

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01.Нефтегазовое дело (эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти)
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности подготовки нефти на центральном пункте сбора на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 622.276.8(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Сеничев Дмитрий Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 (эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти)
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(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
2Б5Г	Сеничеву Дмитрию Андреевичу

Тема работы:

Анализ эффективности подготовки нефти на центральном пункте сбора на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.03.2019 г. № 2024/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Технологический регламент, технологическая схема пункта сбора нефти центрального Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, научная литература, нормативные документы.
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Изучение геологических особенностей Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, методов подготовки нефти, построение модели технологических процессов в программном комплексе Unisim Design R460, анализ полученных данных и выбор оптимальных условий установки подготовки нефти
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Геолого–географическая характеристика Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения	
Промысловая подготовка нефти	
Анализ эффективности подготовки нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Сеничев Дмитрий Андреевич		

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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 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:	14.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1.04.2019	Геолого–географическая характеристика Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения	10
8.04.2019	Теоритический обзор способов промысловой подготовки нефти	15
22.04.2019	Построение технологической схемы установки подготовки нефти в программном комплексе	25
6.05.2019	Анализ эффективности подготовки нефти	20
20.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
27.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Носова Оксана Владимировна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатовна			

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 75 с., 11 рис., 21 табл., 19 источников.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ПОДГОТОВКА, МОДЕЛИРОВАНИЕ, СЕПАРАЦИЯ, ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА, РАСХОД, ОБВОДНЕННОСТЬ, ДНП, ЛЖУ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти на центральном пункте сбора Талаканского НГКМ.

Целью работы служит построение технологической схемы подготовки нефти в программном комплексе Unisim Design R460. Анализ методов эффективности подготовки нефти.

В процессе исследования осуществлялся подбор оптимальных параметров: давления на первой ступени сепарации, температуры на входе в сепаратор, производились расчеты расходов.

В результате исследования была построена модель установки подготовки нефти Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Было предложено увеличить давление на первой ступени сепарации до 750 кПа. Увеличить температуру на входе в сепаратор с 30 до 60 °С. Добавить в схему газосепаратор, в котором будут отделяться легкие жидкие углеводороды.

Область применения: установка подготовки нефти Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения

Значимость работы заключается в том, что установкам подготовки нефти не хватает производительности для того, чтобы справиться с большим количеством сырья, поступающим для подготовки. Необходим подбор оптимальных параметров. Реконструкция технологии.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной выпускной квалификационной работе были применены следующие термины и определения:

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЦПС – пункт сбора нефти центральный;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ДНС – дожимная насосная станция;

УПН – установка подготовки нефти;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

УППНиПБ – участок первичной переработки нефти и получения битума;

СИКН - система измерения количества и показателей качества нефти;

КНС – кустовая насосная станция;

КСУ – концевая сепарационная установка;

ХТ – хитер–тритер;

ЛЖУ – легкие жидкие углеводороды;

ДНП – давление насыщенных паров;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1. ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	14
1.1 Общие сведения о месторождении	14
1.2. Геологическая характеристика месторождения	15
1.3. Физико-химические свойства нефти.....	17
1.4. Анализ разработки Талаканского НГКМ	18
2. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ.....	22
2.1. Сепарация	23
2.2. Обезвоживание	25
2.3. Обессоливание.....	28
2.4. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти, нефтяного газа и пластовой воды.....	29
3. ПОДГОТОВКА НЕФТИ НА ТАЛАКАНСКОМ НГКМ	32
3.1. Действующая технология подготовки нефти	32
3.2. Характеристика объекта исследования	32
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	37
4.1. Сокращение времени отстаивания	37
4.2. Увеличение давления на первой ступени сепарации	40
4.3. Увеличение выхода нефти, снижение содержания ЛЖУ	41
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
5.1. Введение.....	45
5.2. SWOT-анализ.....	45
5.3. Планирование научно–исследовательских работ.....	47
5.4. Расчет бюджетной стоимости научно исследовательских работ	49
5.4.1. Расчет материальных затрат НТИ.....	49
5.4.2. Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ.	50
5.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы	51
5.4.4. Расчет дополнительной заработной платы	52

5.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды	53
5.4.6. Накладные расходы	54
5.4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы	54
5.5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	55
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61
6.1. Производственная безопасность	61
6.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов	62
6.2.1. Токсичность сырья, полученных продуктов и реагентов	63
6.1.2. Повышенная загазованность рабочей зоны	65
6.2. Анализ выявленных опасных факторов	66
6.2.1. Электробезопасность (возможное поражение электрическим током) ...	66
6.2.2. Пожаровзрывоопасность	67
6.3. Экологическая безопасность	68
6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу	68
6.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу	69
6.3.3. Анализ воздействия объекта на гидросферу	70
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	76

ВВЕДЕНИЕ

Одной из важнейших задач при разработке месторождений является рациональное использование имеющихся запасов – это обеспечивается путем сокращения потерь нефтепродуктов при подготовке и транспортировке. Нефть, получаемая из скважин, на начальном этапе содержит в себе механические примеси, воду, а также газы, растворенные в ней. Важнейшей задачей будет являться приведение нефти к товарному виду. Данная операция достигается за счет процессов первичной подготовки нефти, к которым относятся процессы обезвоживания, обессоливания, стабилизации. Основой первичной подготовки нефти к дальнейшей переработке является эффективное разрушение водонефтяной эмульсии. Для этого в промышленности используются разные способы, а также их различные комбинации. При транспортировке нефтепродуктов от скважины до потребителя происходят процессы испарения легких углеводородов, которые являются ценным сырьем для нефтехимических производств.

В результате исследования при помощи программного комплекса необходимо смоделировать оптимальную технологическую схему предварительной подготовки нефти для разрабатываемого месторождения. Подобрать параметры установки, которые будут обеспечивать требованиям качества товарной нефти

Цель работы: анализ эффективности подготовки нефти на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении. Выбор оптимальных параметров работы УПН

Задачи:

- 1) Изучить нормативно-техническую документацию
- 2) Построить модель подготовки нефти в программном комплексе Unisim Design R460.

- 3) Определить оптимальную технологическую схему и выбрать оптимальные параметры для работы УПН.
- 4) Проанализировать результаты, полученные после построения модели подготовки нефти

1. ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) является наиболее крупным нефтяным месторождением, расположенным на территории Республики Саха (Якутия) в 210 км юго-западнее г Ленска, в 300 км от г Киренска Иркутской области (рисунок 1.1).

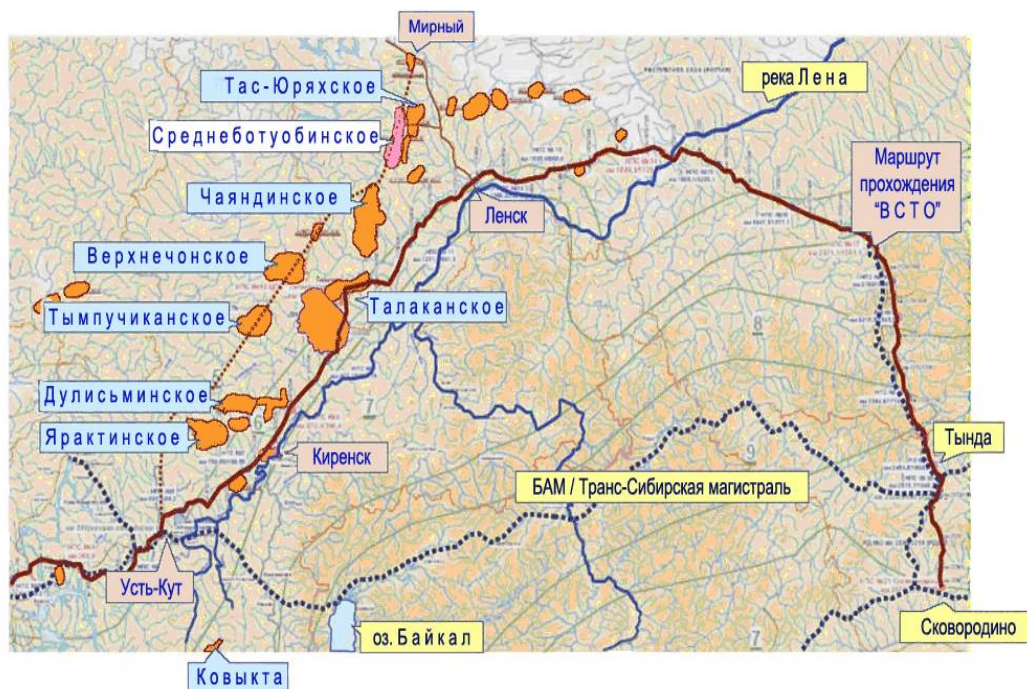


Рисунок 1.1 – Карта расположения Талаканского месторождения

Разработку этого месторождения ведет ПАО «Сургутнефтегаз» НГДУ «Талаканнефть».

Месторождение характеризуется большими колебаниями температур. Разность температур между самым холодным и теплым месяцем – январем и июлем достигает 45-65 °С. Климат резко континентальный. В зимний период,

зафиксированный абсолютный минимум составляет минус 61 °С. В летний период температура поднималась до плюс 35 °С.

Годовое количество осадков на территории изменяется в пределах от 358 до 575 мм. Весной средние месячные осадки составляют от 20 до 34 мм.

Месторождение находится в междуречье рек Чана и Лена. Непосредственно на территории протекают их притоки Пеледуй и Нюя. Реки в среднем и нижнем течении узкие, часто сжатые высокими склонами. Значительно меньший продольный уклон имеют верховья долин. В долине реки Пеледуй распространены мелкие малочисленные озера, которые замерзают в начале октября, оттаивают в конце мая. Болота, в основном, моховые или кустарниковые, чаще распространены в долинах рек.

1.2. Геологическая характеристика месторождения

Залежи нефти Талаканского месторождения обладают достаточно низкими коллекторскими свойствами. Структура порового пространства представляет сложную форму. Достаточно высокая послойная неоднородность пласта. Геофизические исследования затрудняются из-за большой засоленности пород и пластовых вод. Низкая пластовая температура способствует образованию гидратов в условиях пласта и на забоях скважин. Пластовое давление аномально низкое (10 МПа при глубинах залегания продуктивных отложений более 1100 м.). В продуктивном пласте находятся многолетнемерзлые породы, которые осложняют эксплуатацию скважин. Нефтяные отложения изолированы литологическими и тектоническими экранами.

Залежь I расположена в северной части участка. Залежь нефтяная, пластового типа. Размеры залежи 15·7,5 км, высота нефтяной части 78 м. Основная залежь по величине запасов и размерам. Согласно результатам лабораторных и геофизических исследований, пористость составила 12%,

абсолютная проницаемость $0,112 \text{ мкм}^2$. От общей площади залежи нефтяная зона занимает 68%. Эффективные нефтенасыщенные толщины (высоко и низкопористые) изменяются от 16,8 до 39 м, в том числе высокопористые – от 7,8 до 34,4 м. Дебиты нефти меняются от 27,4 до $183,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Общие нефтенасыщенные толщины изменяются от 9 до 21,4 м. Нефтенасыщенные толщины высокопористых коллекторов варьируют от 4,4 до 17,4 м. Положение ВНК установлено на абсолютной глубине – 756 м.

Залежь II расположена на юго–западе лицензионного участка. Залежь нефтяная, пластового типа, тектонически экранированная. Размеры залежи $8,5 \cdot 4 \text{ км}$. Газонефтяная зона вскрыта скважиной 179–20, где газонасыщенная толщина составляет 9,6 м, а нефтенасыщенная толщина высокопористых коллекторов – 16,4 м. Согласно результатам лабораторных и геофизических исследований пористость составила 12,5%, абсолютная проницаемость $0,109 \text{ мкм}^2$. Дебит газа составил 40 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, а дебит нефти $9,2 \text{ м}^3/\text{сут}$. От общего объема залежи, объем нефтенасыщенных пород составляет 84,2%. От нефтенасыщенного объема на долю нефтяной зоны приходится 24,0%, водонефтяной – 28,2%, газонефтяной – 47,8%. Положение ВНК установлено на абсолютной глубине – 745 м.

Залежь III расположена в восточной части участка. Залежь газонефтяная, пластово–сводовая, тектонически и литологически экранированная. Размеры залежи $14^{17} \cdot 3,5^{10} \text{ км}$, высота залежи 136 м. В залежи выделены зоны: газовая, газонефтяная, нефтяная, водонефтяная. В газонефтяной зоне эффективные толщины составили от 34,6 до 44 м. Газовая зона вскрыта скважинами 179–54, 179–32, в которых эффективные толщины составили 33 и 33,4 м. В скважине 179–32 получен приток газа дебитом $133,9 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$, а в скважине 179–54 при испытании в колонне приток газа дебитом $116,2 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Нефтенасыщенные эффективные толщины высокопористых коллекторов изменяются от 10,2 м (скв. 179–25) до 25,2 м (скв. 179–22). Дебиты газа при испытании газонасыщенных интервалов изменяются от 153,3 до $298,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Чистые притоки нефти при

испытании нефтенасыщенных интервалов получены в скв. 179–22 (дебит нефти 35,8 м³/сут) и 179–62 (дебит нефти 12,1 м³/сут). Нефтяная зона вскрыта 5 скважинами. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 31,2 до 40 м, в том числе толщины высокопористых коллекторов - от 19,4 до 25 м. Промышленные притоки нефти получены во всех скважинах. Дебиты нефти изменялись от 35 м³/сут (скв. 179–35) до 198 м³/сут (скв. 179–63). Водонефтяную зону вскрыла одна скважина 179–23. Эффективная толщина в этой скважине составила 44,9 м, в том числе нефтенасыщенная – 20,1 м, из них высокопористый коллектор – 10 м. Согласно результатам лабораторных и геофизических исследований пористость составила 11%. Абсолютная проницаемость по результатам лабораторных исследований 0,112 мкм², геофизических исследований скважин 0,070 мкм², гидродинамическим исследованиям 0,046 мкм². От общего объема залежи, объем нефтенасыщенных пород составляет 55,3%. От нефтенасыщенного объема на долю нефтяной зоны приходится 36,3%, водонефтяной – 12,6%, газонефтяной – 51,1%. Положение ГНК установлено на абсолютной глубине – 665 м. Положение ВНК принято на абсолютной глубине – 735 м.

1.3. Физико-химические свойства нефти

Физико-химические свойства нефти приведены в таблице 1.1.

В результате испытаний были установлены средние значения. Нефть имеет плотность 851 – 854 кг/м³ и в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»[10] относится к типу средних, является малосернистой (содержание серы 0,57–0,58 % мас.), малосмолистой (содержание смол силикагелевых 7,33–10,3 % мас.), парафинистой (содержание парафина составляет 1,83–1,89 % мас.). Вязкость нефти уменьшается со средних значений 16–19 до 7,0–7,2 мм²/с при повышении температуры от 20 до 50 °С.

Температура начала кипения 50–58 °С. Температура застывания нефти в пределах от минус 41 до минус 51°С.

Таблица 1.1 – Характеристика нефти Талаканского месторождения

№ п/п	Номер и наименование государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта организации	Показатели	Результаты испытаний (среднее значение)
11	ГОСТ Р 50802-95	Массовая доля метил и этилмеркаптанов в сумме млн ⁻¹ (ppm)	64 - 110
22	ГОСТ 3900-85	Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	851 - 854
33	ГОСТ 33-2000	Вязкость кинематическая при температуре 20 °С, мм ² /с	16 - 19
44	ГОСТ 33-2000	Вязкость кинематическая при температуре 50 °С, мм ² /с	7,0 - 7,2
55	ГОСТ Р 50802-95	Массовой доли сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	менее 2,0
66	ГОСТ 21534-76	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	300 - 500
77	ГОСТ Р 51947 - 02	Массовая доля серы, %	0,57 - 0,58
88	ГОСТ 11851 - 85	Массовая доля парафина, %	1,83 - 1,89
9		Массовая доля асфальтенов, %	0,9 - 1,45
1		Массовая доля смол силикагелевых, %	7,33 - 10,3
1		Температура плавления парафина, °С	53
19	ГОСТ 20287-91	Температура застывания, °С	-41 ÷ -51
1		Температура начала кипения, °С	50 - 58
110	ГОСТ 2177-99	Фракционный состав (содержание выкипающих фракций, % об.)	
1		до 100°С	4,3 – 4,5
1		до 200°С	19,6 – 20,3

1.4. Анализ разработки Талаканского НГКМ

2. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ

Подготовка нефти представляет собой технологический процесс, в котором при использовании различного нефтепромыслового оборудования осуществляются следующие процессы:

- 1) сепарация – удаление из нефти легких газов;
- 2) обезвоживание нефти – отделение воды;
- 3) обессоливание – извлечение растворенных солей;
- 4) отделение механических примесей.

Получение товарной продукции будет являться завершающим этапом работы установки подготовки нефти:

- нефть и газ отправляют в магистральный трубопровод;
- пластовую воду, отделенную от нефти, направляют к нагнетательным скважинам и закачивают в пласт для поддержания пластового давления.

После установки подготовки нефти должна соответствовать требованиям, указанным в ГОСТ 9965-76[1]. (таблица 2.1)

Таблица 2.1 – Технические требования по качеству нефти.

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	1800
Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт.ст.), не более	66,67 (500)		

2.1. Сепарация

При транспортировке пластовой жидкости до центрального пункта сбора из-за того, что из нефти выделяется газ, происходит уменьшение давления [3]. Необходимо реализовывать их отдельный сбор и хранение.

Сепарация представляет собой процесс отделения газа от нефти. Процесс сепарации обеспечивается снижением давления и увеличением температуры нефти, а также когда происходит молекулярная диффузия углеводородных компонентов нефти в пространство с их меньшей концентрацией. Отсепарированный газ выводится из газосепаратора, в котором поддерживаются определенные давление и температура. Ступенью сепарации будет называться каждый пункт вывода газа. Исходя из условий достижения лучших экономических показателей, а также от требований, предъявляемых к товарной нефти, будет зависеть выбор числа ступеней сепарации[4].

Оборудование, которое используется в системе сбора и подготовки нефти и газа, в настоящее время снабжается сепараторами.

В процессе одноступенчатой сепарации происходит резкое снижение давления, выделяется большое количество легких фракций углеводородов, происходит контактное разгазирование.

Многоступенчатая сепарация сокращает унос тяжелых фракций углеводородов. Отвод свободного газа происходит постепенно, по мере снижения давления. Водонефтяная смесь из скважины в первую очередь поступает в газосепаратор высокого давления, где выделяется основная часть газа из нефти. Полученный газ транспортируется под собственным давлением. Водонефтяная эмульсия попадает в сепаратор среднего и низкого давления для окончательного отделения от газа[5].

Сепараторы подразделяются на следующие категории:

- 1) по назначению (замерные, сепарирующие);
- 2) по форме (цилиндрические, сферические);

- 3) по положению в пространстве (вертикальные, горизонтальные и наклонные);
- 4) по характеру действия основных сил (гравитационные, инерционные, центробежные, ультразвуковые и т.д);
- 5) по технологическому назначению подразделяются на:
 - двухфазные, которые применяют для разделения жидкой и газовую фазу;
 - трехфазные, служащие для разделения на нефть, газ и воду;
 - сепараторы первой ступени сепарации, которые рассчитаны на максимальное содержание газа в потоке и давление I ступени сепарации;
 - концевые сепараторы, в которых происходит окончательное отделение нефти от газа перед тем, как транспортировать товарную продукции в резервуар;
 - сепараторы–делители потока разделяют выходящую из них продукцию на потоки одинаковой массы;
 - сепараторы с предварительным отбором газа, где происходит раздельный ввод жидкости и газа в аппарат, а также увеличение пропускной способности;
- 6) по рабочему давлению:
 - высокого давления 6 МПа;
 - среднего давления 2,5 – 4 МПа;
 - низкого давления до 0,6 МПа;
 - вакуумные (давление ниже атмосферного).

Процесс сепарации осуществляется за счет селективной смачиваемости нефти, а также инерционных, гравитационных сил. Различают пленочную, инерционную и гравитационные сепарации, а сепараторы – жалюзийные, гидроциклонные и гравитационные.

Путём селективного смачивания жидкости на металлической поверхности осуществляется пленочная сепарация. Поток газа, который движется вместе с нефтью, далее попадая в каплеуловитель, капли нефти

соприкасаются с поверхностью, смачивают ее и образуют пленку. Жидкость, образованная на пленке, начинает стекать вниз.

Вследствие изменения движения потока, осуществляется инерционная сепарация. Жидкость движется по прямой, а газ начинает изменять свое направление, тем самым происходит их разделение.

Под действием силы тяжести происходит гравитационная сепарация. Газосепараторы, служащие для работы по такому принципу, называются гравитационными. В соответствии с назначением в газосепараторах предусмотрены четыре основных секции:

- 1) основная;
- 2) осадительная;
- 3) сбора жидкости;
- 4) каплеуловительная.

В основной сепарационной секции происходит интенсивное отделение крупнодисперсной фазы. В осадительной секции идет выделение дополнительных пузырьков газа, нефть движется по наклонной поверхности, сливается в слой, расположенный в нижней части сепаратора. Секция сбора, занимающая нижнее положение в сепараторе, служит для вывода нефти, как в однофазном состоянии, так и вместе с газом. Каплеуловительная секция служит для улавливания капель жидкости. Расположена в верхней части сепаратора[4].

2.2. Обезвоживание

В процессе добычи происходит взаимное перемешивание воды и нефти, приводящее к образованию эмульсии путем диспергирования одной жидкости в другой. Образование стойких эмульсий приводит к таким последствиям, как снижение межремонтного периода работы скважин, затруднение сепарации газа и сброса воды на установке предварительного сброса.

Кроме того, необходимость разрушения стойких эмульсий ведет к значительному увеличению энергоемкости. Со временем стойкость эмульсии

повышается, поэтому добываемую нефть наиболее целесообразно подвергать процессу обезвоживания на месторождениях, что позволяет сократить денежные затраты на транспорт. При отделении пластовой воды не происходит повторного диспергирования нефтяных эмульсий, уменьшается коррозия нефтепромыслового оборудования, повышается производительность и срок эксплуатации установки подготовки нефти, снижаются нагрузки на аппараты.

Предварительный сброс воды осуществляется двумя способами – путевой и централизованный сброс. Централизованный сброс осуществляется на ДНС и на установках предварительного сброса воды. На установках подготовки нефти процесс обезвоживания происходит в аппаратах – отстойниках. Применяются гравитационный отстой нефти и термохимические методы. При гравитационном отстое резервуар заполняется смесью, которая остается там, на определенное время. Основой метода является процесс коагуляции капель воды. Для наиболее эффективного процесса отстаивания, необходимо нагреть нефть до температуры от 45 до 70 °С.

Термохимические методы, основанные на добавлении деэмульгаторов и подогреве, являются наиболее эффективными. В небольших количествах деэмульгатор вводится во входные трубопроводы установки предварительного сброса воды. Принцип действия основан на адсорбции деэмульгатора на поверхности раздела фаз «нефть–вода». Менее поверхностно–активные природные эмульгаторы будут вытеснены. На поверхности капель воды образуется непрочная пленка, которая будет способствовать процессу коалесценции мелких капель в крупные. Образовавшиеся крупные капли будут легко оседать на дно резервуара[7].

В термохимическую установку обезвоживания нефти (рисунок 2.1) сырая нефть (нефтяная эмульсия) I из сырьевого резервуара 1 насосом 2 через теплообменник 3 подается в трубчатую печь 4. Перед насосом 2 происходит закачка реагента–деэмульгатора II. В результате процесса перемешивания эмульсии в насосе происходит разрушение бронирующих оболочек асфальтосмолистых веществ. В печи реагент–деэмульгатор превращается в

капли пластовой воды. Предварительно нефтяная эмульсия подается в теплообменник 3 и трубчатую печь 4. В трубчатой печи осуществляется нагрев нефтяной эмульсии, если необходимо довести её до температуры выше 120°C. При необходимости нагрева до меньших температур можно использовать пароподогреватель. Оптимальной температурой нагрева можно считать такую, при которой кинематическая вязкость нефтяной эмульсии будет составлять $4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Из трубчатой печи 4 неустойчивая эмульсия попадает в отстойник 5, где расслаивается на нефть и воду. Из верхней части отстойника 5 выводится обезвоженная нефть, которая, проходя через теплообменник 3, отдает часть тепла необходимого для деэмульсации сырой нефти. Далее поступает в резервуар 6, из которого насосом товарная нефть III откачивается в магистральный нефтепровод. Пластовая вода направляется на установку по подготовке сточных вод.

Также возможна работа сырьевого резервуара 1, как установки с предварительным сбросом воды. В данном случае часть горячей воды, выходящей из отстойника, будет подаваться в поток сырой нефти перед резервуаром 1. Резервуар 1 оборудуется переливной трубой и распределительным маточником. Поступающая в резервуар нефтяная эмульсия проходит через установившуюся толщу воды, что способствует полному отделению свободной воды и нефтяной эмульсии. Насосом, отделенная вода откачивается на установку по подготовке сточных вод.

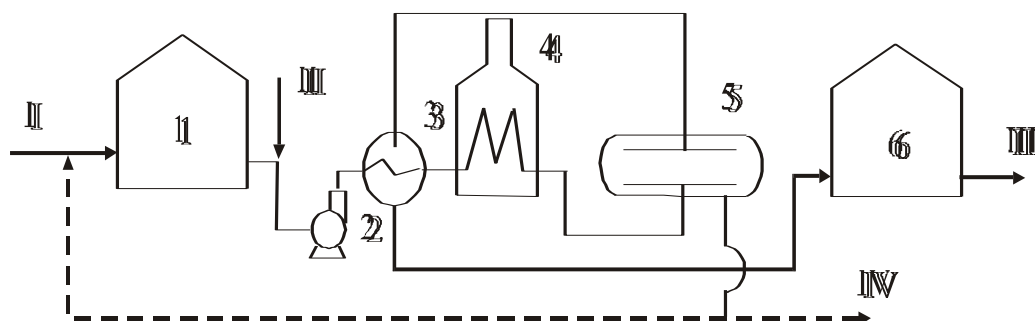


Рисунок 2.1 – Термохимическая установка обезвоживания нефти.

2.3. Обессоливание

Минеральные соли, содержащиеся в извлекаемой из водонефтяной эмульсии пластовой воде, серьезно осложняют процессы транспортировки и подготовки продукции, вызывая коррозию оборудования на промыслах и при дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах. При благоприятных условиях может произойти гидролиз солей хлористого магния и кальция, в результате чего образуется соляная кислота, которая обладает способностью разъедать металл. При переработке нефти в результате разложения сернистых соединений образуется сероводород, который в присутствии воды оказывает коррозионное воздействие металлу. Интенсивнее всего протекает коррозия, когда сероводород и соляная кислота в воде находятся совместно. Перед сдачей нефти потребителю на нефтяных промыслах проводят первичное обессоливание попутно с обезвоживанием. Вторичному обессоливанию подвергается продукция перед переработкой на нефтеперерабатывающем заводе. Для более полного извлечения солей используют электрообессоливающие установки[8].

Предварительно обезвоженная нефть промывается большим количеством пресной воды. Минерализованная пластовая вода сливается с каплями промывочной пресной воды. Полученная водонефтяная эмульсия подвергается процессу деэмульсации, после чего следует окончательная водная промывка.

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рисунок 2.2). Для того, чтобы стабилизировать обводненность нефтяной эмульсии, необходимо ввести ступень теплехимического обезвоживания в электродигидратор.

Сырая нефть I резервуара 1 насосом 2 (перед которым вводят реагент–деэмульгатор II) прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и поступает в отстойник 5, где из сырой нефти выделяется большое количество пластовой воды. Из отстойника нефть с остаточным содержанием воды 1–2 % направляется в электродегидратор 8, перед которым в поток нефти вводится

пресная вода III и деэмульгатор II, так, что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до значений 8–15%. В пресной воде соли растворяются. Вода отделяется от нефти в электродегидраторе. Нефть становится обессоленной. Из верхней части электродегидратора 8 выходит обезвоженная и обессоленная нефть, которая насосом 6, пройдя промежуточную емкость 7, теплообменник 3 направляется в резервуар товарной нефти 9. Отделившаяся в отстойнике 5 и электродегидраторе 8 вода, направляется на установку по подготовке воды. В магистральный нефтепровод отправляется товарная нефть V.

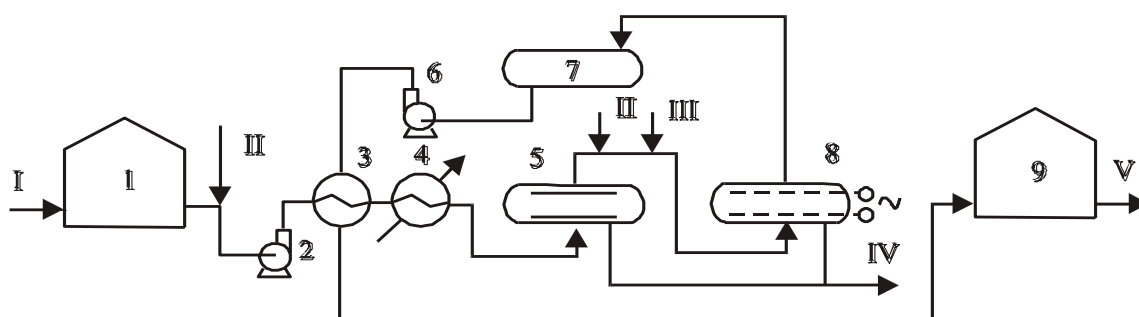


Рисунок 2.2 – Технологическая схема термохимической установки обессоливания нефти

2.4. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти, нефтяного газа и пластовой воды

Принципиальная технологическая схема сбора и подготовки скважинной продукции нефтяного месторождения представлена на рисунке 2.3.

Скважинная продукция 1 поступает на автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) 2. Блок дозирования химических реагентов 3 устанавливается в любой точке трубопроводов на участке от скважины до УПН. Подогреватели применяются для обеспечения постоянной текучести высоковязкой нефти. Продукция скважин подогревается в выкидных линиях.

Первая ступень сепарации нефтяного газа производится на дожимных насосных станциях (ДНС) 5. Отделенный нефтяной газ направляется на

обезвоживании получаем товарную нефть с остаточной обводнённостью, в соответствии с требованиями технических условий ГОСТ Р 51858–2002[10]. Степень обессоливания 8 уменьшает концентрацию ионов хлора в остаточной капельной воде в составе товарной нефти. Степень стабилизации 9 позволяет обеспечить давление насыщенных паров товарной нефти до 66,7 кПа при температуре 37,8°C (нефтяной газ, образующийся на данной ступени, сжигается на факеле).

Товарная нефть направляется на узел контроля её качества, то есть соответствия техническим условиям ГОСТ Р 51858–2002, и коммерческого учета её количества (УУН – узел учета товарной нефти) 11. Насосами внешней перекачки (НВП) 12 товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ).

При обводненности продукции скважин более чем на 20% масс., проектом предусматривается предварительное обезвоживание на ДНС. Необходимо, чтобы сбрасываемые пластовые воды имели качество, позволяющее закачивать их в продуктивные горизонты без очистки и направлять на кустовые насосные станции (КНС) 16. Дренажная вода после глубокого обезвоживания нефти 7 направляется на очистные сооружения (ОС) 15, где происходит очистка от механических примесей до показателей качества воды, позволяющих закачивать ее в продуктивные пласты. После очистных сооружений вода направляется на кустовые насосные станции (КНС) 16, откуда она по высоконапорным водоводам поступает в нагнетательные скважины 17.

Дефицит воды для поддержания пластового давления восполняется за счет водоемов пресной воды и водоносных горизонтов[9].

3. ПОДГОТОВКА НЕФТИ НА ТАЛАКАНСКОМ НГКМ

3.1. Действующая технология подготовки нефти

3.2. Характеристика объекта исследования

4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Талаканское месторождение находится на второй стадии разработки, для которой характерен стабильный уровень добычи. УПН не хватает производительности для того, чтобы справиться с большим количеством сырья, поступающим для подготовки. Рост производительности возможен в том случае, когда увеличится количество аппаратов ХТ и КС. Также можно применить методы, которые будут представлены ниже.

4.1. Сокращение времени отстаивания

При увеличении температуры на входе в сепарационную установку, сократится время на отстаивание.

Исходные данные:

Диаметр капли воды 100 мкм.

Вязкость нефти при 20 °С $\mu_n = 13,6$ мПа·с.

Плотность нефти при 20 °С $\rho_n = 852$ кг/м³.

Плотность воды при 20 °С $\rho_v = 1250$ кг/м³.

Обводненность нефти $B = 0,06$.

Диаметр отстойника 3 м.

Решение:

1. Рассчитываем плотности нефти при 30 и 60 °С по формуле

$$\rho(t) = \rho_{20}[1 + \xi(20 - t)] \quad (4.1)$$

Таблица 4.1 – Зависимость плотности от коэффициента ξ .

Плотность при 20°С, кг/м ³	Коэффициент ξ , 1/°С
840 – 859,9	0,000831

При плотности 852 кг/м³, коэффициент $\xi = 0,000831$,

$$\rho(30) = 852 \cdot [1 + 0,000831 \cdot (20 - 30)] = 844,9 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho(60) = 852 \cdot [1 + 0,000831 \cdot (20 - 60)] = 823,7 \text{ кг/м}^3$$

2. Рассчитаем вязкость при 30 и 60 °C по формуле

$$\mu_t = \frac{1}{C} \cdot (C \cdot \mu_{t_0})^\chi$$

где

$$\chi = \frac{1}{1 + \alpha \cdot (t - t_0) \cdot \lg(C \cdot \mu_{t_0})} \quad (4.2)$$

$$10 \leq 13,6 \leq 1000 \text{ мПа} \cdot \text{с}, \text{ то } C = 100 \text{ }^1/\text{мПа} \cdot \text{с}; a = 1,44 \cdot 10^{-3} \text{ }^1/\text{°C}$$

$$\chi(30) = \frac{1}{1 + 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot (30 - 20) \cdot \lg(100 \cdot 13,6)} = 0,96$$

$$\chi(60) = \frac{1}{1 + 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot (60 - 20) \cdot \lg(100 \cdot 13,6)} = 0,85$$

$$\mu_{30} = \frac{1}{100} \cdot (100 \cdot 13,6)^{0,96} = 9,96 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

$$\mu_{60} = \frac{1}{100} \cdot (100 \cdot 13,6)^{0,85} = 4,51 \text{ мПа} \cdot \text{с}$$

3. Рассчитываем критерии Архимеда (для двух температур), по которому определяем режим движения капли по формуле

$$A_r = \frac{d^3 \cdot \rho_c \cdot (\rho_d - \rho_c) \cdot g}{\mu_c^2} \quad (4.3)$$

Тогда,

$$A_r(30) = \frac{(100 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 844,9 \cdot (1250 - 844,9) \cdot 9,81}{(9,96 \cdot 10^{-3})^2} = 0,034$$

$$A_r(60) = \frac{(100 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 823,7 \cdot (1250 - 823,7) \cdot 9,81}{(4,51 \cdot 10^{-3})^2} = 0,169$$

Область ламинарного режима осаждения капель:

$$18 \cdot 10^{-6} < 0,034 \leq 36$$

$$18 \cdot 10^{-6} < 0,169 \leq 36$$

4. В области ламинарного режима скорость осаждения частицы определяем по формуле

$$\omega_0 = \frac{A_r \cdot \mu_c}{(18 \cdot d \cdot \rho_c)} \quad (4.4)$$

Тогда,

$$\text{при } 30\text{ }^{\circ}\text{C } \omega_0 = \frac{0,034 \cdot 9,96 \cdot 10^{-3}}{(18 \cdot 100 \cdot 10^{-6} \cdot 844,9)} = 0,0002 \text{ м/с}$$

$$\text{при } 60\text{ }^{\circ}\text{C } \omega_0 = \frac{0,169 \cdot 4,51 \cdot 10^{-3}}{(18 \cdot 100 \cdot 10^{-6} \cdot 823,7)} = 0,0005 \text{ м/с}$$

5. Скорость стесненного осаждения капли в условиях потока определяем по формуле:

$$\omega_{\text{од}} = \omega_0 \cdot (1 - B)^{4,7} \quad (4.5)$$

где $\omega_{\text{од}}$ – скорость стесненного осаждения капли воды определенного диаметра в полидисперсной эмульсии в зоне отстоя, м/с;

B – обводненность нефти на входе.

Тогда,

$$\text{при } 30\text{ }^{\circ}\text{C } \omega_{\text{од}} = 0,0002 \cdot (1 - 0,06)^2 = 0,00017 \text{ м/с}$$

$$\text{при } 60\text{ }^{\circ}\text{C } \omega_{\text{од}} = 0,0002 \cdot (1 - 0,06)^2 = 0,00039 \text{ м/с}$$

6. Расчет времени оседания при условии, что время оседания капель воды в аппарате равно времени нахождения эмульсии в зоне отстоя и определяется по формуле

$$\tau_{\text{ос}} = \frac{(D - h)}{\omega_{\text{од}}} \quad (4.6)$$

где $\tau_{\text{ос}}$ – время полного отделения нефти от воды, с;

D – диаметр отстойника, м;

h – высота водяной подушки в отстойнике, м. $h = R \cdot \varepsilon$;

ε – относительная высота водяной подушки, $\varepsilon = 0,46$

Тогда,

$$\text{при } 30\text{ }^{\circ}\text{C } \tau_{\text{ос}} = \frac{(3 - 3 \cdot 0,46/2)}{0,00017} = 13938,7 \text{ сек.} = 3,87 \text{ ч.}$$

$$\text{при } 60\text{ }^{\circ}\text{C } \tau_{\text{ос}} = \frac{(3 - 3 \cdot 0,46/2)}{0,00039} = 6000,9 \text{ сек.} = 1,67 \text{ ч.}$$

Таблица 4.2 – Сводная таблица с результатами

Температура эмульсии, °С	Плотность нефти, кг/м ³	Динамическая вязкость нефти, мПа·с	Критерий Архимеда	Скорость осаждения частиц, м/с	Времени оседания капель, ч.	ДНП, кПа	Массовый расход, кг/ч
30	844,9	9,96	0,034	0,0002	3,87	45,63	243800
60	823,7	4,51	0,169	0,0005	1,67	30,61	243100

Вывод: при увеличении температуры с 30 до 60 °С было выявлено, что сокращается время на осаждение частиц в 2,3 раза. Значения ДНП входят в область допустимых.

4.2. Увеличение давления на первой ступени сепарации

Оптимальные давления сепарации должны определяться для каждого месторождения (группы месторождений) индивидуально, исходя из свойств пластовых флюидов. При этом поиске перебор всех возможных вариантов изменения давления по ступеням сепарации учитывать ограничения по упругости паров подготовленной нефти[11].

Согласно технологическому регламенту, сепаратор первой ступени сепарации работает при давлениях до 750 кПа[14].

На рисунке 4.1 представлена смоделированная схема для УПН Талаканского НГКМ – 1 ступень сепарации.

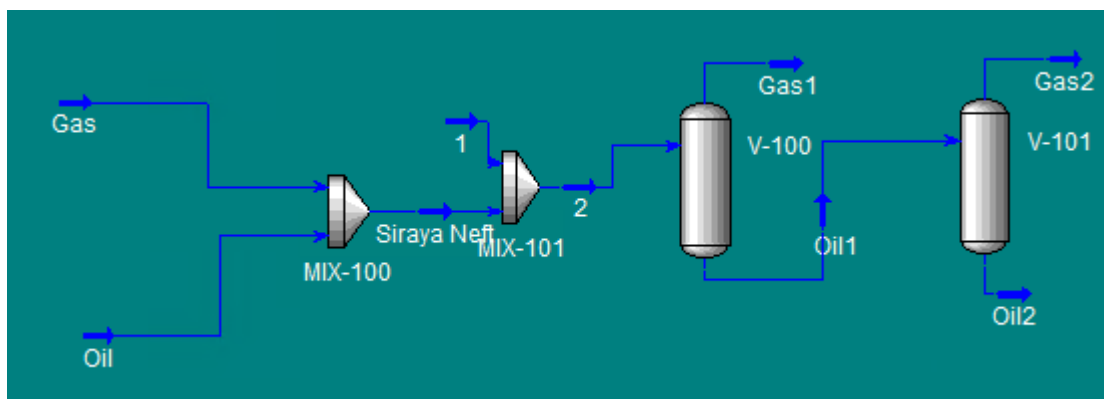


Рисунок 4.1 – 1 ступень сепарации

На рисунке 4.2 показана зависимость давления от массового расхода. Массовый расход будет принимать свои максимальные значения при наибольшем давлении первой ступени сепарации. При давлении большем, чем 750 кПа не происходит изменения массового расхода.

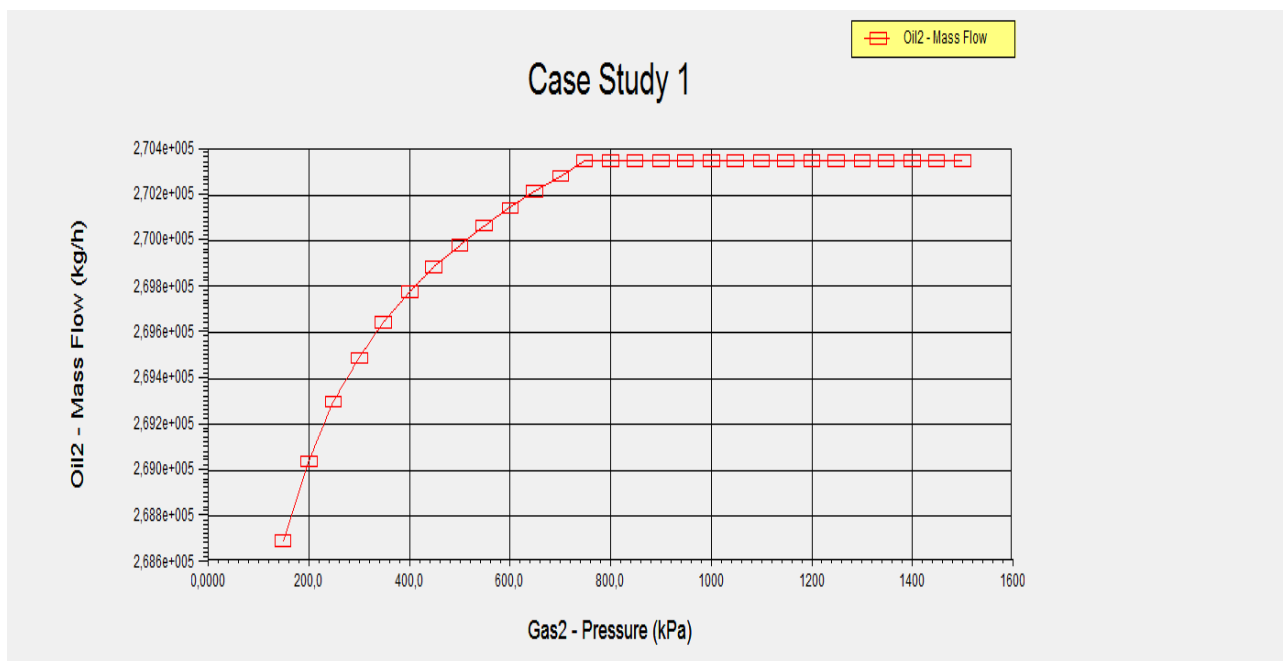


Рисунок 4.2 – Зависимость давления (кПа) от массового расхода (кг/ч)

4.3. Увеличение выхода нефти, снижение содержания ЛЖУ

В статье С.С. Иванова, М.Ю. Тарасова «Увеличение выхода нефти снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти» рассматривается вопрос снижения потерь ЛЖУ и повышение выхода товарной нефти разработкой ресурсосберегающей технологии подготовки попутного нефтяного газа и решение проблем рационального использования низконапорного попутного нефтяного газа.

В попутном нефтяном газе, направляемого с промыслов на подготовку, переработку или потребителю после сепарации содержится большое количество ЛЖУ, которые извлечены из попутного нефтяного газа и смешивании с разгазированной нефтью могут увеличить выход нефти при условии соблюдения требований по ДНП (не более 66,7 кПа). В нефтепромысловой практике закрепился целый ряд обозначений, терминов, определений легких жидких углеводородов, выделяемых из нефтяного газа. Кроме общеупотребительного термина «углеводородный конденсат» или просто «конденсат», принят смесь

легких жидких углеводородов многокомпонентная (СЛУМ) и ЛЖУ – углеводородная смесь, состоящая из пропана, бутанов и пентанов с примесями метана, этана, гексанов и более тяжелых компонентов, получаемая в процессе подготовки нефтяного газа к транспорту.

Для повышения степени использования нефтяного газа и продуктов, образующихся при его подготовке и первичной переработки, следует законодательно закрепить понятие ЛЖУ, вырабатываемых из нефтяного газа на объектах сбора подготовки и транспорт нефти с приданием ему статуса продукции наравне с товарной нефтью. В настоящее время нефтегазовые научно–исследовательские и проектные организации России, руководствуясь своим опытом, разрабатывают технологические варианты сбора, подготовки и первичной переработки нефтяного газа в составе объектов подготовки нефти, которые могут использоваться при разработке новых нормативных документов.

Могут быть реализованы различные технологические процессы[12].

В данной работе используется низкотемпературная конденсация при неглубоком охлаждении до температуры не менее 5 °С с подачей выделяемых ЛЖУ на смешение с товарной нефтью. В данной технологии происходит перераспределение ЛЖУ между нефтяным газом, направляемым потребителю (газоперерабатывающей компании) и товарной нефтью. Объем ЛЖУ, смешиваемых с нефтью, ограничен ДНП товарной нефти, и в этом случае ЛЖУ остаются в газе, выпадают при транспорте и газопроводе, затрудняют перекачку, отделяются в конденсатосборнике и в конечном счете становятся лишним продуктом.

Газ из промежуточного и концевых сепараторов сжимается в компрессоре до избыточного давления и направляется в аппарат воздушного охлаждения, где его температура снижается. Далее он охлаждается в холодильной машине. Выделившаяся в результате охлаждения жидкость (водный конденсат и ЛЖУ) отделяется в сепараторе, дросселируется до атмосферного давления и поступает в дегазатор, в котором происходит стабилизация углеводородного конденсата. Этот конденсат из дегазатора

смешивается с товарной нефтью. Газ из сепаратора направляется на прием компрессора (рисунок 4.3)[13].

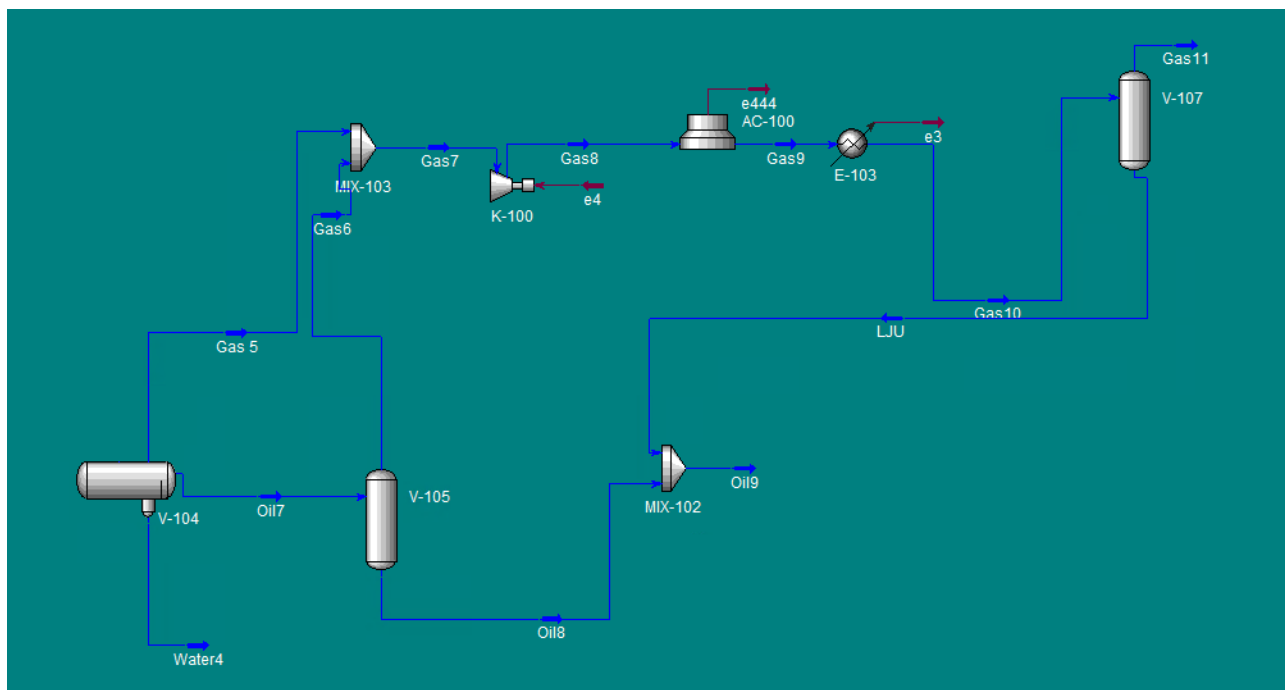


Рисунок 4.3 – Принципиальная технологическая схема сепарации нефти и выделения ЛЖУ из попутного газа, обеспечивающая максимальное сохранение ЛЖУ в нефти

Таблица 4.3 – Показатели нефти до и после реконструкции УПН

	Плотность нефти, кг/м ³	Молярный расход, киломоляр/ч	Массовый расход, кг/ч	ДНП, кПа
До реконструкции	833	1063	24340	38,20
После реконструкции	797	1064	24350	38,71

Вывод: в обоих случаях нефть будет удовлетворять показателю ДНП. После того, как произошла реконструкция, увеличился массовый и молярный расход.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Сеничеву Дмитрию Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости работ по разработке технологической схемы УПН, материальных ресурсов выполнялся согласно рыночным ценам Сибирского региона
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), эффективности исследования	Определение энергоэкономичности, надежности, безопасности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Матрица SWOT
- График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Сеничев Дмитрий Андреевич		

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1. Введение

Данная выпускная квалификационная работа представлена научно-исследовательской работой на основе построения технологической схемы подготовки нефти на ЦПС Талаканского НГКМ.

Для этого необходимо произвести следующие виды работ, которые выполняются последовательно:

- 1) подбор и изучение теоретических материалов,
- 2) моделирование в программной среде Unisim Disign. Проверка модели на адекватность,
- 3) проведение теоретических расчетов,
- 4) анализ результатов. Составление отчетной документации.

Для выявления денежных затрат, связанных с выполнением технического задания, необходимо определить прежде всего время выполнения отдельных видов работ по исследованию, спланировать их последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ.

5.2. SWOT-анализ

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

В рамках данного проекта необходимо определить его сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы.

Сильной стороной будет являться отличительное преимущество или особые ресурсы, которые могут быть эффективно использованы для достижения

поставленных целей. Слабость может проявляться в упущение или ограниченности научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Возможности представляют собой предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, что позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

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

Матрица SWOT представлена ниже (таблица 5.1).

Таблица 5.1– Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательской работы: С1. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований С2. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С3. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов. С4. Квалифицированный персонал	Слабые стороны научно-исследовательской работы: Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства Сл2. Риски повышения износа оборудования Сл3. Отсутствие достаточного финансирования проекта
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление дополнительного спроса на предлагаемую разработку В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок В4. Повышение стоимости конкурентных разработок	В1С1С2С4 В2В3В4С2С3С4	В2В3В4Сл3

Продолжение таблицы 5.1

Угрозы: У1. Появление более эффективной разработки У2.Отсутствие спроса на новые технологии производства У3.Несвоевременные поставки сырья У4. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	У1У2С2С3	У4Сл1Сл2 У1У2У3У4Сл3
---	----------	-------------------------

Вывод: из составленной матрицы SWOT-анализа можно сделать вывод, что использование инфраструктуры ТПУ при разработке научного исследования дает преимущество над конкурентными разработками из-за своей простоты исследования, заявленной экономичности технологии. При появлении дополнительного спроса и достаточном финансировании появится возможность внедрения новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.

5.3. Планирование научно–исследовательских работ

В данном разделе составлен перечень этапов проведения работ в рамках научного исследования в форме календарного плана (таблица 5.2) и диаграммы Ганта (таблица 5.3).

В состав участников проекта входят: руководитель и инженер

Таблица 5.2 – Календарный план.

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Подбор и изучение теоретических материалов	5	11.02.19	15.02.19	Инженер

Продолжение таблицы 5.2

2	Моделирование в программной среде UnisimDisign. Проверка модели на адекватность	10	18.02.19	27.02.19	Руководитель, инженер
3	Проведение теоретических расчетов. Подбор оборудования, необходимого для реализации проекта	15	28.02.19	14.03.19	Инженер
4	Оценка эффективности проекта и периода его окупаемости	14	18.03.19	1.04.19	Руководитель, инженер
5	Анализ результатов	15	2.04.19	13.04.19	Руководитель, инженер
6	Составление отчетной документации	15	14.04.19	16.04.19	Руководитель, инженер
Итого		60	11.02.19	16.04.19	Руководитель, инженер

На основании календарного плана построена диаграмма Ганта (таблица 5.3), которая представляет собой столбчатые диаграммы (гистограммы). Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 5.3 – Диаграмма Ганта.

Вид работ	Исполнители	T_{ki} кал. дн.	Продолжительность выполнения работ								
			февраль			март			апрель		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
Подбор и изучение теоретических материалов, соответствующих теме задания	Инженер	5									
Моделирование в программной среде UnisimDisign; Проверка модели на адекватность	Руководитель, инженер	10, 10									

Продолжение таблицы 5.3

[illegible]

Условные обозначения:

 – Инженер – Руководитель

Количество рабочих дней: руководителя – 40, исполнителя – 60

5.4. Расчет бюджетной стоимости научно исследовательских работ

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

5.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим
прейскурантам или договорным ценам.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$3_{\text{M}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \mathbb{I}_i \cdot N_{\text{pacxi}} \quad (5.1)$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 5.4 – Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Бумага для принтера	шт.	2	2	2	310	290	270	620	580	540
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	1190	990	1250	1190	990	1250
Канцелярские товары	шт.	2	2	2	650	750	600	1300	1500	1200
Итого:								3110	3070	2990

5.4.2. Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 5.5). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 5.5 – Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Наименование	Количество единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программное обеспечение	1	1	1	9500	12000	10800	9500	12000	10800

Продолжение таблицы 5.5

Компьютер	2	2	2	28500	25300	26400	57000	50600	52800
Принтер	1	1	1	6900	8200	7500	6900	8200	7500
Итого:							73400	70800	71100

5.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Данный пункт включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} \quad (5.2)$$

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

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

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

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p \quad (5.3)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} \quad (5.4)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	40	60
Количество нерабочих дней		
выходные дни:	13	13
праздничные дни:	3	3
Потери рабочего времени		
отпуск:	0	0
невыходы по болезни:	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	24	44

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (5.5)$$

где $З_{tc}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб. В соответствии с приказом № 5994 от 01.06.2016 должностной оклад для руководителя (старшего преподавателя) составляет – 19500 руб., а для инженера (ассистента) – 17000;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5

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

Расчет основной заработной платы приведён в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{tc}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	19500	0,3	0,25	1,3	39292,45	1868,8	24	44851,2
Инженер	17000	0,3	0,25	1,3	34255,0	923,4	44	40629,6
Итого $З_{осн}$								85480,8

5.4.4. Расчет дополнительной заработной платы

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:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (5.6)$$

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

Дополнительная и основная заработная плата, а также их сумма сводится в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет дополнительной и основной заработной платы

	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{сп} , руб.
Руководитель	44851,2	5830,7	50681,9
Инженер	40629,6	5281,8	45911,4

5.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (5.7)$$

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

Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Отчисления во внебюджетные формы

	Руководитель	Инженер
З _{зп} , руб.	50681,9	45911,4
З _{внеб} , руб.	15204,6	13773,4
Итого З _{внеб}		28978

5.4.6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (5.8)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

5.4.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	3110	3070	2990	Пункт 4.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	73400	70800	71100	Пункт 4.2

Продолжение таблицы 5.10

3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	85480,8			Пункт 4.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	11112,5			Пункт 4.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	28978,0			Пункт 4.5
6. Накладные расходы	32333,01	31910,6	31945,8	16 % от суммы ст. 4.1-4.5
7. Бюджет затрат НТИ	234414,3	231351,9	231607,1	Сумма ст. 4.1-4.6

5.5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^a = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{234414,3}{234414,3} = 1$$

$$I_{\Phi}^b = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{231351,9}{234414,3} = 0,987$$

$$I_{\Phi}^c = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{231607,1}{234414,3} = 0,988$$

где I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (в т.ч. аналог).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p$$

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a \quad (5.9)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (5.10)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения работы

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	5
4. Энергосбережение	0,20	5	3	4
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоемкость	0,15	3	4	5
ИТОГО	1	4,2	3,9	4,3

$$I_{p-исп1} = 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,15 = 4,2;$$

$$I_{p-исп2} = 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,05 = 3,9;$$

$$I_{p-исп3} = 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,05 = 4,3.$$

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

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{5}{1} = 5$$

$$I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,2}{0,99} = 4,24$$

$$I_{\text{финр}}^b = \frac{I_m^{b1}}{I_{\phi}^{b1}} = \frac{3,9}{0,98} = 3,98$$

$$I_{\text{финр}}^c = \frac{I_m^{c1}}{I_{\phi}^{c1}} = \frac{3,45}{1} = 3,45$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования.

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финал}}^{ai}} \quad (5.11)$$

где $\mathcal{E}_{cp}$ – сравнительная эффективность исследования;

Таблица 5.12 – Сравнительная эффективность исследования.

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,987	0,988
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	3,9	4,3
3	Интегральный показатель эффективности	4,24	3,98	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,18	1,26	1,45

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности[15].

Вывод: в ходе выполнения данной работы были рассмотрены следующие вопросы:

- 1) составление календарного плана проекта, на основании которого была построена диаграмма Ганта
- 2) определение бюджета НТИ. При использовании второго исполнения потребуется 231351,9 руб. – это наименьший показатель среди трех рассмотренных вариантов
- 3) определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования. У третьего исполнения наилучшие показатели.

Разница среди затрат на бюджет НТИ трех исполнений небольшая.

Наименьшая сумма – 231351,9 руб., а наибольшая – 234414,3 руб. Учитывая показатели ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности, целесообразно для проведения исследования будет выбрать третий вариант исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Сеничеву Дмитрию Андреевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Объект исследования: ЦПС Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Анализ вредных факторов, таких как: – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; – повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Анализ опасных факторов, таких как: – электробезопасность; – пожаровзрывобезопасность
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	– анализ воздействия объекта на атмосферу; – анализ воздействия объекта на гидросферу;

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	– анализ воздействия объекта на литосферу; – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– перечень наиболее вероятных ЧС на объекте – выбор наиболее типичной ЧС: утечка токсичной и пожаровзрывоопасной продукции – превентивные меры по предупреждению ЧС; – действия в результате возникшей ЧС и меры по ликвидации её последствий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– специальные правовые нормы трудового законодательства (в соответствии с ТК РФ и другими нормами трудового законодательства); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация рабочего места).
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.04.2019
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Сеничев Дмитрий Андреевич		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Система подготовки нефти на центральном пункте сбора включает в себя комплекс технологического оборудования и сооружений, предназначенных для получения товарной нефти, ее учета и дальнейшего транспорта, для очистки сточных вод, первичной подготовки газа конечных ступеней сепарации к транспорту.

В данной работе необходимо рассмотреть опасные и вредные производственные факторы, а также методы по их исключению.

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) административно находится в Ленском районе Республики Саха (Якутии). Разработку месторождения ведет компания ПАО «Сургутнефтегаз». Климат резко континентальный, характеризуется большим колебанием температур.

6.1. Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды центрального пункта сбора Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, представлен в таблице 6.1.

Таблица – 6.1 – Перечень опасных и вредных факторов на ЦПС Талаканского НГКМ.

Источник фактора	Вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Центральный пункт сбора Талаканского НГКМ	Токсичность сырья, полученных продуктов и реагентов	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности[16].
	Повышенная загазованность рабочей зоны	ГН 2.2.5.3532–18. «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»[16].
	Опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	
	Электробезопасность (возможное поражение электрическим током)	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»[17].
	Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. «Взрывобезопасность. Общие требования»[18].

6.2. Анализ опасных и вредных производственных факторов

К вредным производственным факторам в ходе эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти, и их подготовке к транспорту относятся:

6.2.1. Токсичность сырья, полученных продуктов и реагентов

Рабочую среду ЦПС составляет нефть, нефтяной попутный газ, пластовая вода, деэмульгаторы - химические реагенты.

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, главным образом углеводородов, которые при несоблюдении определенных профилактических мероприятий могут оказать вредное воздействие на организм человека. Отравляющая способность нефти проявляется в основном тогда, когда углеводороды переходят в парообразное состояние. Пары нефти, а также углеводородные газы действуют, главным образом, на центральную нервную систему.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) углеводородов предельных C_2-C_{10} в воздухе рабочей зоны составляет 900 мг/м^3 .

Таблица – 6.2 – Свойства сырья, готовой продукции.

Наименование сырья	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м^3 (ГОСТ 12.1.005-88)	Класс опасности по (ГОСТ 12.1.007-76)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	300	4
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300	4
Деэмульгатор	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40	3

Продолжение таблицы 6.2

Ингибитор коррозии	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40	3
Отработанные нефтепродукты (масла, смазки)	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300	4

Все работающие должны быть обеспечены качественными сертифицированными спецодеждой, обувью, и другими средствами индивидуальной защиты, согласно «Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты» и «Нормам бесплатной выдачи сертифицированных средств индивидуальной защиты работникам публичного акционерного общества «Сургутнефтегаз», утвержденным постановлениями Министерства труда и социального развития Российской Федерации, а на работах, связанных с загрязнением, – мылом, смывающими, обезжиривающими и обезвреживающими веществами согласно установленным нормам Министерства труда.

Работы с химическими реагентами необходимо выполнять в спец. одежде, спец. обуви, при сливе реагента в емкость необходимо применять резиновые сапоги, прорезиненный фартук, защитные очки, стоять с наветренной стороны. Запрещается использовать неисправный и не искробезопасный инструмент и приспособления.

Тару с реагентом необходимо защищать от воздействия прямых солнечных лучей и отопительных приборов. Необходимо проверять герметичность бочек сразу же после разгрузки. Бочки, имеющие пропуски должны быть немедленно освобождены. Пустая тара от химических реагентов должна быть пропарена и вывезена в установленное место. Запрещается выдача не пропаренных бочек на хозяйственные нужды.

В случае попадания реагента на руки и другие кожные покровы тела, немедленно промыть их большим количеством проточной воды. При появлении

признаков отравления реагентом (тошнота, головные боли) нужно немедленно обратиться во врачебный здравпункт.

Разливы реагентов должны немедленно смываться и засыпаться песком.

6.1.2. Повышенная загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

При ремонтных работах в загазованной среде должен применяться искробезопасный инструмент, исключающего возможность искрообразования. Применение электрических приборов и инструмента, дающих искрение – запрещается. Проверка герметичности газонефтепроводов и запорной арматуры огнем - запрещается.

Таблица 6.3 – Предельно-допустимые взрывобезопасные концентрации (ПДВК) веществ.

Наименование веществ	ПДВК	
	% объемные	мг/м ³
Бензол	0,06	1950
Бензин-растворитель	0,04	
Бутан	0,07	1550
Керосин	0,04	
Метан	0,22	1450
Нефть (фракция 20–200 ⁰ С)	0,07	
Пропан	0,09	1550
Спирт метиловый (метанол)	0,28	3650
Спирт этиловый	0,16	2950
Этан	0,13	1550

Загазованность в помещениях и на площадках происходит вследствие неисправности системы вентиляции, не герметичности оборудования. Для

устранения аварийного состояния персоналу необходимо проверить на герметичность оборудование или произвести его ремонт.

Колодцы и другие подземные сооружения, расположенные на территории ДНС с УПСВ, необходимо проверять на загазованность не реже 3-х раз в год газоанализатором, результаты заносить в журнал.

При возникновении загазованности для того, чтобы выйти из аварийной зоны необходимо использовать фильтрующие противогазы марки «А» или «БКФ».

В помещении, где хранится и перекачивается реагент, разрешается входить только через 20 мин. после включения приточно–вытяжной вентиляции.

6.2. Анализ выявленных опасных факторов

К опасным производственным факторам в ходе эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти, и их подготовке к транспорту можно отнести.

6.2.1. Электробезопасность (возможное поражение электрическим током)

Основным поражающим фактором является сила тока, протекающего через тело человека, обуславливающая различную реакцию организма: от ощущения легкого зуда (0,6–1,5 мА при частоте 50 Гц - для переменного тока и 5–7 мА - для постоянного тока) до непроизвольного судорожного сокращения тканей и мышц (25 мА переменного и 80 мА постоянного токов), а также фибрилляции сердца и его остановки (100 мА и выше).

Травмы происходят как при непосредственном прикосновении человека к токоведущим частям, так и при прохождении вблизи токоведущих частей, находящихся на недопустимо близком расстоянии. В этом случае возникает электрическая дуга между токоведущей частью и телом человека.

Первая помощь при поражении электрическим током состоит из двух этапов: освобождение пострадавшего от действия тока и оказания помощи (зачастую в виде сердечно легочной реанимации).

После освобождения пострадавшего от действия тока необходимо вынести его из опасной зоны и оценить его состояние.

Начинать реанимационные мероприятия следует немедленно только после освобождения пострадавшего от воздействия электрического тока, и производить их непрерывно до достижения положительного результата или появления признаков биологической смерти (высыхания роговицы глаза, появления трупных пятен или трупного окоченения).

6.2.2. Пожаровзрывоопасность

Технологический процесс подготовки и транспорта нефти связан с применением легковоспламеняющихся жидкостей при давлении до 0,75 МПа и температуре на установках до 530 °С. По пожарной и взрывопожарной опасности процесс относится к категории повышенной взрывопожароопасности - А, по классификации взрывоопасных зон – к зонам класса В–1а, В–1г.

Для обеспечения противопожарной безопасности на ЦПС предусматриваются следующие мероприятия:

- для предотвращения выделений пожаровзрывоопасных и вредных паров и газов в атмосферу и производственные помещения проектом предусмотрена герметизированная схема подготовки, транспорта нефти, газа и воды;
- помещения с пожароопасными, взрывопожароопасными и вредными производствами изолируются от помещений, в которых этих выделений нет;
- для проезда механизированных средств пожаротушения на территорию ЦПС обеспечен кольцевой проезд вокруг УПСВ и УПН, резервуарного парка;

- с целью предотвращения разлива нефти резервуары с нефтью, пластовыми и сточными водами имеют ограждающую стену, а площадки наружных технологических установок – бордюрное ограждение;
- коммуникации трубопроводов в резервуарном парке позволяют в случае аварии с резервуаром вести перекачку нефти из одной емкости в другую;
- дренажные колодцы должны быть постоянно закрыты крышками и засыпаны песком слоем 10 см
- подземные сооружения, расположенные на территории ДНС с УПСВ, необходимо проверять на загазованность не реже 3-х раз в год газоанализатором, результаты заносятся в журнал;
- на территории ЦПС предусмотрен кольцевой противопожарный водопровод, на сети которого установлено 26 пожарных гидрантов;
- на технологических площадках УПСВ и УПН предусмотрена система стационарного автоматического пожаротушения. В качестве огнегасящего средства в стационарных установках применяется пена средней кратности;
- воздухонагревательные и отопительные приборы в производственных помещениях следует размещать так, чтобы к ним был обеспечен свободный доступ для осмотра и очистки. Вентиляционные установки, обслуживающие пожаро–взрывоопасные помещения, оборудуются дистанционными устройствами включения и отключения их при пожарах и авариях в соответствии со специально обусловленными для каждого помещения требованиями.

В целях повышения противопожарной защиты объекта и постоянной профилактики пожаров на территории базы производственного обслуживания Талаканского месторождения расположена пожарная часть.[19]

6.3. Экологическая безопасность

6.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

В результате эксплуатации сооружений ЦПС в атмосферу выделяются загрязняющие вещества через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующую арматуру, дыхательные клапана РВС, дымовые трубы горелок печей (Хитер-Тритер), дымовые трубы котельной, ствол-трубу факельных установок.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха проектом предусматривается ряд мероприятий общего характера по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация системы сбора нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и плотность после монтажа;
- сброс углеводородных газов с предохранительных клапанов на факельную установку аварийного сжигания газа, а также сброс нефти в дренажные емкости.

Производственный контроль непосредственно на источнике выброса осуществляется по плану–графику, согласованному в установленном порядке.

6.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Мероприятия по охране водных ресурсов (поверхностных и подземных вод) включают в себя:

- размещение площадок ЦПС за границами водоохранных зон водных объектов;
- оборудование технологических площадок твердым покрытием, бордюрами, обвалованиями для защиты от возможного проникновения загрязняющих веществ с поверхностными водами на сопредельные территории;
- устройство на объекте хозяйственно–бытовой, производственной, ливневой канализаций и напорной сети, транспортирующей выделившуюся в аппаратах подготовки нефти воду до очистных сооружений;

- оборудование площадки дождеприемными колодцами и емкостями для сбора атмосферных сточных вод;

- процесс очистки производственных, атмосферных стоков и вод после аппаратов подготовки нефти проходит путем механического отстоя в резервуарах отстойниках (РВС-5000).

В случаях аварийных разливов продукции при эксплуатации трубопроводов работы проводятся по плану ликвидации аварий. Разлитая нефть откачивается в трубопровод либо в передвижные емкости. После очистки участка от нефтепродуктов производится отсыпка его грунтом или рыхление.

6.3.3. Анализ воздействия объекта на гидросферу

Для предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод образующимися отходами предусмотрены следующие мероприятия:

- накопление отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.) в соответствии с СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления»;

- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, пригодных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия, с использованием специализированного автотранспорта;

- организация мест накопления отходов в соответствии с требованиями, установленными в ПАО «Сургутнефтегаз»: устройство твердого покрытия и периметрального ограждения площадок, оснащение их указателями.

Все транспортные средства, задействованные при транспортировке опасных отходов, снабжены специальными знаками. Перевозка опасных отходов осуществляется с соблюдением следующих требований безопасности:

- оборудование автотранспорта средствами, исключающими возможность их потерь в процессе перевозки, создание аварийных ситуаций,

причинение вреда окружающей среде, здоровью людей, хозяйственным или иным объектам, а также обеспечивающим удобство при перегрузке;

- снабжение транспорта для перевозки полужидких (пастообразных) отходов шланговым приспособлением для слива;

- оборудование самосвального транспорта пологом при перевозке сыпучих отходов с целью предотвращения загрязнения окружающей среды перевозимыми отходами.

Требования к упаковочным материалам при транспортировке опасных отходов:

- тара должна быть изготовлена и закрыта таким образом, чтобы исключить любую утечку содержимого;

- внутренняя тара должна укладываться в наружную так, чтобы при нормальных условиях перевозки предотвратить ее разрыв и утечку содержимого в наружную тару.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные причины, которые могут повлечь за собой аварии и несчастные случаи, могут быть организационного, технического характера.

Причины организационного характера:

- низкая производственная дисциплина технологического персонала;
- грубое нарушение санитарного состояния территории ЦПС, зданий и сооружений;

- отсутствие контроля за состоянием средств индивидуальной защиты;
- проведение огневых работ без наряда-допуска или не выполнение мероприятий указанных в нем;

- курение в местах, не предусмотренных для этого и специально не оборудованных.

Причины технического характера:

- несвоевременное техническое освидетельствование сосудов, работающих под давлением;
- нарушение технологического режима (превышение допустимых параметров по давлению, температуре, уровню жидкости в аппаратах);
- неисправность предохранительных клапанов и несоблюдение сроков их ревизии;
- нарушение герметичности оборудования, пропуски во фланцевых соединениях, разрыв прокладок, значительное утонение стенок трубопроводов;
- неисправность контрольно-измерительных приборов, средств сигнализации и блокировок;
- несвоевременное и некачественное проведение ремонтных работ;
- неисправность системы пожаротушения. [14]

6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Оборудование для сбора нефти, газа и конденсата должно удовлетворять требованиям стандартов и технических условий на их изготовление, монтироваться в соответствии с проектной документацией и действующими нормами технологического проектирования и обеспечивать полную герметичность и сохранность продукции (закрытая система сбора и подготовки нефти и газа). Оборудование должно оснащаться приборами контроля (с выводом показаний на пульт управления), регулирующими и предохранительными устройствами. Агрегаты с вращающимися элементами (например, насосы) проходят вибродиагностический контроль при вводе в эксплуатацию из монтажа, перед выводом в ремонт и после капитального ремонта, а также в процессе эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным эксплуатирующей организацией. Исправность предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах, подлежит периодической проверке в соответствии с графиком, утвержденным эксплуатирующей организацией. Результаты проверок

заносятся в вахтовый журнал или соответствующую базу данных. Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня, запорной и предохранительной аппаратурой, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для удаления жидкости. Электрические датчики систем контроля и управления технологическим процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и рассчитываться на применение в условиях вибрации, образования газовых гидратов, отложений парафина, солей и других веществ. Технологические трубопроводы и арматура окрашиваются и обеспечиваются предупреждающими знаками и надписями, указателями направления потока газа, воздуха и других продуктов. Помещения насосных и компрессорных станций должны быть выполнены в соответствии с требованиями сводов правил в строительстве. Резервные насосы должны находиться в постоянной готовности к пуску. Насосы, перекачивающие сернистую нефть, должны быть заполнены перекачиваемой жидкостью во избежание образования пирофорных отложений. Разъемные соединения компрессоров и их газопроводы необходимо систематически проверять на герметичность в соответствии со сроками, установленными инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя. Запрещается оставлять работающие компрессоры, кроме полностью автоматизированных, без надзора лиц, их обслуживающих [19].

Организация труда на рассматриваемом объекте предусматривает применение вахтового метода обслуживания. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ.

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ (глава 50). Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Вывод: в ходе выполнения данной работы были выделены вредные и опасные факторы, действующие при работе на центральном пункте сбора Талаканского НГКМ.

Персоналу необходимо соблюдать правила прописанные в регламентах, чтобы избежать воздействия всех вышеперечисленных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной работы были рассмотрены различные методы подготовки нефти: сепарация, обезвоживание и обессоливание. Каждый из данных методов имеет свои недостатки и преимущества и применяется, исходя из свойств подготавливаемой нефти. Также изучена принципиальная технологическая схема подготовки нефти, нефтяного газа и пластовой воды.

Была построена модель центрального пункта сбора УПН Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

УПН Талаканского НГКМ не хватает производительности для того, чтобы справиться с большим количеством сырья, поступающим для подготовки. Рост производительности возможен в том случае, когда увеличится количество аппаратов хитер–тритер и концевых сепарационных установок.

Повышение давления на первой степени сепарации до 750 кПа приводит к увеличению массового расхода. При давлении большем, чем 750 кПа не происходит изменения массового расхода.

При увеличении температуры с 30 до 60 °С на входе в сепаратор было выявлено, что сокращается время на осаждение частиц в 2,3 раза. Тем самым увеличивается производительность установки.

Рассмотрев статью С.С. Иванова, М.Ю. Тарасова «Увеличение выхода нефти снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти», была реконструирована технологическая схема УПН Талаканского НГКМ. В данной технологии происходит перераспределение ЛЖУ между нефтяным газом, направляемым потребителю (газоперерабатывающей компании) и товарной нефтью. Проанализировав полученные данные, был сделан вывод, что после реконструкции происходит увеличение массового расхода нефти, плотность нефти уменьшается.

Во всех предложенных методах увеличения эффективности, нефть будет удовлетворять показателю ДНП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 9965-76. Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 2016. – 4 с.
2. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра –1981.–261 с.
3. Чухарева Н.В. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
4. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных и газовых скважин / Л.В. Шишмина – Томск: Изд-во. ТПУ, 2002. – 129 с.
5. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра –1981.–261 с.
6. Лебедьков А.Е. Справочник инженера по подготовке нефти. Нефтеюганск.– 2007.– 295 с.
7. Лазута, И.В. Технологические процессы, оборудование и автоматизация нефтегазодобычи [Электронный ресурс] : учебное пособие / И.В. Лазута, Р.Ю. Сухарев. Омск : Изд-во СиБАДИ, 2015. – 158 с.
8. Антонова Е.О., Крылов Г.В., Прохоров А.Д. Основы нефтегазового дела: учеб. для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 307 с.
9. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений; Учебное пособие. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и Газы им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
10. ГОСТ Р 51858–2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 2010.–23 с.
11. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть 1) / [Текст] / С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2011. № 8. – С. 138–140.
12. Андреев Н.Н., Тарасов М.Ю., Иванов С.С. Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промысловой подготовки,

транспорта и реализация нефтяного газа/ [Текст] / Н.Н. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2011. № 11. – С. 92–93.

13. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А. Увеличение выхода нефти и снижение содержания легких жидких углеводородов в нефтяном газе при проектировании установок подготовки нефти (часть 1) / [Текст] / С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2011. № 8. – С. 138–140.

14. Технологический регламент пункта сбора нефти центрального на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении НГДУ «Талаканнефть». – 2018. – 240 с.

15. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебное-методическое пособие – ТПУ, Томск, 2018г. – 37с.

16. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

18. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

19. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.