

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения (Томская область) УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
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-4.2а) (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)
в области производственно-технологической деятельности		
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,

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
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)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
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)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК- 30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы

Тема работы:

Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения (Томская область)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020	№59-108/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации XXX нефтегазовому месторождению, тексты и графические материалы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Общие сведения о проблемах отложения солей и образовании водонефтяной эмульсии»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Объект и методы исследования»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти»	Чеканцева Лилия Васильевна

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		03.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы		03.03.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	«Общие сведения о проблемах отложения солей и образовании водонефтяной эмульсии»	15
17.03.2020	«Объект и методы исследования»	25
24.03.2020	«Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти»	25
07.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
14.04.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		03.03.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			03.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б63Т		Годжаев Саяр Мубариз оглы	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01“Нефтегазовое дело”

Тема ВКР: Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти ХХХ нефтегазового месторождения (Томская область)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование;
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Сегментирование рынка 2. Оценка конкурентоспособности технических решений 3. Матрица SWOT	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г	к.э.н		04.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы		04.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы		
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти ХХХ нефтегазового месторождения (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является - установка подготовки нефти
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Конституция Российской Федерации; - Закон Российской Федерации «О недрах»; - «Правила охраны недр»; - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Уровень шума превышающий норму шум – Электрический ток – Недостаточная освещенность рабочей зоны – Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу – Превышение уровней вибрации
3. Экологическая безопасность:	– Почва – Грунты – Подземные воды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Пожар – Взрыв резервуара – Утечка нефти из резервуара
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А	к.т.н		05.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Годжаев Саяр Мубариз оглы		05.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страниц, 20 рисунков, 24 таблиц, и 12 источников.

XXX НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, НЕФТЬ, ГАЗ, СКВАЖИНА, ЭМУЛЬСИЯ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ, СЕПАРАЦИЯ, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ОТСТОЙНИК.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) на XXX месторождении компании ООО «XXX». Предмет исследований – интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения (Томская область)

Целью данной выпускной квалификационной работы является выполнение анализа технологии подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения.

В результате работы рассмотрены общие сведения о солеотложениях, водонефтяной эмульсии причинах и условиях образования. Был рассмотрен процесс обессоливания и обезвоживания продукций.

В дипломной работе проводится интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на XXX месторождении.

Экономическая значимость данной работы заключается в том, что при улучшении технологической схемы обессоливания и обезвоживания продукций можно извлечь больше выгоды.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

БР1– Блок дозирования реагентов

КС1-Концевой сепаратор

С1- Сепаратор нефтегазовый

С2- Сепаратор трехфазный

ОН1- Отстойник нефти

ГС- Газовый сепаратор

ОВ1- Сепаратор очистки воды

Р-Резервуар

Ф1, Ф2- Факельная установка высокого и низкого давления

АСН- Стояк наливной для нефти

УПН - установка подготовки нефти

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОБЛЕМАХ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ И ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ.....	19
1.1 Причины образования водонефтяной эмульсии	16
1.2 Причины и условия образования солеотложений.....	18
1.2.1 Источники образования солеотложений.....	18
1.3 Методы борьбы с солеотложениями	24
1.3.1 Механический и химические методы.....	24
1.4 Методы разрушения водонефтяной эмульсии	27
1.5 Гидрогеологическая характеристика.....	30
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	34
2.1 Оборудование, применяемое на установке подготовки нефти на XXX месторождении	34
3 ИНТЕНСИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ.....	47
3.1 Выбор оптимальной технологической схемы УПН XXX месторождения	42
3.1.1 Реконструкция УПН.....	42
3.1.1.1 Влияние дополнительного теплообменника на ДНП товарной нефти.....	48
3.1.1.2 Влияние дополнительного сепаратора на ДНП товарной нефти	49
3.1.1.3 Исследование влияния дополнительных теплообменника и сепаратора на качество товарной нефти	47
3.2 Методы предупреждения и борьбы солеотложениями на «XXX» месторождении»	48
3.2.1 Методы предупреждения солеотложения.....	48
3.2.2 Методы борьбы с солеотложением	51
3.2.3 Предотвращение солеобразования	54
3.2.3.1 Химические методы предотвращения выпадения солей.....	54

3.2.4 Использование Дезэмульгатора СНПХ 4114 на УПН ХХХ месторождения	58
3.2.5 Расчёт возможности выпадения карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа»	59
4 ФИНАНСОВЫЙ «МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	62
4.1 Предпроектный анализ	62
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	62
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	62
4.1.3 SWOT-анализ	69
4.2 Планирование управления научно-техническим проектом	65
4.2.1 План проекта	65
4.2.2 Бюджет научного исследования	66
4.3 Определение ресурсной ресурсосберегающей эффективности исследования	69
4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕСТВЕННОСТЬ	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.2 Производственная безопасность	75
5.3 Экологическая безопасность	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
Заключение	92
Список использованных источников	93

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время перед мировой нефтегазовой промышленностью стоит задача поиска наиболее эффективного процесса сепарации нефти и газа. Этот процесс является технологически сложным и условия добычи нефти и газа влияют на качество продукта. С другой стороны, из-за природно-климатических условиях разработка новых месторождений заставляет менять подход к сепарации нефти и газа. Поиск оптимальных решений является необходимым условием для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли. Целью данной выпускной квалификационной работы является интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения (Томская область).

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) XXX месторождения.

Предметом исследования работы является анализ технологии подготовки нефти, существующих проблем в этой области и интенсификация методов обессоливания и обезвоживания нефти на установке подготовки нефти XXX нефтегазового месторождения (Томская область).

Практической значимостью результатов ВКР является применение разработанных методических рекомендаций и технических средств, которые позволят существенно улучшить процесс сепарации нефти и газа.

Реализация результатов работы: созданные методические рекомендации и комплекс технических решений по улучшению процесса сепарации используются на месторождениях ООО «XXX».

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОБЛЕМАХ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ И ОБРАЗОВАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

Все скважины, а также технологическое оборудование промысла, эксплуатируемое в условиях высокого обводнения подвержены процессу выпадения солей. Основным источником выпадения солей является попутно-добываемая вода.

Все попутно-добываемые воды содержат растворимые соли в разных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации. Нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются низкой минерализацией пластовой воды – от 4 до 25 г/литр (0,4-2,5 %).

По разным причинам соли, растворенные в попутно-добываемой воде, выпадают из раствора. Не все соли, выпавшие из раствора, будут отложены на поверхности оборудования. Необходимо различать процессы выпадения солей и процессы солеотложения. Ниже приведены причины и характер течения процессов выпадения солей и процесса солеотложения. Солевые отложения представляют собой забитые перфорационные каналы, насосы, обсадные и эксплуатационные трубы, клапаны и внутреннюю поверхность скважинного оборудования, которая загрязняет скважину и препятствует потоку жидкости. Большинство обнаруженных нефтяных месторождений, где образование солей происходит либо в результате насыщения воды из пласта потоками компонентов соли, что происходит, когда две несовместимые воды вступают в контакт на дне скважин, или в результате прямого сброса из этой воды, которая обычно встречается в каменных пустотах. Образование соли не зависит от того, используется ли пластовая вода в нефтяных и газовых скважинах или используется ли нагнетательная вода для закачки. В ряде стран, таких как Норвегия и Канада, территории которых изобилуют солеотложениями, это является одной из самых больших проблем, связанных с добычей [1].

Солеобразования могут формироваться в порах пород призабойной зоны, уменьшая их проницаемость, пористость. Это может перекрыть поток посредством засорения перфорационных каналов или образования узкого зазора в эксплуатационной колонне НКТ. Также это может перекрыть и привести к неисправности скважинного оборудования для закачивания, такого как клапаны-отсекатели и газлифтные мандрели. Эффект, производимый солеотложениями, может быть внезапным и сильным. Ежегодно на ликвидацию формирования солеотложений стоит производству миллионы долларов в виде потерянной продукции. До недавнего времени методы урегулирования этой проблемы были немногочисленны и порой неэффективны. Из-за формирования солевого покрова требуется эффективная и быстрая методика устранения [1].

Методы устранения солеобразований включают в себя как механические, так и химические способы, это зависит от состояния солевых отложений и их физических качеств. Минеральные соли, такие как CaCO_3 карбонат кальция способны исчезнуть в кислотах, в то время как другие на это не способны. В отдельных случаях солевые отложения защищают от химического очищения парафиновые или смолообразные пленки углеводородов. С большим усилием удаляются накапливающиеся твердые непроницаемые слои, которые могут постепенно сужать диаметр эксплуатационных колонн НКТ, иногда полностью перекрывая их. Обычно в таких случаях используют механические методы или химическую очистку. Тем не менее, иные крепкие образования, такие как BaSO_4 сульфат бария крайне устойчивы к механическим и химическим воздействиям [2].

Сырая нефть - это жидкость, в составе которой есть элементы такие как нефть, вода, соли и твердые вещества. Распределение водонефтяной эмульсии на её компоненты переработки, дает возможность получать очищенную нефть от механических примесей, воды, и солей.

Эмульсия имеет двухкомпонентный состав, который является жидкостью, нерастворимой друг в друге. Это может быть либо «вода в нефти»,

либо «нефть в воде»: разница в преобладающей среде, то есть одна непрерывна, а вторая рассеяна и наоборот.

1.1 Причины образования водонефтяной эмульсии

В пластовой среде практически исключена фрагментация газоводонефтяных систем. Взятие проб со дна скважины обычно состоит из воды и безводной нефти в то время, как на поверхность выводится высокодисперсная эмульсия.

До 1000 объёмных частей газа может растворять одна объёмная часть нефти при давлении 20Мпа и на глубине 2000м. При достаточно высокой падении давления, и когда поднимается нефть, газ выделяется с такой энергией, что этого достаточно для рассеивания добываемой воды [3].

Стойкость эмульсий зависит от способа добычи нефти.

При фонтанном способе добычи перемешивание нефти и воды происходит при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры и в подъемных трубах. Для снижения эмульгирования нефти:

1. Когда штуцер устанавливают на забой скважины, перепад давления значительно меньше, чем при установке его на поверхности. В следствие чего уменьшается перемешивание. Возможность широкого применения штуцера ограничена из-за сложности замены регулирования забойных штуцеров.

Если в сепараторах, расположенных после штуцера, поддерживается давление, то есть перепад давления в штуцере снижается, степень перемешивания может быть уменьшена из-за установки штуцера на поверхность.

Интенсивность перемешивания нефти с водой влияет на образование и стойкости эмульсии. Отмечено, что при использовании электроцентробежных насосов образуются наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии. Но менее стойкие эмульсии образуются при использовании штанговых и винтовых насосов [3].

Крайне высокой стойкости получают эмульсии при компрессорном методе добычи из-за того, что происходит окисление нафтеновых кислот с образованием соединений, которые являются эффективными эмульгаторами.

Образование эмульсий также возможно при движении газированной обводненной нефти в системе сбора. Энергия турбулентного потока здесь является основной причиной. Высокие перепады давления, пульсации газа, наличие дроссельных устройств, клапанов, оборотов и фитингов способствуют усилению турбулентности потока и интенсивному рассеянию воды в нефти. Образование на стенках трубопровода парафиновых отложений также влияют на образование эмульсий, увеличивая скорость потока, уменьшая его сечение, и усиливая диспергирование воды в нефти. При штуцировании обводненной нефти также происходит этот процесс.

Также используются различные способы разгазирования, в частности сепараторы имеющие распылительные насадки, которые влияют на образование нефтяных эмульсий [3].

Следовательно, нефтяные эмульсии могут образовываться только при затратах энергий, таких как энергия силы тяжести, механическая энергия и энергия расширения газа

Существуют несколько основных видов эмульсий: дисперсии масла в воде, и дисперсии воды в масле. Нефтяные эмульсии:

1. Эмульсии типа нефть в воде — это когда капли нефти являются дисперсной средой и распределены в воде.

2. Эмульсии типа вода в нефти — это когда капли воды являются дисперсной средой и размешены в нефти

3. Множественна эмульсия - это такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе

раздела фаз нефть-вода и составляют основу так называемых ловушечной (или амбарной) нефти, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время важно разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий. Особенности нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутри промыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации, очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды. Эмульсии типа нефть в воде смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью, а эмульсии типа вода в нефти смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью.

1.2 Причины и условия образования солеотложений

1.2.1 Источники образования солеотложений

Главную роль при формировании солеобразований играет вода так как сама является источником. Это жидкость способна переносить большие количества минеральных солей и является для многих веществ хорошим. Растворенные компоненты, которые содержатся в природных водах, увлекаемые ввиду их контакта с окружающей средой. Следовательно, это все приводит к образованию сложных жидкостей, богатыми ионами, некоторые из которых находятся на пределе насыщения для определенных минеральных фаз [4].

Большое количество ионов содержит морская соль, являющиеся продуктами морской жизнедеятельности и водяного испарения.

Глубоководные и мелководные воды часто отличаются по химическому составу от глубоких подземных вод, связанных с газом и нефтью.

Глубокие подземные воды насыщены ионами благодаря их обмену с осадочными породами. Вода в породах известнякового песчаника или карбоната обычно содержит избыток двухвалентных катионов Ca^{2+} кальция и

Mg^{2+} магния. Пластовые воды в песчанике обычно содержат катионы бария (Ba^{2+}) и стронция (Sr^{2+}). Общее содержание растворенных солей в породах может достигать 400 000 мг/л. Точный состав имеет сложную зависимость от диагенеза минерала и других видов обмена при течении пластовых флюидов и перемешивании в геологическую эпоху [4].

По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре группы:

- рассолы ($Q > 50$ г/л);
- солёные ($10 < Q < 50$ г/л);
- солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л);
- пресные ($Q < 1$ г/л).

С глубиной залегания пластов Минерализация пластовой воды растёт. Минерализация вод нефтяных месторождений в концентрированных рассолах колеблется от нескольких сотен г/м³ в пресной воде до 300 кг/м³.

Состав пластовых вод определяется: возрастом пластов, минеральным составом пород пласта, величиной пластового давления, характером его гидрогеологического режима, температурными параметрами.

Осаждение химического вещества из раствора главным образом, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесие, то есть, когда выполняется неравенство.

$$C_i \geq C_i^p$$

C_i - концентрация соединения или иона, потенциально способного к осаждению.

C_i^p - равновесная при данных условиях концентрация соединения или иона.

Из неравенства следует, что выпадение осадка могут происходить либо из-за уменьшения в правой части (снижение растворимости), либо из-за увеличения в левой части (увеличение фактической концентрации). Первое из этих условий возникает при смешивании воды разных составов, несовместимых друг с другом, и растворении горных пород. - при перенасыщении воды в результате изменения термобарических условий, испарения воды, выделения газов.

Образование соли происходит, когда состояние любого природного раствора ухудшается из-за избыточной растворимости одного или нескольких компонентов. Растворимость самих минералов имеет сложную зависимость от давления и температуры. Как правило, повышение температуры приводит к увеличению растворимости минерала в воде. Больше ионов растворяется при высоких температурах. Аналогичным образом, снижение давления приводит к снижению растворимости, и, как правило, растворимость большинства минералов уменьшается вдвое [4].

К температурной зависимости подчиняются не все минералы. Например, когда поток нефти и воды движется в скважине с понижением температуры, осаждение сульфата бария увеличивается, растворимость которого резко уменьшается при низких температурах, в свою очередь, карбонат кальция, наоборот, увеличивает растворимость с понижением температуры. В этом случае вещество влияет на его растворимость, увеличивая фоновую концентрацию ионов. Дополнительное осложнение возникает из-за растворимости карбонатных минералов в присутствии кислых газов, таких как диоксид углерода CO_2 или сероводород H_2S . Растворимость карбоната увеличивается с повышением кислотности, а CO_2 и H_2S при высоком давлении обеспечивают значительную кислотность. Следовательно, пластовая вода, контактирующая с карбонатными породами и растворенными газами, может быть насыщена растворенным карбонатом. Диаграмма растворимости имеет сложную нелинейную зависимость от давления газа над жидкостью, состава раствора и температуры, и влияние давления на растворимость газа больше, чем влияние давления на растворимость минерала. Как правило, когда давление снижается, CO_2 выделяется из водной фазы, вызывая повышение pH, что приводит к образованию осадка кальцита [4].

Благоприятно воздействовать на процесс солеотложений в скважинном оборудовании могут такие факторы как, изменение давление и температуры, смещение pH. Возможны случаи, при которых перенасыщенная вода, не даёт солевого осадка, так как в процессе образования ему необходимо постепенно

«вырасти» из водного раствора. На первом этапе развития осадка начинается с перенасыщения раствора. Происходит возникновение нестабильных кластеров атомов. Такой процесс формирования получил название, гомогенная нуклеация. На первой стадии развития осадок начинается с пересыщенного раствора. Происходит появление нестабильных кластеров атомов. Этот процесс образования называется гомогенной нуклеацией.

Атомные кластеры образуют небольшие кристаллы, которые подвержены локальным колебаниям в результате пересыщенного раствора. Причиной роста зародышевых кристаллов является уменьшение свободной энергии поверхности кристаллов. Это означает, что крупные кристаллы будут продолжать расти. Таким образом, глобальные зародышевые кристаллы вызовут увеличение роста солевых отложений. В этом случае катализатор в образовании солевых отложений играет зародышевые кристаллы.

Рост кристаллов также имеет тенденцию к развитию на уже имеющийся границы между твердым телом и жидкими процессами, называемыми гетерогенным зарождением. Местами, где происходит гетерогенное зародышеобразование, являются поверхностные дефекты, такие как неровности поверхности в трубах, перфорационные отверстия эксплуатационных колонн, а также соединения и сварочные трубы. Высокая степень турбулентности также способна катализировать процесс образования соли. Таким образом, накопление осадка может происходить под воздействием давления насыщения в потоке.

Это связано с очень быстрым накоплением осадка в скважинном оборудовании. Которые представляют собой явные ингибиторы, которые используют химические вещества, которые ингибируют процесс нуклеации и стадию роста с отложенной соли, что снижает скорость осаждения почти до нуля [4].

Образование солевого осадка начинается с формирования двух механизмов - гомогенного и гетерогенного. В первом случае, когда у нас возникли проблемы, связанные с нестационарными кластерами, сам процесс называется гомогенной нуклеацией (на рисунке 1, а). Отложения в слоях также

могут накапливаться на существующих поверхностных дефектах, таких как неоднородности на поверхности «жидкость / труба - гетерогенное зародышеобразование» (на рисунке 1, б).

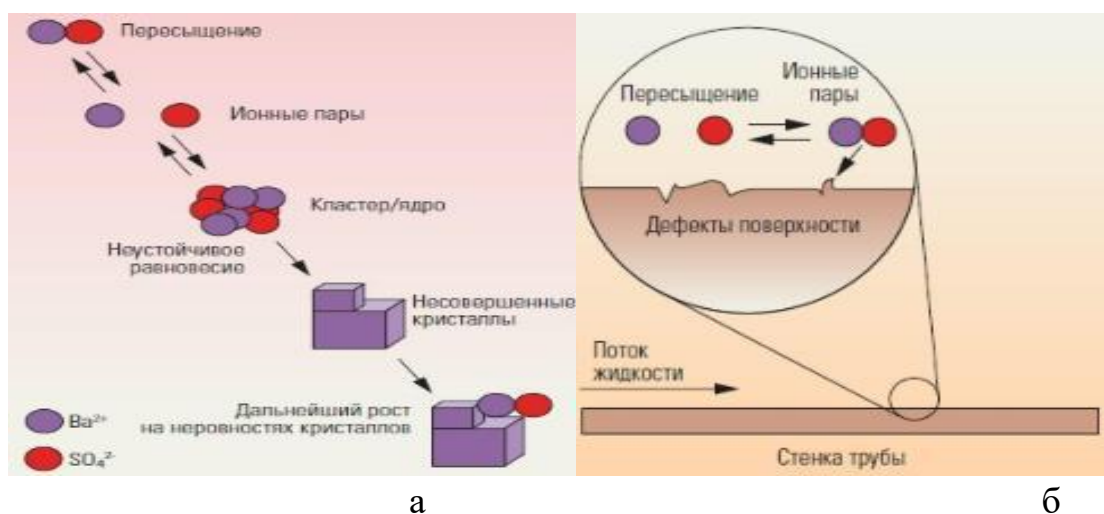


Рисунок 1 – Гомогенный (а) и гетерогенный (б) механизмы зарождения, роста и осаждения солей на поверхности трубы

В зависимости от состава неорганических солей различают следующие виды отложений:

- карбонатные
- сульфатные
- хлоридные

К образованию сульфатных отложений, например сульфатов кальция, стронция, бария приводит смешение нагнетаемой воды в составе которой присутствуют сульфат ионы и подземных вод хлоркальциевого типа.

Применение бессолевых высокоминерализованных вод, для системы ППД, является эффективным способом борьбы и предупреждения отложений гипса, целестина, барита. Применение такой воды не всегда эффективно, так как пресная вода при движении в пласте за счет окисления сульфидов, выщелачивания гипса, находящегося в породе пласта обогащается сульфат ионами. Однако даже разбавление пластовой воды, насыщенной сульфатами способствует их осаждению, так как растворимость сульфатов снижается с уменьшением минерализации растворов и снижением температуры вследствие охлаждения пластов при их заводнении пресными поверхностными водами.

Когда в термобарические условия происходит изменения, это содействует отложению карбонатных образований, в скважинной продукции происходит перераспределение компонентов флюидов между газовой, нефтяной и водной фазами, в следствии чего происходит снижение содержания углекислоты в воде и выпадение карбоната кальция. В результате образуются отложение карбонатов на поверхности колес ЭЦН, и внутри НКТ. Одной из причин отложения карбоната кальция и гипса на колесах ЭЦН является повышение температуры добываемой. Так как растворимость сульфата и карбоната кальция снижается с ростом температуры, то, как следствие это приводит к отложению выпавшей соли в установках ЭЦН.

Интенсивное отложение солей характерно при выводе скважины на режим после глушения. При большем количестве в смеси, раствора глушения в начальный момент вывода, интенсивность осадкообразования небольшая.

Вероятность осадкообразования увеличивается по мере отбора с увеличением содержания пластовой воды. Наиболее интенсивным осадкообразованием сопровождается вывод на режим скважины при глушении, которой использовался раствор хлористого кальция. Связано это с увеличением в смеси содержания ионов кальция и снижением содержания, растворенного углекислого газа CO_2 . Осадкообразование будет протекать при глушении скважин раствором хлористого натрия, хотя и менее интенсивно.

В уменьшении содержания растворенного углекислого газа связано с Выпадением карбоната кальция

На месторождениях, где залежи нефти контактируют с высокоминерализованными рассолами встречаются отложения хлорида натрия. Отложения каменного соли встречаются сравнительно редко на месторождениях, эксплуатирующихся с применением закачки воды. Они отмечаются в таких скважинах, где попутная вода представлена пластовыми рассолами. Формирование каменного соли прекращается по мере образования смешанных вод, но не исключено появление других солей.

1.3 Методы борьбы с солеотложениями

В отечественной и зарубежной практике известны различные способы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. В общем случае все они подразделяются на методы борьбы с уже выпавшими осадками, то есть удаление уже сформировавшихся солеотложений, и способы, предотвращающие или замедляющие процессы отложения неорганических солей [4].

1.3.1 Механический и химические методы

Механические методы удаления отложений - проведение очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем проработки колонны расширителями, скребками с последующим шаблонированием - обеспечивают положительный эффект в том случае, если интервал перфорации не перекрыт соевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями гипса, то необходимо производить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений [4].

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Для удаления карбонатных солей, как, например, кальцита, успешно применяются простые солянокислотные обработки. Значительно сложнее поддаются удалению отложения сульфатных солей. Для их разрушения используют: конверсию осадка с последующим растворением преобразованного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями. Из растворителей конверсионного типа применение на промыслах получили карбонаты и бикарбонаты натрия и гидроокиси натрия и калия. Так, конверсия гипсового осадка при воздействии карбонатом натрия протекает по химическому уравнению:

Образующийся в результате этой реакции осадок карбоната кальция удаляется раствором соляной кислоты:

Для промысловых обработок скважин при удалении гипса используются 10–15%-ные водные растворы карбоната натрия (техническая кальцинированная сода), а при удалении вторичного осадка карбоната кальция применяется 10–13 %-ный раствор соляной кислоты [4].

Наибольшее распространение в отечественной промысловой практике для удаления отложений гипса получило использование растворов гидроокисей, например, раствор гидроокиси калия или натрия. При воздействии гидроокиси натрия на отложения гипса реакция протекает с образованием гидроокиси кальция и сульфата натрия:

Сульфат натрия хорошо растворим в воде, а гидроокись кальция представляет собой рыхлую массу, легко переходящую во взвешенное состояние с образованием тонкодисперсной суспензии, которая может быть извлечена потоком жидкости.

Добавление 3 – 4%-го раствора хлористого аммония или 5–10%-ного раствора хлористого натрия приводит к ускорению реакции. Наиболее эффективно действует реагент при температуре 70–80 °С.

В зарубежной практике борьбы с отложениями гипса применяются хелатные соединения, действие которых основано на разрушении гипсовых осадков вследствие образования устойчивых комплексов с ионами, содержащимися в растворе. В практике наибольшее распространение получили растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) и ее солей. Реакция хелатных соединений с сульфатными осадками протекает медленнее, чем со щелочными, однако качество очистки лучше. Для увеличения скорости реакции в хелатные растворы добавляют карбонаты щелочных металлов, щелочи, бикарбонат аммония, гликолят натрия, бензол, толуол и т. д. На отечественных месторождениях в ограниченном количестве проводятся обработки скважин с использованием 10–20 %-го раствора трилона Б (двунариевая соль ЭДТА). Однако из-за высокой стоимости реагента и получения результатов,

сопоставимых с эффективностью щелочных обработок, хелатные соединения применяются только для удаления наиболее плотных, мелкозернистых осадков гипса и барита. Хорошие результаты получены при ликвидации осадков гипса из ПЗПС помощью термогазохимического воздействия (ТГХВ) [4].

Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают скважинный аккумулятор давления, содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины. Однако многократное проведение ТГХВ в одной скважине может привести к нарушению целостности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Применение химических реагентов для удаления отложений гипса направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложений, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом значительно уменьшается площадь реагирования, а, следовательно, и эффективность процесса растворения отложений. В таких случаях практикуют удаление углеводородов из осадка до химической обработки путем промывки скважины горячей нефтью или растворителями. Но это существенно усложняет технологию обработок.

Одним из путей повышения эффективности удаления осадков является применение, совместно с раствором щелочи или соляной кислоты, стимуляторов растворения гипсоуглеводородных отложений на основе кубовых остатков производства циклодиаксанов.

Основным показателем эффективности удаления гипсоуглеводородных отложений из скважин является коэффициент восстановления дебита, определяемый отношением дебита после обработки к дебиту скважины до

начала отложения гипса при том же режиме работы насосной установки. Как правило, это имеет место при солянокислотных обработках скважин и ТГХВ, которые позволяют одновременно увеличивать проницаемость призабойной зоны пласта. Продолжительность эффекта и дополнительная добыча нефти от обработки лишь косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением таких обработок не устраняются условия образования осадков. Эти показатели существенно зависят от насыщенности пластовой воды сульфатами, от термодинамических условий в скважине и других изменяющихся факторов [4].

О технологической эффективности химических обработок можно судить по увеличению коэффициента продуктивности скважины, если проведено удаление гипса из призабойной зоны скважины, или по увеличению коэффициента подачи ШГНУ, если проведено удаление гипсоуглеводородных отложений из приемной части насосного оборудования.

В настоящее время для повышения эффективности удаления солей химические обработки скважин частично применяют в сочетании с ТГХВ или дополнительной перфорацией. Такие комплексные обработки скважин позволяют надежно ликвидировать отложения солей в глубиннонасосном оборудовании и призабойной зоне пласта, восстановить нормальную работу насосной установки и коэффициент продуктивности, что является предпосылкой успешного применения методов предотвращения образования отложений солей.

1.4 Методы разрушения водонефтяной эмульсии

Существуют следующие методы разрушения водонефтяной эмульсии:

- Механический способ разделения нефтяной эмульсии;
- Фильтрация;
- Отстаивание;
- Центрифугирование;

Для механического разделения водонефтяной эмульсии применяются сепараторы, отстойники, центрифуги и фильтры. Этот способ относится к одним из наиболее простых в техническом плане. Для его осуществления не требуется сложных производственных решений: процесс основывается на физических свойствах жидкостей и силе гравитации. Наиболее широко применяется с обводненной нефтью, но не является эффективным для ее глубокого обезвоживания и эксплуатации с мелкодисперсными эмульсиями. Принцип действия и устройство отстойника нефти приложено на рисунке 2.

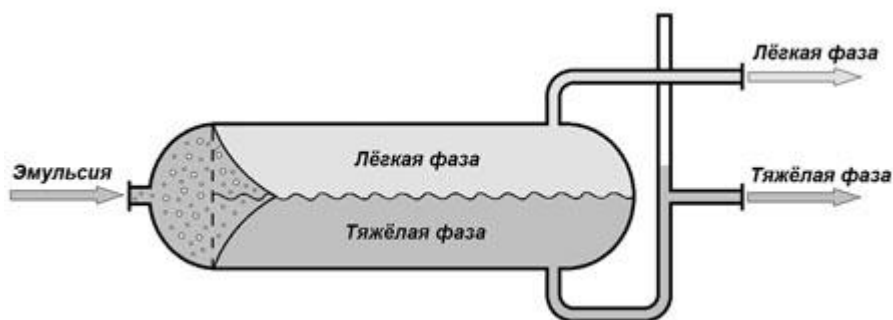


Рисунок 2 - принцип действия отстойника нефти.

Нефтяные отстойники составляют основное оборудование, которое применяется для отделения воды от нефти без применения подогрева и дополнительных устройств. Благодаря этому они выступают в качестве первого этапа очистки нефти и ее обезвоживания [4].

Принцип работы отстойников заключается в осаждении дисперсной влаги за счет действия гравитационных сил: вода и нефть имеют разный удельный вес, за счет чего более тяжелые и крупные частицы (капли воды) оседают внизу емкости, а уже обезвоженная нефть поднимается и выводится через верхнюю часть корпуса.

На эффективность отстаивания нефти влияют такие факторы, как:

- физико-химические свойства водонефтяной эмульсии: плотность, вязкость, диаметр дисперсных частиц
- скорость движения потока
- площадь поверхности отстаивания

Процесс отделения воды от нефти может происходить как непрерывно, так и периодически. В первом случае рабочая жидкость постоянно проходит через

отстойник. Во втором - отстаивание осуществляется в сырьевых резервуарах, в которых осаждение воды происходит по факту наполнения.

В зависимости от технического оснащения нефтеперерабатывающего предприятия нефтяная эмульсия подается в емкость по горизонтали или по вертикали. При этом принцип действия не меняется. Лишь при вертикальном движении создается большой напор и давление.

Горизонтальный способ размещения наиболее распространен благодаря высокой производительности и площади отстаивания. Дополнительно в некоторых типах оборудования может выполняться обессоливание нефти, например, в аппаратах типа БОН. Осевшие примеси и шлам удаляются механическим или гидравлическим способом в зависимости от степени оснащения оборудованием и степенью автоматизации.

Внутри нефтяные отстойники разделены перегородками на отсеки, в которых происходит постепенное осаждение дисперсной жидкости и отделение нефти при давлении от 0,6 МПа до 2,5 МПа. Внутреннее устройство агрегатов позволяет равномерно распределять эмульсию, что препятствует созданию возмущения из-за входящей струи. Центрифуги и фильтры для разделения водонефтяной эмульсии

Процесс расслоения проходит более интенсивно в центрифугах (по сравнению с отстойниками), в которых создаются центробежные силы. Данный способ используется только с нестойкими эмульсиями, является энергозатратным из-за высокого электропотребления для создания высокоскоростных центробежных ускорений, превышающих свободное падение. Кроме того, наличие в рабочей среде механических примесей замедляет скорость движения потока и, следовательно, снижает производительность установки [4].

Фильтрация не обладает высокой производительностью и требует достаточных затрат на смену фильтрующего гидрофобного или гидрофильного элемента. В гидрофобных фильтрах применяются материалы, которые не накапливают на себе молекулы воды, а лишь задерживают их и пропускают

нефть. Гидрофильные элементы состоят из материалов, которые впитывают в себя взвешенные частицы воды, тем самым задерживая ее и пропуская уже обезвоженную нефть.

Особенности процесса механического разделения водонефтяной эмульсии требуют использование дополнительных методов обезвоживания нефти. Например, при нагреве жидкости в деэмульгаторах до 100°C снижается ее вязкость и плотность. А при прохождении эмульсии через электрическое поле переменной частоты и при высоком напряжении в электродегидраторах происходит разрушение эмульгированной оболочки и поляризация частиц воды.

Совместное использование всех методов обезвоживания нефти позволяет получить нефть глубокой очистки с содержанием воды до 0,1%.

1.5 Гидрогеологическая характеристика

Район работ расположен в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна и Среднеобского бассейна второго порядка, согласно районированию, принятому в монографии “Гидрогеология СССР”.

Особенностью района является его приуроченность к зоне гумидного климата, полосе избыточного и весьма избыточного увлажнения, что определяет основные черты формирования ресурсов и химического состава подземных вод.

Гидрогеологический разрез района расчленяется на 5 водоносных комплексов:

1. Палеоген - четвертичный. Воды четвертичных отложений безнапорные, иногда с местным, локальным напором, имеют гидрокарбонатно-кальцево-магниевый состав, иногда загрязнены, с минерализацией 0,12-0,79 г/л. Воды палеогеновой системы пресные, гидрокарбонатно-кальцево-магниевые с минерализацией 0,2-0,4 г/л.

2. Верхнемеловой (покурская свита). Комплекс представляет собой значительную по величине, водонасыщенную, преимущественно песчаную

толщу, входящую в состав покурской свиты. Верхним водоупором являются глины кузнецовской свиты. Кровля комплекса находится на относительной глубине 670,0-700,0 метров, подошва приурочена к глинистым образованиям кошайской пачки (алымской свиты), залегающей на относительных отметках 1360,0-1370,0 м.

Эффективная суммарная толщина комплекса в рассматриваемом районе составляет 200 и более метров.

Фильтрационные свойства отложений по данным региональных исследований таковы: пористость – 40%, проницаемость до десятков Дарси.

Воды имеют состав от гидрокарбонатно-кальциевого до хлоридно-кальциевого с минерализацией от 4 г/л в кровле до 16 г/л в подошве комплекса.

3. Нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты). Представлен отложениями алымской, вартовской, тарской и куломзинской свит. Водоупорной кровлей являются отложения кошайской пачки. Подстиляется комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Отложения комплекса значительно менее водообильны по сравнению с вышележащими осадками покурской свиты. Ввиду разнообразия морфологии резервуаров водоносные горизонты плохо выдержаны как по площади, так и в разрезе.

Воды хлоркальциевые, с минерализацией 18,8-20,5 г/л.

Отличительной чертой вод нижнемелового комплекса является высокое содержание йода и кальция, превышающее содержание этих элементов в залегающих ниже юрских отложениях, при этом обладающих более высокой минерализацией (в 2 и более раз).

Воды комплекса напорные. Статистический уровень по региональным замерам устанавливается на отметке +100 м.

4. Юрский (наунакская и тюменская свиты). Юрский водоносный комплекс имеет ряд особенностей. Во-первых, это резкое повышение минерализации и содержания большинства макро и микрокомпонентов

(магний, калий, бром, стронций, литий, рубидий), что обусловлено высокой гидрогеологической закрытостью, замедленным водообменом, более высокими пластовыми давлениями и температурами. Все это, в свою очередь,

приводит к более интенсивному растворению водовмещающих пород. Во-вторых, более низкая степень метаморфизации химического состава вод (относительно меловых отложений). Связано это с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в отложениях тюменской свиты. Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1,1-2,8 м³/м³. По составу воды хлоридно-кальциевые, с минерализацией 30 г/л.

5. Доюрский. Доюрский водоносный комплекс приурочен к верхней части образований складчатого палеозоя. Комплекс характеризуется низкой водообильностью за исключением зон повышенной трещиноватости горных пород. Воды имеют повышенную минерализацию, до 68 г/л, в состав входит большинство макро и микроэлементов, за исключением гидрокарбонат-иона.

Пониженное содержание гидрокарбонат иона может быть обусловлено замедлением процесса разложения полевых шпатов вследствие их низкого содержания во вмещающих породах.

О геокриологических условиях на месторождении судить трудно, поскольку специальных исследований по геокриологии в районе описываемого месторождения не проводилось. Однако, по данным бурения поисковых и разведочных скважин в пределах XXX месторождения многолетнемерзлых пород не установлено

Состав и свойства пластовых вод пласта Ю₁¹⁻³ XXX месторождения охарактеризованы шестнадцатью поверхностными пробами из девяти скважин.

Минерализация пластовой воды была получена по результатам анализа 16 проб воды, отобранных из скважин 133, 135, 137, 138, 140, 144, 147, 149 и 150 пласта Ю₁¹⁻³ и соответствует 35,8 г/л. В таблице 1 приведены свойства и состав пластовых вод XXX месторождения [5]. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристике Сулина В.А. пластовая вода пласта Ю₁¹⁻³ относится к хлоркальциевому типу. Как видно из таблицы 1

пластовая вода пласта Ю₁¹⁻³ не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

Таблица 1-Свойства и состав пластовых вод пласта Ю₁¹⁻³ XXX месторождения

Наименование параметра	Ю ₁₁₋₃	
	Диапазон изменения	Средние значения
Плотность воды, г/см ³	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K ⁺	384-1220	684,8
Na ⁺	10458-13300	11901
Ca ⁺²	820-1846	1125
Mg ⁺²	122-728	320
Cl ⁻	18574-22759	21215
HCO ₃	771-1220	973
CO ₃ ⁻²	<3	<3
SO ₄ ⁻²	5-153	55,3
NH ₄ ⁺	7,9-59,6	34,9
Br ⁻	13,8-85,2	57
I ⁻	1,4-6,3	3,4
B ⁺³	1-6	3,4
Li ⁺	1,1-5,7	3,5
Sr ⁺²	188-340	254,3
Rb ⁺	0,32-0,47	0,43
Cs ⁺	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, pH	6,8-7,4	7
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Оборудование, применяемое на установке подготовки нефти на XXX месторождении

Оборудование выбрано согласно производительности, безопасности с учетом эксплуатационных характеристик, возможности использования оборудования при дальнейшем разрабатке месторождения, температуры наиболее холодной пятидневки (-42°C) и прибавки толщины на коррозию. Характеристика оборудования приведена в таблице 2 [5].

Таблица 2- Характеристика технологического оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Номер позиции по схеме, индекс	Количество, шт.	Материал	Методы защиты металла оборудования от коррозии	Техническая характеристика
1	Сепаратор нефтегазовый НГС 1-1,0-2400-2-И	С1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=50\text{м}^3$; $P_{\text{раб}}=8\text{кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=10\text{кгс/см}^2$; $D_u=2400$; $L=12820$; $m=10700\text{кг}$
2	Сепаратор трехфазный НГСВ-1-1,0-2400-2-И	С2	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=50\text{м}^3$; $P_{\text{раб}}=8\text{кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=8,28\text{кгс/см}^2$; $D_u=2400$; $L=12820$; $m=10700\text{кг}$
3	Отстойник нефти	ОН1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=100\text{м}^3$; $P_{\text{раб}}=6\text{ кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=9\text{ кгс/см}^2$; $D_u=3000$; $L=14580$; $m=16219\text{ кг}$
4	Сепаратор нефтегазовый НГС II-0,6-2000-2-И	КС1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=25\text{м}^3$; $P_{\text{раб}}=1\text{кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=6\text{кгс/см}^2$; $D_u=2000$; $L=10145$; $m=6430\text{ кг}$
5	Сепаратор очистки воды с гофрированными пластинами	ОВ1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=80\text{м}^3$; $P_{\text{раб}}=0,08\text{кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=6\text{кгс/см}^2$; $D_u=2400$;
6	Газовый сепаратор ГС 2-1,6-1200-2	ГС	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$P_{\text{раб}}=14\text{ кгс/см}^2$; $P_{\text{рас}}=16\text{кгс/см}^2$; $D_u=1200$; $m=3500\text{кг}$

Продолжение таблицы 2

7	Агрегат электронасосный горизонтальный	H1/1,2	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	Q=105м3/ч H=350м N=132кВт n=3000об/мин Вес=2000 кг
8	Агрегат электронасосный горизонтальный	H2/1,2	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	Q=60м3/ч H=66м N=37кВт n=2950 об/мин вес=600 кг
9	Резервуар стальной вертикальный	P1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=2000 м3 Д=15180 мм H=11920 мм
10	Резервуар стальной вертикальный	P2-P3	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=1000 м3 Д=10430 мм H=11920 мм
11	Резервуар стальной вертикальный для воды	PВ 1, 2	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=700 м3 Д=10430 мм H=8940 мм
12	Факельная установка высокого давления	Ф1	1	09Г2С9	Наружная покраска	Ду=300мм H=17м
13	Факельная установка низкого давления	Ф2	1	09Г2С9	Наружная покраска	Ду=300мм H=11м
14	Факельная установка высокого давления	Ф3	1	09Г2С9	Наружная покраска	Ду=150мм H=15м
15	Емкость сбора конденсата с электронасосным агрегатом НВ50/50	EK1, EK2	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=8м3 N=18,5кВт Д=2000мм L=2900мм
16	Емкость подземная дренажная с электронасосным агрегатом НВ50/50	E1/1,2	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=63 м3 N=15 кВт Д=3 000 мм L=9 250 мм
17	Стояк наливной для нефти	АСН	1	09Г2С9	Наружная покраска	Ду100мм АСН100
18	Подогреватель нефти с промежуточным теплоносителем ПП-0,63А (ХЛ)	П1-П2	2	9Г2С9	Жаропрочное покрытие	Q=1150т/сут Рр=6,3МПа
19	Емкость дренажная с электронасосным агрегатом 12НА9х4	E4	1	9Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	V=63м3 N=15кВт Д=3000мм L=9250мм

Продолжение таблицы 2

20	Установка блочная автоматизированная для приготовления и дозировки деэмульгатора и ингибиторов коррозии на три реагента БАПР-10/10	БР1	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$Q_{н.доз.}=10\text{дм}^3/\text{ч}$ $P_{раб}=10\text{МПа}$ 5000x3000x2950
21	Емкость дренажная с электронасосным агрегатом 12НА9х4	Е2, Е3	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$V=8\text{м}^3$ $N=15\text{кВт}$ $D=2000\text{мм}$ $L=2900\text{мм}$
22	Ловушки сепараторы для очистки поверхностных и производственных вод	ЭКО-Н	1	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	Производительность=6л/сек
23	Агрегат электронасосный	Н1,2,3	3	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$Q=90\text{м}^3/\text{ч}$
24	Агрегат электронасосный,	Н4,5	2	09Г2С9	Наружная покраска Внутренне антикоррозионное покрытие	$Q=3\text{м}^3/\text{ч}$

На УПН последовательно проводятся следующие технологические операции:

- принятие нефтегазоводяной смеси;
- сепарация нефти в две ступени;
- обезвоживание и обессоливание.

Проектная мощность УПН:

- по товарной нефти - 190 тыс. т/год
- по добыче жидкости - 450 тыс. м³/год
- по газу (газовый фактор 260 нм³/т) - до 60,4 млн. м³/год

Нефть имеет такие показатели качества как: обводненность, содержания Сl⁻,КВЧ (коэффициент взвешенных частиц), содержание механических примесей и т.д. Для того чтобы эту нефть можно было транспортировать по трубопроводам и использовать для дальнейшей переработки её сначала нужно

подготовить, то есть добиться товарных показателей качества нефти, прописаны в ГОСТ 51858-2002, которые представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Показатели качества товарной нефти по ГОСТ 51858-2002

.	Нефть	ГОСТ Р 51858-2002	Массовая доля серы, %	до 0,6	Продукт для НПЗ
			Плотность при 15°C, кг/м ³	до 854,4	
			Выход фракций, % (для экспорта), до 200°C до 300°C до 350°C	не менее ее 27 47 57	
			Массовая доля парафина, % (для экспорта)	до 6	
			Массовая доля воды, %	не более 1	
			Массовая доля механических примесей	не более 0,05 %	
			Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	не более 900	
			Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.)	не более 66,7 (500)	
			Содержание хлорорганических соединений	не нормируется	
			Массовая доля сероводорода	не более 100 млн. ¹ (ppm)	
			Массовая доля метил – и этилмеркаптанов	не более 100 млн. ¹ (ppm)	

В таблице 4-приведены данные качества сырой нефти XXX месторождения.

Таблица 4- Показатели качества “сырой” нефти ХХХ месторождения

Обводненность, %	Содержание Cl ⁻ , мг/дм ³	КВЧ, мг/дм ³	Содержание мех. Примесей, мг/дм ³	Плотность при 20 ⁰ С. кг/м ³
0,3 - 96	840 – 23000	14- 340	15 - 200	778 -854,4

Технологическая схема УПН обеспечивает безопасную эксплуатацию, возможность ремонта, проведения необходимых исследований, замер продукции скважин ее разгазирование, сбор нефти и выдачу потребителю. Для возможности сбора и сдачи добытой нефти предусмотрена сепарация и подготовка нефти до параметров, соответствующих ГОСТ Р 51858-2002 (при обводненности нефти до 96%) [5].

Продукция скважин с кустовых площадок по соответствующим линейным трубопроводам поступает на площадку подключения через соответствующие задвижки. После площадки подключения нефтегазоводяная смесь поступает на площадку УПН на блок входных фильтров.

Для улучшения процесса деэмульсации нефти и отделения пластовой воды, а также для борьбы с парафиноотложением и коррозией в трубопровод нефтегазоводяной смеси подается деэмульгатор и ингибитор парафиноотложения и коррозии с блока дозирования реагентов БР1, установленного рядом с площадкой фильтров.

Нефтегазоводяная смесь после фильтров поступает на технологическую площадку в сепаратор I ступени сепарации С1. На технологической площадке размещаются: сепарационная установка, площадка отстойника нефти и площадка отстойников воды. На сепарационной установке расположены нефтегазовые сепараторы первой ступени С1, второй ступени С2 и сепаратор концевой ступени сепарации КС1[5].

Неразгазированная нефть вначале поступает в сепарационный блок нефтегазовых сепараторов на 1-ую ступень, где происходит холодная сепарация нефти с выделением попутного нефтяного газа из жидкости. Сепаратор С1, стабилизируя нефтегазоводяной поток, служит для предварительного сброса

газа, тем самым облегчая работу следующему за ним трехфазному сепаратору С2. В сепараторе С1 происходит отделение до 60% нефтяного газа от нефти. Давление в аппарате до 0,5 МПа изб.

Далее газодонефтяная смесь поступает в один из подогревателей нефти, где нагревается до температуры 40-55°C для улучшения процесса отделения воды от нефти.

После подогревателей нефтегазоводяной поток направляется на вторую ступень сепарации в трехфазный сепаратор С2 для отделения от него пластовой воды и дальнейшего разгазирования (до 35% всего газа) при давлении до 0,4 МПа. Процесс обработки нефти в аппарате регулируется автоматически. Обезвоживание нефти в С2 обеспечивается до содержания воды в нефти не более 10% [5].

Для доведения нефти по содержанию воды до товарного качества (до 0,5%) проектом предусмотрен отстойник нефти. В отстойнике нефти, работающем в режиме 80% заполнения, за счет большого времени пребывания (до 1 часа) и создания условий повторного перемешивания жидкости в отстойнике обеспечивается достаточно полное отделение воды от нефти. Давление в аппарате поддерживается клапаном К6 на уровне необходимом для поддержания газовой подушки, обеспечивающей перекачивание подготовленной нефти в КС1 (до 0,18 МПа с учетом перепада высот между отстойником и концевым сепаратором КС1). Для возможности обессоливания нефти при содержании солей более требования ГОСТ [5].

Окончательное разгазирование нефти осуществляется в концевом сепараторе КС1 (давление насыщенных паров не более 500 мм рт.ст.).

Давление в аппарате поддерживается минимально достаточным для вывода газов на факел низкого давления, но не более 0,005 МПа.

После клапана, товарная нефть направляется через в резервуар товарной нефти Р1. Обвязка резервуаров выполнена таким образом, что каждый резервуар может быть как сырьевым, так и товарным.

Далее товарная нефть поступает в насосную внешней перекачки на всас насосов Н1,2 для подачи ее через оперативный узел учета на стояк налива нефти в автоцистерны или в трубопровод на баржи, или в нефтепровод на сдачу в систему «АК Транснефть».

Нефть в резервуарах дополнительно отстаивается от воды. Степень обезвоживания нефти в резервуаре Р2,3 достигает $0,2 \div 0,5\%$, а в резервуарах Р1 до $0,5 \div 3\%$.

Нефтяной газ после I и II ступеней сепарации по сборному коллектору поступает в газосепаратор ГС1. Газ, после дополнительной очистки от капельной влаги в газосепараторе ГС1 (остаточное содержание до $0,015 \text{ г/м}^3$), поступает в сборный коллектор блока БИР. Из сборного коллектора часть подготовленного газа используется на собственные нужды, на сжигание в котельных, в качестве топливного газа на газопотребляющих электростанциях с целью выработки электроэнергии и для подогревателей нефти П1,2, факелов высокого и низкого давления и в качестве продувочного газа в факельных коллекторах.

Сжигание неиспользованных объемов газов сепарации осуществляется на факелах высокого и низкого давления [5].

После прохождения технологической площадки УПН нефть попадает в резервуары нефти, откуда и берется проба на качество подготовленной нефти.

На рисунке 3 показана упрощенная технологическая схема УПН ХХХ (не указаны аппараты ГС, Р-1,2,3).

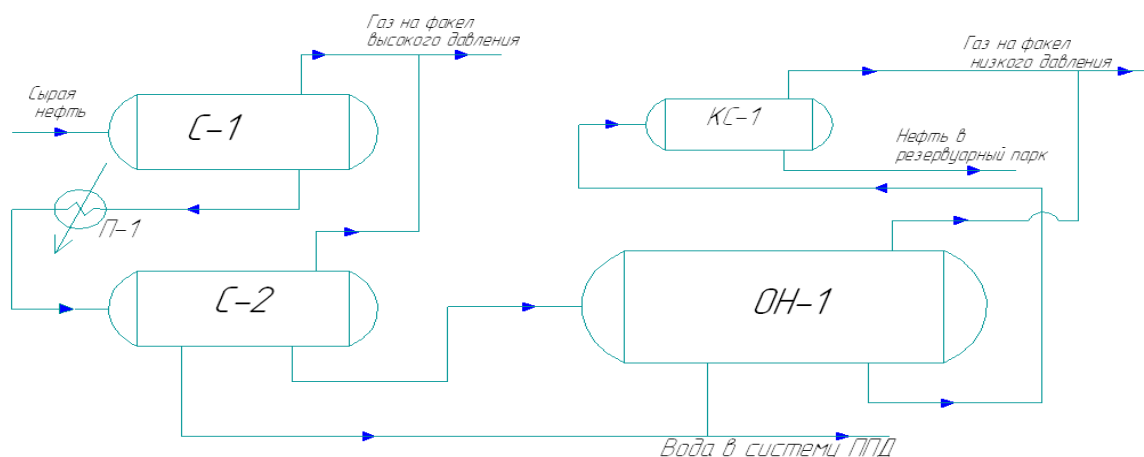


Рисунок 3 – Упрощенная технологическая схема УПН ХХХ (не указаны аппараты ГС, Р-1,2,3)

В таблице 5 приведены показатели качества товарной нефти XXX месторождения.

Таблица 5– Показатели качества товарной нефти XXX месторождения.

№	Наименование показателя	Результат испытания	Единица измерений	Метод анализа	Погрешность испытания
1	Температура нефти при условиях измерения объема	18,0	°С	ГОСТ 3900	
2	Плотность нефти при температуре в условиях измерения объема	805,9	кг/м ³	ГОСТ 3900	± 1,1
3	Плотность нефти при 20 °С	804,5	кг/м ³	ГОСТ 3900	± 1,1
4	Массовая доля воды	0,03	% масс.	ГОСТ 2477	± 0,14
5	Массовая концентрация хлористых солей	5,73/0,0007	мг/дм ³ (%)	ГОСТ 21534	± 2,1
6	Массовая доля механических примесей	0,0034	% масс.	ГОСТ 6370	± 0,0035
7	Давление насыщенных паров	69,7/521,4	кПа/мм.рт.с т.	ГОСТ 1756	± 3,46

Сравнивая данные таблиц 3,4, 5, видно, что нефть прошедшая подготовку на данной установке практически полностью удовлетворяет показателям качества нефти указанных в ГОСТ 51858-2002, не удовлетворительный показатель – это давление насыщенных паров (ДНП). По ГОСТ 51858-2002 ДНП <66,7 кПа, а по лабораторным испытаниям ДНП данной товарной нефти выше данного значения. Следовательно данная нефть не может быть транспортирована по трубопроводам на пункт сбора нефти [5].

Результаты лабораторных испытаний на содержание ДНП в товарной нефти приложены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты лабораторных испытаний на содержание ДНП в товарной нефти.

Дата	ДНП	Дата	ДНП	Дата	ДНП
04.01.2014	67,5	05.02.2011	74,1	11.03.2014	67,5
08.01.2014	70,0	13.02.2011	67,9	20.03.2014	69,7
15.01.2014	72,3	17.02.2011	71,2	24.03.2014	67,1
20.01.2014	67,0	24.02.2011	68,3	29.03.2014	68,9
22.01.2014	69,7	26.02.2011	72,0	07.04.2014	68,4
23.01.2014	69,4	27.02.2011	67,8	13.04.2014	71,6
27.01.2014	73,2	01.03.2011	70,1	25.04.2014	69,9
03.02.2014	69,9	06.03.2011	68,3	02.05.2014	67,3

Чтобы понизить ДНП операторы УПН при помощи насосов внутренней перекачки перегоняют нефть из одного резервуара в другой до тех пор, пока значение ДНП не снизится до допустимого по ГОСТу. Если этого не происходит, то по распоряжению вышестоящего начальства приходится качать некондиционную нефть, что приводит к большим нефтяным потерям

3 ИНТЕНСИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ОБЕССОЛИВАНИЯ И ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ

3.1 Выбор оптимальной технологической схемы УПН ХХХ месторождения

3.1.1 Реконструкция УПН

Исследование влияния технологических устройств, аппаратов и их характеристик на качество товарной продукции, а в частности на ее давление насыщенных паров будет описано в данном разделе.

Данное исследование будет проводится в два этапа:

1. Добавление в технологическую схему УПН еще одного теплообменника после отстойника нефти.
2. Добавление еще одного сепарационного устройства после концевое сепаратора.

3.1.1.1 Влияние дополнительного теплообменника на ДНП товарной нефти

На рисунке 4 В технологическую схему идентичную схеме УПН ХХХ был внедрен дополнительный теплообменник (П-2) перед концевым сепаратором.

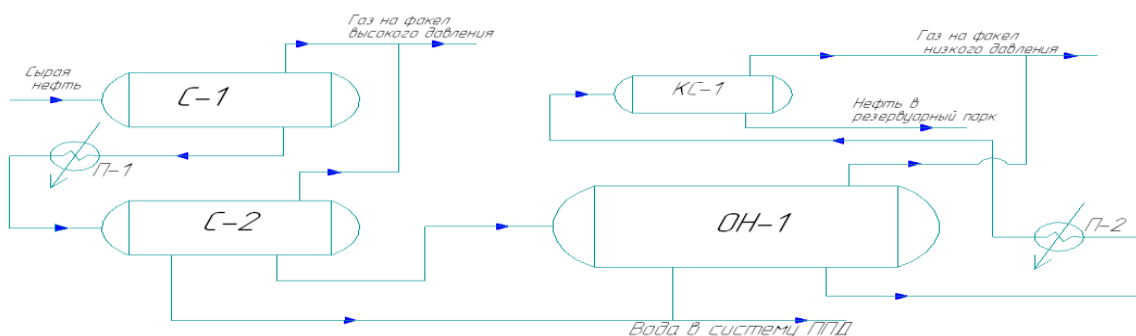


Рисунок 4 – Технологическая схема УПН с дополнительным теплообменником (П-2)

И по данной схеме с температурой в С-2 равной 45°C и давлением в ОН-1 201 кПа был произведен расчет варьирования температуры в П-2. Полученные данные, можно наглядно увидеть в графическом виде на рисунке 5.

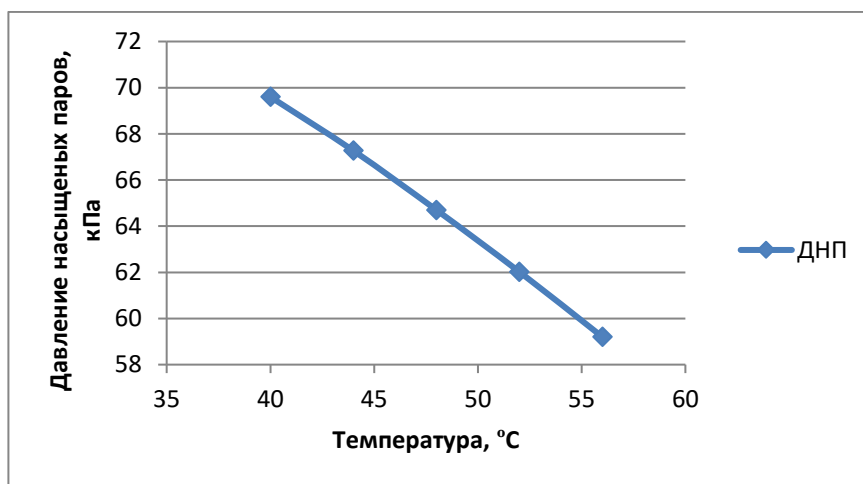


Рисунок 5 – Влияние изменения температуры в концевом сепараторе на ДНП товарной нефти

По данному графику можно сделать вывод, что при повышении температуры в концевом сепараторе понижается давление насыщенных паров товарной нефти. Это обусловлено повышением летучести углеводородов, что в свою очередь оказывает значительное влияние на ДНП.

Следовательно, дополнительный теплообменник оказывает положительное влияние на качество продукта и эффективность установки. То есть, не меняя технологических параметров УПН (кроме температуры КС-1) возможно изменить в положительную сторону качество нефти [5].

Изучим влияние изменения давления в ОН-1 на качество продукта при температуре нефти после второго теплообменника 52°C. Эта температура выбрана как оптимальная, так как 58°C это температура начала кипения нефти и вследствие этого улетучиваются легкие углеводороды. То есть посмотрим, как будет работать теплообменник на максимальной загрузке. Полученные данные, можно наглядно увидеть в графическом виде на рисунке 6.

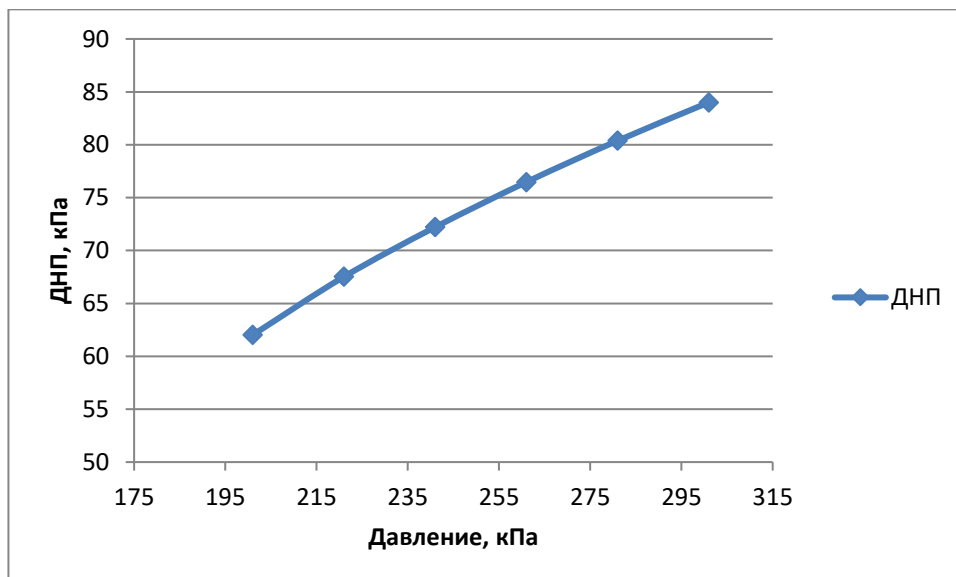


Рисунок 6 – Влияние изменения давления в ОН-1 на ДНП товарной нефти при использовании дополнительного теплообменника

При максимальной температуре нефти, после дополнительного теплообменника, ДНП, при повышении давления, все равно повышается. Это означает, что, поставив на реальную установку еще один теплообменник, он будет эффективен только при малых давлениях [5].

3.1.1.2 Влияние дополнительного сепаратора на ДНП товарной нефти

Данное исследование основано на влиянии дополнительного сепаратора, установленного после КС-1, на качество товарной нефти. Ниже на рисунке 7 можно увидеть принципиальную технологическую схему УПН с дополнительным сепаратором (КС-2)

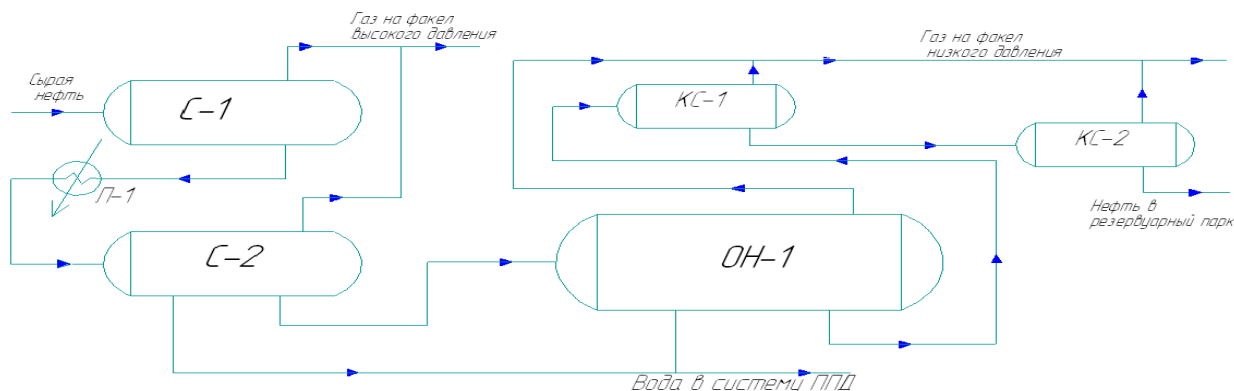


Рисунок 7 – Принципиальная технологическая схема УПН с дополнительным сепаратором (КС-2)

Результаты исследования таковы, что уже при обычном технологическом режиме УПН ДНП товарной нефти составляет 58,43 кПа, а это уже соответствует значению ГОСТа и даже ниже его на 8,27 кПа.

Ниже на рисунке 8 приведены результаты исследования влияния давления и температуры на данной технологической схеме.

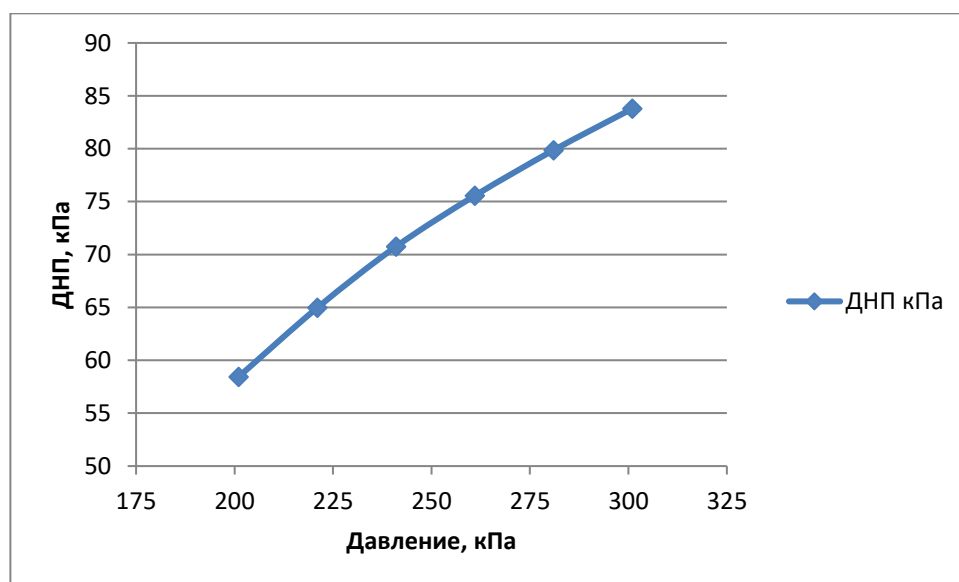


Рисунок 8 – Влияние изменения давления в ОН -1 на ДНП товарной нефти

По результатам исследования можно сказать, что, как и в предыдущих исследованиях при повышении давления повышается ДНП. Это можно объяснить тем, что при повышенном давлении компоненты оставшейся газовой фазы не успевают улечься, что влияет на повышение ДНП.

Из этого следует, что дополнительный сепаратор оказывает незначительное влияние на качество товарной нефти при повышении давления, то есть давление можно повысить только до 221 кПа в ОН-1, дальнейшее повышение влечет за собой повышение ДНП.

Посмотрим, как повлияет повышение температуры при повышенном давлении в ОН-1 ($P = 241$ кПа). Это давление выбрано потому, что при давлении ниже данного ДНП соответствует значению ГОСТа. Результаты исследования приведены ниже на рисунке 9.

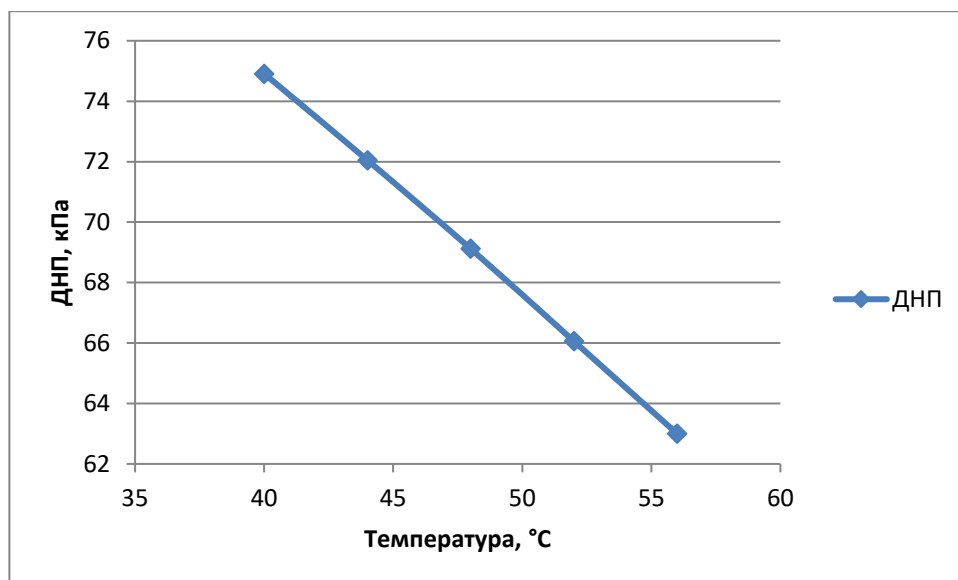


Рисунок 9 – Влияние изменения температуры в системе на качество нефти в схеме с дополнительным сепаратором.

Из данного графика видно, что при повышенном давлении дополнительный сепаратор улучшает эффективность установки, снижает ДНП товарной нефти, но давление насыщенных паров начинает соответствовать ГОСТ, только при 52°C.

Из приведенных выше данных можно сделать вывод, что схема с дополнительным сепаратором будет работать более эффективно, чем схема с теплообменником. Но схема с дополнительным сепаратором будет обходиться

дороже, чем с теплообменником. Это связано с ценой на аппарат, монтаж, эксплуатацию, а также техническое обслуживание освидетельствование.

Существует еще одно «но» по отношению к схеме с дополнительным сепаратором, это давление в технологической системе УПН. Оно на реальной установке почти всегда стабильно (очень редко изменяется от 201кПа до 221 кПа) и поэтому дешевле и выгодней поставить теплообменник перед конечным сепаратором, потому что давление в системе имеет незначительное повышение, а при таком повышении теплообменник справляется с поставленной задачей.

3.1.1.3 Исследование влияния дополнительных теплообменника и сепаратора на качество товарной нефти

Ниже на рисунке 10 можно увидеть принципиальную технологическую схему УПН с дополнительным теплообменником и сепаратором.

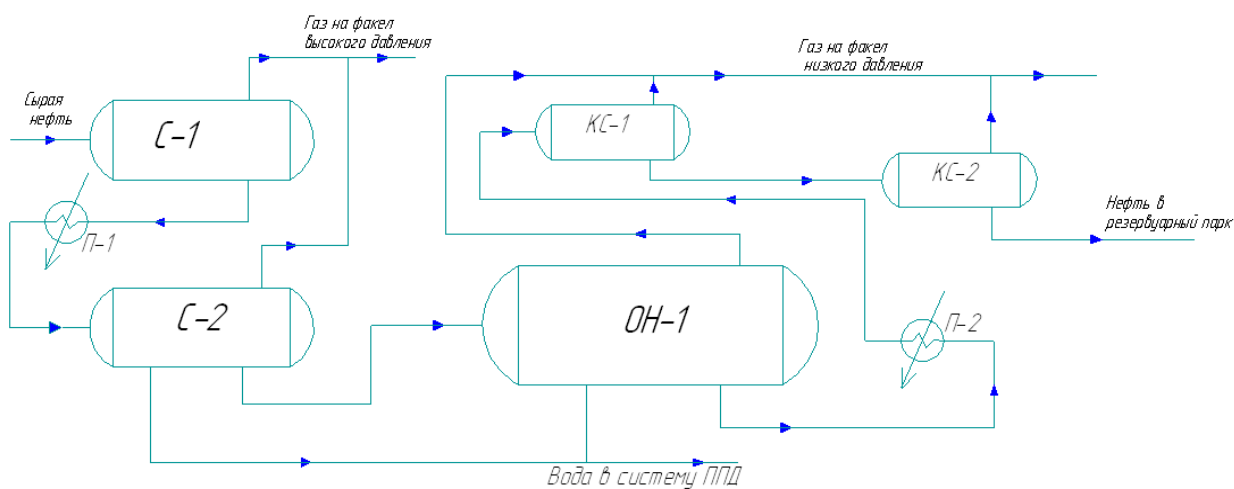


Рисунок 10 – Принципиальная технологическая схема УПН с дополнительным теплообменником и сепаратором

Данную схему исследуем при 52°C в конечном сепараторе с постоянным повышением давления в отстойнике нефти. Результаты представлены на рисунке 11.

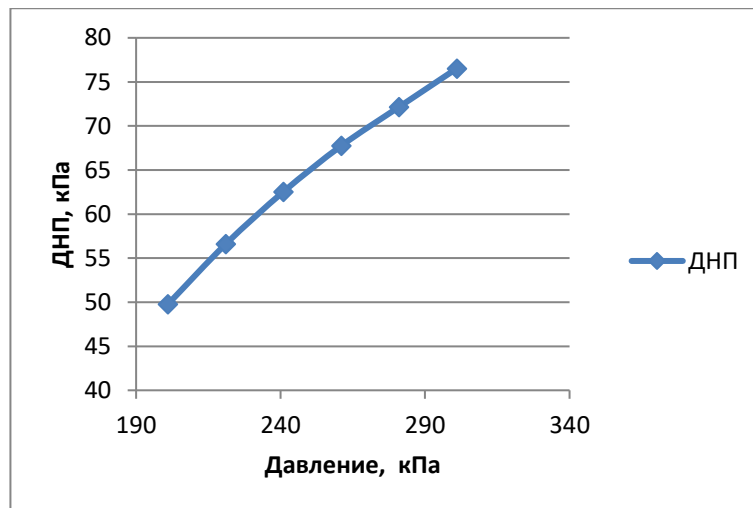


Рисунок 11 – Влияние давления на качество товарной нефти

Данная схема работает эффективней, чем предыдущие. Это объясняется дополнительным подогревом перед КС-1, а также нахождением нефти в еще одном сепараторе для окончательного разгазирования [5].

В общем данная схема наиболее эффективна по отношению к двум предыдущим схемам, но она и более дорогая. Поэтому к данной установке возможно применить как схему с теплообменником, так и схему с сепаратором. Но так как сепаратор дороже и давление в установке стабильно (за исключением редких скачков), то здесь более выгодна схема с теплообменником перед концевым сепаратором.

3.2 Методы предупреждения и борьбы солеотложениями на «XXX» месторождении»

3.2.1 Методы предупреждения солеотложения

Прогноз процесса солеобразования при добыче нефти является неотъемлемой частью мероприятий по его предупреждению, как основного направления в борьбе с данным проявлением. Выделяются два подхода к прогнозным оценкам: эмпирико-статический, основанный на фактическом опыте разработки месторождений в условиях солеобразования, и аналитический. С помощью ряда программных продуктов (RosPump, «Насос», «Автотехнолог»)

возможно определение «рабочей точки», которая позволяет подобрать оборудование и условия эксплуатации – по глубине скважины: температуру, давление, свободный газ, плотность. Могут быть выявлены зоны невозможного, зоны возможного и зоны гарантированного выпадения солевых отложений (рисунок 12).



Рисунок 12 – Интенсивность выпадения осадков

Производимый программой виртуальный перебор вариантов эксплуатации скважины позволяет спрогнозировать, будет ли скважина проблемной или работа системы «пласт – скважина – оборудование» в соответствующих режимах будет нормальной. В специальном блоке программы подставляются разные типы насосов и материалы ступеней [6].

На приведённой форме программы «Автотехнолог + Соль» приведён фрагмент подбора установки центробежного насоса с материалом ступени «серый чугун» (рисунок 13).

Программа позволяет определить скорости нарастания твёрдых солей (например, в мм/сут.), и для расчётных условий определяется время до следующей обработки, обеспечивающей растворение и вымывание солей со скважинного оборудования. При изменении условий эксплуатации для той же скважины будет подобран другой вид оборудования, другая глубина подвески,

будут определены параметры работы, которые обеспечат необходимые условия эксплуатации. Однако при этом может измениться вероятность выпадения солей.

Файл Справка

Описание скважины:

Глубина [м]: 123
 Диаметр [м]: 43
 Направление: Западно-Анастеевское
 КДП: 50

Общие данные:

Температура дна скважины, град.С: 35
 Газовый фактор, м.куб./т.куб.: 28.4
 Глубина в точке определения, м: 1440
 Давление в точке определения, МПа: 14.53
 Температура в точке определения, град.С: 95
 Влажность, %: 0.98
 Показатель кислотности pH: 7

Тип масла:

МНП
 ВМН
 ЭЦОН
 Материал ступени: серый чугун
 коррозия: ЖЗП
 чугун с КПП
 легкой стали с КПП
 Скорость нарастания твердых солей V=0.01 мм/сут
 Время до обработки t=125 суток

Состав пластовой воды:

Содержание ионов, мг/л:

Хлор [Cl]: 210
 Сульфат [SO4]: 0.4
 Карбонат [CO3]: 52
 Кальций [Ca]: 305
 Магний [Mg]: 122
 Натрий, калий [Na, K]: 1199
 Гидрокарбонат [HCO3]: 486

Состав пластовой нефти:

Вязкость нефти [сПз], %: 0.2
 Молярная масса для взвешивания нефти, г/моль: 112

Расчет молярной массы для взвешивания нефти

Тип солеотложения: Карбонаты

Получить данные из буфера

Модель солеобразования:

Метод А.Ю. Навиот
 Метод Дебая и Гюккельса
 Метод Дж. Сто и М.В. Тонсона
 Метод Дж. Сто и М.В. Тонсона с определенным pH

Расчет солеотложения

Графический анализ

Результаты:

Индекс насыщения [SI]: 0.01

Вывод: Возможна выпадение осадка

Рисунок 13 – Форма подбора оборудования и скорости солеотложения в программе «Автотехнолог + Соль» до оптимизации работы скважины.

На рисунке 14 приведён фрагмент подбора по программе «Автотехнолог + Соль» для той же скважины, но при увеличении дебита с 40 до 60 м³/сут. Программа выдаёт информацию о том, что осадок гарантированно будет выпадать. Существенный эффект при решении проблемы солеотложения даёт применение ступеней с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным комплексным керамико-полимерным покрытием (ККПП). Стендовые испытания таких ступеней показали, что они не забиваются механическими примесями, хорошо работают на газожидкостной смеси, не подвержены отложению солей. Сравнение результатов стендовых испытаний ступеней из различных материалов – алюминиевого сплава с ККПП, никелевого чугуна типа «нирезист» и серого чугуна с покрытием – показало значительные превосходство рабочих колес покрытием [6].

Файл Справка

Описание скважины:

Скважина №	123
Куст №	43
Месторождение	Западно-Анастасовское
ГДНГ №	6

Общие данные:

Плотность нефти, кг/м³, ρ_{nef}	96
Вязкость нефти, мПа·с, η_{nef}	28.4
Глубина в точке определения, м	1440
Давление в точке определения, МПа	4.53
Температура в точке определения, град. С	64
Плотность, кг/м³	10.98
Показатель кислотности, pH	7

Тип насоса:

ЭЦВ
ВНН
ЭЦОН

Материал ступени:

серый чугун
нержавеющая сталь
ЖЗП
чугун с ЖЗП
легкий сплав с ЖЗП

Скорость нарастания твердых солей V=

V = 0.09 мм/сут

Время до обработки t = 14.5 суток

Состав пластовой воды:

Содержание ионов, мг/л

Хлор (Cl)	210
Сульфат (SO4)	0.4
Карбонат (CO3)	52
Железо (Fe)	305
Магний (Mg)	122
Натрий, Калий (Na, K)	1199
Гидрокарбонат (HCO3)	406

Состав пластовой нефти:

Длина углевода (C20), %	8.1
Молярная масса депарованной нефти, г/моль	112

Расчет молярной массы депарованной нефти

Тип солеотложения:

Карбонаты

Получить данные из буфера

Модель солеобразования:

☒ Метод АЮ. Нависот
☐ Метод Дебел и Гюккеля
☐ Метод Дж. Отто и М.В. Томсона
☐ Метод Дж. Отто и М.В. Томсона с определенным pH

Расчет солеотложения

Графический анализ

Результаты:

Индекс насыщения (SI)

0.86

Вывод:

Осаждение
вызывает!

Рисунок 14 – Форма подбора оборудования и скорости солеотложения в программе «Автотехнолог + Соль» после оптимизации работы скважины.

Таким образом, применение современных методов прогнозирования отложения солей и программ на их основе позволяет оптимизировать режимы работы системы «пласт – скважина – оборудование» в зависимости от условий эксплуатации, материалов и конструкций оборудования.

3.2.2 Методы борьбы с солеотложением

К признакам осложнённых условий при работе скважинного оборудования относятся следующие факторы:

- солеобразование и солеотложение;
- пескообразование;
- повреждение пласта;
- отложения парафинов;
- эмульгирование нефти в воде;
- коррозия.

Среди перечисленных признаков к наиболее распространённым может быть отнесено солеотложение. Общая схема решения проблемы солеотложения включает ряд основных этапов:

- исследование механизмов формирования осадков;
 - исследование показателей эффективности и надёжности работы установок в условиях действия факторов осложнения добычи;
 - разработка методов и технологий предотвращения и устранения осадков;
 - разработка усовершенствованных и новых аппаратов и агрегатов;
- исследование эксплуатационных параметров в условиях применения новых методов, технологий и аппаратуры [6].

Для борьбы с солеотложением широко используются технологии его предупреждения и удаления (рисунок 15).

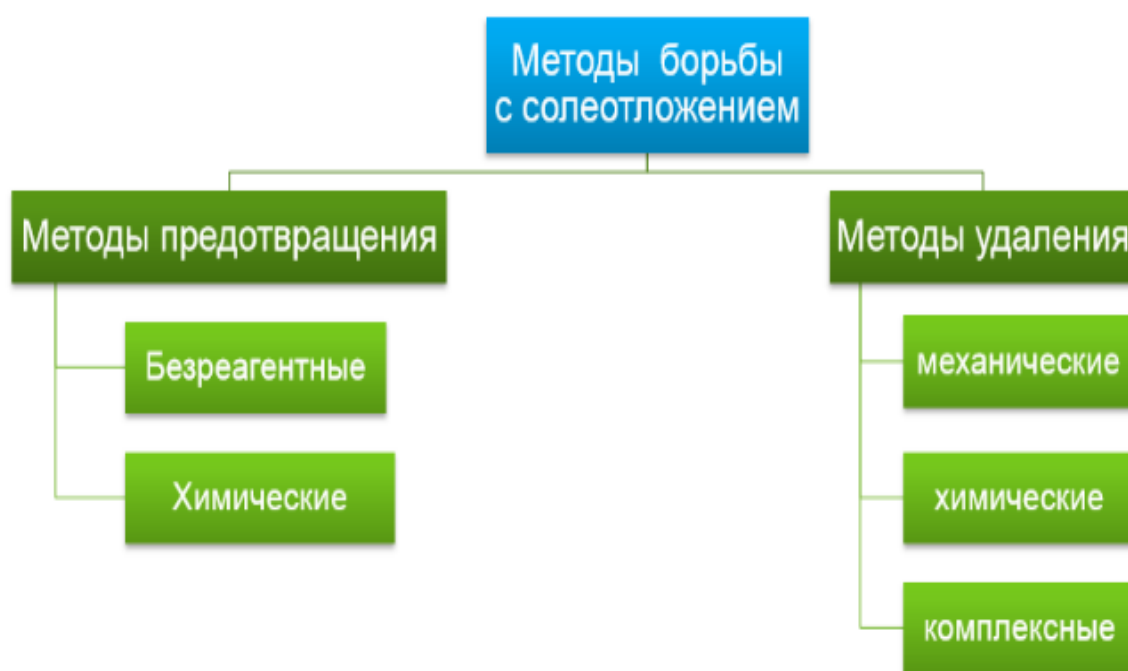


Рисунок 15 – Методы борьбы с солеотложениями

Выбор эффективного способа предупреждения солеотложения связан со многими факторами: интервалом выпадения солей в скважине, технологическими параметрами эксплуатации скважинного оборудования, месторасположением осложненного фонда скважин и так далее (рисунок 16).



Рисунок 16 – Выбор технологии защиты

В трубах устойчивость и структура солевого слоя играют заметную роль в выборе методов удаления. Устойчивость и структура варьируется от очень тонкого налета, хрупких нитей или кристаллов с большим количеством микропор до каменнотвердых малопроницаемых и непористых слоев. Чистота солевых отложений непосредственно связана с их устойчивостью к удалению. Солеотложения могут встречаться в виде фаз, состоящих из одного минерала, но существенно чаще они являются смесью схожих по строению совместимых соединений. Чистый сульфат бария обычно имеет низкую пористость и крайне устойчив к химическим методам удаления, а также крайне тяжело удаляется большинством известных механических методов. Смеси же сульфата бария, зачастую с сульфатом стронция, сульфатом кальция и даже карбонатом кальция дают возможность использования разнообразных методов очистки, как химических, так и механических [6].

3.2.3 Предотвращение солеобразования

Предотвращение солеотложений в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как с негативным явлением. Прямые затраты на удаление солевых отложений из одной скважины могут достигать 2,5 млн долл., а затраты в связи с задержкой добычи – еще больше. Точно так же, как в медицине, профилактика лучше лечения, сохранение работающей скважины в удовлетворительном состоянии в конечном счете является самым эффективным способом добычи углеводородов.

В мировой практике существует два вида основных метода предотвращения – безреагентные и химические (рисунок 17).



Рисунок 17 – Методы предотвращения выпадения солей.

3.2.3.1 Химические методы предотвращения выпадения солей

В большинстве случаев предотвращение солеобразования путем химического ингибирования служит предпочтительным методом поддержания продуктивности скважины [6].

«Ингибиторами солей называются химические вещества и их смеси, которые при добавлении к пересыщенным водным растворам минеральных солей в соответствующей концентрации предотвращают или значительно снижают выпадение из растворов осадков малорастворимых солей.»

Методы ингибирования могут варьироваться от основных методов разбавления до наиболее передовых и экономичных методов с использованием пороговых ингибиторов солеобразования. По механизму действия ингибиторы солеотложений подразделяют на три типа (рисунок 18).



Рисунок 18 – Механизмы действия ингибиторов солеотложений

Разбавление широко используется для регулирования осаждения галита в скважинах с высокосолёной средой. При разбавлении производится понижение насыщенности содержимого ствола скважины путем непрерывной подачи пресной воды на вскрытую поверхность, и это служит простейшим методом предотвращения образования солевых отложений в эксплуатационных НКТ. Для этого требуется установить колонну ГНКТ малого диаметра через эксплуатационные НКТ.

В дополнение к разбавлению существуют множество ингибиторов солеобразования для различных условий применения от нагревательных котлов до нефтяных скважин. Большинство этих химикатов препятствует росту частиц отложений, подавляя рост центров солеосаждения. Некоторые химические реагенты хелатируют или связывают реагирующие вещества в растворимой форме. Оба подхода могут быть эффективными, но каждый требует осторожности при применении, поскольку обработки плохо переносят изменение эксплуатационной системы. Хелатообразующие ингибиторы блокируют осаждение или рост солевых отложений только для определенного ограниченного уровня пересыщения [6].

«Случаются нарушения равновесия, причем даже в защищенных системах, вызывающие осаждение солевых отложений. Поскольку хелатообразующие реагенты поглощают ионы отложений в стехиометрических отношениях, эффективность и экономичность хелатообразующих реагентов в качестве ингибиторов солеобразования невелика.»

Напротив, пороговые ингибиторы солеобразования химически взаимодействуют с центрами кристаллизации и значительно снижают скорость роста кристаллов. Пороговые ингибиторы солеобразования эффективно ингибируют образование минеральных отложений при концентрациях примерно в 1000 раз меньших, чем стехиометрические количества. Это позволяет значительно сократить затраты на обработку. Большинство ингибиторов солеобразования являются фосфорными соединениями: неорганическими полифосфатами, органическими фосфатными эфирами, органическими фосфонатами, органическими аминфосфатами и органическими полимерами. Эти химические соединения сводят к минимуму осаждение солевых отложений посредством сочетания диспергирования кристаллов и стабилизации отложений.

Наиболее распространенными в нашей стране ингибиторами являются вещества и смеси на основе фосфонатов (эфиры и соли таких фосфоновых кислот как ОЭДФК, НТФК и проч.), полимерные ингибиторы, а также полиакрилаты.

Считается, что фосфонаты замедляют рост кристаллов и изменяют их кристаллическую решетку, полимерные ингибиторы солеотложений в основном подавляют образование кристаллов солей из зародышей, а полиакрилаты действуют по дисперсионному механизму [6].

Для эффективного предотвращения солеотложений ингибиторы солеотложений необходимо добавлять к растворам до начала процесса кристаллизации, то есть перед тем, как химическое равновесие будет нарушено и раствор станет пересыщенным – перед повышением (понижением) температуры, понижением давления и перед смешиванием вод. Количественно эффективность ингибиторов солеотложений оценивают по защитному эффекту

ингибирования солеотложений, как по результатам лабораторных испытаний, так и в промышленных условиях.

Технологии применения ингибиторов разделяются по способу подачи химического реагента (рисунок 19).



Рисунок 19 – Способы подачи реагента

Технологические методы предотвращения выпадения солей. Практика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений показывает. Что для предупреждения солеотложений в скважинах и оборудовании могут использовать методы на основе технологических процессов добычи нефти» (рисунок 20).



Рисунок 20 – Технологические методы предотвращения выпадения солей

3.2.4 Использование Деэмульгатора СНПХ 4114 на УПН ХХХ месторождения

Для разрушения различных водонефтяных эмульсий на УПН ХХХ месторождения применяют деэмульгатор марки СНПХ – 4114 который подают на блок дозирования реагентов.

Основное назначение деэмульгатора заключается в том, чтобы вытеснить с поверхностного слоя капель воды, нефти - эмульгаторы естественные слабые ПАВ (поверхностно - активные вещества), содержащиеся в нефти и в пластовой воде. Вытеснив с поверхностного слоя капель воды природные эмульгаторы, в результате чего капельки воды при столкновении сливаются в более крупные капли и оседают [5].

Чем эффективнее деэмульгатор, тем больше он снижает прочность «бронированного» слоя и тем интенсивнее происходит разрушение эмульсии. В зависимости от свойств и химического строения деэмульгаторы разделяют на водорастворимые и маслорастворимые. Маслорастворимые по своим свойствам быстрее и легче вступают в контакт с каплями нефти.

Механизм их действия заключается в том, что деэмульгатор, адсорбируясь на поверхности раздела фаз «нефть-вода», вытесняет и замещает менее поверхностно-активные природные эмульгаторы.

Деэмульгатор СНПХ – 4114 высокоэффективен и позволяет решить большинство проблем, связанных с качеством подготовки нефти. Однако при его использовании, были выявлены некоторые проблемы. Во-первых, высокая стоимость деэмульгатора СНПХ – 4114. Во-вторых, при проведении Геолого – технических мероприятий может происходить сбой при подготовке скважинной продукции до товарной нефти I группы качества согласно ГОСТ Р 51858-2002 за счет значительного повышения кислотности продукции.

Таким образом поиск более дешевого и эффективного реагента остается актуальной задачей для данной установки.

3.2.5 Расчёт возможности выпадения карбоната кальция по методике «Скиллмена – Мак Дональда – Стиффа»

Исходные данные по химическому составу пластовых вод и термобарическим условиям были взяты с ХХХ месторождения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Химический состав пластовых вод

Ионы	Содержание ионов	
	мг-экв/л	моль
Ca^{2+}	4,5	0,0022
Mg^{2+}	1,4	-
$\text{Na}^+ \text{K}^+$	256,4	-
Cl^-	239,9	-
SO_4^{2-}	0,8	-
HCO_3^-	21,8	0,0217
Температура	90 °C	
pH	7	

По результатам анализа химического состава воды определяют(1) ионную силу раствора (μ), пренебрегая вкладом K^+ , SO_4^{2-} , H^+ :

$$\mu = \frac{\Sigma C_1 + \Sigma C_2 + \Sigma C_3}{2 \times 1000} \quad (1)$$

где ΣC_1 , ΣC_2 , ΣC_3 – сумма концентрации одно-, двух-, и трёхвалентных ионов.

$$\mu = \frac{(239,9 + 256,4 + 21,8) + 2 \times (4,5 + 1,4 + 0,8)}{2 \times 1000} = 0,2675 \text{ моль/л}$$

Используя уравнение Дебая-Гюккеля (2) и полученное значение ионной силы раствора рассчитываем коэффициенты активности индивидуальных ионов:

$$\lg f_a = \frac{A_D \times Z_i^2 \times \sqrt{\mu}}{1 + d_i \times B_D \times \sqrt{\mu}} \quad (2)$$

где A_D и B_D – константы, характеризующие растворимость при определённых термобарических условиях;

Для $t = 90^\circ \text{C}$ константы

равны $A_D = 0,592$

$B_D = 0,3456$

z_i – заряд i -го иона;

d_i – эффективный диаметр i -го иона.

$$\lg f_{Ca^{2+}} = \frac{0,592 \times 2^2 \times \sqrt{0,2658}}{1 + 4 \times 0,3465 \times \sqrt{0,2658}} = -0,59002$$

$$\lg f_{HCO_3^-} = \frac{0,592 \times 2^2 \times \sqrt{0,2658}}{1 + 4 \times 0,3465 \times \sqrt{0,2658}} = -0,17819$$

$$Ca^{2+} = 0,554317$$

$$HCO_3^- = 0,83678$$

Рассчитаем активность каждого иона (3):

$$a_i = C_i \times f_i \quad (3)$$

$$a_{Ca^{2+}} = 0,002253 \times 0,554317 = 0,001249$$

$$a_{HCO_3^-} = 0,002175 \times 0,83678 = 0,018201$$

$$p a_i = -l g a_i \quad (4)$$

$$p a_{Ca^{2+}} = 2,90$$

$$p a_{HCO_3^-} = 1,74$$

Рассчитаем (6) pK_2 и $pPPCaCO_3$ при $t = 90^\circ C$ по следующим эмпирическим законам:

$$l g K_2 = -10,330 + 2,70 \times \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right) \quad (6)$$

$$l g P P C a C O_3 = -8,482 + 2,60 \times \left(1 - \frac{298,2}{t + 273,2}\right)$$

$$l g K_2 = -10,330 + 2,70 \times \left(1 - \frac{298,2}{90 + 273,2}\right) = -9,85$$

$$l g P P C a C O_3 = -8,482 + 2,60 \times \left(1 - \frac{298,2}{90 + 273,2}\right) = -8,95$$

Рассчитываем (7) значение pH_s :

$$p H_s = p K_2 - p P P C a C o_2 + p a_{Ca^{2+}} + p a_{HCO_3^-} \quad (7)$$

$$p H_s = 9,85 - 8,95 + 2,90 + 1,74 = 5,54$$

Находим значение (8) индекса Ланжелье:

$$S I C a C O_3 = p H - P H_s \quad (8)$$

$$S I C a C O_3 = 7 - 5,54 = 1,46$$

Следовательно, процесс образования солей при данных термобарических условиях в попутно добываемых водах, возможно, так как значение индекса Ланжелье больше нуля [4]

4 ФИНАНСОВЫЙ «МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признакам [7].

В данной работе продуктом и целевым рынком являются: продукт товарная нефть, предприятия нефтепереработки (НПЗ). Карта сегментирования приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Карта сегментирования

		Сфера использования товарной нефти		
		Топливо	Синтетические ткани	Переработка в пластмассу
Размер потребителя	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по

сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: ПАО «Газпромнефть» и ОАО «Роснефть». В таблице 9 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 9 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособен		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – ПАО «Газпромнефть»;

Б_{к2} – ОАО «Роснефть».

Вывод: в ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения [7].

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10–Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
	С1. Систематическое повышение уровня квалификации. С2. Квалифицированный персонал С3. Наличие постоянных поставщиков. С4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.	Сл1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. Сл2. Устаревшее оборудование. Сл3. Высокая степень износа оборудования. Сл4. Повышение цен у поставщиков.
Возможности: В1. Спрос на выпуск нефтепродуктов в России, некоторых странах В2. Определение целевой аудиторий В3. Небольшое количество конкурентов на территории Дальнего Востока. В4. Высокое качество поставляемых ресурсов.	Сильные стороны и возможности: 1. Эффективное использование ресурсов производства. 2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.	Слабые стороны и возможности: 1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2. Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологий

Продолжение таблицы 10

Угрозы:	Сильные стороны и угрозы:	Слабые стороны и угрозы:
У1. Увеличение уровня налогов. У2. Повышение требований к качеству продукции. У3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования. У4. Нестабильная ситуация в экономике	1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.	1. Повышение цен на выпускаемую продукцию. 2. Уменьшение уровня добычи сырья

Вывод: в результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем предприятие а также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;

- Усовершенствование качества выпускаемой продукции;

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- Повысить уровень заработной платы у молодых специалистов;

- Своевременно обновлять технологическое оборудование.

- Поиск новых поставщиков [7].

4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

4.2.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график.

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 11).

Таблица 11 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь			февраль			март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Инженер	40															
Расчет на математической модели	Инженер	31															
Обсуждение полученных результатов	Инженер, руководитель	14															
Оформление выводов	Инженер, руководитель	18															
Оформление пояснительной записки	Инженер, руководитель	21															

4.2.2 Бюджет научного исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- Заработная плата;
- Материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- Прочие расходы (услуги связи, ремонт оборудования);
- накладные расходы.

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [7].

Расчет зарплаты

а) Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных часов

$$И_{зп.рук}^{\phi} = n_{\phi} \cdot И_{\phi} \quad (4.9)$$

$$И_{зп.рук}^{\phi} = 72 \cdot 300 = 21600 \text{ руб.},$$

где n_{ϕ} – количество отработанных часов по факту;

$И_{\phi}$ – стоимость одного часа работы руководителя.

б) Месячная зарплата инженера

$$И_{зп}^{\text{мес}} = 3П_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (4.10)$$

$$И_{зп}^{\text{мес}} = 17500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 25025,0 \text{ руб.}$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$И_{зп.инж}^{\phi} = \frac{И_{зп}^{\text{мес}}}{21} \cdot n \quad (4.11)$$

$$И_{зп.инж}^{\phi} = \frac{25025,0}{21} \cdot 94 = 112016,7 \text{ руб.}$$

в) Итого ФЗП сотрудников

$$\text{ФЗП} = И_{зп.рук}^{\phi} + И_{зп.инж}^{\phi} \quad (4.12)$$

$$\text{ФЗП} = 6000 + 112016,7 = 133616,7 \text{ руб.}$$

2) Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В статью включаются затраты на оформление документации. Результаты по данной статье указаны в таблице 12.

Материальные затраты приравнены в таблице 12.

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	600,0	600,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1650,0	1650,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	2716,0

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot C_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} \quad (4.13)$$

$$I_{ам} = \frac{47}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 772,6 \text{ руб,}$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал}$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 13.

Таблица 13– Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	T_z , дней	$I_{ам}$, руб
Компьютер	30000,0	1	47	772,6
Принтер	5000,0	1	9	24,7
Итого $I_{ам}$, руб	–	–	–	797,3

4) Отчисления на социальные нужды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от ФЗП

$$И_{co} = 0,3 \cdot 133616,7 = 40085,0 \text{ руб.} \quad (4.14)$$

5) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от ФЗП, затрат на материалы, амортизации и отчислений на социальные нужды

$$\begin{aligned} И_{пр} &= 0,1 \cdot (\text{ФЗП} + И_{м} + И_{ам} + И_{co}) \\ &= 0,1 \cdot (133616,7 + 2716,0 + 797,3 + 40085,0) = 17721,5 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.15)$$

6) Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)

$$\begin{aligned} И_{накл} &= 0,16 \cdot \text{ФЗП} \\ И_{накл} &= 0,16 \cdot 133616,7 = 21378,7 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (4.16)$$

4.3 Определение ресурсной ресурсосберегающей эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социальноэкономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты[7].

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 14). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения [7]

Таблица 14 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	142318010	5750000	92 718,5	28387,5	148204186,68
2	37514730	5750000	92 718,5	28387,5	4340 0906,68

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:

$$I_{ma} = \sum_{i=1}^n a b_{i \text{ ia}} \quad (4.17)$$

$$I_{mp} = \sum_{i=1}^n a b_{i \text{ ip}} \quad (4.18)$$

где Γ – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a^i – весовой коэффициент i -го параметра; b_{ia}, b_{ip} – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 15.

Таблица 15– Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,25	5	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
3. Надежность	0,20	5	5	4
4. Воспроизводимость	0,25	4	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Роснефть».

$$I_m^p = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6, \quad (4.19)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,25 + 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,5, \quad (4.20)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,25 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,8 \quad (4.21)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,13} = 35,4 \quad (4.22)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5 \quad (4.23)$$

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_{\phi}^{a2}} = \frac{3,8}{0,29} = 13,1 \quad (4.24)$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{35,4}{4,5} = 7,85 \quad (4.25)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a2}} = \frac{35,4}{13,1} = 2,7 \quad (4.26)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{тэр}}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{тэа}}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Сравнительная эффективность разработки представлена в таблице 16.
Таблица 16 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,13	0,29
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	35,4	13,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	7,85	2, 7	

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Роснефть».

Вывод: Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению системы автоматического регулирования температуры:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может применена на крупные средних и мелкие компании.

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. выявлено, два конкурента ПАО «Газпром нефть» и ОАО «Роснефть». Что показала разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: Увеличение уровня налогов, повышение требований к качеству продукции. несвоевременные поставки сырья и оборудования,

Нестабильная ситуация в экономике

4. Был подсчитан заработная плата научного руководителя которая составляет 21600 рублей зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней составляет 112016,7 рублей, отчисления на социальные нужды составляет 40085 рублей, накладные расходы составили 21378,7 рублей.

5. Был изучен сравнительный анализ эффективности исследования, которая показала, что данная разработка позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В целом по работе можно сделать вывод, что проектируемое предприятия имеют высокий коммерческий потенциал, они конкурентноспособные, но в современных условиях требует постоянного совершенствования.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В нашей стране уделяется огромное значение вопросам обеспечения безопасности условий труда. Разработана и широко применяется система мер по охране труда, включающая трудовое законодательство, стандарты безопасности труда, правила и нормы, а также комплексы социально-экономических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих здоровье и безопасные условия труда каждому гражданину России.

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через не плотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключающая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений [8].

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных

метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254. Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности 79 руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр [8].

5.2 Производственная безопасность

Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Вредные факторы - негативные факторы, воздействие которых на человека приводит к снижению работоспособности, ухудшению самочувствия или заболеванию ГОСТ 12.0.003-74.

Превышение уровней шума

Шум - один из наиболее распространенных вредных факторов при бурении скважин и производстве опытно-фильтрационных работ. Источниками

формирования шума и вибрации могут быть буровая установка, горение факелов, работающие машины и механизмы [9].

Длительное воздействие шума на организм человека приводит к следующим последствиям шумовой болезни: снижается производительность труда: ослабляет память, внимание, острота зрения и чувствительность к предупредительным сигналам; снижается чувствительность слуха. Звуки большой силы, уровень которых превышает 120–130 ДБА (уровень шума, замеренный по шкале Ашумомера или эквивалентный уровень шума) вызывают болевое ощущение и повреждения в слуховом аппарате (акустическая травма). Разрыв барабанных перепонки в органах слуха человека происходит под воздействие шума, уровень звукового давления которого составляет примерно 186 ДБА. Нормирование шумового воздействия по ГОСТу 12.1.003-83 показано в таблице 17.

Таблица 17 – Нормирование шумового воздействия по ГОСТу 12.1.003-83

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, ДБА
	3	25	50	100	200	400	800	1600	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и территории предприятий.	5	7	2	8	5	3	1	9	80

Методы защиты от шума делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные мероприятия:

- замена металлических соударяющихся деталей на неметаллические;
- правильная планировка и расположение оборудования (оборудование с шумным производством должно располагаться с подветренной стороны и на достаточном для снижения уровня интенсивности шума расстоянии);

- правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе);
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны и др.) [9].

Превышение уровней вибрации

Вибрация — это совокупность механических колебаний, испытываемых каким-либо телом. Основными характеристиками вибрации являются: частота колебаний, амплитуда перемещения, виброскорость. Источниками могут быть буровая установка, погружной электрический насос, работающие машины и механизмы. Необходимо различать общую и местную вибрации.

Общая вибрация действует на весь организм в целом, а местная только на отдельные части его (верхние конечности, плечевой пояс, сосуды сердца). Под действием вибрации происходит угнетение периферической нервной системы; ослабление памяти; повышение энергетических затрат организма; изменение в нервной и костно-суставной системах; повышение артериального давления.

Гигиенически допустимые уровни вибрации (таблица 18) регламентирует ГОСТ 12.1.012-90.

Таблица 18 – Гигиенические нормы уровней виброскоростей (ГОСТ 12.0.012- 90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
					6	1,5	3	25	50	00	000
Технологическая		08	9	3	2	2	2				
Локальная				15	09	09	09	09	09	09	09

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией:

- а) виброизоляция – применения упругих прокладок;
- б) уравнивание, балансировка;

в) правильная организация труда и отдыха:

— кратковременные перерывы в работе (по 10-15 минут через каждые 1-1,5 часа работы);

— активная гимнастика рук, теплые водяные ванны для конечностей и др.;

г) применение средств индивидуальной защиты: рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве [9].

Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные факторы (согласно ГОСТ 12 0 003 74) – это факторы, приводящие к травме и другому резкому ухудшению здоровья.

Электрический ток

Одним из наиболее опасных факторов является действие электрического тока. Электрические установки, компьютеры, с которыми приходится работать практически всем, представляют для человека большую потенциальную опасность, которая усугубляется тем, что органы чувств человека не могут на расстоянии обнаружить наличия электрического напряжения на оборудовании. В зависимости от условий, повышающих или понижающих опасность поражения электрическим током, помещения относятся к 3 категории. Помещения без повышенной опасности характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую, опасность. К ним относятся жилые помещения, лаборатории, конструкторские бюро, заводоуправление, конторские помещения и другие (Правила устройства электроустановок, 1999, извлечение).

Электропроводка в помещениях проведения анализов должна отвечать требованиям, предъявляемым к электропроводке для помещений без повышенной опасности - сухие, с изолирующими полами. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей

применяют сплошные ограждения (кожухи, крышки, шкафы, закрытые панели и т.п.) [10].

Для обеспечения электробезопасности должны быть предусмотрены меры заземления корпусов всех установок через нулевой провод, покрытие металлических поверхностей инструментов надежной изоляцией, недоступность токоведущих частей аппаратуры.

Обслуживание электроустановок должно производиться с применением изолирующих средств защиты - диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, инструмент с изолированными ручками и электроизмерительные приборы, которые подлежат периодическому испытанию и внешнему осмотру перед применением [10].

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; применение защитных мониторов; оказание первой медицинской помощи ГОСТ 12.1.038-82., ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ.

Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Отклонение показателей микроклимата в помещении

При проведении работ в помещении важным вредным фактором является отклонение показателей микроклимата от норм. Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям [11].

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96, в производственном помещении на постоянных рабочих местах параметры микроклимата должны допустимым показателям микроклимата на рабочих местах (таблица 19).

Таблица 19 – Допустимые показатели микроклимата на рабочих местах производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, t°С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин, nt°опт	Диапазон выше оптимальных величин, t°опт			Если t°<t°опт	Если t°>t°опт
Холодный	IIa	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
Теплый	IIa	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4

К категории II а относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151- 200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

Вычислительная техника является источником существующих тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Объем помещений, в которых работники вычислительных центров, не должны быть меньше 19,5 м³/чел с учетом максимального числа, одновременно работающих в смену. Нормы подачи свежего воздуха в помещение, где установлены компьютеры, приведены в таблице 20.

Таблица 20-Нормы подачи свежего воздуха в помещения

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20М ³ на человека	Не менее 30
20-40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 М ³ на человека	Естественная вентиляция

Для обеспечения нормального микроклимата в рабочей зоне предусматривается комплекс мероприятий, основными из которых являются отопление в холодное время года и вентиляция.

Вентиляцией называется комплекс взаимосвязанных устройств и процессов для создания требуемого воздухообмена в производственных помещениях, основное назначение вентиляции - удаление из рабочей зоны загрязненного или перегретого воздуха и подача чистого воздуха, в результате чего в рабочей зоне создаются необходимые благоприятные условия воздушной среды. Особенно важна вентиляция при проведении лабораторных работ, при работе с химическими соединениями [11].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Одним из требований к рабочему месту оператора является необходимый уровень освещенности.

Для создания благоприятных условий труда важное значение имеет рациональное освещение производственных помещений и рабочих мест. Правильно спроектированное и выполненное производственное освещение улучшает условия работы, снижает утомляемость, способствует повышению производительности труда и качества продукции, благоприятно влияет на производственную среду, повышает безопасность труда, снижает уровень травматизма [12].

Освещение производственного помещения осуществляется естественным и искусственным путем, которые должны обеспечиваться коэффициентом естественного освещения (КЕО) не менее 1,5% СанПиН2-2.1/2.1.1.1278-03.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ м². Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ60-2.

Нормы освещенности рабочей поверхности представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы освещенности рабочих поверхностей

Наименование помещений	Характеристика зрительной работы	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Рабочий кабинет «камеральная комната»	Средняя точность	Свыше 0,5 до 1	1,5	300-500	Лампа дневного света

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп [12].

Повышенная запыленность и 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. Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности [12].

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин.

В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха).

При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок)

закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость.

Затем ему подают необходимый для работы инструмент. Сигнальная веревка служит для вытаскивания, работающего в емкости [12].

Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаса, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк. Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаса срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло промышленное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании внутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СМПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Деэмульгатор	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1.К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоталивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в

установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2. Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены:

костюмом брезентовым;

- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

- бельем нательным;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

при выполнении работы по сливу-наливу железнодорожных цистерн дополнительно:

- валенками.

3. Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4. На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5. Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

6. На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

7. Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное.

Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны [12].

5.3 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды биосферы, охватывающая верхние разрезы гидрогеосферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеводородами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящихся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие [12].

Вредные воздействия на геологическую среду приставлены в таблице 24.

Таблица 24– Вредные воздействия на геологическую среду и природоохранные мероприятия.

Природные ресурсы, компоненты геологической среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Уничтожение и повреждение почвенного слоя	Рекультивация земель
	Загрязнение горюче смазочными материалами	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники, захоронение остатков
	Загрязнение производственными отходами	Вывоз и захоронение отходов (свалки, отвалы)
Грунты	Нарушение состояния геологической среды	Ликвидационный тампонаж скважин, геомониторинг
	Нарушение физико-механических свойств пород	Мероприятия по укреплению грунтов(цементация, битуминизация, силикатизация и др)
Подземные воды	Загрязнение производственными сточными водами и мусором, нефтепродуктами, буровым раствором	Сооружение водоотводов, складирование или вывоз мусора, обезвреживание сточных вод

При производстве работ выполняются все положения по охране недр, окружающей среды и правила пожарной безопасности.

При проведении инженерно-геологических и топогеодезических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- не допускается распугивание животных, рыб и других представителей животного мира;
- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- оставшиеся после рубки пеньки не должны быть выше 10 см;
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- не допускается загрязнение водоёмов и участка проведения работ;
- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности.

Кроме того, при изысканиях необходимо выявлять наличие загрязняющих веществ в геологической среде, опасных для здоровья населения, и осуществлять разработку предложений по утилизации и нейтрализации этих веществ, проводить обследование состояния верхнего слоя грунтов и приводить рекомендации по замене грунтов на отдельных участках территории.

Даже несущественный ущерб, нанесенный окружающей среде, может привести к значительным трудно предсказуемым последствиям в будущем [12].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут привлечь или повлекли за собой жертвы, ущерб здоровью или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);

- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В основу классификации, утвержденной Правительством РФ, чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от количества пострадавших людей, или людей, у которых нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границ распространения поражающих факторов. Это локальные, местные, территориальные, региональные и федеральные чрезвычайные ситуации.

К основным причинам пожаров и загораний относятся следующие:

- нарушение технологического процесса и неисправность оборудования (арматуры, трубопроводов);
- отказ в работе технологического и электрооборудования, устройств контроля, управления и защиты;
- неосторожное обращение с огнем и электроприборами;
- короткое замыкание электрических проводов и возникновение разрядов, вызываемых статическим электричеством;
- нарушение правил пожарной безопасности при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

Основное оборудование технологических объектов размещено на открытых площадках. Выделяющиеся через неплотности оборудования и фланцевых соединений горючие газы рассеиваются естественными воздушными потоками, при этом концентрация этих веществ снижается до безопасного уровня.

Взрывы и пожары возможны только при больших газовыделениях, связанных с крупными авариями [12].

Пожары при утечке газа и разливах нефти развиваются по следующей схеме: - утечка газа (утечка нефти с последующим испарением) – образование облака взрывоопасной газовоздушной смеси – воспламенение газовоздушной смеси от постороннего источника – горение, либо взрыв.

То обстоятельство, что при аварийном выбросе взрывоопасных веществ, концентрации на расстоянии от места возрастают не мгновенно, дает возможность принять меры против возможных взрывов на соседних сооружениях.

Пожаробезопасность объектов обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы проложены надземно на несгораемых опорах;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс подготовки и перекачки нефти, подготовки газа;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- в закрытых помещениях предусмотрена вентиляция, обеспечивающая чистоту воздуха;
- предусмотрен контроль загазованности, аварийная сигнализация при достижении концентрации газов 20% от НКПВ: в закрытых помещениях насосной внутренней и внешней перекачки, блоков БР-1, БИР и автоматическими газоанализаторами типа ГСМ-05. Газоанализаторы заблокированы с системами вентиляции для автоматического включения при концентрации газов 10% от НКПВ;
- на наружных технологических площадках, по периметру обвалования резервуаров установлены ручные извещатели пожарной сигнализации. В закрытых помещениях блоков насосной внутренней перекачки и БР-1, БИР установлены извещатели пожарной сигнализации, поставляемые в комплекте с блоками;

- контроль наружных технологических площадок предусматривается периодически переносными газоанализаторами типа СГГ-20;

- дыхательные клапаны емкостей и резервуаров оснащены огнепреградителями;

- для защиты от превышения давления оборудование оснащено предохранительными клапанами;

- для предотвращения аварийного разлива резервуары нефти ограждены обвалованием, рассчитанным на гидростатическое давление разлившейся жидкости и высотой более уровня рассчитанного объема разлившейся нефти;

- подземные емкости комплектуются насосными агрегатами с электродвигателями во взрывозащищенном исполнении;

- ко всем технологическим площадкам предусмотрены подъездные дороги.

Сигналы о пожаре от пожарных извещателей поступают в операторную.

В случае пожара персонал должен оценить сложившуюся ситуацию и действовать согласно “Плана ликвидации аварии”, с учетом технологического и технического состояния оборудования.

На территории УПН в момент загорания или аварии могут оказаться технологический персонал, ремонтная служба или работники других служб УПН. Персонал ремонтной службы и работники других служб при аварии должны немедленно покинуть территорию УПН. Технологический персонал принимает участие в ликвидации очага загорания, пожара, аварии.

Для эвакуации людей в безопасную зону на УПН имеются:

- переходы через трубопроводы и обвалование;
- два выхода из ограждения территории.

Безопасной зоной считается территория вне границ разлива нефти, на которую не попадают вредные выделения при разгерметизации или продукты горения [12].

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены процессы образования солеотложений и методы их ликвидации, образование водонефтяной эмульсии и метод удаления с помощью ингибитора и деэмульгатора, так же был изучен процесс обессоливания и обезвоживания продукции, и подготовка нефти к товарному виду, рассмотрены методы и оборудования, используемое для подготовки нефти,

Был осуществлен подбор технологической схемы УПН ХХХ нефтегазового месторождения, который показал, что данная схема недостаточно эффективна. Об этом свидетельствует повышенный ДНП товарной нефти. Для решения данной проблемы был выбран оптимальный вариант технологического режима и использовано дополнительное оборудование (теплообменник и сепаратор).

Результаты исследования показали, что при повышении температуры в концевом сепараторе понижается давление насыщенных паров товарной нефти. Это связано с растворимостью и летучестью легких углеводородов, содержащихся в нефти. Поэтому оптимальным вариантом технологического режима является режим с повышенной температурой и пониженным давлением, т.е. с температурой 52°C в С-2 и давлением в ОН-1 201кПа.

Также была выбрана оптимальная технологическая схема. Данная схема представляет собой схему, которая изображена на рисунке 9. Эта схема справляется со своей задачей, то есть давление насыщенных паров по данной схеме снижается до значения по ГОСТ 51858-2002, Значение давления насыщенных паров товарной нефти, выходящей из концевой сепаратора, равно 66 кПа при температуре в КС-1 46°C. Таким образом выбран технологический режим и подобрана оптимальная технологическая схема УПН ХХХ нефтегазового месторождения.

Список использованных источников

1. Ахметшина И.З. Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов. О механизме образования солеотложений 1981 г. — 26—28 с.
2. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти // Обзор. информ. Сер. Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. – 1988. – Вып. 4. – 51
3. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение эмульсий. М.: Недра, 1982.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011 г. – 288 с
5. Технологический регламент УПН «ХХХ» месторождения. 2015г-83с.
6. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А. Способы предотвращения солеотложений при разработке и эксплуатации залежей нефти // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1
7. Рыжакина Т.Г. Экономика и управления производством. Расчет экономической части дипломного проекта. Учебное издание ТПУ – 2013г.
8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2018 N 542-ФЗ.
9. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
11. ГН 2.2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
12. Регламент охраны труда на УПН «ХХХ» месторождения. 2015