

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (профиль) 18.03.01 «Химическая технология» (Химическая
технология природных энергоносителей и углеродных материалов)
Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация установки предварительного сброса воды (УПСВ) на месторождении

УДК 622.276.8.054-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Колосова Анна Дмитриевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Самборская Марина Анатольевна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н		

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Кузьменко Е.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д43	Колосовой Анне Дмитриевне

Тема работы:

Модернизация установки предварительного сброса воды (УПСВ) на месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.03.19 г. № 2136с.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.05.19 г.
--	--------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технологическая схема и оборудование УПСВ, система автоматизированного проектирования Unisim Design, методы технологического расчета сепараторов
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Технико-экономическое обоснование: Пути повышения эффективности установок подготовки нефти на месторождении. Аналитический обзор: Методы обезвоживания и обессоливания нефти; конструкции и технологический расчет сепараторов. Постановка задачи исследования. Экспериментальная часть: Изучение вариантов ТС УПСВ Расчет материальных балансов Технологический расчет дополнительного оборудования (НГС, ТФС) в САПР Unisim Design Оценка эффективности рассчитанных вариантов установки дополнительного оборудования Выводы и рекомендации по модернизации УПСВ Заключение
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОСГН Трубникова Наталья Валерьевна
Социальная ответственность	Ассистент ООД ШБИП Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.01.19 г.
--	---------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Самборская М.А.	к.т.н.		14.01.19 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Колосова А.Д.		14.01.19 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д43	Колосовой Анне Дмитриевне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение химической инженерии
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НИИ 8775 руб.; Человеческие ресурсы: 2 человека, 101207,07 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов: - временные - материально-технические - финансовые - человеческие	Определение и анализ трудовых и денежных затрат, направленных на реализацию исследования Районный коэффициент – 30%;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011 Тариф страховых взносов – 27,1%; Налог на добавленную стоимость – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проанализировать конкурентные технические решения. Составить SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Структура работ в рамках НИ. Определение трудоемкости работы. Разработка графика проведения НИ. Бюджет НИИ. Расчет материальных затрат НИИ. Расчет заработной платы исполнителей НИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегральных финансовых показателей, интегральных показателей эффективности разработки. Сравнительная эффективность НИ.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений	
2. Матрица SWOT	
3. Альтернативы проведения НИ	

4.	<i>График проведения и бюджет НИ</i>
5.	<i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.01.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доктор исторических наук	Трубникова Наталья Валерьевна	профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д43	Колосова Анна Дмитриевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2д43	Колосовой Анне Дмитриевне

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования-установки предварите оного сброса воды НГКМ Область применения-Нефтегазовая промышленность
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение Законе РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Мероприятия по снижению воздействия	Опасные факторы: 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны 2. Превышение уровней шума 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Контакт с насекомыми Вредные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2. Поражение Электрическим током 3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу: поступление диоксида азота, оксида азота, бенз(а)пирена, метана, оксида углерода и др. Воздействие на гидросферу: – нарушение параметров поверхностного стока и сложившегося гидрологического режима; – загрязнение нефтью поверхностного стока;

	– изъятие водных ресурсов Воздействие на литосферу: – изменение высотных отметок поверхности земли; – активизации процессов заболачивания; – развития почвенной эрозии.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – возникновение пожаров; – аварийные разливы нефти и нефтепродуктов; – взрывы на технологических сооружениях; – аварии с выбросом химически опасных веществ; – аварии на электроэнергетических системах; – аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения; – аварии на очистных сооружениях; – террористические акты, войны, локальные и региональные военные конфликты; Наиболее типичные ЧС: аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.01.2019г.
---	---------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2д43	Колосова А.Д		

Список использованных сокращений

БАС – блочная автоматизированная сепарационная установка

БПВ – блок подготовки воды

ГС – газовый сепаратор

ГСВ – газовый сепаратор вертикального типа

ДНС –дожимная насосная станция

ИТК – интегральная температура кипения

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

КНС – кустовая насосная станция

НГС – нефтегазосепараторы

НГСВ – нефтегазовая смесь на входе

ППГ – подогреватель воды

РВС – резервуар вертикальный стальной

РК – расширительная камера

СУРФиКП – система управления розжигом факела и контроля пламени

ТУПС– трубное устройство предварительной сепарации

УФИС – факельная установка инжекционного типа

УПН – установка подготовки нефти

УПСВ – установка предварительного сброса воды

УСТН – установка сепарационная трубная наклонная

УУН –узел учета товарной нефти

ФЛ – флотатор

ФС – сорбентный фильтр

Реферат

Выпускная квалификационная работа 101 с., 26 рис., 13 табл., 59 источников.

Ключевые слова: месторождение, установка предварительного сброса воды, технологическая установка, сепаратор, скважинная продукция, нефтегазоводяная смесь, товарная нефть, инженерные коммуникации, куст скважин, горизонтальная факельная установка, производительность, эксплуатация.

Объектом исследования является установка предварительного сброса воды.

Цель работы – проверка возможности повышения производительности установки предварительного сброса воды за счет замены двухфазного сепаратора на трехфазный.

В настоящей работе рассмотрены варианты повышения пропускной способности установки предварительного сброса воды месторождения за счет замены двухфазного сепаратора на трехфазный, а также технология обезвоживания и обессоливания нефти. Рассмотрены принцип работы установок предварительного сброса вод, а также различные виды сепараторов. Отражены пути повышения производительности установки за счет снижения нагрузки на нефтехранилище.

Оглавление

Введение	13
1. Пути повышения эффективности установок подготовки нефти на месторождении	14
2. Методы обезвоживания и обессоливания нефти	24
2.1 Характеристика нефтяных эмульсий	24
2.2 Образование нефтяных эмульсий	28
2.3 Механические методы	34
2.3.1 Фильтры	34
2.3.2 Гравитационное отстаивание	35
2.4 Химические методы	37
2.4.1 Внутритрубная деэмульсация	37
2.4.2 Холодный отстой	38
2.4.3 Термохимическое обессоливание и обезвоживание	38
2.5 Электрические методы	40
2.5.1 Электрообработка эмульсий	40
2.5.2 Электродегидратор	41
3. Конструкции и технологический расчет сепараторов	42
3.2 Горизонтальный сепаратор	45
3.3 Гидроциклонный сепаратор. Турбосепаратор	46
3.4 Технологический расчет сепараторов	48
4 Объект и методы исследования	51
4.1 Технологическая схема установки	51
5 Экспериментальная часть	53
5.1 Постановка задачи исследования	53
5.1.1 Технология сепарации нефти	53
5.1.2 Выбор конструкции сепаратора	54
5.2 Разработка модели сепаратора в Unisim Design	57
5.3 Сравнительный анализ исходной и модернизированной схемы	61
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	64
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	64
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	64
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	66
6.1.3 SWOT-анализ	67
6.2 Планирование научно-исследовательских работ	68
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	68
6.2.2 Определение трудоёмкости выполнения работ	69
6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	70

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	74
6.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	74
6.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	75
6.3.3 Отчисления по внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	76
6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	77
7 Социальная ответственность.....	80
7.2 Производственная безопасность	81
7.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды	82
7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия факторов.....	88
7.3 Экологическая безопасность	88
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
Заключение.....	96
Список литературы.....	97

Введение

Нефтедобывающая отрасль в настоящее время является наиболее важным звеном экономики России.

Разработка нефтяных месторождений является динамически развивающимся процессом. Главная задача добывающих предприятий – добиваться высокого качества подготовки нефти, для дальнейшей ее транспортировки к отечественным нефтедобывающим производствам.

Высокие требования к качеству нефти, актуальны в современных условиях и требует совершенствования процессов их переработки.

Добываемая из скважин нефтесодержащая жидкость в своем составе также имеет газы различного состава и пластовые воды как в эмульсированном, так и в свободном состоянии. Кроме этого присутствуют механические примеси и минеральные соли

Наличие в скважинном флюиде всего выше перечисленного не только существенно осложняет процессы транспортировки и подготовки нефти, но и обуславливает необходимость строительства установки предварительного сброса воды непосредственно на нефтегазодобывающем промысле. Физико-химические свойства скважинного флюида оказывают решающее влияние на выбор режимов и технологических схем в процессах подготовки нефти. При достижении скважинным флюидом значений обводненности в 25-30% остро встает вопрос о сепарации газа и предварительном сбросе воды. Так как действующие установки подготовки рассчитываются на начальный этап разработки месторождения, когда поступающий флюид содержит не более 30% пластовой воды, то на них отсутствуют очистные сооружения соответствующей производительности. Повышение производительности установок подготовки нефти путём правильной организации предварительного сброса воды и применения эффективных технологий является актуальной задачей в процессах подготовки нефти.

1. Пути повышения эффективности установок подготовки нефти на месторождении

Рассмотрим изобретение Хазиева Н.Н.[1] Изобретение автора относится к нефтяной промышленности и может использоваться при подготовке нефти на компактных объектах добычи нефти и при стесненных условиях, например, на морских платформах. Аппарат состоит из унифицированных блоков, в каждом из которых имеется зона отстоя и отсек накопления подготовленной нефти. В зоне отстоя каждого блока выполнены перегородки, уровни верхних кромок которых в каждом последующем блоке смещены вниз по сравнению с предыдущим. За разделительными перегородками корпуса по ходу движения потока размещены смесители, служащие для смешения нефти с промывочной водой и другими компонентами, при этом в последующий блок нефть перетекает из нижней части накопительного отсека предыдущего блока. Верхняя часть разделительных перегородок имеет каналы для сообщения газовых пространств всех блоков для вывода газа из аппарата. Технический результат состоит в обеспечении высокого качества подготовки нефти в осложненных условиях.

Целью изобретения является разработка многофункционального аппарата для подготовки нефти, обеспечивающего очистку нефти от газа, воды, солей и других вредных или балластных компонентов.

В результате решения данной задачи появляется возможность получения технических результатов, состоящих в том, что предлагаемое устройство обеспечивает подготовку добытой нефти требуемого качества в одном аппарате с минимальными затратами времени и средств.

Поставленная задача решается тем, что в известном аппарате для подготовки нефти, включающем горизонтальный корпус, разделенный перегородкой на блоки, которые сообщены между собой через патрубок со смесителем для смешения обезвоженной нефти с пресной водой, вмонтированный в нижнюю часть разделительной перегородки, патрубок для

подачи подготавливаемой нефти, патрубки для вывода нефти, газа и воды с механическими примесями, патрубки для размещения уровнемеров, согласно изобретению в корпусе аппарата выполнено два и более унифицированных блока, которые образованы разделением внутренней полости корпуса аппарата разделительными перегородками, глухо соединенными с нижней и верхней частью корпуса. При этом в каждом блоке установлены перегородки, создающие зону отстоя, и переливная перегородка, глухо соединенная с нижней частью корпуса, создающая отсек для накопления нефти. Уровни верхних кромок перегородок, создающих зону отстоя, в каждом последующем блоке смещены вниз по сравнению с предыдущим блоком. Смесители размещены за разделительными перегородками корпуса по ходу движения потока так, что в последующий блок нефть поступает из нижней части накопительного отсека предыдущего блока через патрубок в нижней части разделительной перегородки и смеситель, а верхняя часть разделительных перегородок имеет каналы для сообщения газовых пространств всех блоков для вывода газа из аппарата.

Выполнение многофункционального аппарата из унифицированных блоков, позволяющих каждому в отдельности выполнять операции сепарации свободного газа, обезвоживания, обессоливания, очистки от механических и других балластных примесей одновременно, расширяет область применения аппарата, обеспечивая высокое качество подготовки нефти в осложненных условиях, упрощает процесс изготовления аппарата.

Эффективная работа многофункционального аппарата обеспечивается интенсификацией процессов в каждом блоке в результате использования системы перегородок, создающих благоприятный гидродинамический режим потока жидкости при отстое.

При отсутствии необходимости дополнительной специальной подготовки последующий блок может быть использован как вторая ступень подготовки в предыдущем блоке, что позволит увеличить пропускную способность аппарата при повышенном качестве подготовленной нефти.

Снабжение каждого блока отсеком для накопления подготовленной нефти обеспечивает четкое отделение подготовленной части нефти, предотвращает повторное смешение ее с неотстоявшейся частью.

Отбор нефти, подготовленной в предыдущем блоке, для направления в последующий блок, из нижней части накопительного отсека через патрубок в разделительной перегородке предупреждает попадание газа из газового пространства в поток нефти и повторное смешение ее с газом, не возникают возмущения в зоне отстоя и не нарушается режим отстоя.

Выполнение уровня верхних кромок перегородок в зоне отстоя блоков со смещением вниз относительно предыдущего блока обеспечивает переток нефти последовательно из предыдущего блока в последующий без использования каких-либо средств перекачки.

Такое выполнение аппарата позволяет выполнить основные операции подготовки нефти, такие как сепарация газа, обезвоживание, очистка от механических примесей, обессоливание, очистка от других балластных и вредных примесей, например, сероводорода в одном компактном аппарате.

На чертеже представлена общая схема заявляемого multifunctional аппарата для подготовки нефти.

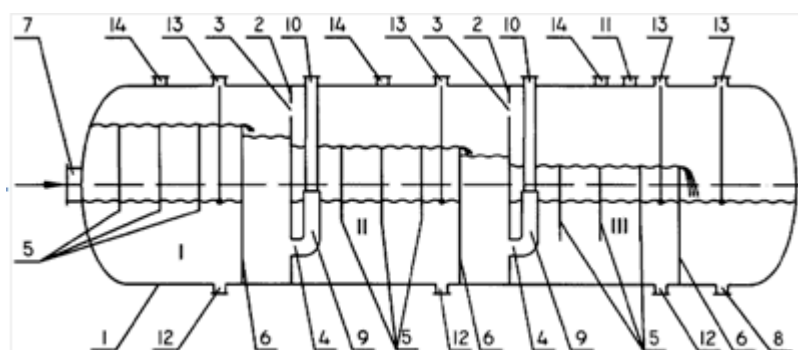


Рисунок 1 – Аппарат multifunctional для подготовки нефти

1 – корпуса; 2 – разделительные перегородки; 3 – каналы; 4,7,10,11,12,13 – патрубки; 5,6 – перегородки; 9 – смесители; 14 – люки-лазы

Аппарат multifunctional для подготовки нефти работает следующим образом.

Продукция нефтедобывающих скважин в виде газожидкостной смеси подается по патрубку 7 в первый блок корпуса 1. При этом газожидкостная смесь уже подготовлена к разделению на компоненты, поскольку содержит необходимые химические реагенты, добавляемые обычно на прием насоса в скважине, а при необходимости и в коллектор системы сбора продукции скважин.

Поступающая продукция скважин заполняет первый блок корпуса 1. После перекрытия жидкостью нижней кромки перегородок 5 корпуса 1 продукция скважин начинает разделяться на водную и нефтяную фазы. Водная фаза опускается в нижнюю часть блока I, а нефтяная фаза накапливается перед перегородками 5 и, дойдя до уровня верхней кромки перегородок 5, движется тонким слоем выше перегородок 5. С тонкого слоя эмульсии интенсивно выделяется газ, вода и механические примеси. Выделившийся газ занимает пространство выше уровня жидкости, нефть, очищенная от свободного газа, воды и механических примесей, переливается через переливную перегородку 6 и накапливается в отсеке между переливной перегородкой 6 и разделительной перегородкой 2. Вода, выделившаяся в первом блоке, удаляется через патрубок 12 перед переливной перегородкой 6. Вместе с водой удаляются и механические примеси.

Очищенная в первом блоке нефть через патрубок 4 поступает в смеситель 9, расположенный во втором блоке. Если второй блок предназначен для обессоливания нефти, то в смеситель 9 через патрубок 10 (одновременно с обезвоженной нефтью) подают пресную воду. При интенсивном перемешивании нефти с пресной водой, имеющаяся соль в нефти вымывается. Нефть, перемешанная с пресной водой, заполняет второй блок в корпусе 1 аппарата. При этом, так же, как и в первом блоке, нефтяная фаза движется выше перегородок 5, а водная фаза - ниже перегородок 5. Во втором блоке при движении выше перегородок 5 выделяются промывочная вода и имеющиеся в нефти газ и механические примеси. Выделившийся газ поступает в газовое пространство выше уровня жидкости, промытая от солей нефть, переливаясь

через переливную перегородку 6, поступает в отсек между переливной перегородкой 6 и разделительной перегородкой 2 второго блока. Промывочная вода, насыщенная солями, накапливается в нижней части второго блока и удаляется через патрубок 12. Вместе с водой удаляются и механические примеси, выделившиеся во втором блоке.

Обессоленная нефть из второго блока через патрубок 4 поступает в смеситель 9, расположенный в третьем блоке. В случае необходимости очистки нефти от сероводорода в смеситель 9 через патрубок 10 подают реагент на водной основе для поглощения сероводорода. При смешении нефти с реагентом на водной основе поглощается сероводород. Нефть заполняет третий блок и отстаивается в зоне отстоя с перегородками 5. Имеющаяся в нефти газовая фаза отделяется и занимает газовое пространство. Нефть движется тонким слоем выше перегородок 5, при этом вода с реагентом и поглощенным сероводородом осаждается, а очищенная нефть, переливаясь через переливную перегородку 6, занимает отсек для очищенной нефти. Отделившаяся вода занимает нижнее пространство третьего блока до переливной перегородки 6. Газ из газового пространства удаляется через патрубок 11, нефть отводится через патрубок 8, вода - через патрубок 12.

Уровень границы раздела фаз «нефть - вода» контролируют в каждом блоке уровнемерами, установленными в патрубках 13, уровень нефти контролируют уровнемером, установленным только в отсеке за перегородкой 6 третьего блока. Уровень нефти в других частях аппарата устанавливается в соответствии с высотой переливных перегородок 6, что позволяет сократить капитальные затраты на уровнемеры и средства регулирования уровня нефти в аппарате.

Качество подготавливаемой нефти регулируется изменением технологических параметров процесса, а также изменением уровня границы раздела фаз «нефть - вода» в блоках. Наличие нескольких блоков в одном аппарате позволяет подготавливать нефть по всем показателям качества, в том

числе и по тем показателям, для которых требуются особые условия подготовки.

Отдельный блок со смесителем может быть использован и для подогрева нефти в аппарате путем подачи в смеситель теплоносителя в виде горячей нефти, воды и т.д.

В любой блок аппарата через смеситель может подаваться дополнительно необходимый реагент для повышения эффективности технологического процесса и качества подготавливаемой нефти.

Наличие в каждом блоке отсека для накопления подготовленной нефти обеспечивает надежную работу каждого блока и позволяет контролировать качество подготовленной нефти.

Таким образом, многофункциональный аппарат для подготовки нефти является универсальным. При необходимости число блоков может быть увеличено. При отсутствии подготовки нефти в отдельных блоках свободные блоки могут служить дополнительной ступенью операции подготовки нефти в предыдущем блоке. При этом достигается увеличение пропускной способности аппарата, высокое качество подготовки нефти с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами.

Изобретение Фозекош Д.И. [2] направлено на улучшение качества очистки нефти.

Указанный технический результат при осуществлении изобретения достигается тем, что известная установка подготовки нефти, включающая входной нефтесборный трубопровод, устройство предварительной сепарации, многофазные нефтегазосепараторы с центробежным разделением фаз, узел учета, снабжена установкой магнитной обработки потока, установленной на входном нефтесборном трубопроводе, газовым сепаратором вихревого типа для доочистки газа от капельной жидкости, факельной установкой с системой управления розжигом, при этом устройство предварительной сепарации выполнено в виде трубы с наклонным конусным расширителем, установка также снабжена блоком подготовки воды, состоящим из флотатора, фильтра и

устройства самовакуумирования потока, установленного на входе во флотатор, подогревателем воды с погружным горением, кустовой насосной станцией.

На чертеже представлена схема предлагаемой установки подготовки нефти.

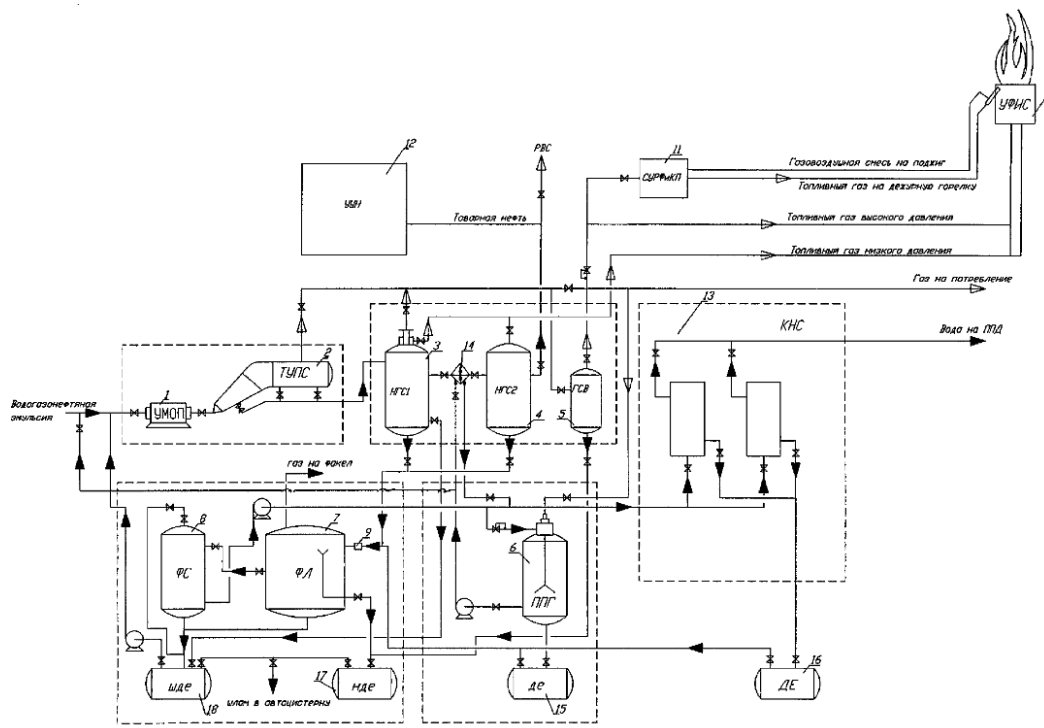


Рисунок 2 – установка подготовки нефти

Установка включает входной нефтесборный трубопровод, устройство магнитной обработки эмульсии 1, расположенное на входном нефтесборном трубопроводе, трубное устройство предварительной сепарации 2 (ТУПС) с наклонным конусным расширителем, модульные многофазные нефтегазосепараторы 3 и 4 (НГС1 и НГС2) с центробежным разделением фаз первой и второй ступени, газовый сепаратор 5 (ГСВ) вихревого типа для доочистки газа от капельной жидкости, подогреватель воды 6 (ППГ) с горелкой погружного горения, блок подготовки воды (БПВ), состоящий из флотатора 7 (ФЛ), сорбентного фильтра 8 (ФС), устройства самовакуумирования потока воды 9, установленного на входе во флотатор, факельную установку инжекционного типа 10 (УФИС) с системой управления розжигом факела и контроля пламени 11 (СУРФиКП), узел учета товарной нефти 12 (УУН), резервуар (РВС) (на чертеже не показан), кустовую насосную

станцию 13 (КНС), теплообменник для подогрева нефти 14, дренажные емкости 15, 16 для воды, дренажную емкость нефтяную 17, дренажную емкость шламовую 18.

Наличие установки магнитной обработки потока, установленной на входном нефтесборном трубопроводе, ускоряет процесс расслоения эмульсии и способствует ее дальнейшему разделению в трубном сепараторе с конусным расширителем, а газовый сепаратор вихревого типа позволяет получить газ глубокой очистки.

Снабжение установки факельным оголовком инъекционного типа с системой управления розжигом обеспечивает полное сгорание газа, направленного на утилизацию.

В блоке подготовки воды, состоящем из флотатора, фильтра и устройства самовакуумирования потока воды, установленного на входе во флотатор, производится глубокая очистка воды от нефтепродуктов и механических примесей. Подогреватель предназначен для подогрева воды при ее непосредственном контакте с продуктами сгорания топливного газа.

Кустовая насосная станция позволяет откачивать воду с установки.

Установка подготовки нефти работает следующим образом.

Водогазонефтяную эмульсию из скважины по нефтесборному входному трубопроводу подают на установку магнитной обработки потока 1, где она подвергается магнитному воздействию (удару), при этом ускоряется процесс расслоения, отделение газа и механических примесей. Далее эмульсия в пульсирующем режиме поступает в трубное устройство предварительной сепарации 2, выполненное с наклонным конусным расширителем, где продукция скважин подвергается воздействию центробежных сил с торможением и одновременным расширением газа, что приводит к изменению температуры газа и инициированию образования капель жидкости из газовой фазы.

Жидкость из ТУПС подается на модульный нефтегазосепаратор первой ступени 3 с центробежным разделением фаз, где отделяется оставшийся

свободный газ высокого давления и механические примеси, которые выводятся из процесса. Газ выводится через верхний отвод в линию газа высокого давления, часть которого поступает в газовый вихревой сепаратор 5 и далее на потребление, а механические примеси - в дренажную емкость 17.

Нефть после первой ступени подогревается в теплообменнике 14 и поступает в нефтегазосепаратор второй ступени 4 для дальнейшей сепарации. Отсепарированная нефть из нефтегазосепаратора 4 подается на узел учета нефти 12 или в резервуар (РВС). Отделившийся в нефтегазосепараторе 4 газ поступает в линию низкого давления и утилизируется на факельной установке 10 с системой автоматического розжига и контроля пламени 11. Вся отделившаяся вода от аппаратов 3, 4, 6 и 13 поступает на блок подготовки воды, включающий флотатор 7, фильтр 8, насос откачки воды (на чертеже не показан). На входе во флотатор установлена установка самовакуумирования потока воды 9, после прохождения через которую происходит разгазирование воды, что способствует ускорению процесса флотации. Осветленная во флотаторе вода (очищенная от шлама и механических примесей) выводится из флотатора и подается на следующую ступень очистки: на фильтры 8, где в качестве фильтрующего материала используется, например, сорбент. Таким образом, в блоке подготовки воды происходит окончательная очистка ее от нефти и механических примесей, далее очищенная вода откачивается на кустовую насосную станцию 13. Часть воды из блока подготовки воды поступает в подогреватель с горелкой погружного горения 6, где нагрев происходит за счет сгорания топливного газа из газопровода (барботажа через слой воды). Нагретая вода может использоваться в качестве горячего теплоносителя в теплообменнике 14 для подогрева нефти. Нефтепродукты, уловленные во флотаторе и фильтре, направляются в дренажные емкости 15, 16 и 17, а шлам - в дренажную емкость для шлама 18.

Использование заявляемой установки подготовки нефти позволит проводить глубокую очистку продукции скважин, а именно нефти, газа и воды, что значительно улучшит качество получаемого товарного продукта.

2. Методы обезвоживания и обессоливания нефти

Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде, и удаление воды, приводит одновременно к обессоливанию нефти. Обезвоживания и обессоливания нефтей производится на установке подготовки нефти (УПН). Поступающая нефть на УПН уже подверглась первичной сепарации и прошла очистку от попутного газа и шлама на ДНС.

В основе процесса обезвоживания лежит дестабилизация (разрушение) нефтяных эмульсий (соединение нефти и воды), образовавшихся в результате закачивания в пласт через нагнетательные скважины воды.

Основные способы обезвоживания и обессоливания условно можно разделить:

- механические;
- химические;
- электрические.

Все эти методы направлены на различные способы увеличения капель воды и её выделение из нефти.

После процесса обезвоживания и обессоливания, нефть может подвергаться дополнительному глубокому обессоливанию. Процесс дополнительного обессоливания похож на процесс обезвоживания. Очищенную от пластовой воды нефть смешивают с пресной водой, создавая искусственную эмульсию (но с низкой соленостью), которую затем разрушают. Выделившееся вода очищается на установке и может, например, закачивается в пласт для поддержания пластового давления и вытеснения нефти.

2.1 Характеристика нефтяных эмульсий

Разработка нефтяных месторождений так или иначе связана с отбором вместе с нефтью попутной воды (закачиваемой или пластовой).

Нефтяные эмульсии - это механическая смесь нефти и пластовой воды, нерастворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

Образование и стойкость нефтяных эмульсий в основном определяется скоростью движения нефте-водяной смеси, соотношением фаз (нефти и воды), физико-химическими свойствами этих фаз и температурным режимом.

В нефтяных эмульсиях принято различать две фазы - внутреннюю и внешнюю. Внутренняя называется дисперсной фазой, и она разобщена, а внешняя называется дисперсной средой, представляющей собой сплошную неразрывную фазу. Нефтяные эмульсии делятся на два больших класса: 1) эмульсии первого рода или прямые, когда капельки нефти, являющиеся дисперсной фазой, равномерно или неравномерно размещены в воде, - дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и условно обозначаются Н/В. Эмульсии второго рода или обратные, когда капельки - дисперсная фаза равномерно или неравномерно размещены в нефти, являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и условно обозначаются В/Н.

Тип эмульсии легко установить определением свойств ее дисперсионной среды.

В эмульсиях Н/В внешней средой является вода, и поэтому они смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью, в то время как эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью. Установлено, что тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов нефти и воды; дисперсионной средой (внешней) обычно стремится стать та жидкость, объем которой больше.

Часто нефтяные эмульсии классифицируются по концентрации дисперсной фазы в дисперсионной среде, и в связи с этим они подразделяются на три типа: разбавленные, концентрированные и высококонцентрированные.

К разбавленным эмульсиям относят системы жидкость - жидкость, объемная доля дисперсной фазы в которых составляет до 0, 2%, к концентрированным эмульсиям до 74%, к высококонцентрированным - свыше 74%.

Особенности разбавленных эмульсий: незначительный диаметр капелек дисперсной фазы (10^{-5} см); существование электрических зарядов на капельках этих эмульсий, движущихся в дисперсионной среде, отсутствие столкновений капелек, так как вероятность их столкновений очень мала, к тому же они имеют одноименные заряды и поэтому эмульсии эти весьма стойкие.

Особенности концентрированных эмульсий; возможность осаждения капелек (седиментация), большая устойчивость эмульсии (в зависимости от свойств эмульгатора).

Особенности высококонцентрированных эмульсий: отсутствие седиментации капелек дисперсной фазы, возможность деформации капелек дисперсной фазы в процессе движения вследствие большой концентрации.

Дисперсные системы, состоящие из капелек одного и того же диаметра, называются монодисперсными, а дисперсные системы, состоящие из капелек различного диаметра, - полидисперсными. Нефтяные эмульсии относятся, как правило, к полидисперсным системам, т.е. к системам, содержащим частицы самых разных размеров.

Дисперсность эмульсии. Дисперсность эмульсии - это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность - основная характеристика эмульсии, определяющей их свойства. Размеры капелек дисперсной фазы в эмульсиях могут быть самыми разнообразными и колебаться в пределах от 0,1 до 100 мкм (10^{-5} - 10^{-2} см). Основной характеристикой дисперсности эмульсий является удельная межфазная поверхность, определяемая из соотношения суммарной поверхности капелек к общему их объему.

Вязкость эмульсии. Вязкость эмульсии зависит от вязкости самой нефти, температуры, при которой получается эмульсия, количества воды, содержащейся в нефти, степени дисперсности, присутствия механических примесей (особенно сульфида железа) и pH воды. Вязкость нефтяных эмульсий не равна сумме вязкости нефти и воды.

При содержании воды в нефти свыше 20% вязкость эмульсии резко возрастает. Максимум вязкости достигается при критической концентрации воды, характерной для данного месторождения. При дальнейшем увеличении воды вязкость эмульсии резко уменьшается. В точке критического значения коэффициента обводнения происходит обращение фаз, в результате чего дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой (внешней, сплошной), а дисперсионная среда (нефть) - дисперсной фазой (разобщенной), т.е. В/Н - Н/В.

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н, поэтому при транспортировании эмульсий всегда нужно стремиться к тому, чтобы внешней фазой была вода, а не нефть (при условии, конечно, что трубопроводы защищены от коррозии).

На промыслах, как правило, встречаются эмульсии трехфазного типа - нефть - вода - газ, в которых дисперсионной (внешней) средой является нефть, а дисперсной фазой - вода и газ.

Плотность эмульсии. Плотность эмульсии можно рассчитать, зная плотности нефти и воды, образующих эмульсию, и их процентное содержание.

Электрические свойства эмульсий. Нефть и вода в чистом виде - хорошие диэлектрики. Проводимость нефти колеблется от 10^{-10} до 10^{-15} (Ом*см)⁻¹, а воды - от 10^{-7} до 10^{-8} (Ом*см)⁻¹. Однако даже при незначительном содержании в воде растворенных солей или кислот электропроводность ее увеличивается в десятки раз. Поэтому электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся воды и степенью ее дисперсности, но и количеством растворенных в этой воде солей и кислот.

Свойства капелек воды располагаться в эмульсиях вдоль силовых линий электрического поля и послужило основной причиной использования этого метода для разрушения нефтяных эмульсий.

Устойчивость нефтяных эмульсий и их старение. Самым важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость (стабильность), т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделяться на нефть и воду. Устойчивость эмульсии определяется временем ее существования. Мерой устойчивости эмульсии может служить изменение ее плотности за определенный промежуток времени в определенном слое или количество выделившейся воды при отстае. Чем выше дисперсность нефтяной эмульсии, тем она устойчивее при всех прочих равных условиях.

На устойчивость эмульсий большое влияние оказывают стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами или естественными поверхностно - активными веществами (ПАВ), образующими на поверхности капель адсорбционные защитные оболочки « брони », которые препятствуют слиянию этих капель.

Устойчивость нефтяных эмульсий в большой степени зависит также от электрического заряда на поверхности частиц (глобул образующийся двойной электрический слой защищает частицы эмульсии от слипания).

Устойчивость нефтяных эмульсий зависит от температуры. При повышении температуры устойчивость эмульсии понижается, так как механическая прочность адсорбционных оболочек, особенно содержащих парафин, снижается до нуля, в результате капли сливаются и эмульсия разрушается; при понижении же температуры таких эмульсий механическая прочность адсорбционных оболочек, повышается, что влечет за собой и соответствующее повышение стойкости эмульсии.

2.2 Образование нефтяных эмульсий

Совместное движение нефти и воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам в процессе добычи приводит к их взаимному перемешиванию. В результате этого образуются эмульсии.

Эмульсии являют собой дисперсные системы взаимно нерастворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде глобул (мелких капель). Внутренней, или дисперсной фазой называют диспергированную жидкость, а дисперсионной, или внешней средой – жидкость, в которой она находится.

Образование эмульсии при смешении нефти с водой подразделяют на два типа: прямого - нефть в воде (Н/В), и обратного - вода в нефти (В/Н). Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широком диапазоне: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа Н/В (в воде диспергированы глобулы нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л). Эмульсии этих типов обладают совершенно разными свойствами и, соответственно, требуют различных методов разрушения.

Для того чтобы образовались стойкие эмульсии, необходимо наличие природных эмульгаторов, которые всегда присутствуют в пластовой нефти в том или ином количестве. К эмульгаторам относятся: асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты, механические примеси и др. В процессе перемешивания нефти с водой частицы эмульгирующего вещества на поверхности глобул воды (на поверхности раздела фаз) образуют бронирующую оболочку, которая препятствует слиянию капель воды. На рисунке 3 схематически показана такая оболочка на поверхности глобулы воды. Считается, что процесс образования бронирующей оболочки на поверхности глобулы воды ведёт к старению эмульсии. Под процессом старения эмульсии подразумевают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Этот процесс может длиться от нескольких часов до 3–4 дней. Изначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется и прекращается, а оболочки вокруг глобул воды становятся весьма прочными и очень трудно поддаются разрушению.

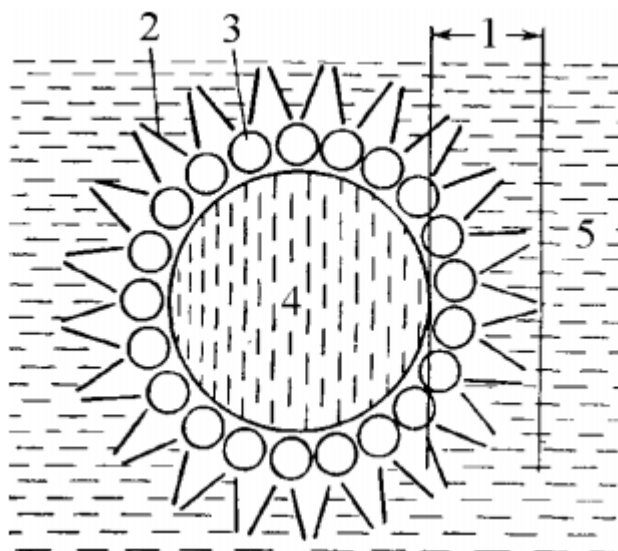


Рисунок 3 – Схематичное изображение пленки на поверхности глобул воды: 1 – толщина оболочки; 2, 3 – эмульсирующие вещества; 4 –глобула воды; 5 – нефть

Основными характеристиками нефтяных эмульсий считаются:

- стойкость (агрегативная и кинетическая устойчивость),
- вязкость,
- размер эмульгированных глобул водной фазы.

В совокупности эти параметры отражают интенсивность эмульгирования нефти, ее физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора.

Устойчивость эмульсий – это способность в течении определенного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы.

Кинетическая устойчивость – способность эмульсионной системы противостоять оседанию или всплыванию частиц (глобул) дисперсной фазы под действием сил тяжести.

Агрегативная устойчивость – способность частиц (глобул) дисперсной фазы при столкновении с границей раздела фаз или друг с другом не изменять свой первоначальный размер.

Агрегативная устойчивость водонефтяных эмульсий по Ребиндеру, как показывают авторы, определяется временем их существования и рассчитывается как отношение высоты столба эмульсии (H , см), к средней линейной скорости самопроизвольного расслоения системы (v , см/с). А

интенсивность разрушения эмульсии может быть охарактеризована разностью между плотностями воды и нефти $\Delta\rho$, а также отношением суммарного содержания асфальтенов (а) и смол (с) к содержанию парафинов (п) в нефти $(a+c)/п$. Последний показатель не только характеризует углеводородный состав нефтей, но и предопределяет способ деэмульсирования нефтяных эмульсий. Показатель $\Delta\rho$, как физическая характеристика их разделения, характеризует движущую силу гравитационного отстаивания. Оба показателя служат качественными характеристиками извлекаемых эмульсий и позволяют разделять их на группы.

По разности в плотностях воды и нефти процесс разделения эмульсий классифицируется на:

- трудно расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,200-0,250 \text{ г/см}^3$),
- расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,250-0,300 \text{ г/см}^3$);
- легко расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,300-0,350 \text{ г/см}^3$).

По отношению суммарного содержания асфальтенов и смол к содержанию парафина нефти разделяются на:

- смешанные ($(a+c)/п = 0,951-1,400$);
- смолистые ($(a+c)/п = 2,759-3,888$);
- высокосмолистые ($(a+c)/п = 4,774-7,789$).

Вязкость эмульсии определяют различными методами, принятыми для вязких жидкостей. Динамическая вязкость μ измеряется в пуазах или Па. с (в технической и физической системах единиц соответственно). Кинематическая вязкость ν определяется отношением динамической вязкости эмульсии к ее плотности при той же температуре и измеряется в стоксах или $\text{м}^2/\text{с}$ (в технической и физической системах единиц соответственно). Исследованиями различных ученых выявлен ряд зависимостей величины вязкости эмульсии от содержания воды. Так Монсон установил для наиболее распространенных эмульсий типа В/Н следующую зависимость: наибольшая вязкость эмульсии для сырой нефти любых сортов приблизительно равна вязкости сырой нефти,

умноженной на коэффициент 1,3; 1,8; 2,7; 4,1 для эмульсий, содержащих соответственно 10, 20, 30, 40 % воды.

В зависимости от размера глобул воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на:

- легко расслаивающиеся
- средней стойкости
- стойкие.

На рисунке 1.2 показан вид таких эмульсий под микроскопом. В легкорасслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные – размером от 50 до 100 мкм (рисунок 4, а), в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм (рисунок 4,в). Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение (рисунок 4, б).

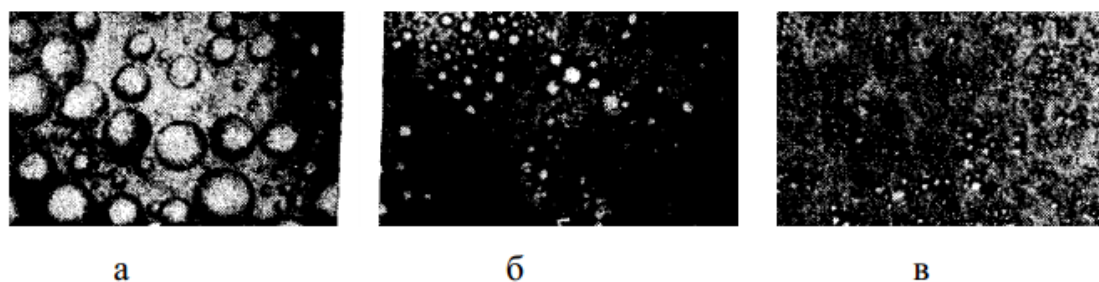


Рисунок 4 – Вид водонефтяных эмульсий под микроскопом: а – легко расслаивающаяся эмульсия; б – эмульсия средней стойкости; в – стойкая эмульсия

Считается, что на стойкость водонефтяных эмульсий оказывает большое влияние интенсивность перемешивания нефти с водой, которая при различных способах добычи отличается.

Так при фонтанном способе добычи нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень диспергирования капель

воды при прохождении через штуцер тем больше, чем больше перепад давления в штуцере.

При газлифтном способе добычи нефти условия для образования эмульсий примерно те же, что и при фонтанной добыче. Образование эмульсий при газлифтном способе происходит в основном в месте ввода рабочего агента в насосно-компрессорные трубы. Эмульсии, образующиеся при газлифтном способе добычи нефти, также отличаются стойкостью.

При глубинно-насосной эксплуатации скважин эмульгирование нефти происходит в узлах клапана, в паре плунжер-цилиндр и в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг.

При использовании установок погружных электроцентробежных насосов перемешивание продукции скважины происходит в рабочих колесах насоса, а также при турбулентном движении смеси в подъемных трубах.

Стойкость эмульсии при добыче нефти глубинными штанговыми насосами (ШГН) значительно ниже, чем при эксплуатации погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН), но она может повышаться в обоих случаях при малом к.п.д. оборудования.

Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования – утечки в насосах, не герметичность соединений. В случае пропуска добываемой продукции в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходит с большой скоростью, что вызывает явление турбулизации потока и эмульгирование нефти. Так же сильное эмульгирование жидкости происходит при увеличенном зазоре между плунжером и цилиндром глубинного насоса.

Немалую роль в повышении стойкости эмульсий играет и наземное оборудование, куда входят: система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы.

Все выше перечисленное диктует необходимость обезвоживать нефть как можно раньше с момента образования эмульсии, не допуская ее старения.

Второй, наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи является высокая стоимость транспорта пластовой воды. Стоимость транспорта обводненной нефти возрастает не только в результате перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа В/Н выше, чем чистой нефти. Так, например, вязкость безводной нефти Ромашкинского месторождения при 15 °С в три раза ниже, чем ее эмульсии, содержащей 20 % воды. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % транспортные расходы возрастают в среднем на 3–5 % при каждой перекачке

2.3 Механические методы

2.3.1 Фильтры

Фильтрация является самым простым механическим методом обезвоживания и обессоливания нефти. Нестойкие эмульсии можно разделить иногда путём пропускания их через фильтрующий слой. В качестве фильтрующего слоя используют: гравий, битое стекло, древесные и металлические стружки, стекловата и другие материалы.

Фильтры конструктивно выполняются обычно в виде колонн, причем размеры их зависят от объема прокачиваемой эмульсии, её вязкости и скорости движения. Нефтяная эмульсия вводится в колонну по входной линии и проходит через фильтр, где удерживается вода. Нефть свободно пропускается и отводится через линию выхода, а выделившаяся вода сбрасывается через низ колонны.

Обезвоживание нефти фильтрацией применяют очень редко из-за малой производительности, громоздкости оборудования и необходимости частой смены фильтрующего материала. Эффективность очистки нефтей фильтрацией значительно возрастает при сочетании с термохимическими методами.

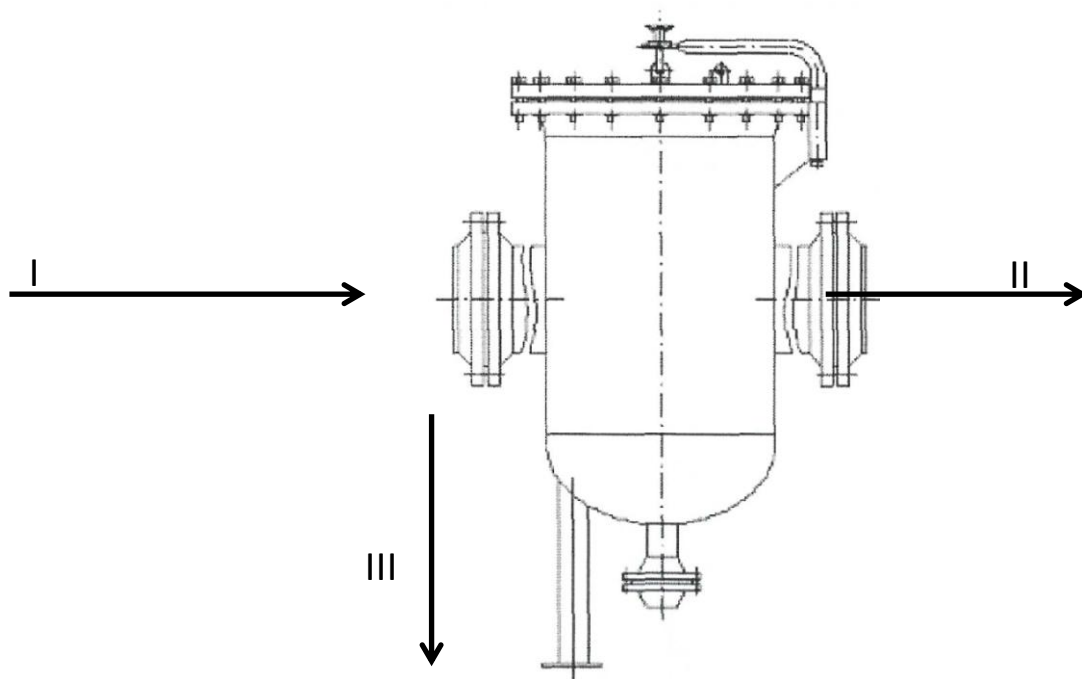


Рисунок 5 – Фильтр

2.3.2 Гравитационное отстаивание

Это основной метод механического обезвоживания нефти – гравитационное отстаивание.

Применяют два вида режимов отстаивания – периодический и непрерывный, которые соответственно осуществляются в отстойниках периодического и непрерывного действия.

В качестве отстойников периодического действия обычно применяют цилиндрические отстойники – резервуары (резервуары отстаивания). Сырая нефть, подвергаемая обезвоживанию, вводится в резервуар при помощи распределительного трубопровода (маточника). Нефть выдерживают в резервуаре определенное время (48 ч и более). В процессе выдержки образуется соединение капель воды. Более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. Затем нефть собирается в верхней части резервуара. Отстаивание осуществляется при спокойном (неподвижном) состоянии обрабатываемой нефти.

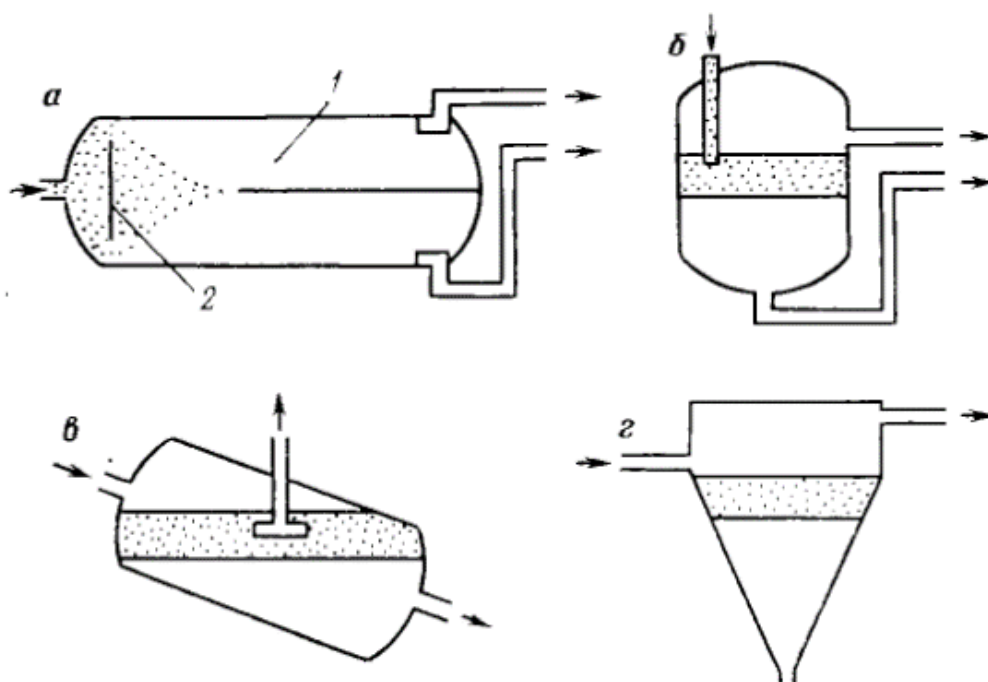


Рисунок 6 – Отстойники непрерывного действия

а – горизонтальные; б – вертикальный; в – наклоненный;

г – конический; 1 – поверхность раздела; 2 – перегородка

Отстойники непрерывного действия делятся на горизонтальные и вертикальные. В свою очередь, горизонтальные отстойники подразделяются на продольные и радиальные. Продольные горизонтальные отстойники в зависимости от формы поперечного сечения могут быть прямоугольные и круглые. В гравитационных отстойниках непрерывного действия отстаивание осуществляется при непрерывном потоке обрабатываемой жидкости. Отделение воды и нефти происходит также, как и в отстойниках периодического действия. Эмульсия вводится в резервуар отстойника и расслаивается под действием силы тяжести в результате чего, на выходе получаем нефть и воду.

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда её предварительно нагревают до температуры 50 – 70 градусов.

Такие методы могут применяться только в случае содержания воды в нефти в свободном состоянии или в состоянии крупнодисперсной нестабилизированной эмульсии.

2.4 Химические методы

Химические методы основаны на использовании деэмульгаторов. Деэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества, которые адсорбируются на поверхности глобул воды и образуют адсорбционный слой со значительно меньшей механической прочностью, что облегчает слияние капель и способствует разрушению нефтяных эмульсий. Иначе говоря эти вещества предназначены для слияния и выделения капель воды из нефти.

Эффект деэмульсации зависит от интенсивности перемешивания деэмульгатора с эмульсией и температуры смеси. Подача деэмульгаторов проводится дозировочными насосами.

Деэмульгатор должен выполнять следующие требования:

- быть высокоактивным при малых удельных его расходах;
- хорошо растворяться в воде или нефти;
- быть дешевым и транспортабельным;
- не ухудшать качества нефти;
- не менять своих свойств при изменении температуры.

2.4.1 Внутритрубная деэмульсация

Этот метод был разработан довольно давно. Принцип внутритрубной деэмульсации самый простой и состоит в следующем. В межтрубное пространство эксплуатационных скважин или в начало сборного коллектора дозировочным насосом (в количестве 15 – 20 г на тонну нефтяной эмульсии) подается деэмульгатор, который сильно перемешивается с эмульсией в процессе её движения от забоя до УПН и разрушает её.

Эффективность внутритрубной деэмульсации зависит от, например, эффективности самого деэмульгатора, интенсивности и длительности

перемешивания эмульсии с деэмульгаторами, количества воды, содержащейся в эмульсии, и температуры смешивания транспортируемой эмульсии.

2.4.2 Холодный отстой

Холодный отстой заключается в том, что в нефть вводят деэмульгатор и в результате отстоя в сырьевых резервуарах из нефти выделяется свободная вода. Этот метод аналогичен гравитационному методу обезвоживания, только с применением деэмульгаторов.

Характерная особенность процесса – отсутствие расхода тепла на указанный процесс. Но стоит отметить, методы деэмульсации нефти без применения тепла недостаточно эффективны.

2.4.3 Термохимическое обессоливание и обезвоживание

В настоящее время для обезвоживания и обессоливания нефти в основном применяют обработку на теплохимических установках. Широкое применение этого метода обеспечивается благодаря возможности обрабатывать нефть с различным содержанием воды без замены оборудования и аппаратуры, простоте установки, возможности легко менять деэмульгатор в зависимости от свойств поступающей эмульсии. Однако теплохимический метод имеет ряд недостатков, например большие затраты на деэмульгаторы и повышенный расход тепла. На практике обессоливание и обезвоживание ведутся при температуре 50—100 градусов.

Термохимическое обезвоживание и обессоливание основано на нагреве эмульсии и химическом воздействии на неё деэмульгаторов. При нагреве эмульсии ее вязкость снижается, что облегчает отделение воды.

Рассмотрим следующую схему термохимического обезвоживания и обессоливания.

Нефть поступает в сырьевой резервуар (1), откуда насосом (3) перекачивается в теплообменники (4). В теплообменнике осуществляется нагрев нефти до температуры 40-60 градусов. Далее она поступает в паровой

подогреватель (5), где происходит дополнительный нагрев паром до температуры 70-100 градусов.

Дозировочный насос (7) непрерывно из резервуара (6) подкачивает деэмульгатор через смеситель (2) к эмульсии.

Обработанная деэмульгатором и подогретая эмульсия направляется в отстойник (9) (сепаратор). Здесь вода отделяется от нефти и отводится в виде сточных вод. Из отстойника (9) обезвоженная, обессоленная и нагретая нефть через теплообменники (4) и холодильники (8) поступает в товарные резервуары (10), а затем направляется на переработку по нефтепроводу. В теплообменниках (4) нагретая нефть отдает тепло холодной нефти.

В рассмотренной схеме могут применяться комбинированные аппараты, в которых совмещены процессы подогрева, регенерации тепла нефти и отстоя при обезвоживании и обессоливании нефти.

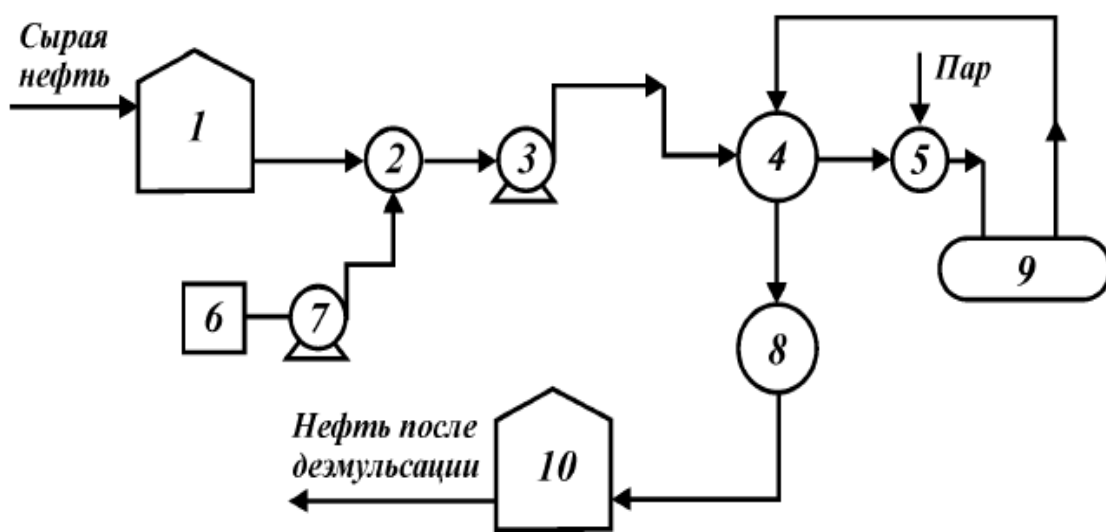


Рисунок 7 – Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

Основные элементы: 1 – сырьевой резервуар; 2 – смеситель; 3 – насос; 4 – теплообменник; 5 – паровой подогреватель; 6 – резервуара с деэмульгатором; 7 – дозировочный насос; 8 – холодильники; 9 – отстойник; 10 – товарные резервуары.

2.5 Электрические методы

2.5.1 Электрообработка эмульсий

Электрическое обезвоживание и обессоливание основано на следующем процессе. Между двумя электродами, при токе высокого напряжения (переменный 50 Гц, 15...44кВ), пропускают нефтяную эмульсию. В результате этого на противоположных концах каждой капли воды появляется разноименный электрический заряд. Благодаря этому капли воды будут взаимно притягиваться, а также плёнка нефти между этими каплями будет разрушаться. Иначе говоря, в результате действия электрического поля происходит укрупнение капель воды и оседание на дне сосуда.

На практике применяют также установки, объединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим. Рассмотрим принцип работу одной из таких схем.

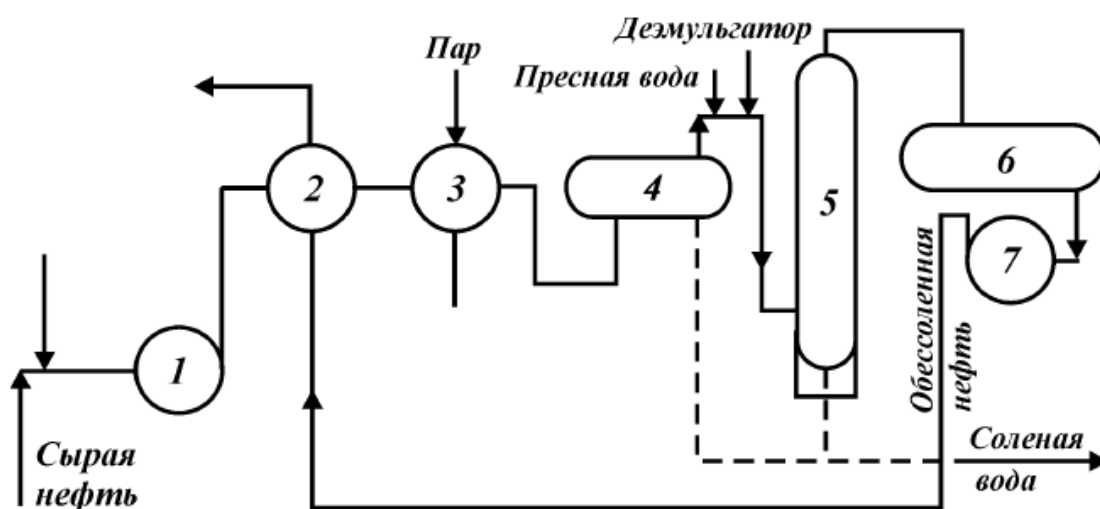


Рисунок 8 – Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

1 – насос; 2 – теплообменник; 3 – подогреватель; 4 – отстойник; 5 – электродегидратор; 6 – промежуточную емкость для обессоленной нефти; 7 – насос.

Сырьевая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса (1) и через теплообменник (2) и подогреватель (3) направляется в отстойники (4) (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением

поступает в электродегидратор (его работа будет рассмотрена далее) (5). Перед попаданием в электродегидратор (5) в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода. В электродегидраторе (5) происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя. Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость (6), а отсюда насосом (7) через теплообменники (где происходит отдача тепла сырой нефти) (2) отправляется в товарные резервуары. Вода из отстойников (4) и электродегидраторов (5) сбрасывается в виде сточных вод.

Для более глубокого обезвоживания и обессоливания устанавливают несколько электродегидраторов, которые по форме могут быть горизонтальными, вертикальными, сферическими и др.

Электрообработка редко применяется на нефтепромыслах, не смотря на высокое качество отделения воды и солей от нефти.

2.5.2 Электродегидратор

Электродегидратор является основным элементом в процессе электрообработки нефти.

Рассмотрим для примера одно из возможных устройств электродегидраторов.

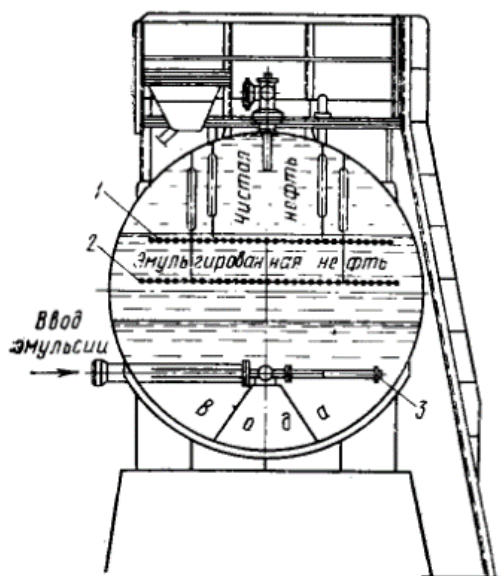


Рисунок 9 – Электродегидратор

1, 2 – электроды; 3 – моточник

Данное устройство имеет два электрода. Электроды подвешены горизонтально друг к другу, имеют форму прямоугольных рам, занимающих все продольное сечение электродегидратора. Эмульсия подается в электродегидратор через маточник (3), обеспечивающий равномерное поступление её по всему горизонтальному сечению аппарата.

В горизонтальных электродегидраторах, нефтяная эмульсия проходит через три зоны обработки. В первой зоне эмульсия проходит слой отстоявшейся воды, уровень которой поддерживается автоматически на 20—30 см выше маточника (3). В этой зоне нефтяная эмульсия подвергается водной промывке, в результате которой она теряет основную массу пластовой воды. Затем эмульсия, поднимаясь в вертикальном направлении с небольшой скоростью, последовательно подвергаясь обработке сначала в зоне слабой напряженности электрического поля между уровнем отстоявшейся воды и нижним электродом (2), а затем в зоне сильной напряженности, между электродами (2) и (1).

Равномерность поступления эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата, при движении потока вертикально вверх, и ступенчатое повышение напряженности электрического поля между электродами (2) и (1) от нуля до максимальной величины, позволяют в данном электродегидраторе эффективно обрабатывать нефтяную эмульсию любой обводнённой.

3. Конструкции и технологический расчет сепараторов

Целью промысловой подготовки нефти является ее дегазация, обезвоживания, обессоливания, стабилизация. Дегазация нефти осуществляется с целью отделения газа от нефти. Аппарат в котором это происходит называется сепаратор, а процесс называется сепарацией.

Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов (ступеней). Чем больше этапов сепарации, тем больше дегазированной нефти из одного и того же количества пластовой жидкости. Однако при этом увеличивается капиталовложения. Число ступеней ограничивают 2-3-мя.

Сепараторы бывают:

- горизонтальные
- вертикальные
- турбосепаратор
- гидроциклонный сепаратор
- цилиндрический сепаратор
- гравитационный.

В различных сепараторах нефть от газа и воды отделяют для:

- получения нефтяного газа используемого как химическое сырье или топливо
- отделения воды при добыче нестойких эмульсий
- уменьшение, перемешивание нефтегазового потока при перемешивании гидравлических сопротивлений, а также возможности образования нефтяных эмульсий
- разложение образующейся пены
- уменьшение пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам расположенным на ДНС и УПН.

В нефтяных сепараторах любого типа различают 4 секции:

- I. Основная сепарационная секция, служащая для отделения нефти от газа
- II. Осадительная секция в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа
- III. Секция сбора нефти предназначена как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора
- IV. Каплеуловительная секция. Верх секции служит для улавливания мельчайших капелек жидкости уносимых потоком газов в газопровод

Работа сепараторов любого типа характеризуется 3мя показателями:

- Степенью разгазирования нефти
- Степенью очистки газа поступающего в газопровод от капелек нефти

– Степень очистки нефти поступающей в нефтепровод от пузырьков газа

Эффективность работы по степени очистки зависит от следующих показателей: количество капельной жидкости уносимой потоком газа из каплеуловительной секции и число пузырьков газа уносимых потоком нефти из секции сбора нефти.

Чем меньше величина этих показателей, тем больше эффективность работы сепаратора.

Степень технического совершенства сепаратора характеризуется 3 показателями:

- минимальным диаметром капель жидкости задерживаемых в сепараторе
- максимум дополнительной скорости газового потока в свободном сечении или каплеуловительной секции сепаратора
- времени пребывания жидкости в сепараторе, за которой происходит дополнительное разделение свободного газа от жидкости.

3.1 Вертикальный сепаратор

Представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическими днищами, снабженные патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода газов и жидкой фаз.

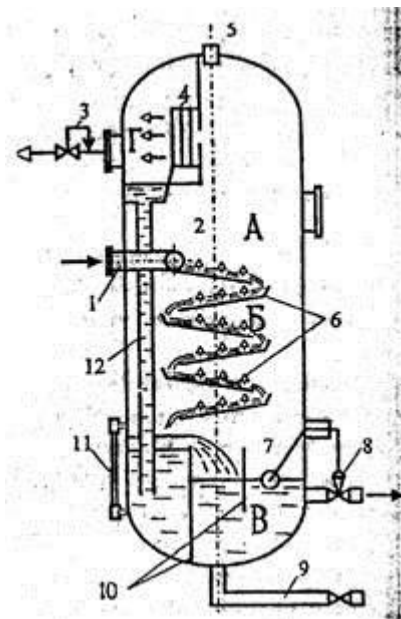


Рисунок 10 – Вертикальный сепаратор

Газированная нефть под давлением по патрубку поступает в раздаточный коллектор 2, регулятор давления 3. В сепараторе поддерживается определенное давление, которое меньше начального давления газожидкостной смеси за счет уменьшения давления, из смеси выделяется растворенный газ, поскольку этот процесс не является мгновенным время пребывания смеси, в сепараторе увеличивает за счет наклонных полок 6 по которым она стекает в нижнюю часть сепаратора. Выделившийся газ поднимается вверх, проходит через жалюзины в каплеуловитель 4, служащий для отделения капель нефти далее направляется в газопровод. Уловленная нефть по газовой трубе стекает нефть вниз, контроль за уровнем нефти в нижней части сепаратора осуществляется с помощью регулятора 8 и уравнимерного стекла 11. Шлам (песок) отправляется по трубопроводу 9.

- простота регулирования уровня жидкости, очистки от отложений парафина и механических смесей
- занимают небольшую площадь, что особенно важно в условиях морских промыслов
- меньшая производительность по сравнению с горизонтальными при одном и том же диаметре аппарата
- меньше эффективной сепарации

3.2 Горизонтальный сепаратор

Из технологической емкости 1 внутри расположены наклонные полки 2, пеногаситель 3, влагоотделитель 5, устройство 7 для предотвращения образования воронки при дренаже нефти, воронка снабжена патрубком 10 для ввода газонефтяной смеси, штуцерами выхода газа 4 и нефти 6, люк 8.

Работает следующим образом:

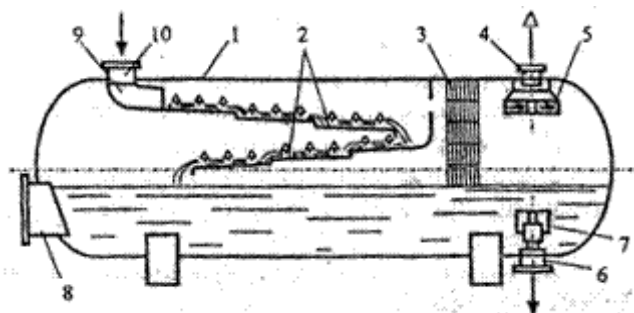


Рисунок 11 – Горизонтальный газонефтяной сепаратор

Газонефтяная смесь через патрубок 10 и распределительное устройство 9 поступает на полки 2, по ним стекает в нижнюю часть технологической плоскости, нефть освобождается от пузырьков газа, проходит пеногаситель 3, где разрушается пена, влагоотделитель 5, где очищается от капель нефти и через штуцер выхода газа 4 выводится из аппарата. Дегазированная нефть накапливается в нижней части технологической емкости отводится через штуцер 6. Для повышения эффективности процесса сепарации горизонтальных сепараторов используются гидроциклонные устройства.

3.3 Гидроциклонный сепаратор. Турбосепаратор

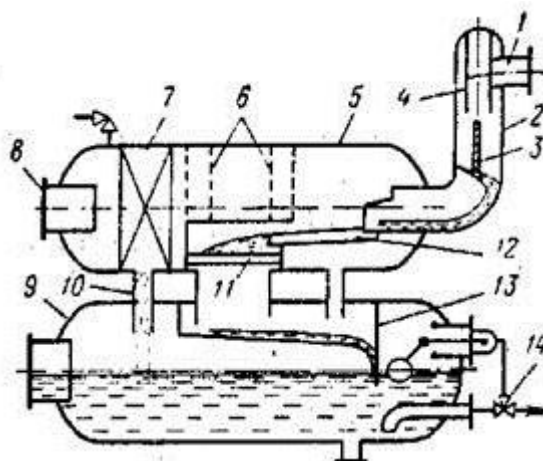


Рисунок 12 – Гидроциклонный двухемкостной сепаратор

1 – тангенциальный ввод газонефтяной смеси; 2 – головка гидроциклона; 3 – отбойный козырек газа; 4 – направляющий патрубок; 5 – верхняя емкость сепаратора; 6 – перфорированные сетки для улавливания капельной жидкости; 7 – жалюзийная насадка; 8 – отвод газа; 9 – нижняя емкость гидроциклона; 10 –

дренажная трубка; 11 – уголковые разбрызгиватели; 12 – направляющая полка; 13 – перегородка; 14 – исполнительный механизм

На рисунке 12 приведен общий вид гидроциклонного двухъемкостного сепаратора, разработанного в институте Гипровостокнефть. Сепараторы этого типа довольно широко применяют на нефтяных месторождениях Советского Союза. Принцип работы их заключается в следующем.

Нефтегазовая смесь сначала поступает в гидроциклонную головку 2, в которой за счет центробежной силы происходят сепарация газа от нефти и их раздельное движение, как в самой головке, так и в верхней емкости 5. Нефть по сливной полке 12 самотеком направляется на уголковые разбрызгиватели 11, а затем на сливную полку и стекает с успокоителя уровня. Как только уровень нефти достигнет определенной величины, сработает поплавковый регулятор уровня, приоткрыв исполнительный механизм 14 на нефтяной линии.

Газ проходит в верхней емкости 5 две зоны, где очищается от капельной жидкости и направляется в газовую линию через отвод 5.

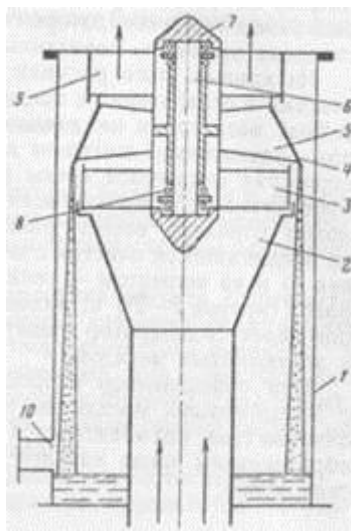


Рисунок 13 – нефтегазовый сепаратор вертикальный горизонтальный

На рисунке 13 приведена схема турбосепаратора в котором эффективно улавливается капельная жидкость из потока газа при больших расходах последнего. Принцип работы его следующий: сжатый газ, пройдя диффузор 2, поступает в направляющий аппарат 3, представляющий собой лопаточный завихритель, получает закрутку, в результате чего появляется окружная

составляющая скорости потока. Возникающие при этом центробежные силы перемещают капли в направлении наружного конического обода 4 с лопатками 5, спрофилированными по дуге окружности в радиальной плоскости. Под действием окружной составляющей скорости потока лопатки 5 на оси 6 и обод 4 приводятся во вращение. Жидкость отводится через зазор, а затем через патрубок 10 за пределы турбосепаратора.

Описанный сепаратор особенно эффективно работает на газовых и газоконденсатных месторождениях, где требуется отделять капельную жидкость из потока газа. Турбосепаратор по своей массе приблизительно в 60 раз меньше гравитационного.

3.4 Технологический расчет сепараторов

Основной целью технологического расчета является определение диаметра и высоты сепаратора.

Например: $Q_{нефти}$ перевести из $м^3/сут$ в $м^3/сек$.

Для того чтобы рассчитать расход газа в условиях сепарации, необходимо учесть сжимаемость газа. С помощью уравнения состояния идеального газа рассчитаем плотности газа при стандартных условиях и в условиях сепарации.

$$PV = z \cdot \frac{m}{Mr} \cdot RT, (1)$$

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{P \cdot Mr}{zRT}, (2)$$

где ρ – плотность, $кг/м^3$; P – давление в сепараторе, Па; Mr – молекулярная масса, г/моль; R – универсальная газовая постоянная, Дж/моль·К; T – температура в сепараторе, К; z – коэффициент (фактор) сжимаемости газа.

Для того чтобы вычислить плотность газа в условиях сепарации рассчитываем z для каждого компонента смеси газа.

Фактор сжимаемости является функцией приведенных параметров:

$$z = 1 - (0.73\tau_{пр} - 0,18)\pi_{пр}, (3)$$

где τ , π – приведенные температура и давление, соответственно.

Для того, чтобы вычислить расход газа в условиях сепарации необходимо расход газа при стандартных условиях умножить на плотность газа при стандартных условиях и поделить на плотность газа в условиях сепарации.

$$U_{max} = K \sqrt{\frac{(\rho_{нефть} - \rho_{газ})}{\rho_{газ}}}, (4)$$

Обычно значение коэффициента уравнения Саудер-Брауна при горизонтальной ориентации сепаратора и наличии лопастного каплеотбойника принимают равным 0,12 м/с.

Таким образом, зная скорость и расход газа, можем посчитать минимальную площадь сечения, необходимую для газовой фазы.

$$A_{min} = \frac{Q}{U_{max}}, (5)$$

Расчет производительности сепараторов по нефти осуществляется на основании времени удержания газонефтяной смеси в сепараторе. Согласно рекомендациям время удержания должно быть меньше одной минуты. Задаем дополнительное условие: граница раздела фаз сепаратора проходит через его середину. Соответственно, расход нефти через сепаратор с эффективной длиной L_{eff} и с D будет описываться следующим уравнением:

$$\frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} \cdot \frac{1}{2} = Q_{нефть} \cdot t_{нефть}, (5)$$

где $t_{нефть}$ – время удержания нефти в сепараторе;

$Q_{нефть}$ – дебит нефти;

D – диаметр сепаратора;

L_{eff} – эффективная длина сепаратора;

Отношение длины сепаратора к диаметру называется коэффициентом стройности сепаратора. Для стандартных сепараторов данное соотношение обычно остается примерно постоянным и равно 3,5. С учетом того, что эффективная длина сепаратора обычно равна $\frac{3}{4}$ от общей длины сепаратора, следующие выражение для диаметра в зависимости от времени удержания газонефтяной смеси в сепараторе может быть получено:

$$\frac{L}{D} = 3.5, \frac{L_{eff}}{L} = 3/4 \quad (6)$$

Следовательно:

$$\frac{L_{eff}}{D} = 2.63, \quad (7)$$

$$Q_{\text{нефть}} \cdot t_{\text{нефть}} = \frac{\pi D^2 L_{eff}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{\pi D^3}{8} \cdot 2.63, \quad (8)$$

$$D = \sqrt[3]{\frac{8 \cdot Q_{\text{нефть}} \cdot t_{\text{нефть}}}{2.63 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{6.72 \cdot t_{\text{нефть}}(\text{мин})}, \quad (9)$$

На основании полученного выражения для зависимости диаметра сепаратора от времени удержания газонефтяной смеси, могут быть получены основные геометрические характеристики сепараторов, а именно, длина и объем.

Таблица 1 – геометрические характеристики сепаратора от времени удержания газонефтяной смеси

Время удержания, мин	1	1,5	2	3	5	10	15	20
D, м	1,9	2,2	2,4	2,7	3,2	4,1	4,7	5,1
L, м	6,6	7,6	8,3	9,5	11,3	14,2	16,3	17,9
V, м	18,5	27,7	36,9	55,4	92,3	184,6	276,9	369,3
Площадь сечения для газа, м ²	1,4	1,8	2,2	2,9	4,1	6,5	8,5	10,3

4 Объект и методы исследования

4.1 Технологическая схема установки

Технологические процессы сбора и подготовки углеводородного сырья заключается в последовательном изменении состояния продукции нефтяной скважины и отдельных ее составляющих (нефть и газ), завершающимся получением товарной продукции. Технологический процесс после разделения продукции скважины состоит из нефтяного и газового материальных потоков.

Установки предварительного сброса воды предназначены для дегазации нефти, отбора и очистки попутного газа, сброса пластовой воды под избыточным давлением. Конструкция установок выполнена на базе отработанной конструкции нефтегазовых сепараторов со сбросом воды НГСВ.

Установки представляют собой горизонтальные аппараты, снабженные технологическими штуцерами и штуцерами для КИПиА. Внутри аппарата расположены: устройство ввода, успокоительная перегородка, секция коалесценции, струнный каплеотводник для очистки газа и секция сбора нефти.

Для улучшения разделения нефтегазовой смеси на входе НГСВ устанавливается депульсатор, обеспечивающий отвод, минуя аппарат, основного количества выделившегося газа, а также послойный ввод водонефтяной эмульсии и сбросной воды отдельными потоками в соответствии с их плотностью в среднюю и нижнюю отстойные зоны аппарата.

Схема установки УПСВ показана на рисунке 14.

Установки предварительного сброса воды предназначены для дегазации нефти, отбора и очистки попутного газа, сброса пластовой воды под избыточным давлением.

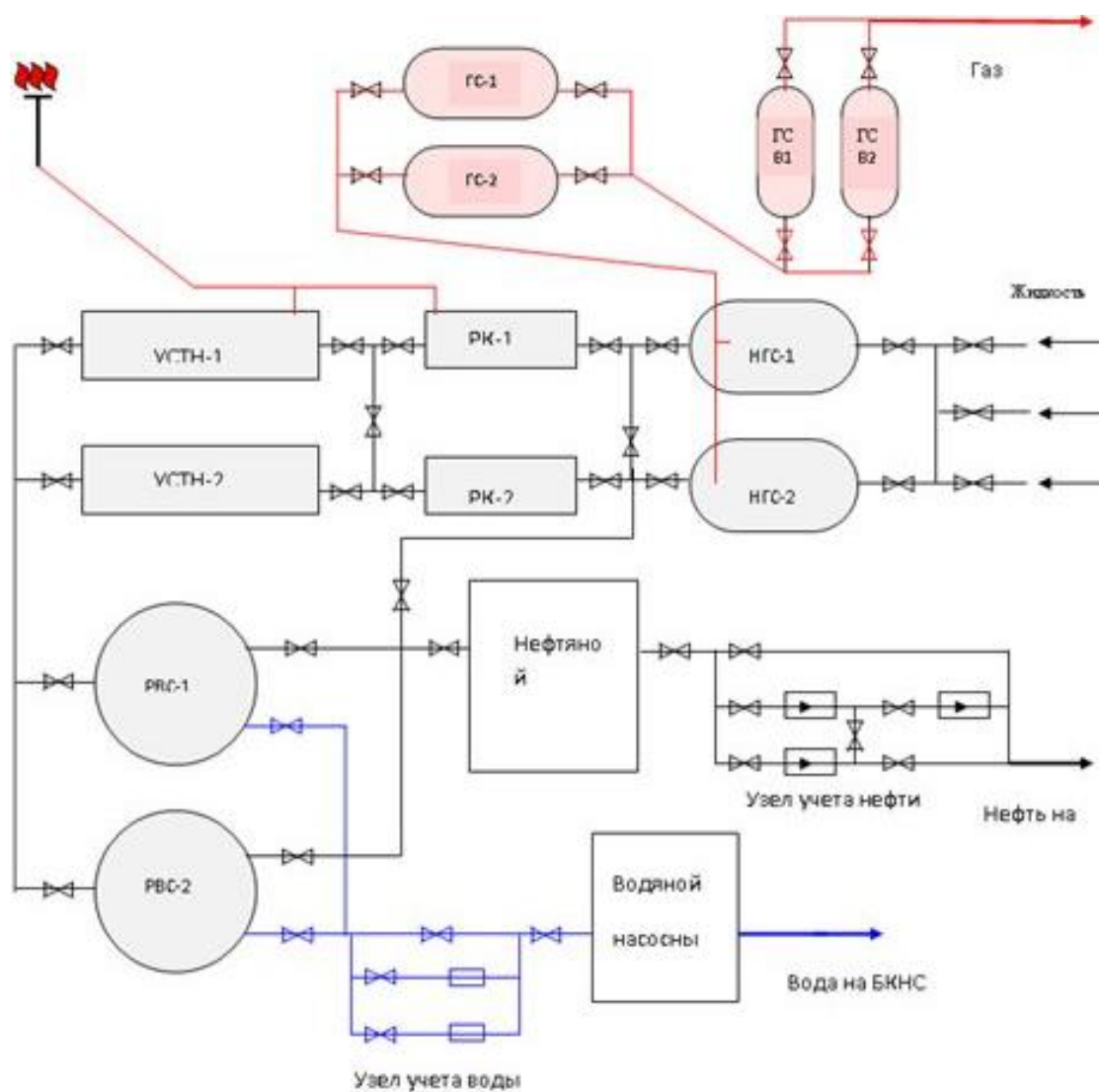


Рисунок 14 – Схема УПСВ

НГС – нефтегазосепаратор; ГС – газовый сепаратор; ГСВ – газовый сепаратор вертикального типа; РВС – резервуар вертикальный стальной; УСТН – установка сепарационная трубная наклонная; РК – расширительная камера

5 Экспериментальная часть

5.1 Постановка задачи исследования

В задачу исследования входит сравнение теоретической эффективности разделения нефти в двухфазном и трехфазном сепараторах. Цель дипломной работы - проверка возможности повышения производительности установки. Для этого необходимо изучить возможность отделения части воды от сырой нефти на этапе сепарации. Предлагается замена существующего двухфазного сепаратора на трехфазный. Возможность эффективной работы трехфазного и сравнение с существующим двухфазным по эффективности разделения выполняется путем анализа результатов моделирования сепараторов в Unisim Design.

Наиболее эффективно сброс и утилизация свободной пластовой воды быть решены в процессе сепарации нефти от газа с использованием трехфазных сепараторов. Трехфазные сепараторы предназначены для разгазирования нефти и частичного (до 5–20% остаточной воды) обезвоживания нефти перед подачей её на установку подготовки нефти.

Сброс воды, в частности, реализуется путем замены существующих двухфазных нефтегазовых сепараторов на трехфазные или путем переоборудования действующих сепараторов в трехфазные. Разделение расслоенных потоков производится в аппаратах достаточно простой конструкции.

5.1.1 Технология сепарации нефти

По мере разработки месторождения растет обводнённость нефти. Основную массу пластовой воды лучше отделить от нефти как можно раньше – до поступления нефти на ЦППН, так как нагрев нефти с балластной водой приводит к большим затратам энергии.

Предварительный сброс пластовой воды осуществляется в сепараторах. 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.

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.

5.1.2 Выбор конструкции сепаратора

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.

По числу фаз бывают 2-х и 3-х фазные. Конструкция сепаратора показана на рисунке 15.

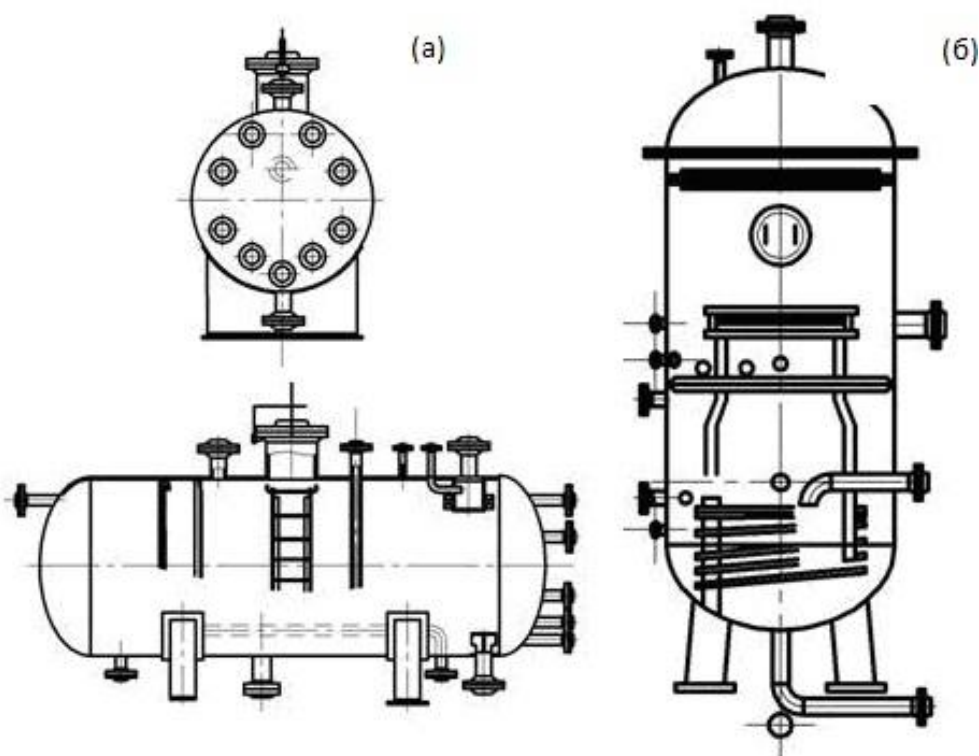


Рисунок 15 – Нефтегазовые сепараторы

Двухфазный сепаратор чаще всего вертикальный. 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.

Трехфазные в основном горизонтальные. В состав горизонтального сепаратора входит емкость с 2-мя полками, расположенными под наклоном, пеногаситель, отделитель жидкостей и устройство, предотвращающее возникновение воронки в процессе дренажа нефти. Горизонтальный нефтесепаратор оснащен трубкой для ввода пластовой жидкости, штуцерами для выхода фаз и люк – лазом.

Двухфазные сепараторы проще по конструкции, но не обладают такой же эффективностью, как трехфазные.

Трехфазный сепаратор является основным технологическим нефтегазовым оборудованием, применяемым для подготовки природного и попутного нефтяного газов. Конструкцией трехфазного сепаратора реализованы технологии центробежной очистки газа, основанной на физической центробежной закрутке потока с последующим удалением капельной жидкости и гравитационной, основанной на разности весовых параметров компонентов среды. Трехфазный сепаратор используется для подготовки природного и попутного нефтяного газов в период их добычи и последующих переработки и потребления, а также разделения жидкостной фракции по плотности – на легкую (газовый конденсат, нефть) и тяжелую (вода).

Внешне трехфазный сепаратор представляет собой цилиндр, держащийся на седловых опорах. Он комплектуется штуцерами, через которые продукт поступает в резервуар. Через выходные штуцеры выводятся нефть, эмульсия, газ и вода. Также к корпусу присоединяются специальные устройства КИПиА.

Схема работы трехфазного сепаратора показана на рисунке 16. Нефтепродукты поступают в аппарат через штуцер, затем проходят по насадке,

где скорость движения потока увеличивается. В это же время от нефти отделяются капли воды и происходит их коалесценция. Далее нефть движется в нефтесборник, а после через специальный штуцер выводится из сепаратора.

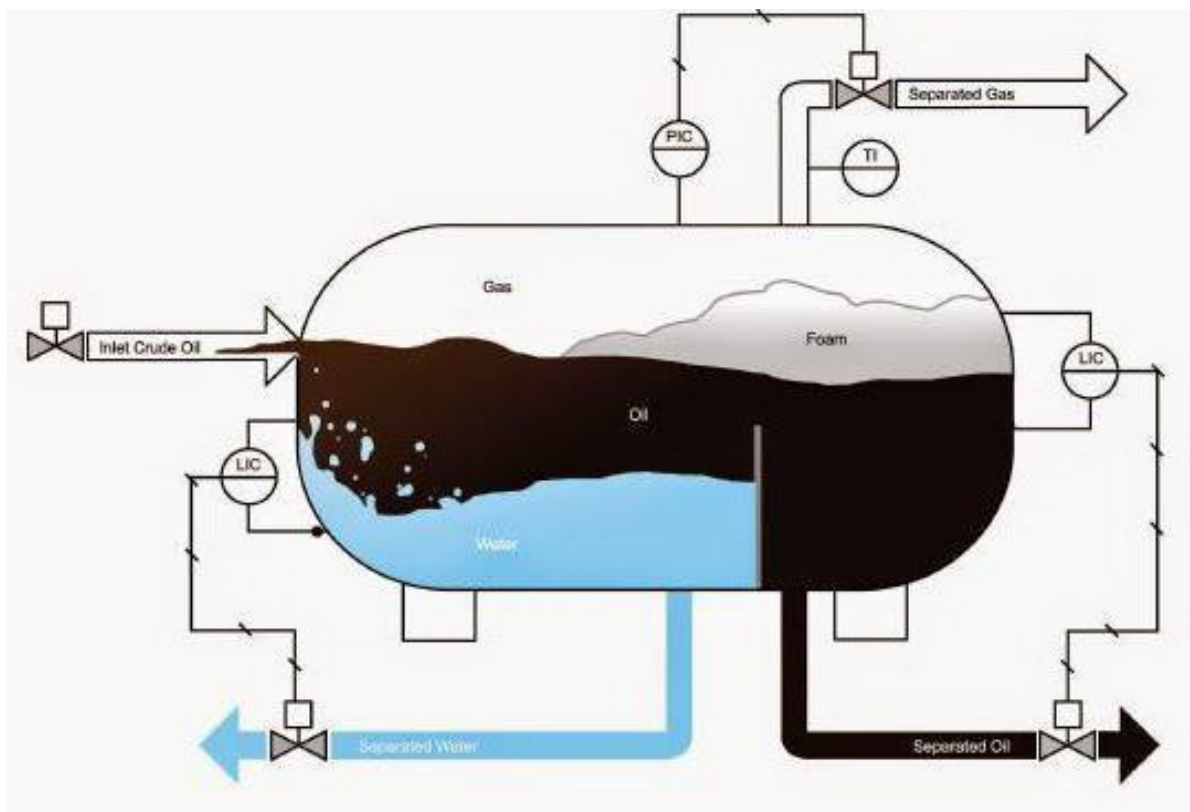


Рисунок 16 – Схема работы трёхфазного сепаратора

ТФС также оснащается ответными фланцами и манометрами. Предусмотрен в агрегате и автоматический слив вещества, который контролируется благодаря датчикам нижнего и верхнего уровней. В корпусе находятся дырчатые распределители эмульсии, так как нефть в аппарат чаще всего поступает именно в таком виде.

Горизонтальные трехфазные сепараторы применяются на ДНС и УПН до нагрева нефти. На рисунке 17 приведена схема трехфазного сепаратора типа БАС-1-100, где БАС – блочная автоматизированная сепарационная установка, 1 – номер модификации, 100 – объём сепаратора в м³.

Предварительно смешанная с деэмульгатором продукция скважин поступает через штуцер 1 и коллектор 2 в сепарационный отсек 3, где

происходит гравитационное разделение нефти, газа и воды. Более тяжёлая вода собирается на дне отсека 3, из которого она перетекает под перегородкой 4 в отсек 5 и отводится через штуцер 6.

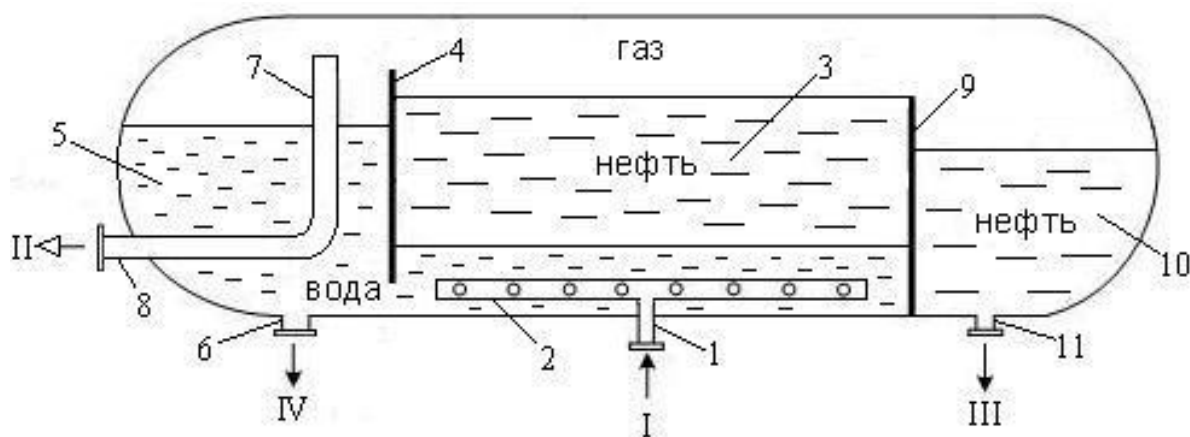


Рисунок 17 – Схема трёхфазного сепаратора

I – смесь нефти, газа и воды; II – газ; III – нефть; IV – вода; 1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительный коллектор; 3 – сепарационный отсек; 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Газ поднимается в верхнюю часть сепаратора и отводится по газотводной линии 7 через штуцер 8. Более лёгкая нефть собирается в верхнем слое жидкой фазы отсека 3, из которого через перегородку 9 нефть поступает в отсек 10 и через штуцер 11 отводится из аппарата.

Производительность такого сепаратора 2500 м^3 в сутки по жидкости.

Разработаны и другие конструкции трёхфазных сепараторов.

5.2 Разработка модели сепаратора в Unisim Design

Для повышения пропускной способности установки необходимо снизить нагрузку на РВС за счет отделения воды от нефти на этапе сепарации.

Предположительно, это возможно за счет замены двухфазного сепаратора на трехфазный.

Для сравнения эффективности использования сепараторов различных конструкций разработаем две модели Unisim.

Исходная нефть задается при помощи интегральной температуры кипения (ИТК). Форма ввода данных показана на рисунке 18, задается массовая доля выкипевшей нефти до данной температуры, мольная доля фракции и плотность фракции. После ввода всех данных выполняется расчет кривой ИТК и разбивка нефти на узкие фракции, участвующие в расчете сепаратора.

Assay Percent	Mole Wt.	Assay Percent	Temperature [C]	Assay Percent	Density [kg/m3]
0,0000	<empty>	0,0000	10,00	0,0000	<empty>
4,390	67,00	4,390	70,00	4,390	660,5
9,300	92,00	9,300	100,0	9,300	724,6
13,31	110,0	13,31	120,0	13,31	735,5
16,77	117,0	16,77	150,0	16,77	764,6
20,44	129,0	20,44	170,0	20,44	775,2
24,24	144,0	24,24	190,0	24,24	788,8
27,36	157,0	27,36	210,0	27,36	809,8
31,50	176,0	31,50	230,0	31,50	820,1
36,45	190,0	36,45	250,0	36,45	833,8
39,87	208,0	39,87	270,0	39,87	843,3
42,09	221,0	42,09	290,0	42,09	849,0
48,58	242,0	48,58	320,0	48,58	854,8
55,75	277,0	55,75	350,0	55,75	875,3
100,0	421,0	100,0	474,0	100,0	951,4

Рисунок 18 – Ввод данных по составу сепарируемой нефти

Графическое изображение рассчитанной ИТК приведено на рисунке 19.

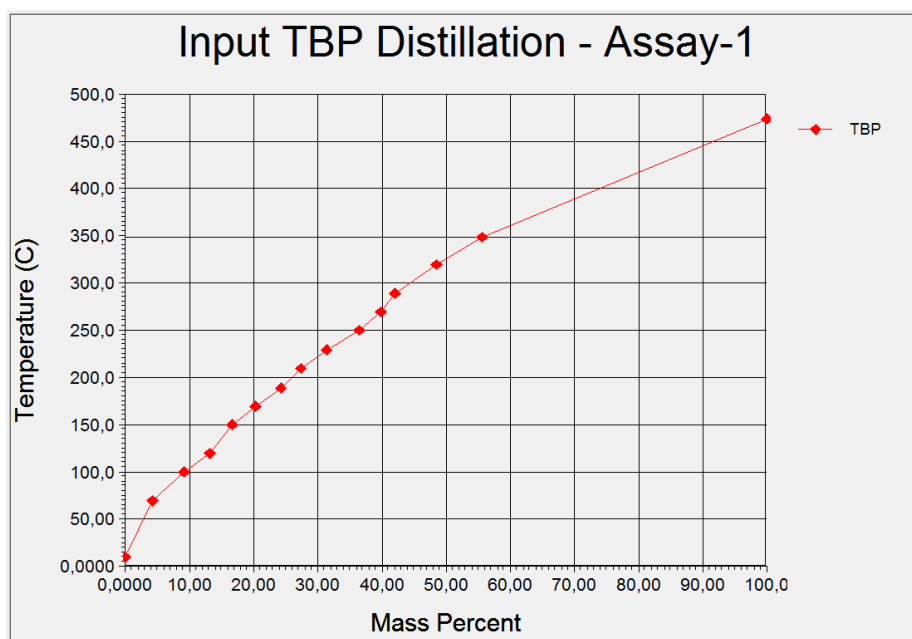


Рисунок 19 – Рассчитанная кривая ИТК

Для создания исходного потока воспользуемся смесителем MIX. В результате получаем поток следующего состава (см. рисунок 20).

	Mass Flows
H2O	2,0791e+005
Methane	2,4575e+006
NBP[0]17*	448,77
NBP[0]31*	374,31
NBP[0]46*	437,07
NBP[0]61*	657,63
NBP[0]75*	811,50
NBP[0]90*	1160,3
NBP[0]103*	1434,6
NBP[0]117*	1013,8
NBP[0]132*	798,94
NBP[0]147*	872,26
NBP[0]162*	1171,4
NBP[0]175*	1292,8
NBP[0]189*	1118,2
NBP[0]204*	1074,9
NBP[0]219*	1323,2
NBP[0]233*	1636,9
NBP[0]247*	1493,4
NBP[0]261*	1055,7
NBP[0]276*	818,85
NBP[0]290*	863,22
NBP[0]306*	1311,5
NBP[0]319*	1751,9
NBP[0]333*	1579,0
NBP[0]348*	1647,9
NBP[0]362*	1747,1
NBP[0]377*	1858,8
NBP[0]391*	1989,4
NBP[0]406*	2144,3
NBP[0]420*	2331,4
NBP[0]439*	4335,0
NBP[0]463*	5278,9

Рисунок 20 – Состав потока, направляемого на разделение в сепаратор

Модель с двухфазным сепаратором показана на рисунке 21.

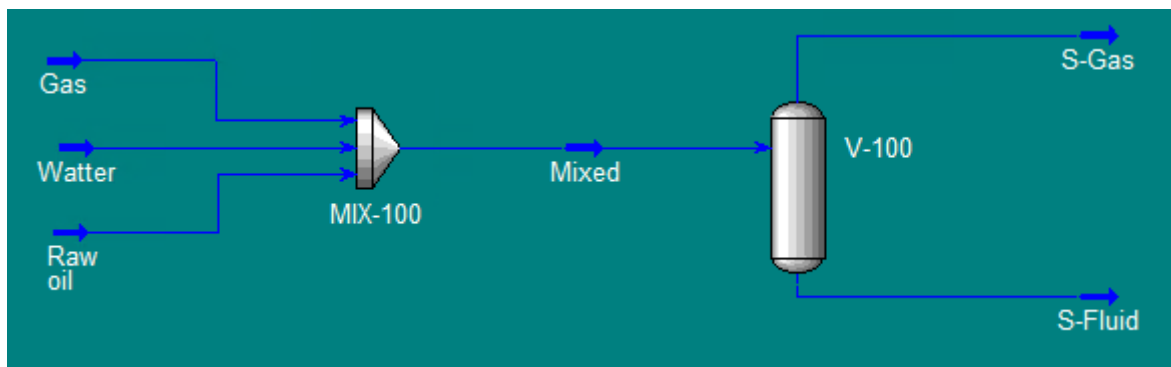


Рисунок 21 – Модель с двухфазным сепаратором

S-Gas – газовая фаза сепаратора; S-Fluid – смесь жидкостей различной плотности (нефть + вода)

Модель собственно сепаратора показана на рисунке 22.

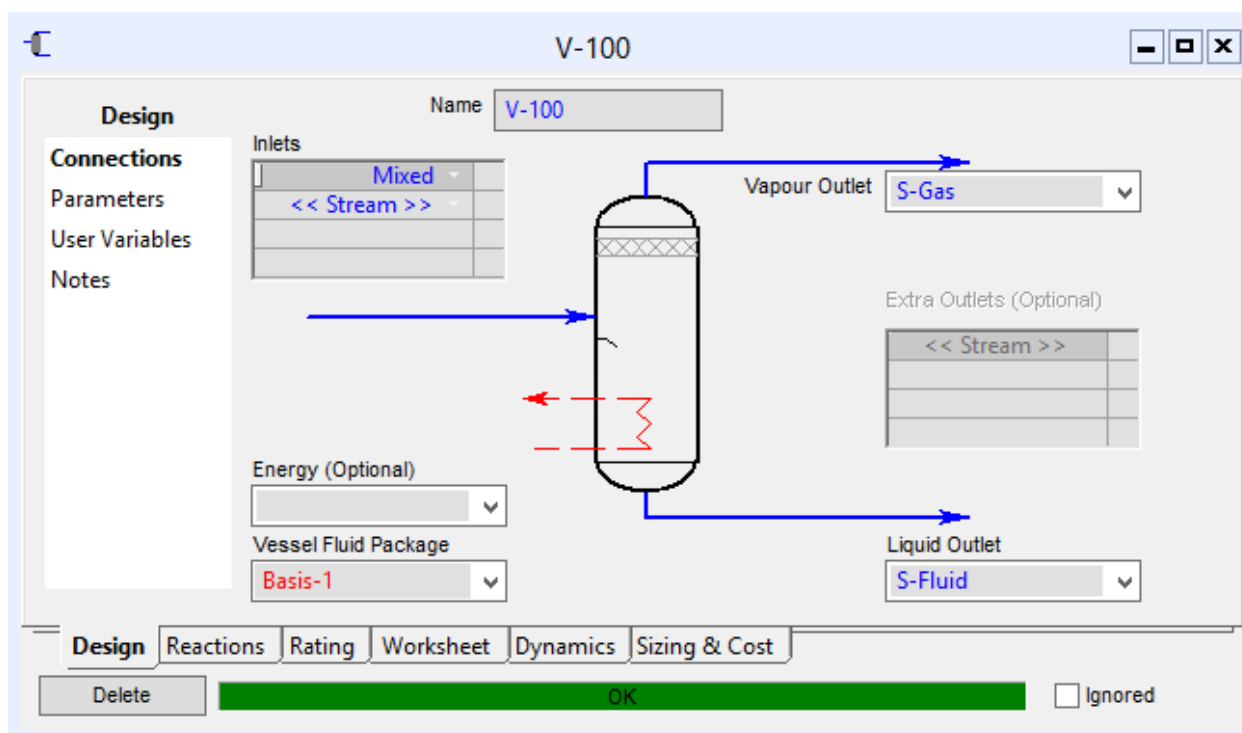


Рисунок 22 – Двухфазный сепаратор

Модель с трехфазным сепаратором показана на рисунке 23.

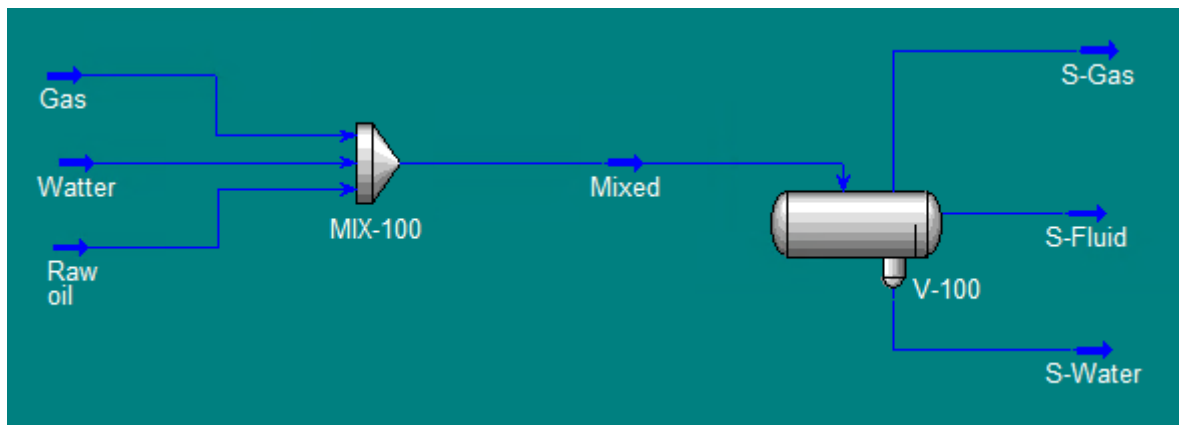


Рисунок 23 – Модель с трёхфазным сепаратором

S-Gas – газовая фаза сепаратора; S-Fluid – жидкость с меньшей плотностью (нефть); S-Watter – жидкость с большей плотностью (вода)

Модель трехфазного сепаратора показана на рисунке 24.

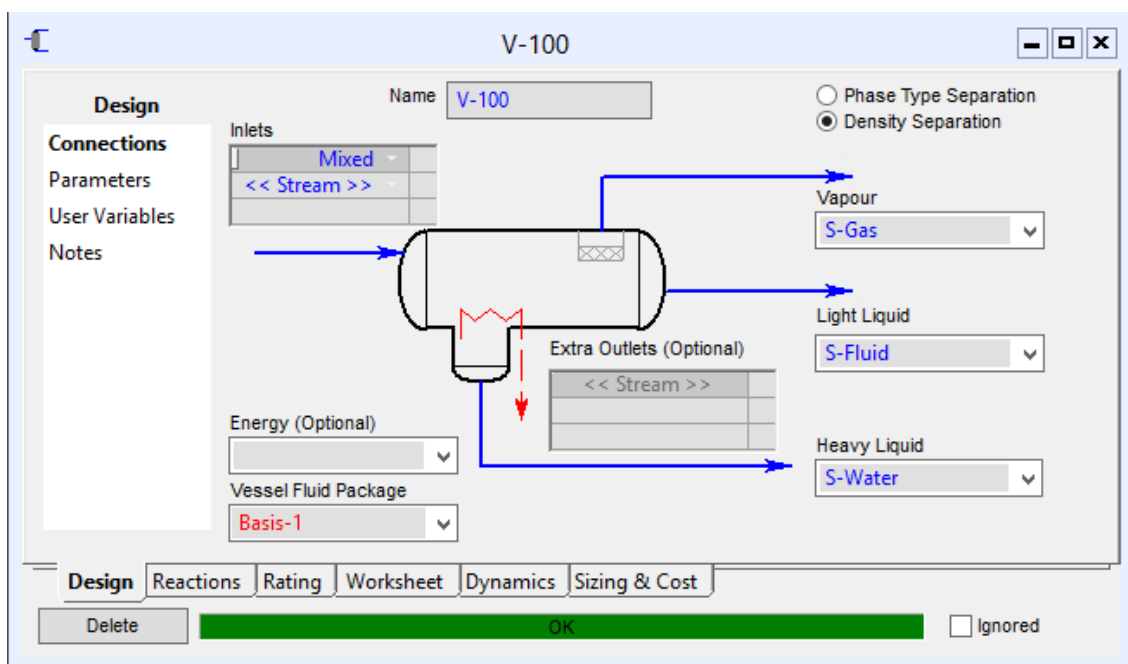


Рисунок 24 – Модель трехфазного сепаратора

5.3 Сравнительный анализ исходной и модернизированной схемы

Для сравнения эффективности работы сепараторов сравним составы потоков на выходе из оборудования. Потоки двухфазного сепаратора показаны на рисунке 5.8, трёхфазного – на рисунке 25.

В результате сравнения видно, что для случая двухфазного сепаратора отделение газовой фазы (Methane) выполняется достаточно эффективно, поток S-Gas содержит практически весь метан и незначительные количества воды и нефти. Поток S-Water содержит смесь нефти и воды (Water + NBP).

Трехфазный сепаратор также эффективно отделяет газовый поток (S-Gas), но при этом получается практически обезвоженная нефть (S-Fluid без компонента Water) и вода (S-Water, практически только Water).

По результатам сравнения можно сделать вывод, что двухфазный сепаратор можно использовать в случае необходимости отделения только газовой фазы. При наличии задачи разделения жидкости по плотности (предварительная сепарация нефти) трехфазный сепаратор работает более эффективно.

Компонент	S-Gas	S-Water
	Mass Flows	Mass Flows
H2O	35117	1,7280e+005
Methane	2,4575e+006	16,379
NBP[0]17*	447,65	1,1227
NBP[0]31*	372,78	1,5305
NBP[0]46*	434,02	3,0451
NBP[0]61*	649,58	8,0434
NBP[0]75*	794,31	17,191
NBP[0]90*	1114,9	45,329
NBP[0]103*	1338,1	96,420
NBP[0]117*	892,32	121,52
NBP[0]132*	626,91	172,03
NBP[0]147*	557,19	315,07
NBP[0]162*	537,55	633,88
NBP[0]175*	384,54	908,28
NBP[0]189*	185,15	933,09
NBP[0]204*	84,302	990,56
NBP[0]219*	46,433	1276,7
NBP[0]233*	25,298	1611,6
NBP[0]247*	9,9972	1483,4
NBP[0]261*	2,8011	1052,9
NBP[0]276*	0,78163	818,07
NBP[0]290*	0,29434	862,92
NBP[0]306*	0,14433	1311,4
NBP[0]319*	6,8831e-002	1751,8
NBP[0]333*	1,9438e-002	1579,0
NBP[0]348*	5,9808e-003	1647,9
NBP[0]362*	1,7990e-003	1747,1
NBP[0]377*	5,1245e-004	1858,8
NBP[0]391*	1,4395e-004	1989,4
NBP[0]406*	3,8622e-005	2144,3
NBP[0]420*	9,9547e-006	2331,4
NBP[0]439*	2,4993e-006	4335,0
NBP[0]463*	2,3793e-007	5278,9
	2501073,74568 kg/h	210140,15443 kg/h

Рисунок 25 – Поток двухфазного сепаратора

Компонент	S-Gas	S-Fluid	S-Water
	Mass Flows	Mass Flows	Mass Flows
H2O	35117	0,57696	1,7280e+005
Methane	2,4575e+006	16,379	3,3095e-004
NBP[0]17*	447,65	1,1227	1,6001e-018
NBP[0]31*	372,78	1,5305	3,7755e-020
NBP[0]46*	434,02	3,0451	1,3008e-021
NBP[0]61*	649,58	8,0434	2,6224e-022
NBP[0]75*	794,31	17,191	1,8691e-022
NBP[0]90*	1114,9	45,329	1,4801e-022
NBP[0]103*	1338,1	96,420	1,0470e-022
NBP[0]117*	892,32	121,52	5,8202e-024
NBP[0]132*	626,91	172,03	7,2960e-026
NBP[0]147*	557,19	315,07	1,1920e-027
NBP[0]162*	537,55	633,88	2,0721e-029
NBP[0]175*	384,54	908,28	1,9374e-031
NBP[0]189*	185,15	933,09	1,5033e-033
NBP[0]204*	84,302	990,56	1,4390e-035
NBP[0]219*	46,433	1276,7	1,0768e-037
NBP[0]233*	25,298	1611,6	4,1225e-040
NBP[0]247*	9,9972	1483,4	1,0063e-042
NBP[0]261*	2,8011	1052,9	8,8203e-046
NBP[0]276*	0,78163	818,07	1,4126e-049
NBP[0]290*	0,29434	862,92	1,3930e-053
NBP[0]306*	0,14433	1311,4	4,4895e-058
NBP[0]319*	6,8831e-002	1751,8	7,3816e-062
NBP[0]333*	1,9438e-002	1579,0	3,2370e-066
NBP[0]348*	5,9808e-003	1647,9	1,1662e-070
NBP[0]362*	1,7990e-003	1747,1	5,1706e-075
NBP[0]377*	5,1245e-004	1858,8	2,4176e-079
NBP[0]391*	1,4395e-004	1989,4	1,2065e-083
NBP[0]406*	3,8622e-005	2144,3	6,2339e-088
NBP[0]420*	9,9547e-006	2331,4	2,8792e-092
NBP[0]439*	2,4993e-006	4335,0	2,7319e-095
NBP[0]463*	2,3793e-007	5278,9	3,3268e-095
	2501073,74558 kg/h	37344,73420 kg/h	172795,42034 kg/h

Рисунок 26 – Поток трехфазного сепаратора

В случае использования двухфазного сепаратора на выходе получается поток в количестве 210,1 т/ч, содержащий, в том числе, воды 172,8 т/ч и нефти 37,3 т/ч. При замене на трехфазный сепаратор получаем два отдельных жидкостных потока: нефть 37,3 т/ч и воду 172,8 т/ч.

Использование трехфазного сепаратора позволяет на этапе подготовки нефти к переработке выполнить отделение воды от сырой нефти и повысить производительность установки за счет снижения нагрузки на нефтехранилище с 210 т/ч до 37 т/ч.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – выявление более эффективного метода обезвоживания и обессоливания нефти, модернизация установок предварительного сброса воды.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка.

Целью модернизации установок предварительного сброса воды является улучшение процессов по дегазации нефти, отбору и очистке попутного газа, сбросу пластовой воды под избыточным давлением.

В данной выпускной квалификационной работе исследуется модернизация установок предварительного сброса воды. Объектом исследования является трехфазный сепаратор, отсюда можно сделать вывод, что потенциальными потребителями результатов исследования являются все нефтедобывающие предприятия.

Сегментирование рынка услуг по использованию методики модернизации установок предварительного сброса воды, можно выполнить по следующим критериям:

размер предприятия – предназначение методики анализа рисков существующих на предприятии.

Результатом сегментирования должно быть: определение основных сегментов данного рынка выбор сегмента, на котором намерено ориентироваться промышленное предприятие; выявление сегментов рынка, привлекательных для предприятия в будущем.

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка услуг по использованию модернизации установок предварительного сброса воды

Предназначение модернизации установок предварительного сброса воды	Размер предприятия		
	Крупное	Среднее	Мелкое
Дегазации нефти	1,2	3	4
Отбор и очистка попутного газа	1,2	3	4
Сброс пластовой воды под избыточным давлением	1,2	3	4

1 – НК Роснефть;

2 – ПАО Газпром;

3 – ООО Томская Нефть;

4 – Стимул-Т.

Как видно из карты сегментирования, данная методика обладает высокой конкурентоспособностью, в силу своей необходимости по улучшению процессов по дегазации нефти, отбору и очистке попутного газа, сбросу

пластовой воды под избыточным давлением. Это обусловлено тем, что данные процессы являются важным этапом на нефтяных предприятиях.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

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

В таблице 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок).

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.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2.Надежность	0,3	5	5	3	1,5	1,5	0,9
3. Энергоэкономичность	0,2	5	3	4	1,0	0,6	0,8
4. Безопасность	0,1	4	3	5	0,4	0,3	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
5. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
6. Срок выхода на рынок	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4

7. Финансирование научной разработки	0,1	3	4	5	0,3	0,4	0,5
Итого	1						

6.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научноисследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научноисследовательского проекта:	Слабые стороны научноисследовательского проекта:
	С1. Обеспечивает необходимое высокое качество нефти. С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. С3. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов	Сл1. Устаревшее оборудование. Сл2. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов Сл3. Высокая степень износа оборудования. Сл4. Значительный износ сетей и сооружений.

Возможности: В1.Использование инновационной инфраструктуры ТПУ. В2.Появление спроса на данный вид исследования. В3.Появление потенциального спроса на новые разработки. В4.Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок.	Сильные стороны и возможности: 1. .Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества проду 2.Простота применения и адекватность разработки 3. Уменьшение конкурентноспособности других разработок.	Слабые стороны и возможности: 1.Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 2.Модернизация оборудования. 3.Внедрение технологии. 4. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследование У3. Повышение требований к качеству продукции.	Сильные стороны и угрозы: 1. Продвижение новой технологии с целью создания спроса. 2.Внедрение менеджмента качества.	Слабые стороны и угрозы: 1.Закрытие проекта. 2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений. 3. Дальнейшая проработка

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Таблица 4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Создание темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
	2	Анализ актуальной темы	
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение материала и темы	Студент

	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, студент
	5	Календарное планирование работа	
Теоретические исследования	6	Изучение литературы по теме	Студент
	7	Подбор нормативных документов	
	8	Анализ использующихся средств и методов	
	9	Систематизация и оформление информации	
Оценка полученных результатов	10	Анализ результатов	Научный руководитель, студент
	11	Заключение	Руководитель, студент

6.2.2 Определение трудоёмкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях 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 $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (10)$$

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

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

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

Для выполнения перечисленных в таблице 4 работ требуются специалисты:

- исполнитель (И);
- научный руководитель (НР).

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (11)$$

где T_{pi} - продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

6.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (12)$$

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.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (13)$$

где $T_{\text{кал}}$ - календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 366$);

$T_{\text{вых}}$ - выходные дни ($T_{\text{ВД}} = 52$);

$T_{\text{пр}}$ - праздничные дни ($T_{\text{ПД}} = 12$).

$$k_{\text{кал}} = 366 / (366 - 52 - 12) = 366 / 302 = 1,212;$$

В таблице 5 приведены длительность этапов работ и число исполнителей, занятых на каждом этапе.

Таблица 5 – График проведения научного исследования

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни						Длительность работ, чел/дн.			
								T _{рi}		T _к	
		t _{min}		t _{max}		t _{ож}					
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Постановка технической задачи	НР, И	2	7	3	10	2,4	8,2	1,2	4,1	1	5
Разработка календарного плана	НР, И	2	10	4	13	2,8	11,2	1,4	5,6	2	7
Подбор и изучение материалов по тематике	НР, И	9	16	12	21	10,2	18	5,1	9,0	6	11
Обсуждение литературы	НР, И	2	3	5	6	3,2	4,2	1,6	2,1	2	3
Изучение методики проведения эксперимента	И	1	5	2	7	1,4	5,8	1,4	5,8	2	7
Проведение экспериментов	И	15	18	17	20	15,8	18,8	15,8	18,8	19	23

Обсуждение результатов	НР, И	3	7	5	10	3,8	8,2	1,9	4,1	2	5
Оформление расчетно -пояснительной записки	И	3	8	8	10	5	8,8	5	8,8	6	11
Оформление графического материала	И	2	3	3	5	2,4	3,8	2,4	3,8	3	5
Подведение итогов	НР, И	1	2	2	3	1,4	2,4	0,7	1,2	1	1
Итого:										44	77

6.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

6.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) * \sum_{i=0}^m C_i * N_{расх\ i}, \quad (14)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$ - количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, m^2 и т.д.);

C_i - цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ m^2 и т.д.);

k_T - коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы принимаются 25% от стоимости материалов.

Таблица 6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, руб	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Тетрадь	шт.	1	1	30	30	37,5	37,5
Бумага	лист	150	100	2	2	375	250
Картридж для принтера	шт.	1	1	1500	1500	1875	1875
Ручка	шт.	1	1	30	30	37,5	37,5
Интернет	М/бит (пакет)	1	1	400	400	500	500
Дополнительная литература	шт.	2	2	600	700	1500	1750
Итого						4325	4450

6.3.2 Основная заработная плата исполнительской темы

Затраты на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением НИР.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИР, включая премии и доплаты.

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (15)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (16)$$

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

$T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.

Средняя заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (17)$$

где $Z_{\text{м}}$ – 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;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 7)

Таблица 7 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество рабочих дней:		
- выходные дни	51	102
- праздничные дни	12	12
Потери рабочего времени:		
- отпуск	48	24
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	250	223

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_б \cdot k_p \quad (18)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3.

Таблица 8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_б$, руб.	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	30000,0	1,3	39000,0	1625	44	71500,0
Исполнитель	2000	1,3	2600,0	108,3	77	8342,7
						79842,7

6.3.3 Отчисления по внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отображаются 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.

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн}$$

где $k_{внеб} = 27,1$ % коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) для работников научно-образовательной сферы.

Таблица 9 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Бакалавр
Зарплата	71500 руб.	7342,7 руб.
Отчисления на социальные нужды	19376,5руб.	1987,87 руб.
Итого	21364,37 руб.	

6.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной 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 как:

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

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{финр}^{исп.i} = 0,8; I_{ф}^a = 1,0$$

Таблица 10 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	4	3
2. Энергосбережение	0,3	4	3
3. Надежность	0,3	5	4
4. Материалоемкость	0,1	5	4
ИТОГО	1		

$$I_{\text{тп}} = 0,3 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,4$$

$$\text{Аналог} = 0,3 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 3,4$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{\text{финр}}^p$ и аналога $I_{\text{финр}}^a$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^p}; \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a} \quad (20)$$

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{4,4}{0,8} = 5,5;$$

$$I_{\text{финр}}^a = \frac{3,4}{1} = 3,4.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 10) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\Theta_{\text{ср}}$):

$$\Theta_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} = \frac{5,5}{3,4} = 1,62 \quad (21)$$

где $\Theta_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{ТЭ}^p$ – интегральный показатель разработки;

$I_{ТЭ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

$\Xi_{cp} = 1,48$.

Таблица 11 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,8	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	3,4
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	3,4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,62	

Сравнив значения интегральных показателей эффективности можно сделать вывод, что реализация технологии является более эффективным вариантом решения задачи, поставленной в данной работе с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

7 Социальная ответственность

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, продукции, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труд состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры микроклимата, шума, вибрации, уровни искусственной освещенности и содержание вредных веществ на рабочем месте соответствуют СП 2.2.1.1312-03 п.п. 2.4, 2.5, СП 2.2.2.1327-03 п. 2.8 и СНиП 23-05-95.

Показатели тяжести и напряженности трудового процесса при выполнении производственных операций находятся в пределах оптимальных и допустимых величин (в соответствии с СП 2.2.2.1327-03), условия труда по степени вредности и опасности относятся к допустимым (класс 2), а на наружных работах к вредным первой степени (класс 3.1).

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается

работодателем статья 301 Трудового кодекса РФ от 30.12.2001. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам предоставляются дополнительные отпуска, устанавливаются гарантии и компенсации, предусмотренные в Законе РФ "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" от 19 февраля 1993 г., а также выплачивается надбавка за вахтовый метод работы.

7.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обессоливании и обезвоживании нефти на УПСВ.

Таблица 12

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при обессоливании и обезвоживании нефти на УПСВ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Очистка внутренней полости резервуара от донных отложений и остатков нефти	<i>Физические</i>		
		1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 -2015 ССБТ [35]
		2. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [35]
		3. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ[38] ФЗ –от 22.07.2013г. №123 [39]
	1. Отклонение		СанПиН 2.2.4.54896 [43] СНиП 41-01-

	показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		2013 [44]
	2. Превышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 [45] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [46]
	3. Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [47] СП 52.13330.2011 [48]
	4. Контакт с насекомыми		ГОСТ Р 12.4.296 2013 [36]
	<i>Химические</i>		
	1. Химически вредные – токсические, раздражающие, sensibilizing, канцерогенные		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [49] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [50]

7.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 40°С до плюс 40°С.

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, работа должна

быть организована таким образом, чтобы рабочие имели возможность периодически находиться в теплом помещении.

Профилактика перегрева осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы, средства индивидуальной защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.005-01 [9] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 6.1.1.1).

Таблица 13 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Повышенный уровень шума

Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [10] для рабочего

места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029-80 [11] и ГОСТ 12.4.051-87 [12]:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для площадок, выделенных для размещения оборудования, необходимого для проведения работ по очистке, необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог [53].

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работы не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [54]. Для освещения внутри резервуара должны применяться переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В [74].

Контакт с насекомыми

При проведении работ в летнее время года возникает опасность воздействия на здоровье человека различных видов насекомых, таких как, например, гнуса (комаров, мокрецов, мошек, слепней), блох, клещей и т.д., которые являются переносчиками возбудителей инфекционных заболеваний.

Для защиты работников от возможного негативного воздействия насекомых следует применять специальные средства индивидуальной защиты, такие как спецодежда и специальные средства, для обработки одежды и кожи.

Конструкция спецодежды должна обеспечивать защиту от клещей и насекомых за счет:

- плотного прилегания к телу пользователя по низу рукавов и брюк, горловине;
- отсутствия возможности проникновения клещей и насекомых к телу пользователя через застежки или вентиляционные отверстия;
- наличия капюшона;
- возможности применения двухслойного (или многослойного) пакета одежды;
- других элементов, обеспечивающих защиту.

Воздействие химических веществ

В эту группу входят многочисленные пары и газы: пары бензола и толуола, окись углерода, сернистый ангидрид, окислы азота, аэрозоли свинца и др., токсичные пыли, образующиеся, например, при обработке резанием бериллия, свинцовистых бронз и латуней и некоторых пластмасс с вредными наполнителями. К этой группе относятся агрессивные жидкости (кислоты, щелочи), которые могут причинить химические ожоги кожного покрова при соприкосновении с ними [19].

Средства защиты от токсичных производственных факторов:

- спецодежда зимняя и летняя, предназначенная для защиты рабочих от вредного воздействия нефти и нефтепродуктов, а также от холода;
- противогазы, для защиты органов дыхания и зрения (фильтрующие с коробкой марки "А" и шланговые типа ПШ 2;
- резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны должен проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005-2015.

Безопасность при эксплуатации машин и механизмов

Движение машин происходит при перевозе мобильных комплексов очистки к месту их работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

Для обеспечения безопасности во время передвижения машин по территории резервуарного парка и нефтеперекачивающей станции необходимо руководствоваться межотраслевыми правилами по охране труда на автомобильном транспорте ПОТ Р М-027-2003 [15].

В состав мобильных комплексов очистки входят компрессорные и сепарационные установки, которые в случае возникновения аварийной ситуации представляют собой серьезную опасность для работников. Поэтому в целях обеспечения безопасности такие агрегаты должны быть закрыты от общего доступа специальными щитами и перегородками, предусмотренными конструкцией комплексов.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

Электробезопасность на рабочем месте

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы

Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества следует, как правило, объединять с заземляющими устройствами для электрооборудования или молниезащиты.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83.

В качестве индивидуальных средств защиты от статического электричества могут применяться [16]:

- специальная антиэлектростатическая одежда;
- специальная антиэлектростатическая обувь;
- предохранительные антиэлектростатические приспособления (кольца и браслеты);
- антиэлектростатические средства защиты рук.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды обусловлено двумя факторами:

1. Образование взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м^3 ; ВКПР – 195000 мг/м^3 . [17]

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

2. Контакт пирофорных отложений с кислородом воздуха.

Пирофорные соединения, способные к самовозгоранию при контакте с кислородом воздуха, могут образоваться при хранении, транспортировке и переработке сернистых нефтей и нефтепродуктов на незащищенных

поверхностях трубопроводов, емкостей, аппаратуры и оборудования. Активность пирофорных отложений определяется температурой их возгорания.

7.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия факторов

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты». На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим. Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

7.3 Экологическая безопасность

Анализ воздействия на атмосферу

При плановой эксплуатации месторождения основным источником загрязнения атмосферы будет оборудование УПН. Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха на территории УПН вносят установки, производящие тепловую и электрическую энергию, а также факельные

установки по сжиганию попутного нефтяного газа, полигон ТБО, склад ГСМ и ремонтно-механическая мастерская.

В атмосферу поступают следующие вида загрязнений: диоксид азота, оксид азота, бенз(а)пирен, метан, оксид углерода, смеси предельных углеводородов по фракциям C1-C5, C6-C10 и C12-C19, пары бензина, сажа, диоксид серы, оксид железа, пыль абразивная, марганец и его соединения, фтористый водород, пыль неорганическая, сероводород, бензол, толуол, амилены, ксилол, этилбензол, пары минерального нефтяного масла, аммиак,

Анализ воздействия на гидросферу

В районе размещения объектов обустройства водные объекты отсутствуют.

При строительстве объектов обустройства воздействие на водные ресурсы может быть выражено в следующем:

- нарушение параметров поверхностного стока и сложившегося гидрологического режима вследствие строительства линейных объектов, отсыпки насыпных оснований и движения строительной техники;
- возможное химическое загрязнение поверхностного стока, вследствие нарушения порядка хранения топлива, опасных химических веществ и заправки техники, а также при возникновении нештатных ситуаций (возможные аварийные разливы различных жидкостей).

Хранение топлива, не соответствующее нормативам, и операции по заправке, включая аварийные разливы, могут привести к загрязнению поверхностного стока, который, в свою очередь, может воздействовать на поверхностные водные объекты. Такое воздействие может быть временным с низкой или средней интенсивностью и ограниченными размерами площадки и ближайшей прилегающей территорией. Для предотвращения и снижения загрязнения планируется оборудовать площадку для топливозаправочных операций твёрдым покрытием, обеспечить хранение топлива и смазочных материалов на площадке с защитным обвалованием. Транспортные средства и

оборудование будут регулярно проходить техническое обслуживание и проверку перед заправкой. Что касается аварийных разливов, то необходимо планировать меры по их предотвращению и ликвидации разливов различных жидкостей, используемых в процессе строительства объектов нефтяного месторождения [24].

В период эксплуатации предлагаемых концептуальных объектов обустройства негативное воздействие на водные объекты может быть выражено:

- в загрязнении нефтью поверхностного стока, вследствие возникновения чрезвычайных ситуаций, таких как, аварийные протечки и связанные с ними меры по очистке от загрязнения;
- изъятие водных ресурсов (водопотребление подземных вод) в целях водоснабжения промысла (для хозяйственно-бытовых, технологических и противопожарных нужд).

Кроме этого, источником воздействия на водные объекты в частности, и окружающую среду в целом, может послужить эксплуатация трасс трубопроводов. Отказы оборудования, при определенном стечении обстоятельств, могут приводить к локальным утечкам через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру, торцевые уплотнения насосов и т.п., с дальнейшей фильтрацией в поверхностные или грунтовые воды [24].

Потенциальное воздействие заключается в попадании углеводородов в окружающую среду.

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

Анализ воздействия на литосферу

Воздействие на естественный рельеф при строительстве трубопроводов выразится в незначительном изменении высотных отметок поверхности земли

при устройстве траншеи. На избыточно увлажненной территории с небольшим перепадом высот появление невысокого препятствия на пути стекания поверхностных вод может привести к обводнению и заболачиванию значительной территории. Негативное воздействие инженерных сооружений на рельеф выражается в долговременной реакции в виде активизации процессов заболачивания. Необходимо предпринимать меры по предотвращению или минимизации возможного развития почвенной эрозии. Заключаются договора на передачу отходов со специализированными предприятиями, имеющими лицензию на обращение с ними.

Основные виды отходов, образующихся в период строительства: лом стальной несортированный, шлак сварочный, загрязненный маслами обтирочный материал, загрязненные остатками цемента отходы бумаги и картона, отходы из жилищ несортированные, остатки и огарки стальных сварочных электродов. Дополнительно к ним образуются виды отходов в период эксплуатации: отходы (грубые осадки) при механической и биологической очистке хозяйственных сточных вод, шины пневматические отработанные, пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные, масла автомобильные, дизельные и трансформаторные отработанные, шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гидронаторов) от нефти и нефтепродуктов, аккумуляторы свинцовые отработанные неповрежденные с не слитым электролитом, осадок с илоуловителя (активный ил) при механической и биологической очистке хозяйственных сточных вод, растения с ботанических площадок КОС, ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак.

Решения по обеспечению экологической безопасности

Для обеспечения защиты окружающей среды от загрязнений предусмотрены следующие мероприятия:

- предусмотрена закрытая система сбора и подготовки нефти;

- газ, выделившийся при сепарации, направляется на сжигание и выработку тепла и электроэнергии;
- для предупреждения затопления промплощадок ливневыми и талыми водами предусмотрены системы ливневой канализации и водоотвода;
- дыхание емкостного и резервуарного оборудования выполнено через дыхательные клапаны с огнепреградителями;
- для предотвращения разливов нефти выполнено обвалование резервуаров, кустовых площадок, оборудуется площадка для топливозаправочных операций с твёрдым покрытием;
- для аварийного сброса нефти из технологического емкостного оборудования предусмотрены подземные емкости;
- промливневые и пластовые воды собираются в емкости с дальнейшей утилизацией на ГФУ или в систему ППД;
- для предотвращения повышения давлений сверх нормативного значения на оборудовании установлены предохранительные клапаны, обеспечивающие безаварийный режим работы установки;
- отходы (осадки, шлам, ветошь и т.п.) вывозятся и утилизируются на соответствующих сооружениях.

Для уменьшения выбросов в окружающую среду необходимо выполнять нормы технологического режима, содержать исправными оборудование, арматуру и трубопроводы, электрооборудование, системы контроля, регулирования, сигнализации и блокировки.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта
Основными ЧС могут быть:

- возникновение пожаров;
- аварийные разливы нефти и нефтепродуктов;

- взрывы на технологических сооружениях;
- аварии с выбросом химически опасных веществ;
- аварии на электроэнергетических системах;
- аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения;
- аварии на очистных сооружениях;
- террористические акты, войны, локальные и региональные военные конфликты;

- опасные природные процессы и явления, такие как инфекционные заболевания персонала и эпидемии, землетрясения, подтопление территории, ураганы, природные пожары, эрозия почвы, силы морозного пучения и иные процессы и явления, оказывающие негативные и разрушительные воздействия на здания и сооружения [19].

Наиболее типичными ЧС на могут являться аварийные разливы нефти и нефтепродуктов.

Основные дестабилизирующие факторы и отклонения от нормативных параметров производственных процессов, способных привести к возникновению чрезвычайных ситуаций:

- нарушения в подаче электроэнергии;
- нарушения в подаче газа;
- несанкционированного проникновения в служебные помещения;
- повышенного уровня взрывоопасных концентраций смесей;
- нарушения в системе отопления, подачи горячей и холодной воды,

вызванные выходом из строя инженерного оборудования на котельных, а также авариями на трубопроводах и приборах отопления.

Меры по предупреждению ЧС на объекте

Важнейшим мероприятием, способствующим предупреждению чрезвычайных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами, является своевременное обнаружение источников утечек горючих веществ. Для этого организуется постоянный контроль, который осуществляется переносными и

автоматическими системами обнаружения пожаров и контроля воздуха рабочей зоны на содержание горючих газов и паров ЛВЖ [22].

Для предупреждения развития аварий и локализацию выбросов опасных веществ предусмотрено следующее:

- сооружения размещены на площадках с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- для ограничения разлива ЛВЖ предусмотрены необходимые обвалования или ограждающие стенки резервуаров и бетонированные поддоны для емкостного оборудования, содержащего эти продукты;
- для аварийного освобождения оборудования и трубопроводов предусмотрены дренажные емкости;
- для предупреждения разгерметизации трубопроводов предусмотрен контроль сварных стыков в соответствии с ПБ 03-585-03;
- предусмотрено автоматическое отключение насосов и закрытие задвижек подачи нефти в резервуары при аварийном повышении уровня;
- использована арматура с герметичностью, соответствующей транспортируемой среде согласно ПБ 03-585-03;
- обеспечен контроль давления в напорных трубопроводах;
- предусмотрен контроль и сигнализация загазованности [23].

С целью предупреждения о виде опасности трубопроводы окрашиваются в опознавательные цвета согласно ГОСТ 14202-69.

Действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.

Действия операторов при аварийных ситуациях регламентированы соответствующими инструкциями, а также планом ликвидации аварий и планом ликвидации аварийных проливов нефтепродуктов.

Получив сигнал об аварии, Ответственный руководитель (в данном случае мастер по подготовке нефти или ведущий инженер - технолог) прибывает на место аварии и создает оперативный штаб. Ответственный

руководитель должен немедленно известить о ЧС должностных лиц, ведомства и организации, согласно списку, организовать и начать работу по спасению людей и локализации аварийной ситуации в соответствии с мероприятиями ПЛА и создавшейся обстановкой [22].

Лица, вызванные для спасения людей, локализации и ликвидации аварийной ситуации, сообщают о своем прибытии Ответственному руководителю и по его указанию приступают к исполнению своих обязанностей. Работы в загазованной среде выполняют аварийно-спасательные формирования (профессиональные или нештатные), аттестованные на этот вид работ в установленном порядке.

Заключение

В настоящей работе были исследованы технологические процессы подготовки нефти на установке предварительного сброса воды НГКМ.

В данной работе проработана концепция для основных технических решений по проектированию второй очереди УПН X НГКМ.

В настоящей работе рассмотрены варианты повышения пропускной способности установки предварительного сброса воды месторождения за счет замены двухфазного сепаратора на трехфазный, а также технология обезвоживания и обессоливания нефти. Рассмотрены принцип работы установок предварительного сброса вод, а также различные виды сепараторов. Отражены пути повышения производительности установки за счет снижения нагрузки на нефтехранилище.

Использование трехфазного сепаратора позволяет на этапе подготовки нефти к переработке выполнить отделение воды от сырой нефти и повысить производительность установки за счет снижения нагрузки на нефтехранилище с 210 т/ч до 37 т/ч. При замене на трехфазный сепаратор получаем два отдельных жидкостных потока: нефть 37,3 т/ч и воду 172,8 т/ч.

Результатом настоящей работы можно обозначить тот факт, что представленная в концепция модернизации УПСВ X НГКМ может послужить предварительными основными техническими решениями и содержанием будущей проектной документации на расширение технологической части УПН.

В работе также рассмотрены аспекты социальной ответственности и приведена стоимость разработки данного метода повышения производительности.

Список литературы

1. Пат. 2359733 Российская федерация, МПК В 01 D 17 028, Аппарат многофункциональный для подготовки нефти/ Хазиев Н. Н., Бакиев А. В., Хасанов И. Ю., Черных Ю. А., Амиров И. З., Сигаев К. Н.; заявитель и правообладатель: Хасанов И. Ю., Хазиев Н. Н.; дата регистрации 06.03.2008.
2. Пат. 2261136 Российская федерация, МПК 7В 01D 17/00 А, Установка подготовки нефти/ Фозекош Д.И., Аминов О.Н.; правообладатель: Общество с ограниченной ответственностью "Корпорация Уралтехнострой" (ООО "Корпорация Уралтехнострой"); дата регистрации 13.01.2004.
3. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти.- Казань: "Фэн", 2000.- 416с.
4. Тронов В.П. Прогрессивные технологические процессы в добыче нефти.- Казань: "Фэн", 1996.- 308 с.
5. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефти на нефтеперерабатывающих предприятиях.- М.: Химия, 1985.- 168 с.
6. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий.- М.: Недра, 1982 г.- 221 с.
7. Технологические расчеты установок переработки нефти: Учеб. пособие для вузов/ Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. М.: Химия, 1987.- 352 с.
8. Ткачев О.А., Тугунов П.И. Сокращение потерь при транспорте и хранении.- М.: Недра, 1988.- 118 с.
9. Хафизов А.Р. Технологии сокращения промысловых потерь углеводородного сырья.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997.- 186 с.
10. Персиянцев М.Н. Совершенствование процессов сепарации нефти от газа в промысловых условиях.- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999.- 283 с.
11. Каспарьянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа.- М.: Недра, 1977.- 254 с.

12. А.М. Лобков Сбор и подготовка нефти и газа на промысле.- М.: Недра, 1968.- 285 с.
13. Каспарьянц К.С. Промысловая подготовка нефти и газа.- М.: Недра, 1973. - 376 с.
14. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.- М.: Недра, 1977.- 192 с.
15. Коршунов Е.С., Едигаров С.Г. Промысловый транспорт нефти и газа.- М.: Недра, 1975.- 296 с.
16. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа.- М.: Недра, 1973.- 280 с.
17. Байков Н.М., Колесников Б.В., Челпанов П.И. Сбор, транспорт и подготовка нефти.- М.: Недра, 1975.- 317 с.
18. Хафизов А.Р. Повышение эффективности технологических процессов сокращения потерь при сборе и подготовке углеводородного сырья /Дисс. на соискание уч. ст. д-ра техн. наук.- Уфа, 1998.
19. Молчанов Г. В., Молчанов А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1984, 464 с.
20. Лутошкин Г. С.. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983.—224 с.
21. Тронов В. П.. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: «ФЭН», 2002.—408 с.
22. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в диплом проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2014. - 299с.
23. Обзор статистики зарплат профессии/Trud[URL]:
<https://tomsk.trud.com/salary/909/3831.html> (дата обращения 20.04.2019).
24. Воронина, М.В. Финансовый менеджмент: Учебник для бакалавров / М.В. Воронина. - М.: Дашков и К, 2015. - 400 с.

25. Щепетова, С.Е. Менеджмент и экономика качества: От естественного к формальному, от формального к естественному / С.Е. Щепетова. — М.: КомКнига, 2010. — 512 с.
26. В.А. Щербаков, Е.А. Приходько. Основы финансового функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 164 с.
27. Ахметов С.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. /Учебное пособие. Спб.: Недра, 2009. – 832 с
28. Хуторянский, Ф.М. Современное состояние установок обезвоживания и обессоливания нефти (ЭЛОУ) НПЗ. Пути совершенствования процесса и его технического перевооружения // Наука и технология углеводородов. 2003. №1. С. 10-23
29. Виноградов В.М., Винокуров В.А. Методическое пособие. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий. М.: ФГУП «Нефть и газ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2007.- 31 с.
30. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань «Фен» 2000. – 416.
31. Богомоллов А.И., Химия нефти и газа.// Учебное пособие для вузов, 3-ье издание дополнительное исправленное, СПб: Химия, 1995. —495 с.
32. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия [13.04.12] 12с.
33. ГОСТ 51947-2002. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии [01.07.13] 11с.
34. ГОСТ 3900-85 . Методы определения плотности [01.01.87] 135 с.
35. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
36. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).
37. ППБО 116-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

38. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
39. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
40. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
42. ГОСТ 17.2.1.03-84 Охрана природы (ССОП). Атмосфера
43. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
44. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование
45. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
46. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
47. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий
48. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
49. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
50. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
51. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
52. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление
53. ППБО 116-85 Правила пожарно безопасности в нефтяной промышленности
54. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
55. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

56. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

57. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасны и вредные производственные факторы. Классификация

58. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

59. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений