

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю.А Максимова
 (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
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович

Тема работы:

Анализ эффективности предварительной подготовки нефти на х нефтяном месторождении (томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Теоретические основы процесса подготовки сырой нефти	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна

Система сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на х месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Разработка мероприятий для повышения производительности подготовки нефти на х месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теоретические основы процесса подготовки сырой нефти	
Система сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на х месторождении	
Разработка мероприятий для повышения производительности подготовки нефти на х месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			01.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович		01.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Теоретические основы процесса подготовки сырой нефти	20
12.04.2021	Система сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на х месторождении	20
01.05.2021	Разработка мероприятий для повышения производительности подготовки нефти на х месторождении	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

**СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 88 страниц, 27 рисунков, 24 таблицы, 35 источников.

Ключевые слова: ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ, СЕПАРАЦИЯ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, СТОЙКАЯ ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ, МЕТОДЫ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, ТРЁХФАЗНЫЙ СЕПАРАТОР, ЭФФЕКТИВНОСТЬ.

Объект исследования: технология предварительной подготовки нефти X месторождения, влияние модернизации трехфазного сепаратора на качество подготовки нефти.

Цель работы: анализ и выбор наиболее эффективного метода борьбы со стойкими эмульсиями на установке предварительной подготовки нефти X месторождения.

В результате проведенных исследований был модернизирован трехфазный сепаратор для борьбы с устойчивыми водонефтяными эмульсиями.

Экономическая значимость работы: подобрано наиболее эффективное оборудование, создана конкурентоспособная разработка соответствующая современным тенденциям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ	13
1.1 Описание технологии подготовки нефти и газа.....	13
1.2 Типы технологических процессов предварительной подготовки нефти.....	15
1.2.1 Сепарация нефти	15
1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти	19
1.3 Основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на.....	21
месторождениях	21
1.3.1 Причины возникновения стойких нефтяных эмульсий и современные меры по их предотвращению	21
1.3.2 Потери нефти при подготовке и меры их устранения	23
2 СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	26
2.1 Общая характеристика X месторождения.....	26
2.2 Химический состав сырой нефти	28
2.3 Технология сбора нефти и газа на X месторождении.....	32
2.4 Особенности промысловой подготовки нефти и газа на X месторождении	33
3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ	37
3.1 Исследование проблем, возникающих при подготовке нефти на X месторождении	37
3.2 Увеличение степени разрушения структурно-механических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и воды	38
3.3 Результаты опытно-промысловых испытаний.....	45

4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	49
4.1	Потенциальные потребители результатов испытаний	49
4.2	Анализ конкурентных технических решений	50
	с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	50
4.2.1	Анализ конкурентных преимуществ сепараторов	50
4.2.2	Сравнение конкурентных технических решений	53
4.2.3	SWOT-анализ	55
4.2.4	Оценка готовности к коммерциализации	57
4.3	Инициация проекта	58
4.4	Бюджет научного исследования	59
4.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	64
4.6	Разработка графика проведения работ	65
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.1.1	Режимы труда и отдыха, льготы, гарантии и компенсации работникам, занятым на производстве	71
5.2	Производственная безопасность	73
5.2.1	Анализ вредных и опасных факторов	73
5.2.2	Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса	74
5.3	Экологическая безопасность	76
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	82
	ПРИЛОЖЕНИЯ	86

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
- ЦППН – цех предварительной подготовки нефти
- УКПН – установка комплексной подготовки нефти
- ЦТП – центральный товарный парк
- ДНС – дожимная насосная станция
- БКНС – блочная кустовая насосная станция
- ППД – поддержание пластового давления
- ППН – промысловая подготовка нефти
- УПСВ – установка предварительного сброса воды
- УБС – установка блочная сепарационная
- ТФС – трехфазный сепаратор
- СГ – сепаратор газовый
- ТХУ – термохимические установки
- ЭЛОУ – электрообессоливающие установки
- РВС – резервуар вертикальный стальной
- СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан
- НКДМ – непримерзающий клапан дыхательный мембранный
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- МО – магнитная обработка
- УЗ – ультразвуковая обработка
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод

ВВЕДЕНИЕ

В составе нефти, направляемой на поверхность присутствует смесь из твёрдых включений, пластовой воды и сопутствующего газа, в которой содержатся различные соли, преимущественно в виде хлорида натрия, кальция и магния, в исключительных случаях – соли и эфиры угольной кислоты, а также соли серной кислоты. Как правило эту неочищенную нефть, в составе которой также присутствуют органолептические предельные углеводороды: метан, бутан, и неорганические: сероводород и углекислый газ газовые компоненты, перемещать на НПЗ при отсутствии специальной промышленной подготовки запрещено.

Когда нефть добывается на промысле, то она непременно смешивается с пластовой водой с последующим появлением эмульсии. Данное соединение образуется за счёт наличия в нефти природных эмульгаторов и растворенных твердых включений.

Если содержание примесей существенно превышает допустимые значения, то начинается коррозионное разрушение труб и появление солевого налёта в нефтяных устройствах, что способствует увеличению коэффициента теплопередачи и работоспособности аппаратов.

Кроме того, наличие пластовой воды в нефти увеличивает стоимость её перемещения по магистральным нефтепроводам и последующую переработку. Также увеличивается расход электроэнергии ввиду повышенной конденсации и испарения, затрат на транспортные и эксплуатационные мероприятия по причине появления эмульсии.

Рассматриваемое в данной работе X нефтяное месторождение, как и подавляющая часть месторождений Западной Сибири эксплуатируется на поздней стадии. С целью увеличения нефтеотдачи пластов, обработки призабойной зоны, борьбы с соле- и парафинотложениями широко применяют реагенты и химические вещества. Это приводит к вымыванию грязевых отложений, возникших в устройствах добычи и сбора скважинной

продукции, появлению масс с повышенной вязкостью на протяжении маршрута передвижения скважинной продукции от пласта до объектов нефтяной подготовки.

Актуальность темы данной работы заключается в том, что результаты выполненного в ней исследования могут быть применены с целью создания технологии разрушения промежуточных слоев в технологическом оборудовании, повышения эффективности процессов сепарации, а также снижения количества технологических срывов процесса подготовки нефти.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ и выбор наиболее эффективного метода борьбы со стойкими эмульсиями на установке предварительной подготовки нефти X месторождения.

Для достижения поставленной цели предстоит решить ряд задач:

- описать технологию подготовки нефти и газа на месторождениях;
- рассмотреть типы технологических процессов предварительной подготовки нефти: сепарацию, обезвоживание и обессоливание;
- изучить основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождениях;
- охарактеризовать систему сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на X месторождении;
- разработать мероприятия для повышения производительности подготовки нефти на X месторождении путем модернизации трехфазного сепаратора ТФС;
- произвести расчёт экономического эффекта от модернизации сепарационного оборудования;
- изучить требования безопасности, предъявляемые к процессам обслуживания установок подготовки нефти;
- рассмотреть перечень мероприятий по обеспечению безопасных условий труда и охране окружающей среды.

Объект исследования: технология предварительной подготовки нефти X месторождения, влияние модернизации трехфазного сепаратора на качество подготовки нефти.

Предмет исследования: анализ и выбор наиболее эффективного метода подготовки товарной нефти на установке предварительной подготовки нефти X месторождения.

Новизна рассматриваемой работы заключается в расширении области использования новейшего оборудования, в частности, трехфазных сепараторов ТФС на условия подготовки нефти Томской области.

Практическая значимость проделанной работы состоит в том, что в связи с модернизацией сепарационного оборудования для подготовки нефти на X месторождении существенно повысится качество товарной нефти.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ

1.1 Описание технологии подготовки нефти и газа

Нефть представляет собой маслянистую легко воспламеняющуюся жидкость природного происхождения с резким характерным ароматом, преимущественно включающую в себя непростую комбинацию углеводородов неодинаковой молекулярной массы и некоторых иных веществ химического происхождения.

На объектах нефтедобычи при сборе и подготовке нефти и газа их отделяют от попутного газа, твердых солей и частиц, воды. Поэтому экономически и практически необходимо нефть перед её направлением в магистральный нефтепровод, в впоследствии на нефтеперерабатывающий завод, переработать специальным образом [12].

Общий состав нефти приведен на рисунке 1.

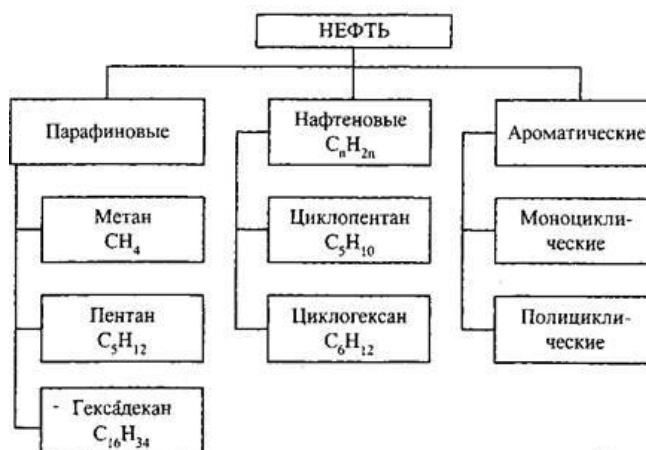


Рисунок 1 – Общий состав нефти

Наряду с нефтью на поверхность поднимаются:

- пластовая вода,
- попутный (нефтяной) газ,
- плотные включения в виде составляющих механического характера (природные агрегаты минералов, плотного цемента).

Пластовая вода представляет собой субстанцию, насыщенную минералами с концентрацией солей, не превышающей 300 г/л. Примесь пластовой воды в нефти может достигать около 80 %. Данный вид примесей способствует образованию ржавчины в трубопроводах резервуаров; твердые включения, содержащиеся в скважинной нефти, приводят к повышенному износу трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ в дальнейшем применяют в других отраслях промышленности.

Данную продукцию с примесями перемещать по магистральным нефтепроводам не представляется возможным так как:

1) Вода представляет собой лишнюю примесь, перемещение которой экономически не выгодно;

2) Совместно перемещаемая нефтегазоводная комбинация способствует увеличению затрат давления на перемещение сил трения, нежели при процессе перемещении только нефти. Также, достаточно большим является сопротивление, образуемое фазами газа, прижатыми в верхней части профиля и присутствия воды в пониженных точках трассы.

3) Пластовая вода наряду с минералами способствует повышенному образованию коррозии трубопроводов и резервуаров, а включения твердых частиц – трущему износу аппаратов [14].

В результате специальных процедур сбора и подготовки нефти, газа и воды, происходит изменение их ключевых свойств:

1. Пластовая нефть, представляющая собой непростую комбинацию из жидких и газообразных углеводородов из нефтеносного пласта. Благодаря воздействию температуры и давления разделяется на жидкую и газовую фазы.

2. Сырая нефть, характеризуемая как углерод и водород, находящиеся в комбинации битума, жидкости или природного газа. Она присутствует в осадочных и сланцевых природных агрегатов минералов.

3. Товарная нефть – это продукция, переработанная и предназначенная для перемещения, подготовленная, обезвоженная и дегазированная.

Готовая к перемещению нефть в товарном виде должна быть нормирована до определенных показателей в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 – 2002 «Нефть. Общие технические условия» [11].

Таблица 1 – Характеристика товарной нефти

№ п/п	Наименование показателя	Нормы для групп нефти		
		1	2	3
1	Массовая доля воды, в % не более	0,5	0,5	1,0
2	Содержание хлористых солей, мг/дм ³	100	300	900
3	Массовая доля мех. примесей, в % н/б	0,05	0,05	0,05

Для последующего перемещения в нефтепровод для уменьшения расходов и увеличения эффективности деятельности сырье направляют на особую подготовку, с целью обессоливания, обезвоживания, дегазации и отделения твердых включений.

1.2 Типы технологических процессов предварительной подготовки нефти

1.2.1 Сепарация нефти

Сепарация (дегазация) представляет собой процесс отделения газа от нефти в специальных аппаратах – сепараторах [17].

Принцип сепарации нефти заключается в многоступенчатом методе, в процессе которого отделение газа осуществляется так: на начальной ступени отделяются нетяжёлые углеводороды (метан и этан), уже затем – более весомые фракции. Любая ступень сопровождается уменьшением давления в концевых сепараторах с 0,6 Мпа до атмосферного.

Количество ступеней сепарации прямо пропорционально выходу дегазированной нефти из аналогичного объема пластовой воды. Но при этом

возрастают расходы на сепарационное оборудование. Поэтому количество ступеней сепарации как правило не превышает 2-3.

Классификация сепараторов приведена на рисунке 2.

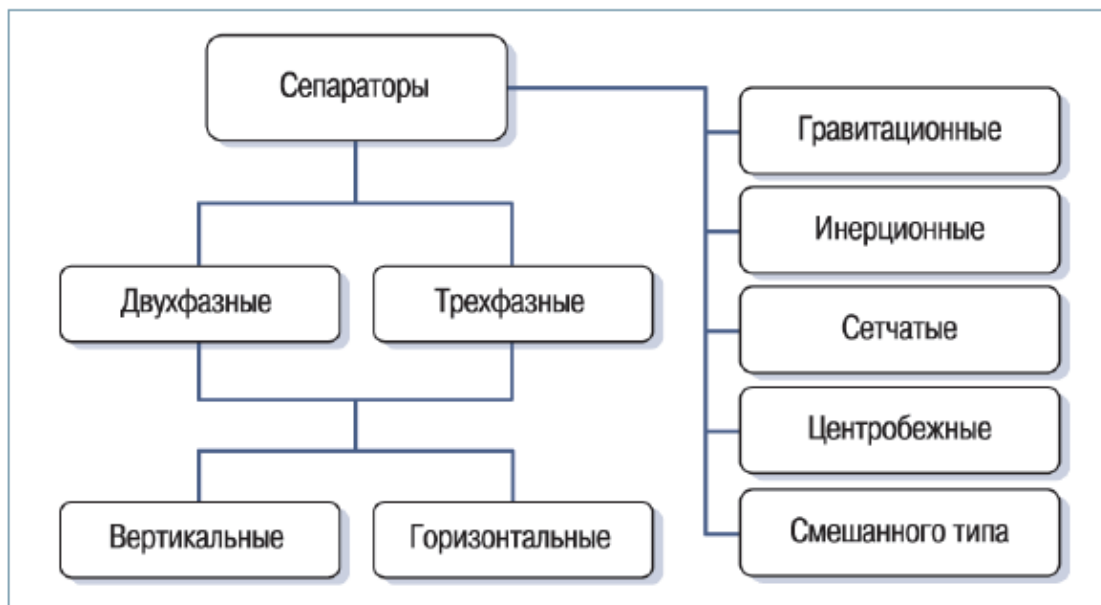
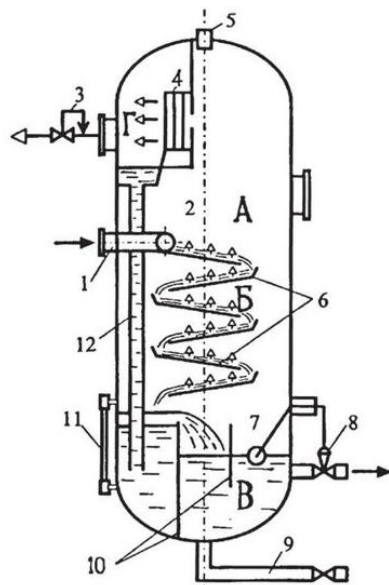


Рисунок 2 – Классификация сепараторов

Сам сепаратор и его внутреннюю конструкцию выбирают исходя из требований к инвестиционной нагрузке инфраструктурных составляющих, необходимой мощности (производительности), физико-химических свойств сырья и т.д.

Вертикальный сепаратор функционирует так (рисунок 3): под давлением углеводороды двигаются в сепаратор сквозь специальное отверстие по отрезку трубы 1 в раздаточный коллектор 2, имеющий узкий выход. Затем в работу вступает регулятор давления 3 и в устройстве формируется нужное давление, небольшое сравнительно ко первоначальному давлению газожидкостной смеси. Вследствие уменьшения давления из смеси из сепаратора выделяется растворенный газ [18].



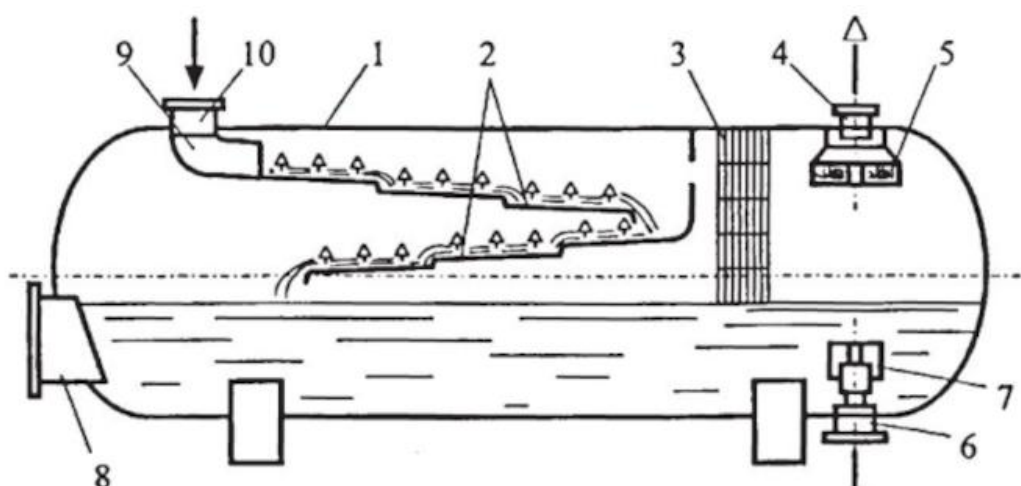
- А**—основная сепарационная секция;
- Б**—осадительная секция;
- В**—секция сбора нефти;
- Г**—секция каплеудаления;
- 1**—патрубок ввода газожидкостной смеси;
- 2**—раздаточный коллектор со щелевым выходом;
- 3**—регулятор давления «до себя» на линии отвода газа;
- 4**—жалюзийный каплеуловитель;
- 5**—предохранительный клапан;
- 6**—наклонные полки;
- 7**—поплавок;
- 8**—регулятор уровня на линии отвода нефти;
- 9**—линия сброса шлама;
- 10**—перегородки;
- 11**—уровнемерное стекло;
- 12**—дренажная труба

Рисунок 3 – Вертикальный сепаратор

Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке наклонных полок 6, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше. Газонефтяная субстанция под давлением направляется в сепаратор по патрубку 1 в раздаточный коллектор 2, имеющий узкий выход. Потом благодаря работе регулятора давления 3 в сепараторе формируется давление, малое относительно к изначальному давлению газожидкостной смеси и как следствие выделяется растворенный газ. Так как сама операция не отличается своей быстротой, то период нахождения веществ в сепараторе стараются расширить благодаря установке наклонных полок 6, по которым она перемещается в низ устройства, а газ в результате устремляется выше. Тут он пропускается сквозь жалюзийный каплеуловитель 4, предназначенный для отвода нефтяных капель, и после этого перемещается в газопровод. Схваченная нефть по трубе для дренажа 12 следует к нижней части [18].

Требуемое количество нефти внизу сепаратора достигается уровнем регулятором 8 и уровнемерным стеклом 11. Трубопровод 9 служит для удаления шлама из сепаратора.

Устройство горизонтального газонефтяного сепаратора показано на рисунке 4.



1—технологическая емкость; 2—наклонные желоба; 3—пеногаситель; 4—выход газа; 5—влагоотделитель; 6—выход нефти; 7—устройство для предотвращения образования воронки; 8—люк-лаз; 9—распределительное устройство; 10—ввод продукции

Рисунок 4 – Горизонтальный газонефтяной сепаратор

Описание работы: комбинация из нефти и газа через распределительное устройство 9 и патрубок 10 и передвигается к полкам 2, где стекает в нижнюю часть аппарата. В результате этого от нефти отделяются пузырьки газа [15].

Отделившийся газ пересекает устраняющее пену устройство 3 и затем в устройстве 5 из него отделяется избыточная влага и сквозь штуцер выхода газа 4 удаляется из сепаратора. Очищенная нефть собирается в низу технологической емкости и выливается из сепаратора сквозь штуцер 6.

Принцип работы гравитационных сепараторов состоит в том, что сравнительно нетяжелые газовые фракции – направляются вверх, а относительно сильно тяжелые (смесь из воды и нефти) спускаются ниже.

В инерционных сепараторах ввиду неодинаковой плотности жидкости и газа, первая оседает на стенках и днище корпуса, а газовые частицы отводятся из емкости.

Центробежные сепараторы похожи с инерционными тем, что движение газожидкостного потока происходит с помощью спиралевидного вихревого потока. Таким образом более плотная жидкая фракция, относительно газовой фазы, инерционно перемещается, а газовые частицы отделяются и выводятся из аппарата [12].

1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Обезвоживание нефти осуществляется вследствие разбития водонефтяной эмульсии специальными деэмульгаторами, имеющими химическую природу веществами, вырабатываемыми в процессе извлечения капель диспергированной в нефти воды [16].

Характеристики деэмульгаторов приведены на рисунке 5.

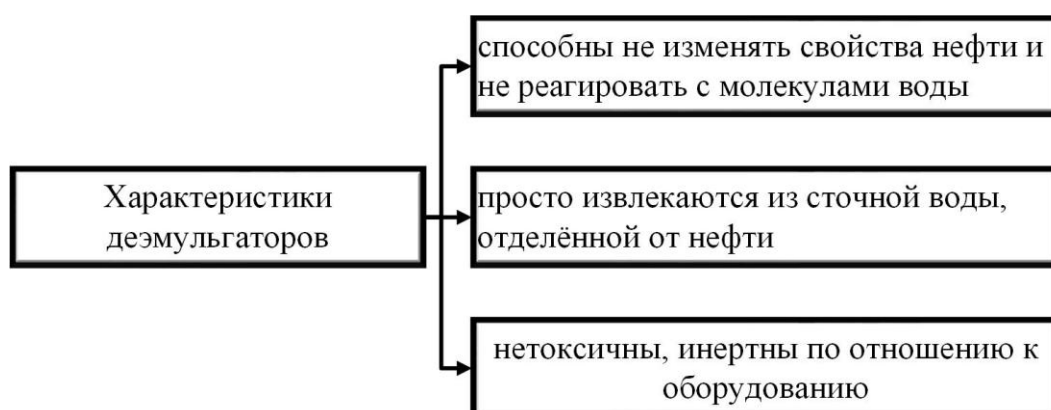


Рисунок 5 – Характеристики деэмульгаторов

Различают два типа деэмульгаторов:

1. Ковалентные деэмульгаторы – углеводороды органической природы (фениловый водород, керосин, спирты), растворяющие эмульгаторы нефти и разжижающие её.

2. Коллоидные деэмульгаторы – вещества, которые с легкостью вступают в реакции с нефтью и устойчивы к воде. Они отличаются повышенной подвижностью и имеют невысокий температурный диапазон застывания. Для их применения не требуется растворитель, доступно точное отмеривание вещества, кроме того, они неприхотливы в транспортировании [22].

Достаточно высокий уровень обезвоживания нефти до концентрации пластовой воды 0,1-0,3 %, все равно демонстрирует некоторое содержание минералов, а конечная концентрация хлоридов натрия остается сравнительно большой: 100-300 мг/л.

Для достижения желаемого результата применяют процесс обессоливания нефти, осуществляемая путем соединения нефти со свежей пресной водой. По итогу нарушается целостность эмульсии и от нефти отделяются соли.

Последняя стадия включает в себя электрообезвоживание нефти на нефтяных предприятиях.

В 2021 году компанией «Газпромнефть» внедрена новая технология сепарации нефти с использованием ультразвука.

Новая технология обеспечивает разделение водонефтяной эмульсии на нефть и воду под воздействием ультразвуковых волн.

Процесс происходит непосредственно в трубопроводе, без использования специализированных резервуаров для сепарации.

Ультразвуковое воздействие позволяет ускорить процесс разрушения эмульсии и сократить расход дорогостоящих импортных реагентов.

Специалисты компании отмечают, что подобная технология реализована в России впервые, хотя применение ультразвука в процессе добычи и подготовки нефти ведет свою историю еще со времен СССР.

1.3 Основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождениях

1.3.1 Причины возникновения стойких нефтяных эмульсий и современные меры по их предотвращению

Нефтяная эмульсия представляет собой однородную комбинацию пары или более разнофазных жидкостей, с малой примесью твердых взвесей.

Виды нефтяных эмульсий показаны на рисунке 6.

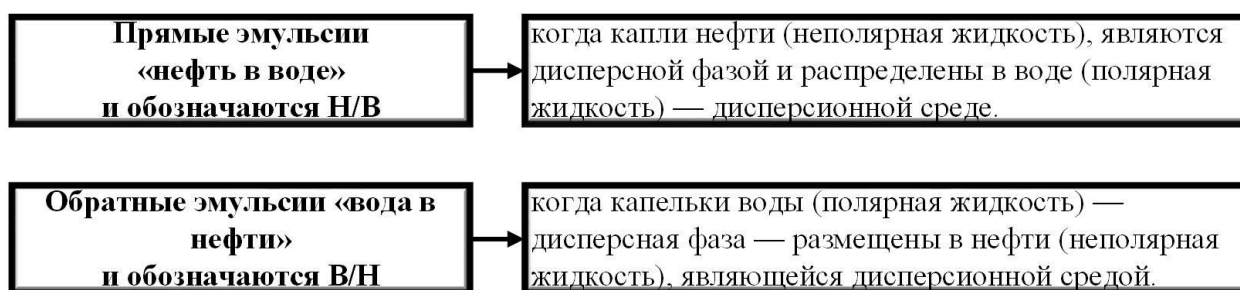


Рисунок 6 – Классификация видов нефтяных эмульсий

Множественная эмульсия представляет собой субстанцию, в которой в относительно больших каплях воды могут присутствовать небольшие нефтяные глобулы, или в больших нефтяных каплях присутствуют малые водяные глобулы. Дисперсная фаза имеет вид эмульсии, и может быть обратной или прямой. Эти эмульсии имеют увеличенную концентрацию твердых включений [19].

Дисперсионная среда служит определяющим фактором для установления типа эмульсии.

На нефтяных объектах содержание воды в эмульсиях устанавливают согласно цветовому восприятию:

- эмульсии, соответствующие цвету неводной нефти, включают в себя до 10 % воды;

- эмульсии, которые имеют цвет от коричневого до желтого включают в себя 15–20 % воды;
- эмульсии, желтого цвета, включают в себя свыше 25 % воды.

Различают следующие методы обезвоживания и обессоливания, приведенные на рисунке 7.

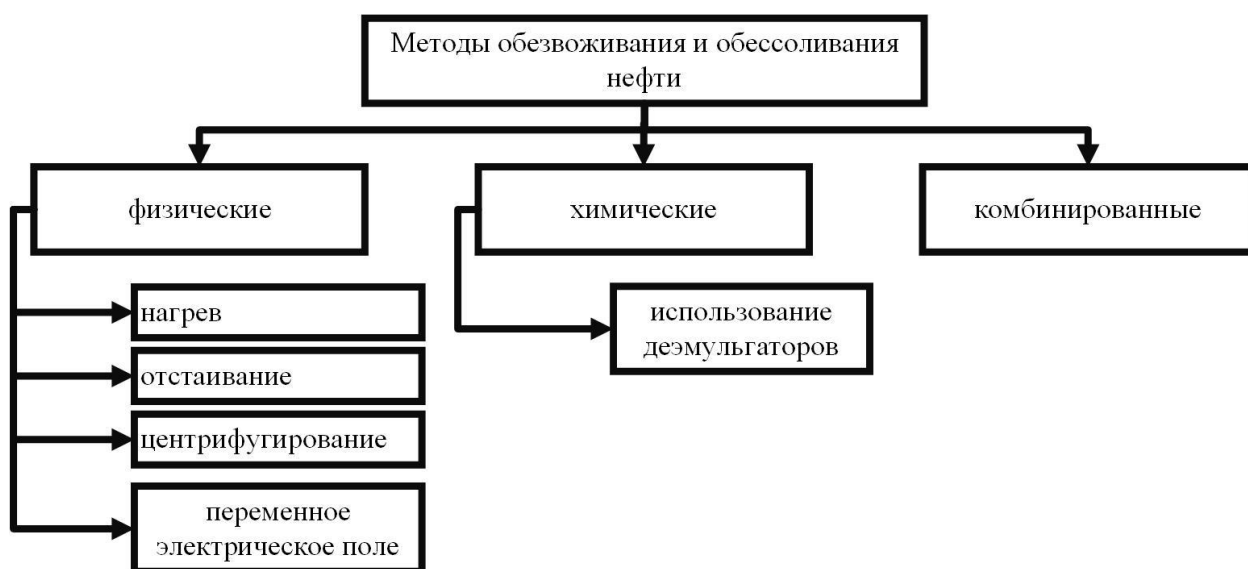


Рисунок 7 – Классификация методов обезвоживания и обессоливания нефти

В последнее десятилетие стали применяться методы, основанные на физической природе магнитного, лазерного акустического поля, а также магнитного поля разной частоты и т.д.

Преследуют два основных фактора подогрева эмульсии:

1. Уменьшение вязкости под действием силы тяжести, которое способствует более легкому перемещению сквозь нефтяную среду частиц воды.

2. Повышение температуры нефти, которое прямо пропорционально скорости движения, вызывающее повышение скорости движения водных частиц, которые сталкиваются между собой, сливаясь в более крупные, как в броуновском движении [14].

Сам процесс осуществляется на специальных аппаратах – подогревателях (рисунок 8).

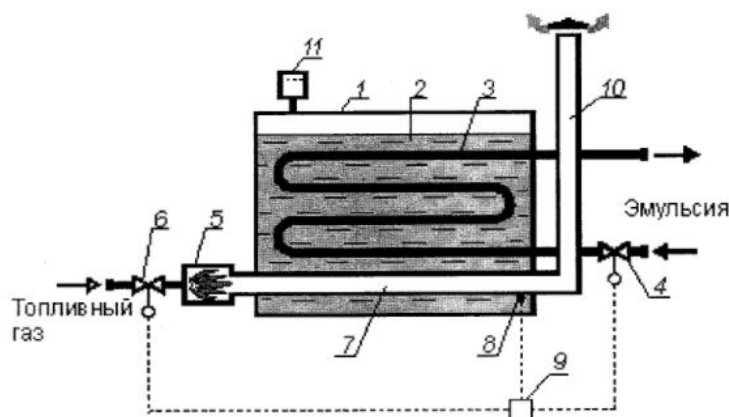


Рисунок 8 – Подогреватель нефтяных эмульсий

Этот подогреватель имеет вид батареи типа «труба в трубе», в котором источником нагрева являются продукты сгорания топлива, а объектом нагрева – жидкости нефтяного характера. Нагреваемый объект перемещается в межтрубном пространстве, а непосредственно по трубам перемещается топливо. Топливо постепенно выгорает и выделяет тепло, поглощаемое теплообменниками. Нагрев нефтяной жидкости производится благодаря тесному контакту с теплообменниками [12,15].

1.3.2 Потери нефти при подготовке и меры их устранения

Потери возникают по причине отсутствия универсальных технологий промышленного сбора и хранения нефти в резервуарах, которые можно было бы применять для любой климатической зоны и для различной нефти. Также они появляются по причине утечек, изменения качества и испарения. В связи с этим сбережение качества и количества нефтепродукта при транспорте и хранении являются ключевой целью.

Совокупность потерь нефти и нефтепродуктов на трубопроводном транспорте можно разделить на три вида в соответствии с рисунком 9.



Рисунок 9 – Классификация нефти и нефтепродуктов

Количественные потери возникают в результате нарушения герметичности технологического оборудования, нарушением целостности трубопроводной арматуры, с авариями.

Качественные потери появляются по итогам перемешивания различных типов и групп нефтей и нефтепродуктов, загрязнением, обводнением, окислением.

Количественно-качественные потери вызываются различного рода испарениями, в результате которых происходит уменьшение качества продукта ввиду летучести легких фракций и снижение их числа. Потери от испарения равны около 60-80 % от всех потерь [17].

С целью уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения применяют следующие методы и технические мероприятия, которые будут рассмотрены ниже.

Газовая обвязка (газоуравнительная система) резервуаров представляет собой несколько трубопроводов, формирующих одинаковое газовое пространство резервуаров.

Устройство газовой обвязки показано на рисунке 10.

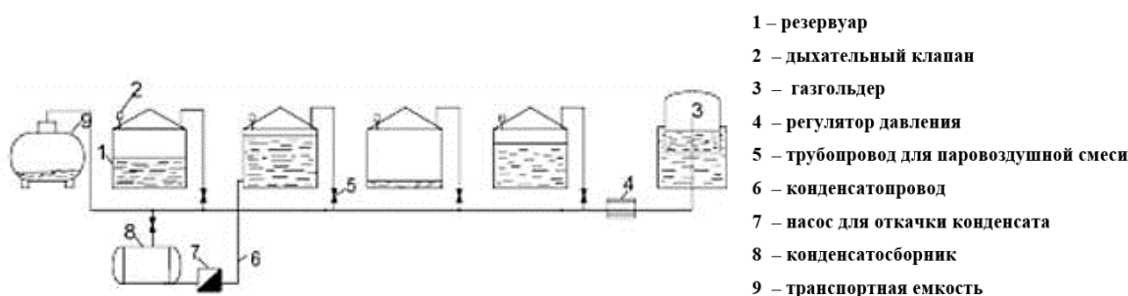


Рисунок 10 – Газовая обвязка

С целью устранения неравномерности в откачке и закачки нефти в резервуары в систему включают газгольдеры.

Наличие дыхательного клапана обеспечивает вакуум газового объема резервуара, установку точного значения давления в нем с помощью регулярного контакта газового пространства резервуара и внешней среды.

Понтоны представляют собой жесткое герметичное устройство, покрывающее практически 100 % поверхности продукта, за исключением 5 %, занимающих затвором в виде кольца.

Для изготовления понтонов применяют прочные металлы или полимерные материалы. Выделение воды снижается по причине сужения площади испарения, а затем и реакции насыщения углеводородами пространства, заполненного газом.

Существенное уменьшение потерь нефти и нефтепродуктов обеспечивается в процессе эффективного резервуарного использования. Когда резервуары заполнены по максимуму, то, следовательно, и потери от «малых дыханий» становятся практически неизмеримыми. С целью уменьшения утрат от «больших дыханий» следует не допускать перекачек продукта из одного резервуара в другой. Повышение эффективного использования резервуара достигается с помощью понижения диапазона температуры нефти и пространства резервуара, заполненного газом. Понижение диапазона температуры газового пространства достигается путем покраски резервуаров светоотражающими составами нетемных тонов, комплексом орошения резервуара или их опущением глубже в землю [16,19].

2 СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Общая характеристика X месторождения

В географическом отношении X месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийском автономном округе в 80 километрах от г. Стрежевой и восточнее на 113 км от г. Нижневартовска (рисунок 11).



Рисунок 11 – Схема расположения X месторождения

Фото X месторождения приведено в приложении А.

Только малый участок X месторождения расположен в Александровском районе на площади Томской области. Данным участком владеет организация «Томскнефть» ВНК.

Визуально X месторождение характеризуется как продольная полоса со сторонами 15 и 30 километров и площадью примерно 510 квадратных километров, на которой расположено свыше 1350 добывающих и 90 поисково-разведочных скважин.

X месторождение состоит из ряда поделенных на участки площадок, приведенных на рисунке 12.

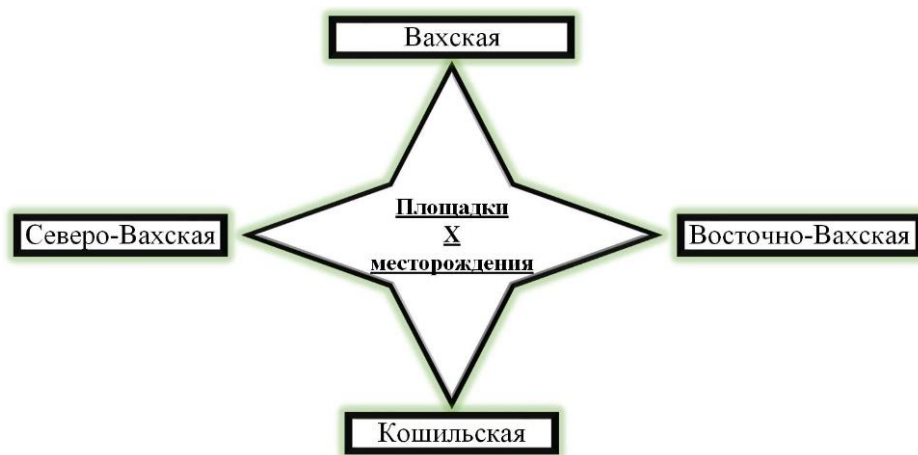


Рисунок 12 – Площадки X месторождения

Добываемая на рассматриваемом месторождении нефть по своему составу является малосернистой концентрацией S от 0,39 до 0,46%, вязкость фигурирует в значениях от 1,29 до 1,31 Мпа, плотность – в диапазоне от 849 до 871 кг/м³.

Месторождение X по своим характеристикам является многопластовым. По итогам поисково-разведочного бурения на его площади на глубине от 2214 до 2530 метров залегает 21 нефтяной участок.

В пределах северной части месторождения находится вахтовый поселок, где находится укрупненный промысел ОАО «Томскнефть» ВНК, осуществляющее разработку X месторождения.

Свыше 70% от площади X месторождения отводится на болота, протекают широкие реки Вах и Трайгородская, переходящие в озёра и протоки. На площади болот слой торфа углублен на 7-11 м.

Именно река Вах служит грузовой транспортной артерией, ведь именно по ней в теплое время года перевозятся различные грузы. По иному маршруту грузы завозятся автомобильным транспортом по дороге, сложенной из кусков бетона на участке Стрежевой – вахтовый поселок на

территории 107 км, которая исправно служит более 40 лет, то есть почти полвека.

Добытые углеводороды с X месторождения перекачиваются по магистральному нефтепроводу с сечением трубы 550 мм в центральный товарный парк (ЦТП), а затем на НПС «Первомайка».

Уже там давление нефтяного газа повышается до 1,7 Мпа с целью дальнейшего его перемещения по газопроводу низкого давления и в городской сектор в котельную №3 г. Стрежевой.

2.2 Химический состав сырой нефти

Нефть — это горючее жидкое полезное ископаемое, которое представляет собой сложную смесь различных веществ [6].

Состав нефти зависит от геологических и геохимических условий образования и залегания нефти и определяет способы их добычи и транспорта, направления и особенности их переработки для получения разнообразных продуктов [7].

При исследовании нефти определяют: элементный химический состав, групповой состав, т.е. содержание в нефти различных классов и групп химических веществ.

Количество углерода и водорода в нефти колеблется в сравнительно узких пределах (таблица 2).

Таблица 2 – Средний элементный состав нефти

Элемент	Содержание, %. мас.
Углерод (С)	82—87
Водород (Н)	11—15
Сера (S)	0.1—7.0
Кислород (С)	1-2
Азот (N)	<0.5—0.6

Совместно с углеродом и водородом в составе нефти в небольших количествах (8-10 % мас) содержатся азот, сера, кислород. При этом азот

обнаруживается в составе высокомолекулярных, конденсированных (смолистых) соединений в следовых количествах, не превышающих 1,5 % мас. В составе высокосмолистых соединений содержатся кислород – не более 2 % мас и в низкомолекулярных соединениях парафинового ряда обнаруживаются серные следы.

Также в нефтях находятся в достаточно малых концентрациях (доля процента) такие элементы, как железо, кальций, магний, алюминий, кремний, никель, висмут и др. Суммарно в нефтях обнаружено свыше полсотни компонентов [9].

Нефть представляет собой сложную многокомпонентную систему. Если владеть групповым составом нефти, то можно установить место её добычи, а также грамотно и эффективно определить сферу её переработки или применения.

В настоящее время на балансе ГПП Росгеолфонда на дату последнего утверждения по X месторождению содержится 28,7 % балансовых запасов категории C₂, половина которых выделена в пределах Северо-Вахской площади (включая Кошильскую часть). Запасы нефти категории В+С₁ по площади распределились следующим образом: Вахская – 43 %, Восточно-Вахская – 15,3 %, Северо-Вахская (40,7 % - из них 31,4 % непосредственно на Кошильской части).

На основе изучения пластовой нефти X месторождения, было установлено, что она имеет:

- газовую недонасыщенность, поэтому имеет малый объемный коэффициент (1,211-1,229), но большой коэффициент пережатия;
- малую концентрацию смолисто-асфальтеновых соединений (8,2-9,8 %),
- высокую концентрацию нетяжелых погонов нефти.

Согласно иным характеристикам, нефть X месторождения рассматривается как парафинистая (3-4 %), малосернистая (таблицы 3-4).

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти X месторождения

Параметры нефти	Вахское			советское	северное
	Ю1	Ю1	Ю2	АВ1	Б9
Пластовая температура °С	91	90,3	94,3	54	68
Давление насыщения МПа	8	9,2	10,5	8,2	11,3
Газосодержание (однократное), м ³ /т	86,5	92,4	92,2	67,47	40,5
Газовый фактор (ступенчатый), м ³ /т	71,6	72,9	78,8	56,3	
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании, м ³ /м ³	1,237	1,243	1,216	1,182	1,268
Плотность пластовой нефти МПа·с	738,9	730,3	740,3	777,7	727
Вязкость пластовой нефти МПа·с	1,22	1,03	1,27	1,66	0,72
Количество определений однократного разгазирования диффер. разгазир.	55	17	20		2
	17	14	16	64	

Добываемый на X месторождении попутный нефтяной газ содержит малое количество углекислого газа, азота и инертных газов, имеет концентрацию метана от 60 до 70 % и относится к жирному (таблица 4).

Таблица 4 – Компонентный состав нефтяного газа (модельное содержание, %)

Параметры нефти	Вахское			советское	северное
	Ю1	Ю1	Ю2	АВ1	Б9
Углекислый газ	1,18	12,91	0,84	0,31	0,04
Азот редкий в т.ч. гелий	1,4	2,24	1,38	1,33	1
Метан	66,24	64,6	68,35	77,43	66,74
Этан	8,59	9,53	8,6	3,97	9,22
Пропан	12,34	13,07	10,9	8,78	12,52

Продолжение таблицы 4

Изобутан	1,9	1,9	1,9	1,92	1,73
Нормбутан	5,57	5,2	4,7	3,98	5,99
Изопентан	0,88	0,74	0,85	0,79	0,71
Остаток (С6 и выше)	0,65	0,69	0,68	0,58	0,68
Молекулярная масса	26,01	25,79	25,23	23,09	25,78
Плотность, кг/м ³	1,09	1,07	1,05	0,96	1,08

Закачиваемые сеноманские и пластовые и воды месторождения X обладают малой плотностью, идентичной пресной воде, и соответственно мало насыщены твердыми минеральными включениями (таблица 5).

Таблица 5 – Характеристики закачиваемой и пластовой воды

Параметры нефти	Вахское		советское	северное
	Ю1	Ю1	АВ1	Б9
Пластовая вода:				
плотность, г/см ³	1,022	1,032	1,01	1,015
общая минерализация, г/л	36	42,3	18,3	24
Сеноманская вода:				
плотность, г/см ³	1,01		1,01	
общая минерализация, г/л	9,4		14,4	

По пластам месторождения определилось следующее распределение балансовых запасов нефти; Ю₁¹ – 28,7 %, Ю₁²⁺³ – 65,4 %, Ю₂ – 5,9 %. Распределение извлекаемых запасов нефти представляется несколько отличным от балансовых за счет различия коэффициентов нефтеизвлечения, которые определились равными 0,33 – 0,40 по Ю₁¹, 0,235-0,33 по Ю₁²⁺³ и 0,20 по Ю₂.

Извлекаемые запасы нефти определены, исходя из покоеффициентной (вытеснения, охвата воздействием, заводнения) оценки, в расчете на полную промывку до предельного обводнения (97-98 %) при длительности эксплуатации более 100 лет. Однако, если ориентироваться на фактическую динамику цен и устоявшийся баланс затрат, то усматривается, что срок

рентабельной разработки будет значительно меньше 100 лет, соответственно, уменьшатся и подсчитанные на прогноз запасы нефти.

2.3 Технология сбора нефти и газа на X месторождении

Нефть и газ, «поднимающиеся» из скважины наверх, далее продвигаются к устройствам её сбора и подготовки.

Технологический сбор и подготовка нефти и газа включают в себя изменение состояния продукции нефтяной скважины и конкретных её компонентов, происходящее в определенной очередности. В итоге получается готовая (товарная) продукция.

Сама промысловая подготовка извлекаемых углеводородов ведется по двум потокам: газовому и нефтяному.

Таким образом, технологический процесс после разделения продукции состоит из двух материальных потоков: нефтяного и газового.

На X месторождении применяется комплексный механизм нефтяной подготовки. Начальным звеном являются скважины, из которых собирается промысловая продукция на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ). На замерных установках фиксируется поступившее количество нефти и потом в результате первой ступени сепарации от неё отделяется некоторая часть механических примесей, пластовой воды и нефтяного газа, который отводится по газопроводу на газоперерабатывающее предприятие.

Конструктивно механизм сбора и подготовки добываемой нефти на промысле проиллюстрирован на рисунке 13.

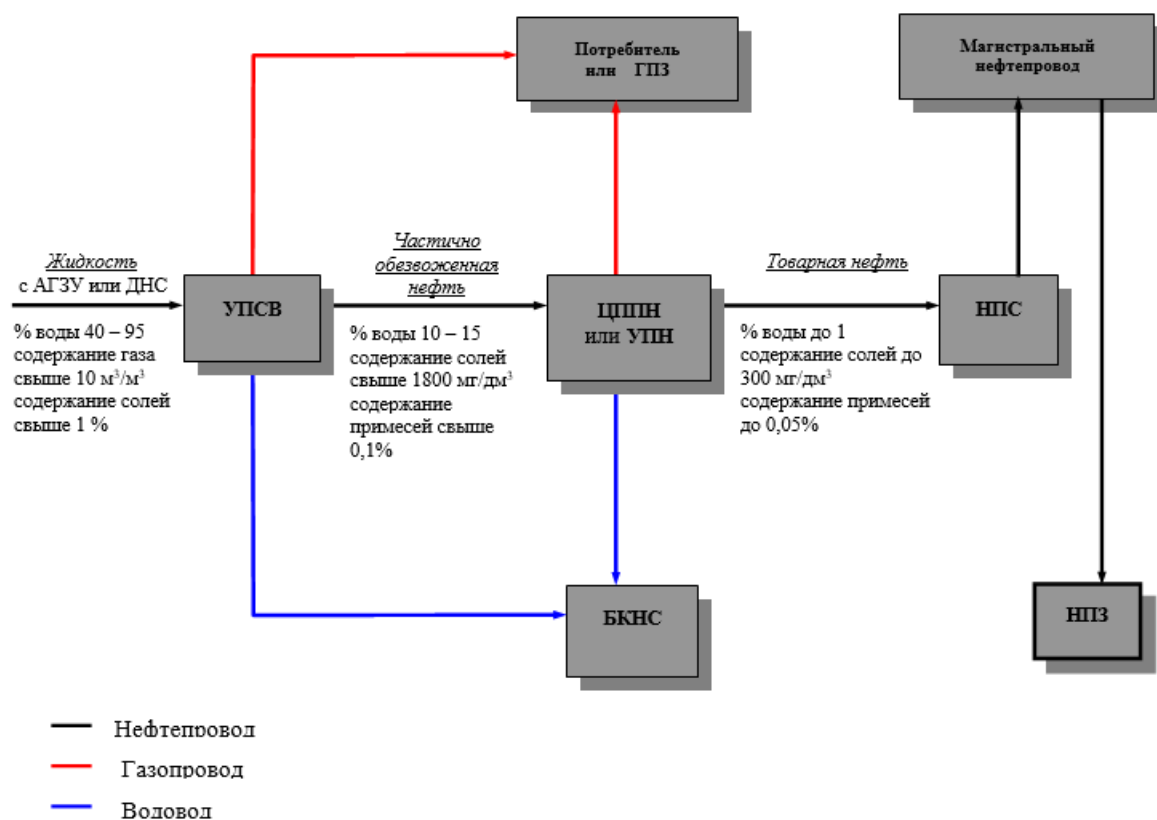


Рисунок 13 – Механизм сбора и подготовки скважинной продукции на X месторождении

Далее нефть обезвоженная и дегазированная вышеописанным образом направляется по сборному коллектору на центральный пункт сбора (ЦПС), на котором в свою очередь производится дальнейшая нефтяная и водная подготовка. Перечень таких устройств получил название УКПН – установка по комплексной нефтяной подготовке [8].

2.4 Особенности промышленной подготовки нефти и газа на X месторождении

Промысловая подготовка нефти на X необходима с целью отделения нефти от попутного нефтяного газа, воды и различного рода механических примесей в виде песка, например.

Эти примеси могут привести к негативным последствиям, таким как износ оборудования, допустим, вследствие коррозии, а также к снижению качества товарной нефти.

По этой причине проводят промышленную переработку нефти, которая заключается в проведении ряда мероприятий:

1. Дегазация нефти, когда из поднимаемой на поверхность нефти удаляются, плавающие в ней углеводороды с малой молекулярной массой, такие как этан, метан, часть пропана, а также углекислый газ, сероводород и азот [9].

Схема дегазации нефти на X месторождении приведена на рисунке 14.

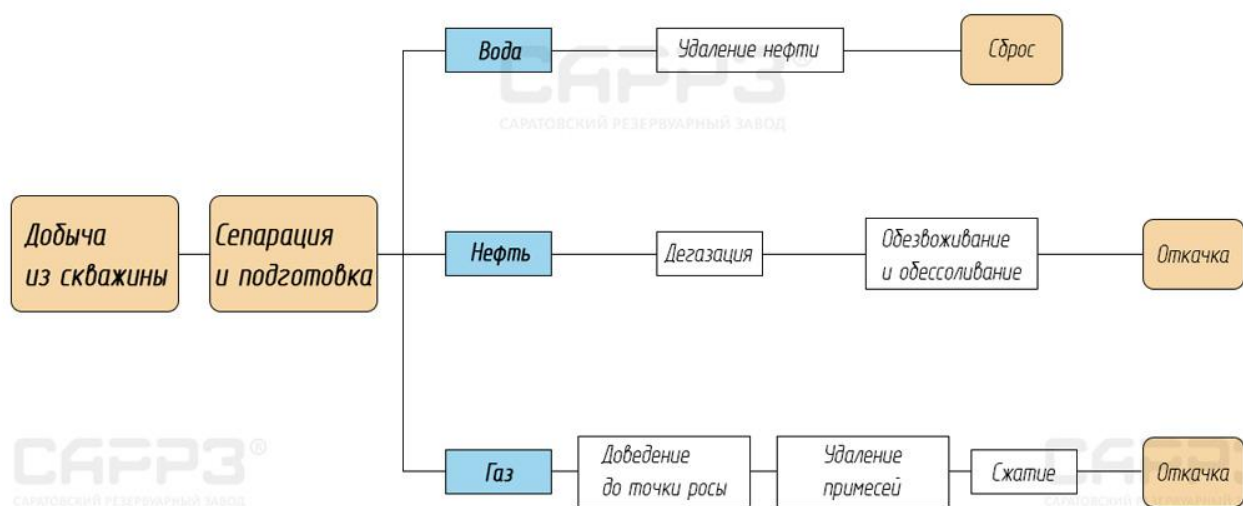


Рисунок 14 – Схема дегазации нефти

Наполнение резервуаров нефтью, очищенной от газа, варьируется исходя из числа ступеней: чем их больше, тем увеличивается объем переработанного «чёрного золота» [2].

На X месторождении стадии обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти производятся на установках комплексной подготовки нефти (УКПН).

Принципиальная схема УКПН с ректификацией наглядно приведена на рисунке 15.



Рисунок 15 – Принципиальная схема установки комплексной подготовки нефти (УКПН)

Механизм работы УКПН: только, что добытая нефть из резервуаров ЦСП перекачивается насосом 1 сквозь теплообменник 2 затем направляется в отстойник непрерывного действия 3. Присутствующая в составе нефти вода, насыщенная твёрдыми частицами минерализованной воды перемещается вниз устройства и перекачивается для обратной перекачки в пласт (III). А в нефтяной остаток закачивают пресную воду (V), с целью дальнейшего более тщательного очищения остатков вышеуказанной воды от твердых включений.

Далее в дегидраторе с электрическим приводом 4 вода полностью отделяется от нефти, и обезвоженная нефть по теплообменнику 5 направляется в колонну для стабилизации 6. В процессе прокачки нефти из низа колонны сквозь печь 10 насосом 11, она нагревается свыше 200 °С.

Нетяжелые фракции нефти устремляются вверх колонны и оттуда направляются в конденсатор-холодильник 7. Там фракции типа пентан и пропан-бутан переходят в жидкое состояние (широкая фракция), а другие газовые компоненты откачиваются для применения в топливной промышленности. Полученная фракция откачивается насосным оборудованием 9 для последующего разделения смеси на отдельные компоненты и применяется для ирригации в колонне 6. Нефть с постоянным химсоставом из нижней части колонны насосным оборудованием 12

перемещается в емкости товарного парка. Проходя все эти этапы, горячая стабильная нефть остывает, а сырая нефть в теплообменниках 2, 5 нагревается.

Из товарного парка нефть поступает по магистральным трубопроводам на головную насосную станцию магистрального нефтепровода.

Подготовка газа охватывает следующие основные технологические процессы:

Отделившийся от нефти газ «осушивают», т.е. извлекают из него излишнюю влагу, которая может негативно влиять на его качество путем образования твердых соединений и пробок изо льда при перемещении газа в магистральных газопроводах.

Затем газ очищают от кордита и углекислоты, так как они могут вызвать коррозию оборудования для подготовки и особенно трубопроводов. Также это необходимо для доведения химсостава газа до требований действующей нормативной документации.

На последнем этапе от газа извлекают тяжелые углеводородные фракции и легкие – пентановые и пропан-бутановые. Этот процесс нужен для предотвращения образования пробок из жидкостей в магистральных трубопроводах и называется отбензиниванием.

После такой подготовки газ направляется в магистральный газопровод для дальнейшего перемещения на ГПЗ [10].

3 РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Исследование проблем, возникающих при подготовке нефти на X месторождении

В ходе проведения анализа было установлено, что в настоящее время на X месторождении производится добыча нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется рядом проблем, показанных на рисунке 16.

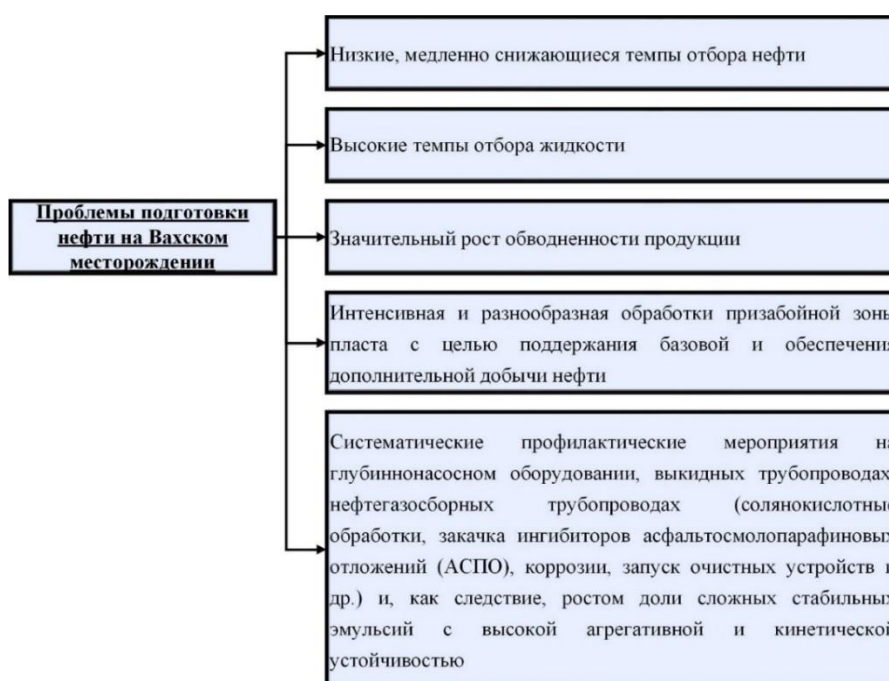


Рисунок 16 – Перечень проблем, возникающих при подготовке нефти на X месторождении

Добыча нефти на X месторождении очень часто сопровождается избыточной нагрузкой на его устройства и аппараты. Так как объемы поднятия нефти на поверхность постоянно возрастают и постепенно повышается насыщенность водой поднимаемой продукции, то влияние на оборудование установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти существенно возрастает и становится даже выше, чем в технических характеристиках.

3.2 Увеличение степени разрушения структурно-механических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и воды

Так как рассматриваемое X месторождение является давно действующим: на его территории построено множество объектов, хорошо изучен климат, перепады температур, то наиболее экономичным является оборудование уже работающих устройств коалесцирующими устройствами, функционирующими внутри.

Данный метод, основанный на явлении коалесценции, широко применяется при разрушении нефтяных эмульсий. Типовые конструкции не занимают много места и могут быть установлены или разобраны в минимальное время. Коалесценция представляет собой механизм объединения частиц дисперсной фазы в эмульсиях, пенах или туманах. В результате дисперсная фаза постепенно увеличивается в объёмах и расслаивается в конце.

Примером таких устройств, используемых для сепарации водонефтяной эмульсии и подготовки нефти и воды, являются трехфазные сепараторы типа ТФС (рисунок 17).

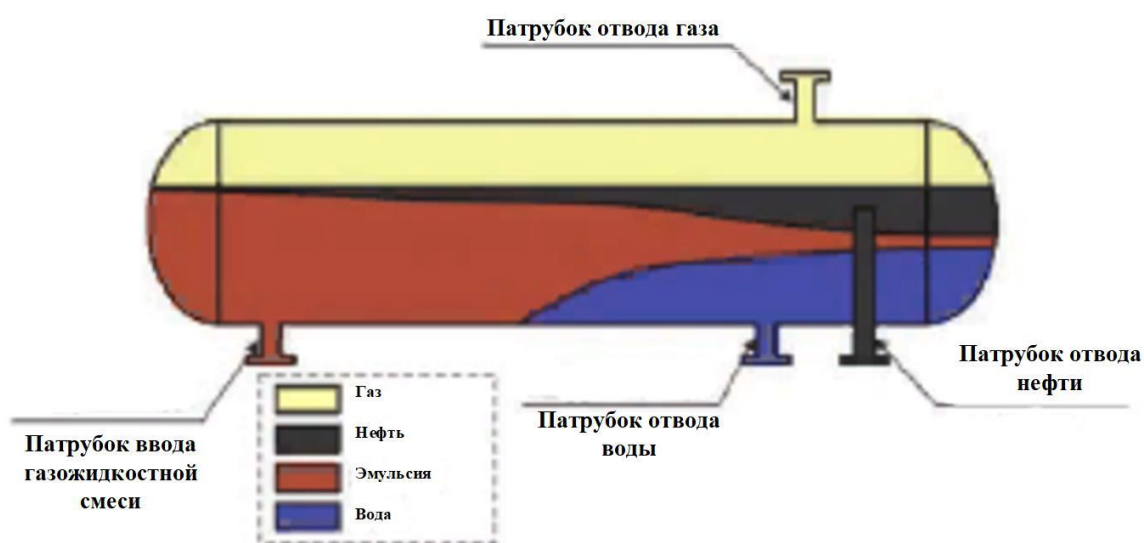


Рисунок 17 – Принципиальная схема устройства сепаратора типа ТФС

С их помощью добываемая продукция под действием сил гравитации разделяется на три потока: нефть, вода и газ, которые, попадая в сепаратор, формируются по его объему с целью последующего разделения фаз.

На рисунке 18 приведены принципиальные схемы трехфазных сепараторов. Наибольшее распространение получила простейшая конструкция (рис. 18 а).

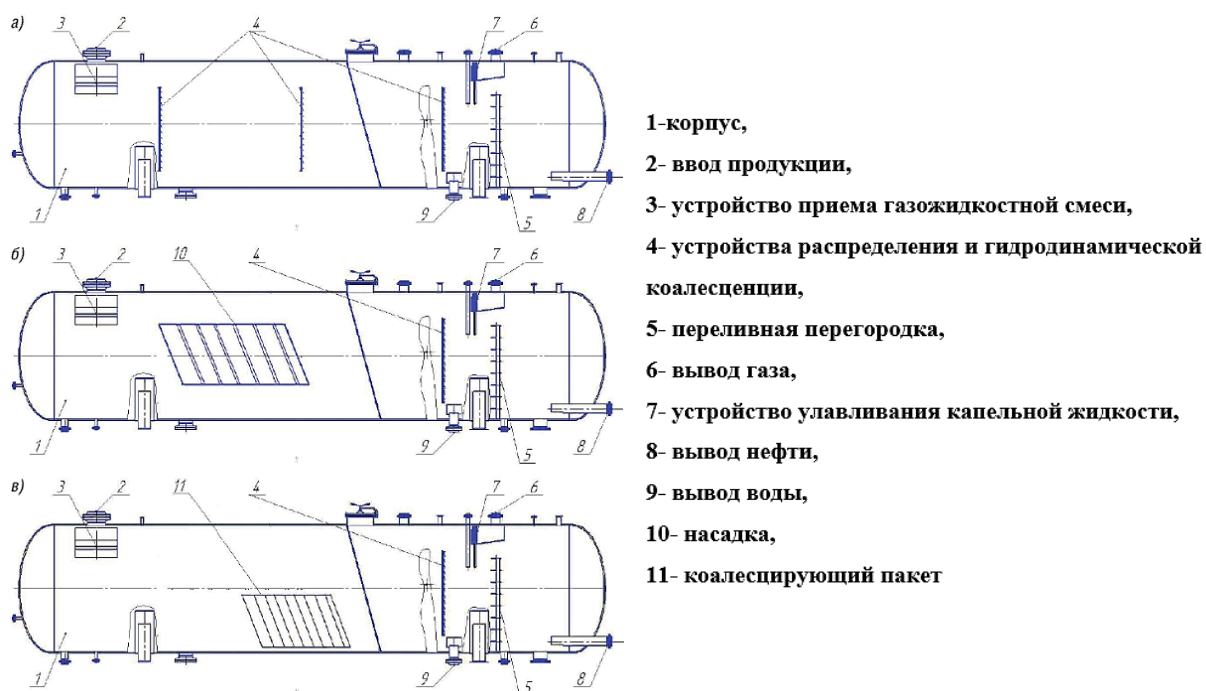


Рисунок 18 – Принципиальные конструкции трехфазных сепараторов

Устройство данного сепаратора является достаточно простым и помогает устранять любые выделившиеся воду и газ из добытой нефти. Защита нефти от разлива обеспечивается при помощи переливной перегородки 5, сквозь которую жидкость направляется в нефтяную емкость для сбора, а потом через штуцер 8 сливается из аппарата, а отделенный металлической пластиной штуцер 9 в свою очередь служит для извлечения воды из сепаратора.

Для того, чтобы ускорить и сделать более качественным процесс разделения в конструкцию сепаратора монтируются специальные аппараты

для распределения и гидродинамической коалесценции 4. Чтобы увеличить количество отведения воды в сепараторах устанавливаются полочные насадки рис. 18 б.

Если скважинная продукция характеризуется большим содержанием воды, приближающейся к обращению фаз, тогда, когда в сепаратор направляется газосодержащая прямая эмульсия, то устройство концевых делителей фаз поправляют, наблюдая за изменениями характеристик продукции – рис. 18 в. Здесь уже внимание акцентируется процессу отвода нефти из внешней фазы – воды при помощи использования предлагаемых нами коалесцирующих устройств 11.

Таким образом для увеличения производительности установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти представляется возможным оборудовать его вышеописанными устройствами, описание которых приведено в таблице 6.

Таблица 6 – План модернизации установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти на X месторождении

Вид модернизации	Достоинства	Недостатки
Увеличение парка технологического оборудования или строительство установок предварительного сброса воды в трубном или ёмкостном исполнении	Потребность в установке современного оборудования. Достижение необходимого качества подготовки. Возможность подбора оборудования под конкретную производительность	Большие капитальные вложения. Продолжительный период внедрения. Потребность расширения существующих площадей под строительство.
Строительство шурфовой УПСВ (ШУПСВ)	Меньший землеотвод под строительство. Простота технологического режима.	Потребность в проведении полного перечня работ (НИР, ПИР, ЭПБ. Строительство и др); Существенные капитальные вложения. Небольшая эффективность процесса отделения воды

Продолжение таблицы 6

Строительство кошевого делителя фаз трубного (КДФГ)	Универсальность оборудования. Возможность применения для различных условий	Эффективность работы зависит от свойств эмульсии. Большие капитальные вложения. Необходимость выполнения полного перечня работ (НИР, ПИР, ЭПБ и др.). Необходимость землеотвода
Монтаж дополнительных коалесцирующих устройств	Отсутствие потребности в дополнительном землеотводе. Повышенная эффективность работы. Сравнительно малые капитальные вложения и операционные затраты. Период монтажа коалесцирующих устройств – 7-14 сут.	Взаимосвязь эффективности работы устройств от физико-химических свойств эмульсии.

В процессе разработки плана модернизации обязательно принимали во внимание предельные нагрузки на сепаратор.

4.4 Анализ эффективности работы предлагаемой сепарационной установки

С целью предотвращения возникновения сбоев технологического режима работы сепаратора во время возрастания нагрузки или при образовании очень устойчивой эмульсии целесообразно применять модернизированную сепараторную конструкцию, которая уже успешно применяется на АО «Самаранефтегаз».

В данном устройстве смонтирован модернизированный узел ввода, технологического узла с коалесцирующими устройствами, вертикальной перегородкой и модернизированными патрубками вывода жидкости (рисунок 19).

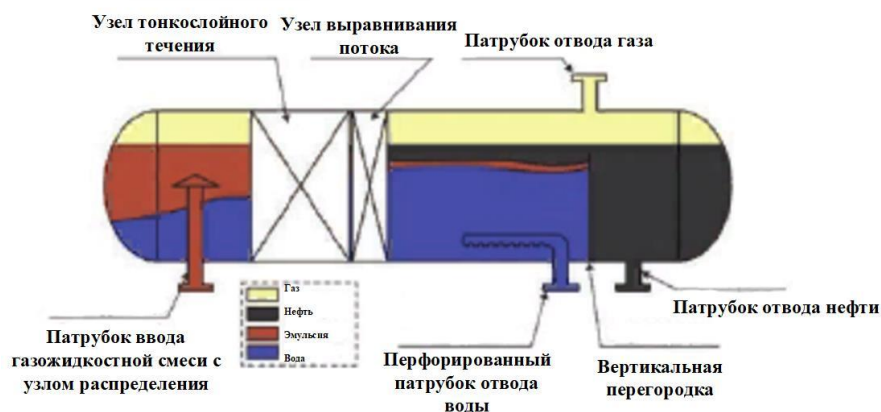


Рисунок 19 – Принципиальная схема работы модернизированного сепаратора типа ТФС

Этот усовершенствованный сепаратор работает достаточно стабильно, равномерно разделяя направленные в него эмульсии. Это условие создается за счёт повышенных участков соприкосновения эмульсии с коалесцирующей средой, выравнивания потока с последующей гравитационной выдержкой комбинации из нефти, газа и воды, которые затем удаляются по отдельным патрубкам. При этом какое-либо смешивание исключается, а фазы отделяются практически полностью.

Схема узлов тонкослойного течения и выравнивания потока представлена на рисунке 20.

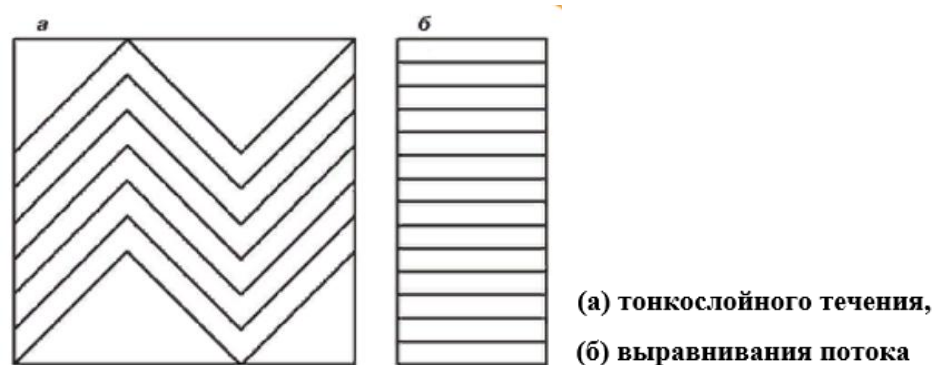


Рисунок 20 – Схематичное изображение узлов

Рабочая польза нового сепарационного оборудования обоснована расположением в нем специального резервуара с патрубком ввода потока

нефтегазоводной субстанции с тарелкой в форме конуса, патрубков вывода разделившихся фаз, секции вертикальных плоскопараллельных зигзагообразных пластин, перпендикулярно установленных по направлению движения потока смеси, переливной поперечной перегородки, распределительного экрана.

Этот вид технического устройства существенно уменьшает вероятность смешивания поступающей водонефтяной эмульсии с нефтяной и водной фазами, не давая тем самым эмульсии образовываться снова.

Также в отличие от типового (стандартного) сепаратора рекомендуемое устройство еще оборудовано секцией вертикальных пластин, установленных по направлению к перемещению потока, а распределительный экран находится под углом 25-45° относительно перемещения потока между секцией вертикальных плоскопараллельных зигзагообразных пластин и переливной поперечной перегородкой, а внизу у патрубка вывода жидкости имеется перфорация.

Технологические показатели работы сепаратора рассчитаны с учетом данных, приведенных на рисунке 21.

Производительность аппарата по жидкости, м ³ /сут.	2400
Объем поступающих в аппарат:	
воды, м ³	1600
нефти, т	506
газа, м ³	42500
Рабочее давление аппарата, Мпа	До 0,7
Рабочий объем аппарата по жидкости, м ³	75
Время нахождения жидкости в аппарате, мин. .	45
Температура, °С:	
рабочая	15 – 40
среды	15 – 40
Плотность нефти, г/см ³	0,844
Вязкость жидкости, мПа·с	8,46
Газосодержание на входе, м ³ / м ³	17,7
Содержание H ₂ S, %	До 0,5 %

Рисунок 21 – Технологические параметры работы модернизированного сепаратора

Когда смесь из нефти, газа и воды по синусоиде поступает на место отдела фаз, течение жидкости одновременно растекается, постепенно заполняя сепаратор и перетекает в узел тонкослойного течения жидкости, сделанный из набора пластин.

Конструкция и материал пластин, не поглощающий воду, обеспечивают хорошее межмолекулярное взаимодействие и обеспечивают насколько это возможно осуществить коалесценцию мелких капель нефти до предельных значений, обеспечивающих оптимальную энергию для отделения капли от поверхности пластин и ее всплытия. При перемещении по каналу тонкослойного течения отделяется и подготавливается вода, а механические примеси осаждаются вследствие вихревых сил в местах сваривания пластин.

Чтобы поток двигался строго по синусоиде и внутри сепаратора в штатном режиме происходили все вышеперечисленные процессы отделения и осаждения на узле тонкослойного течения (рис. 22, а) устанавливается узел выравнивания потока (рис. 22, б), выполненный из набора пластин, расположенных вертикально.

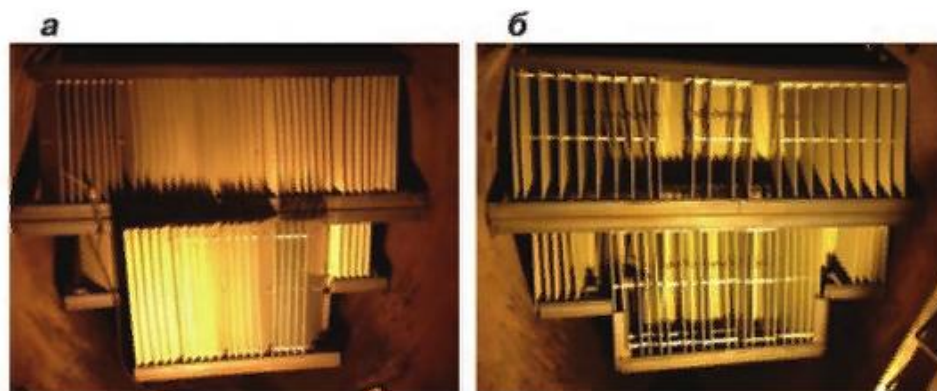


Рисунок 22 – Внешний вид узлов тонкослойного течения жидкости (а) и выравнивания потока (б)

Потоки нефти и воды отделяются при помощи изолирующей перегородки. После этого он направляется в место отстоя и отвода воды, где

уже под действием сил гравитации осуществляется финишное разделение нефти от воды, которые затем отводятся по индивидуальным патрубкам.

3.3 Результаты опытно-промысловых испытаний

Польза от предложенного нами проекта была доказана благодаря проведению ряда технологических опытов на сепараторе, установленном на X нефтяном месторождении.

Из рисунка 23 видно, что объем воды, откачиваемой в систему поддержания пластового давления, увеличивается, объем балластной перекачки жидкости на следующий пункт сбора снижается.



Рисунок 23 – Характеристики работы аппарата при проведении опытно-промысловых испытаний

Данное обстоятельство обеспечивает уменьшение нагрузки на перекачивающие насосы, и соответственно объемы потребления электроэнергии снизились на 26 тыс. кВт·ч.

После монтажа внутренних конструкций аппарат работал в штатном режиме. Показатели его работы представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Показатели работы модернизированного сепаратора

Показатели	Конструкция аппарата	
	До оптимизации	После оптимизации
Нагрузка, м ³ /сут:		
по жидкости	1650	1855
по воде	1253	1383
по нефти	447	461
Обводненность на входе, %	74	75
Время нахождения жидкости в аппарате, мин	57,5	-45-50
Отбор воды, м ³ /сут (%)	-500 (35-45)	1206 (87)
Средний отбор жидкости из нефтяного отсека. М ³ /сут:		
воды	1200	653
нефти	753	192
Общая остаточная обводненность на выходе, %	447	461
Количество связанной воды, %	55-65	26,6
Содержание нефтепродуктов в воде, мг/л	>10	10
Содержание взвешенных частиц в воде, мг/л	76,5	<50
Содержание взвешенных частиц в воде, мг/л	9,5	7,6

На рисунке 24 проиллюстрирована динамика удельного расхода электроэнергии на промышленную подготовку нефти и обеспечение пластового давления.

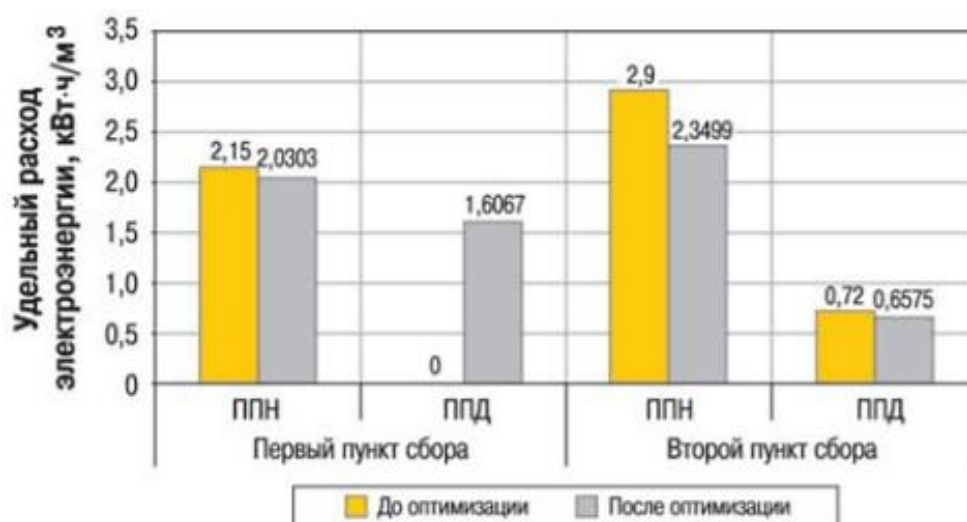


Рисунок 24 – Изменение удельного расхода электроэнергии на поддержание пластового давления (ППД) и промышленную подготовку нефти (ППН)

Предложенный способ модернизации сепаратора ТФС чрезвычайно выгоден для нефтяной добычи. При возрастании нагрузки на объекты подготовки нефти и воды он существенно уменьшает их нерабочее время (примерно 1,5 месяца) и уменьшает капитальные затраты на модернизацию.

Анализ результатов опытно-промысловых испытаний оборудования, разработанного и реализованного на X месторождении показал, что с учетом текущего состояния и оснащения перекачивающих насосов модернизируемый сепаратор ТФС оптимально функционирует – снизилась концентрация воды в нефти по потокам на выходе до 33 %, что привело к экономии денежных средств в числе 1872 тыс. руб.

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

Студенту:

Группа 3-2Б6В2	ФИО Титов Ярослав Борисович
--------------------------	---------------------------------------

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Стоимость электроэнергии – 5,9 руб. кВт*ч – для юр лиц. Стоимость интернета – 410 руб. в месяц. Оклад руководителя проекта – 38800руб. в месяц. Оклад исполнителя – 17000 руб. в месяц.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 0,8 баллов из 1,0
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	4. Структура работ в рамках научного исследования. Бюджет научно-технического исследования.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение сравнительной эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования 2. Матрица SWOT 3. График Ганта
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович		




4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Потенциальные потребители результатов испытаний

В ходе выполнения квалификационной работы, был проведён расчет трехфазного сепаратора. Было выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании (таблица 8).

Таблица 8 – Потенциальные потребители

		Вид исследования		
		Расчет сепаратора	подбор и анализ работы	Конструирование сепаратора
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - «Газпром нефть»  - «Томскнефть»  - «Дагнефтегаз»

В различных исследованиях трехфазных сепараторов нуждаются в основном крупные компании, так как у них очень большие объемы добываемых ископаемых. Крупным компаниям важен расчет и подбор сепаратора, так как каждый состав нефти требует к себе различные характеристики. А от качества товарной нефти зависит её стоимость, число потенциальных клиентов и динамика спроса.

В таблице 9 приведены практические примеры эффективности применения трехфазных сепараторов производства НПП «Контэкс» (г. Самара) в различных нефтегазодобывающих компаниях.

Таблица 9 – Сведения о работе трехфазных сепараторов

Объект	Нефтяная компания	Марка трехфазного сепаратора	Объем аппарата	Год ввода в эксплуатацию	Производитель, м ³ /сут	Свойства нефти			Содержание в воде	
						плотность, г/см ³	обводненность		нефти	мех. Примесей
							на входе	на выходе		
УППН «Оса»	Лукойл-Пермь	ТФС-Т-100	100	2004	1200-5500	0,884	86	1-18	45-170	20-130
Грековская УПСВ	ЮКОС	ТФС-Л-100	100	1996	2300-2800	0,83	66		80-120	85-150
Родниковская УПСВ	ТНК-ВР	КДФ-100	100	2006	1400	0,85	39	8-11	2-7	-
Покровская УППН	ТНК-ВР	ТФС-Г-100	100	2007	5600	0,85	62	1,8-83-10	112-184	-
Пономаревская УППН	ТНК-ВР	ТФС-200	200	2003	3250-3300	0,85	11	1,6-2,2	48-61	-
Герасимовская УПСВ	ЮКОС	ТФС-Л-100	100	2004	8800	0,82	79-84	0,8-1,8	33-48	-

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.2.1 Анализ конкурентных преимуществ сепараторов

Трехфазный сепаратор используют в нефтегазовой отрасли при обработке добытого углеродистого сырья. С помощью трехфазного сепаратора нефтяную массу готовят к транспортировке.

Полезное действие сепараторного оборудования основывается на разделении рабочих масс с учетом их агрегатного состояния (нефть и газ характеризуются меньшей массой по сравнению с пластовой водой).

Применяют трехфазные сепараторы в различных сферах нефтеперерабатывающей промышленности:

- на нефтяных месторождениях — для очищения газосодержащих субстанций от любых лишних примесей, чтобы подготовить их для последующей транспортировки и/или переработки;

— в местах обработки нефти — для получения готового к реализации продукта.

С целью проведения исследования конкурентных технических решений были рассмотрены модели трехфазных сепараторов типа ТФС трех различных российских производителей:

Первая модель: сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения» (рисунок 25), который применяется для сепарации нефтяной эмульсии, предварительного сброса свободной воды, обезвоживания нефти на УПСВ и УПН. Используется при плотности нефти более $0,85 \text{ г/см}^3$. В таблице 10 условное обозначение сепаратора – «Бс».



Рисунок 25 – Трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения»

Преимущества:

- отличается высокими показателями по качеству подготовки нефти, высокой технологической надежностью при нестабильных режимах подготовки нефти;
- позволяет производить процесс сепарации и обезвоживания нефти как с ее предварительным подогревом, так и без подогрева при естественных температурах;

— отличается простотой конструкции внутренних устройств и легкостью проведения ремонтных и профилактических работ.

Вторая модель: сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Саратовский резервуарный завод», который используются в качестве нефтесепарационных установок, в составе установок предварительного сброса воды и установок товарной подготовки нефти на нефтепромысловых предприятиях (рисунок 26). В таблице 10 условное обозначение сепаратора - «Бс1».



Рисунок 26 – Трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Саратовский резервуарный завод»

Преимущества:

- простота конструкции и обслуживания;
- конструкция из высококачественных низколегированных сталей;
- улучшенная антикоррозионная обработка внешней и внутренней поверхностей.

Третья модель: сепаратор трехфазный ТФС производства Поволжского завода «Спецмаш», которые успешно эксплуатируются в различных отраслях промышленности на производственных предприятиях нашей страны, а также стран ближнего зарубежья (рисунок 27). В таблице 10 условное обозначение сепаратора – «Бс2»



Рисунок 27 – Трехфазный сепаратор производства Поволжского завода «Спецмаш»

Преимущества:

- высокое качество производства, соответствие действующей нормативной документации: ГОСТам и ОСТам;
- оптимальные показатели по качеству подготовки нефти, повышенная технологическая надежность при нестабильных режимах подготовки нефти.

4.2.2 Сравнение конкурентных технических решений

Согласно некоторым показателям деятельности фирм производителей реагентов, интересным с точки зрения менеджмента, а также основным техническим характеристикам реагентов, был сделан балльный анализ зависимости технических и экономических критериев по их удельному весу значимости.

Результаты исследований представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению модернизированного трёхфазного сепаратора ТФС

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бс	Бс1	Бс2	Кс	Кс1	Кс2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	4	3	5	0,6	0,45	0,75
2. Соответствие сепаратора заявленным критериям производителя	0,03	5	4	5	0,15	0,12	0,15
4. Повышение эффективности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
4.Общее повышение производительности подготовки нефти	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
5.Отсутствие рисков по повышению износа оборудования	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение конкурентоспособности продукта за счет повышения качества товарной нефти	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	4	4	0,15	0,12	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,06	4	5	4	0,24	0,3	0,24

Заявленные к сравнению сепараторы Бс1 и Бс2 на первичном этапе анализа раскрывают свой потенциал в разрезе конкурентных технических решений следующим образом:

Сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Саратовский резервуарный завод» показывает высокие риски (разница 1,08 и 0,62 пункта соответственно), а также набирает низкий балл (максимальный разрыв 11 пунктов). В сравнительной динамике Бс2 уступает как основному, рассматриваемому – Бс, так и одному из предложенных – Бс1 сепараторов.

Бс1 набирает на 3 балла меньше предложенного к внедрению Бс. Согласно лабораторным исследованиям, одновременно повышая риски в процессе производства и сбыта продукции. Согласно шкале балльности отрицательный рост баллов 5 процентов. Сравнительная конкурентоспособность падает на 9 процентов.

Таким образом сепаратор трехфазный ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

Чертеж и наглядное изображение данного трехфазного сепаратора приведены в приложениях Б и В соответственно.

4.2.3 SWOT-анализ

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

В процессе анализа трехфазного сепаратора проведен SWOT-анализ, результаты которого представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Матрица SWOT внедрения использования сепаратора

	<p>Сильные стороны внедрения использования сепаратора:</p> <p>С1. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований.</p> <p>С2. Наличие собственного производства.</p> <p>С3. Неизношенные основные фонды.</p> <p>С4. Экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>С5. Наличие оборудования для внедрения.</p> <p>С6. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства.</p> <p>Сл2. Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта.</p> <p>Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке.</p> <p>Сл4. Риски повышения износа оборудования.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры предприятия</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях</p> <p>В4. Повышение стоимости конкурентных моделей сепараторов</p>	<p>СиВ:</p> <p>Проведение лабораторного исследования на предмет использования трехфазных сепараторов с учетом качества полученной при этом нефти по Техническому регламенту, государственным стандартам.</p>	<p>СлиВ:</p> <p>1.Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей реагента</p> <p>2. Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти.</p> <p>3.Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия</p> <p>4.Сокращение поставок нового реагента.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1 Появление более эффективного реагента</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция поставщиков реагентов</p> <p>У3. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p>	<p>СвиУ:</p> <p>1. Продвижение идеи внедрения реагента с учетом повышения качества нефтей с целью создания спроса</p> <p>2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта.</p> <p>Развивающиеся конкурентные отношения.</p>	<p>СлиУ:</p> <p>1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют</p> <p>4.Сокращение поставок или смена поставщика</p> <p>6. Политическая</p> <p>Нестабильность</p> <p>7.Сертификация и стандартизация продукта</p>

4.2.4 Оценка готовности к коммерциализации

Таблица 12 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения товарной нефти на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	1
6	Проведена оценка стоимости и интеллектуальной собственности	1	1
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	5
	ИТОГО БАЛЛОВ	36	47

4.3 Инициация проекта

Перечень процессов инициации состоит из процессов, которые осуществляются с целью определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

Таблица 13 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ОАО «Томскнефть»	Оптимизация/усовершенствование существующей технологии

Таблица 14 – Цели и результаты проекта

Цели проекта	Исследование устройства трехфазных сепараторов с учетом качества полученной при этом нефти с допустимыми нормами по Техническому регламенту, государственным стандартам.
Ожидаемые результаты проекта	Получение результатов по исследованию повышения качества подготовки товарной нефти при помощи модернизированного сепаратора
Критерии приемки результата проекта	Повышение качества получаемой товарной нефти
Требования к результату проекта	Определение реального качества товарной нефти и соответствие группового состава по ГОСТу Р 51858-2002

4.4 Бюджет научного исследования

4.4.1. Зарботная плата исполнителей проекта

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Величина расходов по заработной плате определяется на основе 52 трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость. Чел.-дн.	Зарботная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Страховые отчисления, руб.	Всего зарботная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. Задания	Главный инженер	2,8	1032	375,6	2889,6
2	Выбор	Главный инженер	6,6	1041	893,2	6870,6
3	Подбор и изучение материалов по теме	Главный инженер	12,6	1045	1711,7	13167
4	Календарное планирование работ по теме	Главный инженер, слесарь по ремонту	3,2	954,3	397,0	3053,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Слесарь по ремонту	8,4	50,4	55,0	423,36
6	Разработка опытного образца	Слесарь по ремонту	5,8	50,4	38,0	292,32
7	Оценка результатов исследования	Главный инженер, слесарь по ремонту	4,6	1170,5	700,0	5384,3
8	Составление пояснительной записки	Главный инженер, слесарь по ремонту	12,6	1170,5	1917,3	14748,3
Итого:						46829,24

Фонд оплаты труда – общая сумма денежных средств, выплачиваемых работникам предприятия по сдельным расценкам, тарифным ставкам, окладам, а также доплат, надбавок и премий в течение определенного периода времени.

Взносы во внебюджетные фонды составляют 30,4%.

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Ззп = Зосн + Здоп; \quad (4)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-20 % от Зосн).

Основная заработная плата (Зосн) исполнителей рассчитывается по следующей формуле:

$$Зосн = Тр \cdot Здн; \quad (5)$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

Тр – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. Дн.;

Здн – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Здн = (Зм \cdot М) / Fд = 38800 \cdot 10,4 199 = 2027 \text{ руб. – главный инженер; (44)}$$

$$Здн = (Зм \cdot М) / Fд = 17000 \cdot 10,4 199 = 88,8 \text{ руб. – слесарь по ремонту,}$$

где Зм – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. Дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. Дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Fд – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. Дн.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Главный инженер	Слесарь по ремонту
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные		
- праздничные	66	66
Потери рабочего времени:		
- отпуск	58	48
- невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего времени	227	237

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_r = 38800 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 65572 \text{ руб}; (45)$$

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

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

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

Тарифная заработная плата $З_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

4.4.2. Затраты на специальное оборудование

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных средств на стоимость произведенной и проданной конечной продукции по мере их износа, как материального, так и морального.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком

службы более 12 месяцев и стоимостью более 40000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$AO = Pc \cdot Ha : 100 \quad (8)$$

где

Pc – первоначальная стоимость основного средства, руб.

Ha – годовая норма амортизационных отчислений, %

Ha = 100: Срок службы в годах [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Данные по расчету амортизации приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет годовых амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость единицы, тыс, руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Годовая сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
Фильтр газоотделитель	6	864,45	12	8,3	38,55
Расходомер	6	505,00	10	10,0	40,50
Датчик уровня ультразвуковой	6	409,95	15	6,7	7,37
Клапан обратный	6	435,07	10	10,0	3,51
Итого:		8748,05			778,67

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$\text{Здоп} = \text{кдоп} \cdot \text{Зосн} = 0,13 \cdot 42576 = 5534,88 \text{ руб}; (46)$$

$$\text{Здоп} = \text{кдоп} \cdot \text{Зосн} = 0,13 \cdot 4262,4 = 554 \text{ руб},$$

где кдоп – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.4.3 Затраты на монтаж и испытание оборудования

Суммарные затраты на монтаж и испытание оборудования для проведения модернизации оборудования приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Суммарные затраты на модернизацию и эксплуатацию оборудования тыс. руб

Наименование затрат	Затраты, тыс. руб.	Удельный вес затрат, %
Единовременные затраты		
Затраты на оборудование, включая монтаж оборудования	28911,55	41,529
Текущие затраты		
Вспомогательные материалы	11,08	0,016
Фонд оплаты труда	394,00	0,566
Страховые взносы	118,20	0,170
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	1,58	0,002
Амортизация	778,67	1,119
Текущий ремонт	8748,05	12,566
Электроэнергия	1025,36	1,473
Итого:	69617,26	100,000

Таким образом затраты на модернизацию оборудования составляют 69617,26 тыс. руб, а годовые эксплуатационные затраты 778,67 тыс. руб.

4.5 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 (таблица 19-20).

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	2
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоёмкость	0,15	1	2	3
ИТОГО	1	25	22	20

$$I_{исп1} = 5 * 0,1 + 4 * 0,15 + 5 * 0,15 + 5 * 0,20 + 5 * 0,25 + 1 * 0,15 = 4,25,$$

$$I_{исп2} = 4 * 0,1 + 3 * 0,15 + 4 * 0,15 + 4 * 0,20 + 5 * 0,25 + 2 * 0,15 = 3,8,$$

$$I_{исп3} = 3 * 0,1 + 4 * 0,15 + 3 * 0,15 + 2 * 0,20 + 5 * 0,25 + 3 * 0,15 = 3,45.$$

Таблица 20 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,63	0,76	1,0

2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3,8	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	3,45	6,75	5,0
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,35	1,96

Интегральный финансовый показатель разработки определялся по формуле:

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

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Таким образом, наиболее эффективным вариантом разработки является аналог 2 – сепаратор трехфазный ТФС производства Поволжского завода «Спецмаш».

4.6 Разработка графика проведения работ

Для выполнения данного пункта использовали диаграмму Ганта, представляющую собой инструмент, позволяющий визуализировать и управлять проектами, структурировать их выполнение и видеть общую картину задач, как личных, так и организации.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальные полосы, расположенные между двумя осями:

1. Вертикальная — это список задач;
2. Горизонтальная — это временная шкала проекта.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует привести в календарные дни формула 39.

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{\text{кал}} \quad (39)$$

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.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (40)$$

Где $T_{\text{кал}}$ - количество календарных дней в году;

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

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

Следует учесть, что расчетную величину продолжительности работ T_{ki} нужно округлить до целых чисел.



Расчетные данные сводим в таблице 21, на основании которой можно построить календарный план-график таблица 22.

Таблица 21 – Календарный план график

Название	Время, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Модернизация сепаратора	30	15.04	15.05	Главный инженер
Подготовительные работы	15	16.05	31.05	Слесарь по ремонту
Монтаж конструкции	10	01.06	10.06	Слесарь по ремонту
Тестирование работы новой установки	4	11.06	16.06	Главный инженер
Итого	59	15.04	16.06	

Таблица 22 – Календарный план – график проведения мероприятия

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			апр		май			июнь			август			сент			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Модернизация сепаратора	Главный инженер	30															
Подготовительные работы	Слесарь по ремонту	15															
Монтаж конструкции	Слесарь по ремонту	10															
Тестирование работ новой установки	Главный инженер	4															

где  - главный инженер;
 - слесарь по ремонту;

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ эффективности предварительной подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: трехфазные сепараторы ТФС Область применения: X нефтяное месторождение.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>1. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 533 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».</p> <p>2. ГОСТ 12.1.03882 ССБТ «Электробезопасность»;</p> <p>3. СП 44.13330.2011 «Свод правил. Административные и бытовые здания. Актуализированная редакция СНИП 2.09.04-87».</p> <p>4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Приложение с изменениями на 12 января 2015 года)</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, пониженная температура окружающей среды, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: электрический ток, токсичные и вредные вещества.</p>
<p>4. Экологическая безопасность:</p>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу; Источники загрязняющих веществ на объектах – технологические отходы, выбросы и сбросы; основные технологические мероприятия по охране атмосферы.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС на объекте; разработка</p>

	действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Титов Ярослав Борисович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трехфазный сепаратор расположен на X месторождении в Ханты-Мансийском АО (Нижневартовский район).

Трехфазный сепаратор относится к категории опасных производственных объектов и представляет собой потенциальный риск для персонала и окружающей среды.

Целью раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих трехфазный сепаратор, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

Действия по рациональному использованию и охране недр регламентируются требованиями к намечаемой хозяйственной деятельности, изложенных в следующих основных действующих документах:

1) Закон РФ «О недрах» №2395-І от 21.02.1992г. (с изменениями и дополнениями);

2) «Правила охраны недр», утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003 г. №71;

3) «Правила противопожарного режима в РФ», утвержденные Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390;

4) «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения»;

5) «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений»;

б) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39];

7) «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»;

8) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ.

5.1.1 Режимы труда и отдыха, льготы, гарантии и компенсации работникам, занятым на производстве

На X месторождении форма осуществления трудового процесса вахтовый метод. Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297 работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту на X месторождение и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение

календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, 72 – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основные эргономические требования:

1. Сепараторы и ёмкости должны быть оборудованы площадками и маршевыми лестницами для обслуживания. Устанавливаются переходы через трубопроводы. Все они должны иметь перила высотой не менее 1250 мм.

2. Обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами, необходимые при работах по обслуживанию сепаратора.

3. Рабочее место оператора в операторной должно быть изолирована от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов. Для этого операторные располагают на расстоянии от сепараторов, емкостей и трубопроводов. Устанавливаются кондиционеры для уменьшения воздействия тепла в летний период работы.

4. Должно быть организованно хорошее освещение, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность. Для обслуживания трубопроводов, запорной арматуры и сепараторов в темное время суток устанавливается уличное освещения. Здание операторной оснащается вентиляцией, шумоизоляционными окнами, пожарным инвентарем и огнетушителями. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее

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

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. В таблице 23 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 23 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы		Нормативный документ
	операторская (записи показаний приборов)	работа на площадке (снятия показаний КИП. Мелкие слесарные работы)	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	Утверждение типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н. (6) Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. [7] Шум на рабочих местах СП 2.2.4/2.1.8.562-96. (8) Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения ГОСТ 5542- 2014. (9)
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576- 03.(10)
Превышение уровней шума		+	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984 ППБ-С. [Н;121
Повышенная загазованность		+	Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. ГОСТ 12.2.007-03. (13)
Давление (разрушение аппарата. Работницу под давлением)		+	
Электрический ток	+	+	

Статическое электричество	+	+	Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.030- 81 ССБТ. (14)
Пожароопасность	+	+	Средства защиты от статического электричества. ГОСТ 12.4.124-83(15) Об отходах производства и потребления Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ.

5.2.2 Обоснование мероприятий по безопасному ведению технологического процесса

Персонал, обслуживающий трехфазный сепаратор подвержен воздействию вредных факторов, приведённых ниже:

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Работы по обслуживанию трехфазного сепаратора происходят на открытых площадках. Климат на территории выполнения работ резко-континентальный. Зимой температура воздуха понижается до минус 50° – минус 60°С, а летом поднимается до 35° – 40°С. Холодная температура может привести к обморожению и переохлаждению, а высокая температура может привести гипертермии и солнечному удару. Работающий персонал на улице на открытой местности зимой и летом в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой.

2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. В летний период сотрудники, работающие в таёжной местности подвержены воздействию укусов насекомых. Насекомые наносят урон самочувствию человека, а еще считаются переносчиками всевозможных болезней. К этим насекомым относятся: клещи, комары, слепни. Средствами индивидуальной защиты от воздействия насекомых являются: противозэнцефалитные костюмы, сетки павловского, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. (ГОСТ Р 12.4.296- 2013).

3. Превышение уровней шума. Технологические процессы в нефтегазовой промышленности вырабатывают сильный шум

воздействующие на общее состояние и здоровье персонала. В результате исследований установлено, что шум осложняет условия труда.

Методы борьбы с шумом при обслуживании трехфазного сепаратора:

- для газопроводов и нефтепроводов выбраны оптимальные диаметры труб;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники.

4. Повышенная загазованность. Загазованность при обслуживании трехфазного сепаратора способствует достижения взрывоопасной концентрации газа в воздухе.

Предел допустимой взрывоопасной концентрации газа в воздухе составляет 300 мг/м^3 согласно ГОСТ 5542-2014.

Требуется постоянный контроль газовоздушной среды, не допускать утечек газа из установок. Для анализа газовоздушной среды работник должен применять газоанализатор. В трехфазном сепараторе должны предусматриваться мероприятия по герметизации сепаратора и установки датчиков анализа газовоздушной среды.

При ведении технологического процесса в трехфазном сепараторе присутствуют различные опасные факторы, такие как: давление, электрический ток, статический ток.

1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Трехфазные сепараторы находятся под давлением, намного превышающим атмосферное. В связи с этим для обеспечения безопасности и осуществления технологического процесса устанавливаются манометры для контроля за давлением. Превышение допустимых значений давления может привести к взрыву. Представлены требования в ПБ 03-576-03 к ремонту и эксплуатации сосудов под давлением. Для предотвращения образования давления превышающее рабочее устанавливаются предохранительные клапана с учетом пропускной способности.

2. Электрический ток. Работники, обслуживающие трехфазный сепаратор подвержены воздействию электрического тока при эксплуатации средств автоматизации, при проведении огневых работ. Проводятся мероприятия по электробезопасности для предотвращения опасных ситуаций для здоровья и жизни работника.

3. Статическое электричество. При трении двух диэлектриков или диэлектриков об металл появляется статическое электричество, могут накапливаться заряды на поверхностях трущихся веществ. Может произойти разряд при определенной величине, который может воспламенить горючую смесь. Все металлическая аппаратура и сепараторы для защиты от статического электричества должны быть заземлены. Заземление проверяется после ремонтных работ и один раз в год в обязательном порядке.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на: предохранительные приспособления антиэлектростатические приспособления, антиэлектростатическая обувь, антиэлектростатическую спец.одежда, антиэлектростатическая защита рук.

5.3 Экологическая безопасность

В таблице 24 представлены источники неблагоприятного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 24 – Неблагоприятные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при обслуживании и эксплуатации трехфазного сепаратора

Элемент окружающей природной среды	Негативное воздействие на окружающую среду	Природоохранное мероприятие
Литосфера	Загрязнение почвы нефтепродуктами.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения. Вывоз для утилизации.

	Химреагентами и др.	уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов. Химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. От 29.12.2015).
Атмосферу	Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, при продувке аппаратов. технологического оборудования. Залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела.	<p>Мероприятия согласно пособию к СНиП 11-01-95 от 01.01.1970.</p> <p>Планировочные мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> - размещение объектов и предприятия на площадке таким образом, чтобы исключалось попадание дымовых факелов <p>На селитебную зону;</p> <ul style="list-style-type: none"> • рациональное расположение заслона между жилым районом и предприятием в виде горной гряды, леса и т.д.; - устройство санитарно-защитной зоны; <p>Технологические мероприятия;</p> <ul style="list-style-type: none"> - кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества «грязных производств» на предприятии;
		<ul style="list-style-type: none"> - использование более прогрессивной технологии по сравнению с применяющейся на других предприятиях для получения той же продукции; - увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности; - применение рециркуляции дымовых газов; - внедрение наиболее совершенной структуры газового баланса предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания;
Гидросфера	Разлив нефти при транспортировании.	<p>Исключить размещения объектов и трубопроводов вблизи озер и рек.</p> <p>Обеспечить герметичность трубопроводов и емкостей при транспортировке нефтепродуктов.</p>

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и эксплуатации сепаратора задачей считается определение определенных источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды – атмосферу, гидросферу, литосферу.

При эксплуатации трехфазного сепаратора могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций:

1) Техногенного характера: - пожары и взрывы; - аварии с выбросом и угрозой выброса химически опасных веществ;

2) Природного характера: - метеорологические и агрометеорологические явления (сильный мороз, сильная метель, бури).

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность производственного оборудования, выделение горючих газов, искрение в электрических машинах, токи коротких замыканий, электростатические разряды, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по предупреждению взрывов и пожаров. Требования к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. От 13.07.2015).

На территории нефтегазовой промышленности необходимо соблюдать следующие требования по пожарной безопасности:

1) в производственных помещениях и территориях запрещается курить, должны быть вывешены знаки и плакаты с надписью: «курение запрещено». В отведенных местах для курения вывешивают знаки или плакаты «место для курения»;

2) в каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь, пожарные краны.

3) пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4) проведения анализа газовой среды;

В случае возникновения пожара необходимо выполнить следующие действия:

- вызвать пожарную команду, сообщить о пожаре начальнику подразделения, диспетчеру ПДС, при необходимости вызвать скорую помощь;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения) в случае отказа автоматики произвести ручной запуск;

- произвести аварийную остановку установки и согласованных с ней установок;

- при необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения (например, ручными огнетушителями) до прибытия подразделений пожарной охраны;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе написания данной выпускной квалификационной работы были сделаны следующие выводы:

Нефть представляет собой маслянистую легко воспламеняющуюся жидкость природного происхождения с резким характерным ароматом, преимущественно включающую в себя непростую комбинацию углеводородов неодинаковой молекулярной массы и некоторых иных веществ химического происхождения.

На объектах нефтедобычи при сборе и подготовки нефти и газа их отделяют от попутного газа, твердых солей и частиц, воды. Поэтому экономически и практически необходимо нефть перед её направлением в магистральный нефтепровод, в впоследствии на нефтеперерабатывающий завод, переработать специальным образом.

В ходе проведения анализа было установлено, что в настоящее время на X производится добыча нефти на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется рядом проблем, среди которых низкие, медленно снижающиеся темпы отбор нефти, высокие темпы отбора жидкости, значительный рост обводненности продукции, интенсивная и разнообразная обработка призабойной зоны пласта с целью поддержания базовой и обеспечения дополнительной добычи нефти и др.

Одна из актуальных проблем X месторождения – повышенная нагрузка на площадные объекты системы сбора и подготовки нефти, газа и воды.

По причине постоянного увеличения добычи нефти и увеличения обводненности выкачиваемой продукции загрузка оборудования установок предварительного сброса воды и установок подготовки нефти больше, чем в проектных значениях.

Принимая во внимание уже существующую наземную инфраструктуру, климатические условия и температурный режим самым рациональным в

экономическом отношении представляется возможным оснащение существующих ёмкостей внутренними коалесцирующими устройствами.

Принимая во внимание уже существующую наземную инфраструктуру, климатические условия и температурный режим самым рациональным в экономическом отношении представляется возможным оснащение существующих ёмкостей внутренними коалесцирующими устройствами.

Для сепарации водонефтяной эмульсии и подготовки нефти и воды предлагается оснастить X месторождение трехфазным сепаратором типа ТФС. Его работа заключается в разделении газожидкостной смеси на нефтяную, водяную и газовые фазы. Процесс деэмульсации протекает под действием гравитационных сил, так как конструкция аппарата не позволяет интенсифицировать технологический процесс подготовки.

Разработанная конструкция обеспечивает стабильную работу сепаратора за счет равномерного распределения поступающей в него эмульсии, создание дополнительной площади контакта эмульсии с поверхностью коалесцирующего элемента, выравнивание потока с последующим гравитационным отстаиванием подготовленной к разделению газожидкостной смеси и отводом отделенных нефти и воды. Такая конструкция позволяет эффективно разделять трехфазную нефтегазоводяную (НГВ) эмульсию и исключать повторное ее перемешивание.

В ходе проведения сравнительной характеристики нескольких моделей было установлено, что трехфазный сепаратор ТФС производства компании «Пензенский завод энергетического машиностроения», согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

2. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Госгортехнадзор РФ. 2013.ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Термины и определения». – Введ. 2016-06-01. – 28 с.

3. Правила устройства электроустановок ПУЭ. УТВЕРЖДЕНЫ Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204. 38. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М. 1997.

4. ППБ-С Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984.

5. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М: Минздрав России, 1997.

6. ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. 2014.

7. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М: Стандартиформ, 2015.

8. ГОСТ 12.2.007-03. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования. 2003.

9. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

10. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. 1984.
11. ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. Общие технические условия. 2003.
12. Антипин Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти: Учебное пособие / Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев, А.Ш. Сыртланов. – Уфа: Башк. Кн. Изд-во, 1987. – 168 с.
13. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
14. Дунюшкин И.И. Расчёт основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти: Учебное пособие / И.И. Дунюшкин, И.Т. Мищенко. – Москва, 1982. – 80 с.
15. Левченко Д.М., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. – 167 с.
16. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий: Ученое пособие / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра, 1982. – 222 с.
17. Хафизов А.Р. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование: Учебное пособие / А.Р. Хафизов, Н.В. Пестрецов, В.В. Чеботарев. -М.: Недра, 2002. – 511 с.
18. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин: Курс лекций / Л.В. Шишмина. – ТПУ. Томск, 2011. – 315 с.
19. Акименко В.В. Повышение степени разрушения структурно-механических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и воды / В.В. Акименко, Р.Е. Перунов, Н.А. Останков, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». - №1. – 2016. – С. 66-70.

20. Гловацкий Е.А., Черепнин В.В. Экспериментальное исследование процесса разделения водонефтяных эмульсий в аппаратах отстойниках / Е.А. Гловацкий, В.В. Черепнин // Тр. СибНИИ НП, 1981. - Вып. 22. – С. 70-76.
21. Кондратьев Р.Ю. Россия во внешней торговле нефтью / Р.Ю. Кондратьев // International Journal of Humanities and Natural Sciences, vol. 10-2 (49), 2020. – С. 123-127.
22. Мамедов А.М. Особенности эмульгирования водонефтяной смеси газом / А.М. Мамедов, З.Я. Аббасов, А.И. Нагиев // РНТС ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело, 1973. – С. 17-19.
23. Селиверстов А.С. Нефтяная промышленность России: состояние и проблемы / А. С. Селиверстов, Д. Е. Митрофанов, А. А. Буцкая [и др.] // Молодой ученый. — 2017. — № 6 (140). — С. 295-297.
24. Смирнов Ю.С. Химическое деэмульгирование нефти как основа ее промышленной подготовки / Ю.С. Смирнов, Т.Н. Мелошенко // Нефтяное хозяйство. 1989. – 8. С. 46-50.
25. Тронов В.П. Развитие техники и технологии промышленной подготовки нефти в Татарии / В.П. Тронов, Г.М. Ахмадеев // Сб.: Совершенствование методов подготовки нефти на промыслах Татарии. - Бугульма, 1980. – С. 13-34.
26. Шабашев Е.Ф. Эффективность применения трехфазных сепараторов для сброса свободной воды в системе сбора и на установках подготовки нефти / Е.Ф. Шабашев, Е.Г. Соколов, Б.И. Солдаткин, В.А. Назаров, А.И. Щербинин // Добыча нефти и газа. - №4. – 2017. – С.30-36.
27. Новые продуктивные технологии добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uglevodorody.ru/publ/novye-produktivnye-tehnologii-dobychi-nefti>, свободный.
28. Добыча нефти в России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.tadviser.ru/index.php/Статья:Добыча_нефти_в_России, свободный.
29. Добыча нефтяного сырья [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://minenergo.gov.ru/node/1209#:~:text=По%20состоянию%20на%2001.01.2020%2C%20добычу,пришлось%2084%2C7%25%20всей%20национальной%20нефтедобычи%3B>, свободный.

30. Какие компании и в каких регионах добывают нефть в России? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://notboringeconomy.ru.turbopages.org/notboringeconomy.ru/s/kakie-kompanii-i-v-kakih-regionah-dobyvajut-neft-v-rossii/>, свободный.

31. В МЭР прогнозируют, что Россия до 2025 года не достигнет докризисного уровня добычи нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://finance.rambler.ru/economics/46290077-v-mer-prognoziryuyut-cto-rossiya-do-2025-goda-ne-dostignet-dokrizisnogo-urovnya-dobychi-nefti/>, свободный.

32. Коалесценция. Коалесцирующие фильтры. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://oil-filters.ru/coalescence_and_filters/, свободный.

33. Трехфазные сепараторы ТФС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.pzem.ru/catalog/separatory-i-otstoyniki/separatory/trekhfaznye-separatory-tfs/>, свободный.

34. Трехфазный сепаратор ТФС-Л [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://sarrz.ru/produkcija/separatory_otstojniki/trehfaznyj_separator_tfs_1.html, свободный.

35. Сепараторы трехфазные типа ТФС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pozsm.ru/products/razdelitelnoe-i-separatsionnoe-oborudovanie/separatory/separator-trekhfaznyj-tip-tfs/>, свободный.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

Наглядное изображение X месторождения



**Наглядное изображение трехфазного сепаратора ТФС производства
«Пензенский завод энергетического машиностроения»**

