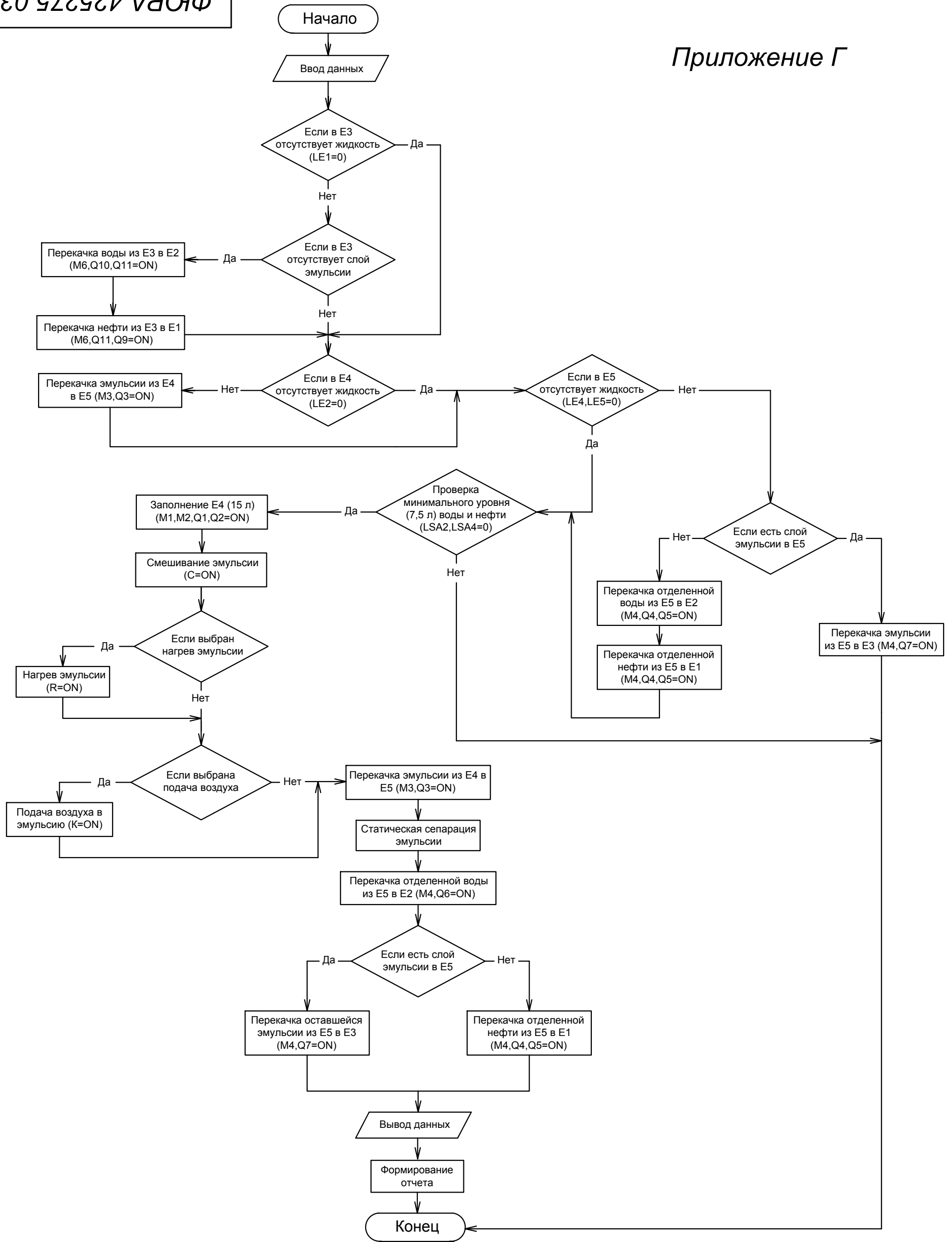
Перв. примен.	
Справ. №	

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Данишевский Р.Г.		
Проб.		Филипас А.А.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

ФЮРА.425275.03

Разработка автоматизированного стенда физического подобия	Лит.	Масса	Масштаб
	Лист	Листов	
Блок-схема алгоритма технологического прогона оборудования стенда	ТПУ ИШИТР гр. 8ТМ71		



Перв. примен.
Справ. №

Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Данишевский Р.Г.		
Проб.		Филипас А.А.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

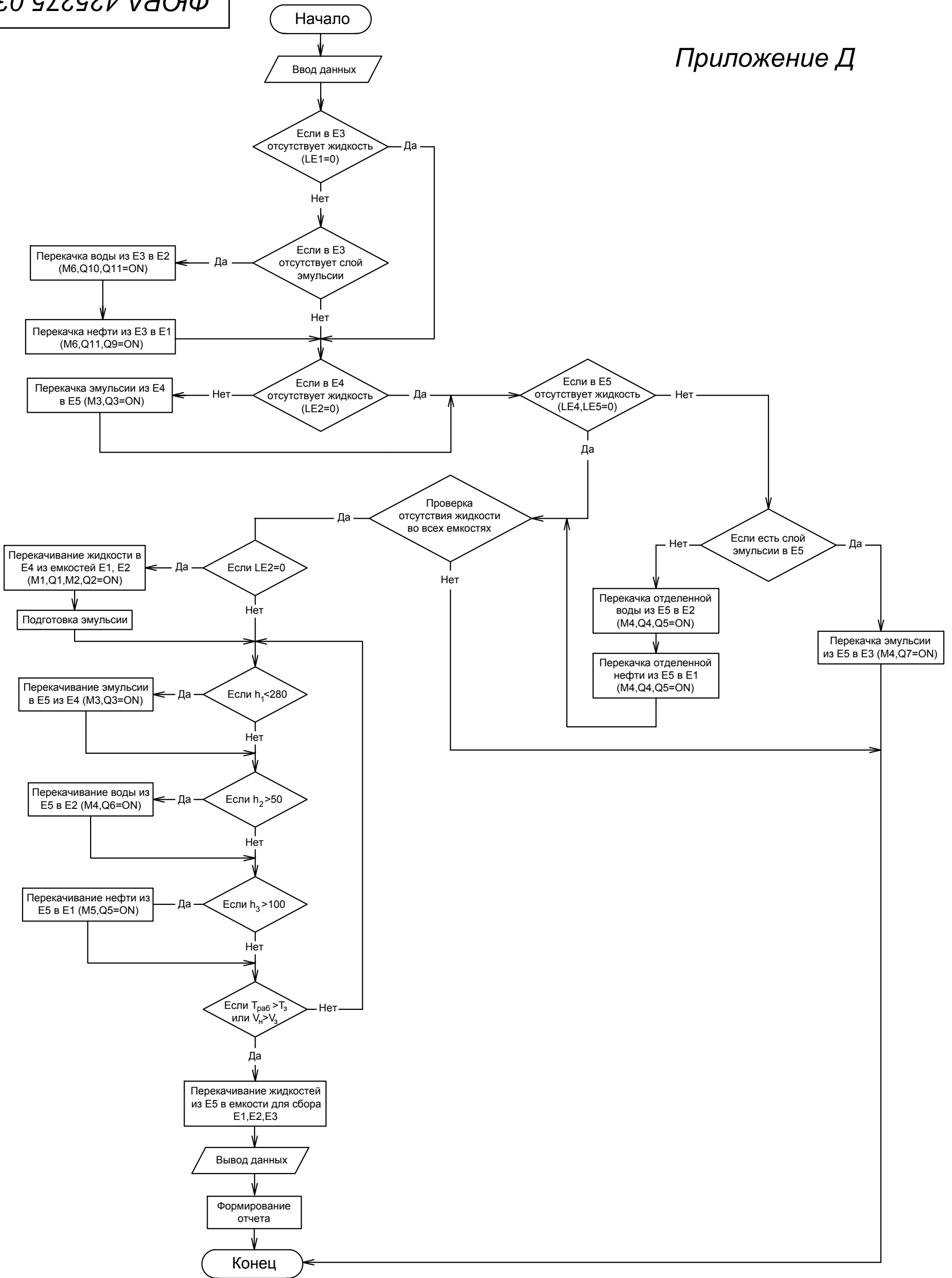
ФЮРА.425275.03

Разработка
автоматизированного стенда
физического подобия

Блок-схема алгоритма работы
стенда в статическом режиме

Лит.	Масса	Масштаб
Лист	Листов	

ТПУ ИШИТР
гр. 8ТМ71



Перв. примен.
Справ. №

Погр. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Погр. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Погр.	Дата
Разраб.		Данишевский Р.Г.		
Проб.		Филипас А.А.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

ФЮРА.425275.03

Разработка автоматизированного стенда физического подобия	Лит.	Масса	Масштаб
	Лист	Листов	
Блок-схема алгоритма работы стенда в динамическом режиме	ТПУ ИШИТР гр. 8ТМ71		