

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технология разделения нефтяной эмульсии в процессе сбора и подготовки нефти на Г. нефтегазоконденсатном месторождении»

УДК 622.276.8.(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М. В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Учебная степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	К.Г-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической 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 образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	3971/С от 02.06.2017
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по Г. нефтегазоконденсатному месторождению, пробы нефти, реагенты-деэмульгаторы</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Характеристика Г. нефтегазоконденсатного месторождения2. Способы образования водонефтяных эмульсий, их свойства и методы разрушения3. Техничко-технологическое обоснование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.02.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Учетная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			24.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович		24.02.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость внедрения дезмульгатора в процесс подготовки нефти на УПН Г. месторождения</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	НДС

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения дезмульгатора Ketelix 3471</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости Ketelix 3471;</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет срока окупаемости; Оценка рентабельности инвестиций</i>

Перечень графического материала

<p>1. Расчетные формулы</p> <p>2. Таблицы: Расчет годовой стоимости дезмульгаторов Результаты расчета профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости Ketelix 3471 Чистая текущая стоимость Ketelix 3471</p> <p>3. График: профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости</p>
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Зорин А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Рабочая зона – установка подготовки нефти (УПН) «Г.ская», офисные помещения, блоки автоматики. Во время обслуживания оборудования УПН много мероприятий происходят на открытой местности. Большинство операций проводятся в условиях повышенных давлений.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов, присутствующих в процессе сбора и подготовки нефти на УПН «Г.ская»</i> <i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов, присутствующих в процессе сбора и подготовки нефти на УПН «Г.ская»</i>	<i>Вредные факторы: повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны пониженная температура окружающей среды, повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации, неудовлетворительная освещенность, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</i> <i>Опасные факторы: Электрический ток, пожаровзрывоопасность, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, сосуды и аппараты работающие под давлением, токсичные и вредные вещества.</i>
2. Экологическая безопасность	<i>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; Источники загрязняющих веществ на объектах; Перечень и анализ мероприятий по снижению выбросов вредных веществ; Мероприятия организационно-технического характера;</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>Возможные ЧС на объекте: Техногенного характера (пожары, взрывы, аварии, газонефтеводопроявления); Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Учeная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Зорин Алексей Александрович		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений
 Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2017	Введение	5
26.03.2017	Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения эмульсий.	10
28.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
3.04.2017	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2017	Характеристика метода и объекта исследования	5
16.04.2017	Исследование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
11.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
17.05.2017	Заключение	5
18.05.2017	Реферат, аннотация	2
19.05.2017	Предварительная защита дипломной работы	–
25.05.2017	Написание пояснительной записки	2
26.05.2017	Подготовка доклада	3
26.05.2017	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 92 страниц, 6 рисунков, 19 таблиц, 29 источников.

Ключевые слова: ЭМУЛЬСИЯ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, ДИСПЕРГИРОВАНИЕ, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ, АДСОРБЦИЯ.

Объектом исследования является технология разделения водонефтяных эмульсий на Г. месторождении.

Цель работы – анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения водонефтяной эмульсии.

В процессе исследования была рассмотрена геологическая и геолого-промысловая характеристика месторождения, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения. История проектирования и состояния разработки. Описано понятие о нефтяных эмульсиях. Перечислены причины образования; описаны методы предотвращения образования и борьбы с эмульсиями на месторождении. Проведен анализ промышленных испытаний деэмульгаторов разных марок. Рассмотрена социальная ответственность при работах, связанных с подготовкой нефти.

В результате исследования выбран наиболее эффективный реагент и доказана экономическая эффективность ввода его в технологию.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- УПН – установка подготовки нефти;
- СИКН – система измерения и контроля качества нефти;
- БН-5,4 – блок нагрева нефти;
- ГРП – газораспределительный пункт;
- УБС – установка блочная сепарационная;
- НГС – нефтегазовый сепаратор второй сепарации;
- ГС – газовый сепаратор;
- ВГС – вертикальный газовый сепаратор;
- КС – конденсатосборник;
- ОГ – отстойник горизонтальный;
- БРХ – блок распределения хим. реагента;
- ЕПП – емкость подземная дренажная аварийная;
- УПОГ – установка предварительного отбора газа;
- РВС – резервуар вертикальный стальной.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
1.1 Общие сведения о месторождении	13
1.2 Краткая геологическая характеристика	13
1.3 Геолого-промысловая характеристика	13
1.4 История проектирования разработки	24
1.5 Состояние разработки	26
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	30
2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях	30
2.2 Причины образования нефтяных эмульсий	31
2.3 Методы предотвращения образования эмульсий	34
2.4 Механизм разделения нефтяных эмульсий	36
2.5 Понятие об обезвоживании нефти. Методы обезвоживания нефти	38
2.5.1 Гравитационный отстой	38
2.5.2 Центрифугирование	39
2.5.3 Фильтрация	39
2.5.4 Электрообработка эмульсий	40
2.5.5 Воздействие магнитного поля	43
2.5.6 Термохимическое обезвоживание и обессоливание	44
2.5.6.1 Понятие о реагентах-деэмульгаторах нефтяных эмульсий	45
2.5.6.2 Технология применения деэмульгаторов в процессах промысловой подготовки нефти	48
2.5.6.3 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам	51
2.6 Схема подготовки нефти на УПН Г. месторождения	52
2.6.1 Обезвоживание нефти на УПН «Г.ская»	55
2.7 Промышленные испытания деэмульгаторов на УПН Г. месторождения	56
2.7.1 Результаты испытаний деэмульгаторов	57
2.7.1.1 Деэмульгатор АМ-7 ТОО «Сатурн»	58
2.7.1.2 Деэмульгатор Servo СС 9431	58
2.7.1.3 Деэмульгатор Kemelix 3471	59
2.7.1.4 Деэмульгатор СОЮЗ-1000	60
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
3.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия	61
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
4.1 Производственная безопасность	64
4.1.1 Анализ выявленных вредных факторов	66
4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов	69
4.2 Экологическая безопасность	77
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
Список литературы	90

ВВЕДЕНИЕ

Извлеченная вместе с нефтью на поверхность пластовая вода является вредной примесью, которую необходимо удалять из нефти. Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем стойкость эмульсий увеличивается. Это является одной из причин того, что извлеченную нефть нужно обезвоживать как можно раньше с момента образования эмульсии, не допуская ее старения. Наиболее целесообразно проводить разделение воды и нефти на месторождениях.

Второй, наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах, где её и добывают, является высокая стоимость транспорта балласта – пластовой воды. Транспорт обводненной нефти удорожается не только в результате перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % расходы на транспорт возрастают в среднем на 3–5% при каждой перекачке.

Целью работы является анализ и выбор наиболее эффективного способа разделения водонефтяной эмульсии.

В данной работе исследовалась эффективность воздействия деэмульгаторов разных марок на водонефтяную эмульсию во время промышленных испытаний и выбор наиболее эффективного реагента для подготовки нефти на Г. месторождении.

Проведен расчет экономической эффективности использования выбранного деэмульгатора.

Выбранный реагент позволяет отделять воду от нефти до требуемых показателей.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о месторождении

Г. нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Парабельского района Томской области, в 50 км к северо-западу от г. Кедровый.

Лицензия ТОМ №00082 НЭ от 29.10.1998 г., выдана ОАО «Томскнефть» ВНК на срок до 01.01.2028 г., (636780, Российская Федерация, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23, телефон (38259) 6-93-05, факс (38259) 6-96-35).

Лицензия ТОМ №00051 НЭ от 18.09.1998 г., выдана ОАО «Томскнефть» ВНК на срок до 17.09.2021 г., (636780, Российская Федерация, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23, телефон (38259) 6-93-05, факс (38259) 6-96-35).

Месторождение находится в районе с развитой инфраструктурой.

1.2 Краткая геологическая характеристика

Тектонически Г. месторождение приурочено к зоне центральной Западно-Сибирской герцинской складчатой системы в пределах сочленения Усть-Тымского грабен рифта и Айгольской синклинии.

Промышленно нефтегазоносными на месторождении являются отложения коры выветривания палеозойского фундамента (пласт М), коренного палеозоя (M_1), продуктивные отложения пешковской свиты среднеюрского возраста (пласт $Ю_{15}$), продуктивные отложения тюменской свиты среднеюрского возраста (пласты $Ю_2, Ю_{10}, Ю_{11}, Ю_{12}, Ю_{13}, Ю_{14}$) и продуктивные отложения васюганской свиты средне-верхнего отдела юрской системы (пласты $Ю_1^{1-2}, Ю_1^3, Ю_1^4$).

1.3 Геолого-промысловая характеристика

Пласт Ю₁¹⁻². Выявлена одна залежь.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 7,9 x 8,0 км, высота 96 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (143 определения из 12 скважин), проницаемость (119 определений из 12 скважин); по ТИС: пористость (192 определения в 39 скважинах), проницаемость (192 определения в 39 скважинах).

Газонасыщенность определена по результатам исследования керна (11 определений из трех скважин) и по результатам ТИС (189 определений в 39 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ТИС.

ОФП для проектирования приняты по данным исследований образцов керна пласта Ю₁^{1,2} (одно определение из одной скважины).

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата определены по результатам одного газоконденсатного исследования.

Свободный газ метанового типа. Конденсат метаноафтенового типа.

Пласт Ю₁³. Выявлена одна залежь.

Зоной литологического замещения залежь делится на две неравные части - северную и южную с тонким соединяющим перешейком в районе скважины № 8Р.

Северная часть залежи газовая, пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. Размеры залежи 6,0 x 6,2 км, высота 71 м.

Южная часть залежи газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 4,5 x 4,7 км, высота 62 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (91 определение из 13 скважин), проницаемость (78 определений из 12 скважин); по ГИС пористость (122

определений в 46 скважинах), проницаемость (122 определений в 46 скважинах); по ГДИС: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Газонасыщенность определена по результатам исследования керна (два определения из одной скважины) и по результатам ГИС (111 определений в 34 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП для проектирования приняты результатам исследований образцов керна пласта Ю₁¹⁻².

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата определены по результатам одного газоконденсатного исследования.

Свободный газ метанового типа. Конденсат метанонафтового типа.

Пласт Ю₁⁴. Выявлена одна залежь.

Залежь газовая, пластовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 8,2 x 3,5 км, высота 61 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (138 определений из 13 скважин), проницаемость (114 определений из 12 скважин); по ГИС пористость (221 определения в 23 скважинах), проницаемость (221 определения в 23 скважинах); по ГДИС: проницаемость (три определения в трех скважинах).

Газонасыщенность определена по результатам исследования керна (два определения из двух скважин) и по результатам ГИС (212 определения в 23 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП для проектирования приняты результатам исследований образцов керна пласта Ю₁¹⁻².

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата определены по результатам одного газоконденсатного исследования.

Свободный газ метанового типа. Конденсат метанонафтового типа.

Пласт Ю₂. Выявлено две залежи.

Залежь в районе скважин №7Р и №12Р газовая, пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 2,6 х 2,4 км, высота 52 м.

Центральная залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 3,7 х 1,2 км, высота 32 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (69 определений из 8 скважин), проницаемость (65 определений из 8 скважин); по ГИС пористость (59 определений в 12 скважинах), проницаемость (59 определений в 12 скважинах).

Газонасыщенность определена по результатам исследования керна (четыре определения в одной скважине) и по результатам ГИС (58 определений в 12 скважинах).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

ОФП для проектирования приняты по данным исследований образцов керна пласта Ю₂ (одно определение из одной скважины).

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата определены по результатам одного газоконденсатного исследования.

Свободный газ метанового типа. Конденсат метанонафтового типа.

Пласт Ю₁₀. Выявлено две залежи.

Залежь в районе скважины №7Р нефтяная с газовой шапкой, пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. Размеры залежи 7,7 х 6,1 км, высота 78 м. Размеры газовой шапки 2,9 х 0,6 км, высота 16 м.

Залежь в районе скважины №301Р газовая, пластовая, сводовая. Размеры залежи 0,8 х 0,6 км, высота 11 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (105 определений из 10 скважин), проницаемость (91 определение из 10 скважин); по ГИС: пористость (211 определения в 43 скважинах), проницаемость (211 определения в 43 скважинах); по ГДИС: проницаемость (10 определений в 5 разведочных

скважинах и 3 эксплуатационных).

Нефтенасыщенность определена по результатам исследования керна (10 определений из одной скважины); по результатам ГИС (183 определений в 37 скважинах). Газонасыщенность определена по результатам исследования керна (одно определение из одной скважины); по результатам ГИС (27 определений в 6 скважинах).

$K_{\text{выт}}$ и ОФП приняты по данным исследований керна (пять определений из одной скважины).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти изучены по шести поверхностным и одной глубинной пробам. Нефть сернистая, тяжелая, парафинистая, смолистая.

Свойства газа газовой шапки приняты по аналогии с пластами Ю₁-Ю₂. Газ газовой шапки метанового типа.

Пласт Ю₁₁. Выявлено две нефтяные залежи.

Залежь в районе скважины № 10Р пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 4,6 x 3,2 км, высота 36 м.

Залежь в районе скважины № 113 пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 2,7 x 2,3 км, высота 74 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по ГИС: пористость (86 определений из 18 скважин), проницаемость (86 определений из 18 скважин); по ГДИС: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (81 определений в 18 скважинах).

ОФП и $K_{\text{выт}}$ для проектирования приняты по результатам исследований образцов керна пласта Ю₁₀.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти пласта изучены по двум поверхностным пробам.

Нефть тяжелая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт Ю₁₂. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 7,0 x 2,7 км, высота 57 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (35 определений из трех скважин), проницаемость (35 определений из трех скважин); по ГИС пористость (84 определений в 18 скважинах), проницаемость (84 определений в 18 скважинах); по данным ГДИС: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (83 определений в 18 скважинах).

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований образцов керна пласта Ю₁₀.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти изучены по двум поверхностным пробам.

Нефть тяжелая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт Ю₁₃. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, литологически экранированная. Размеры залежи 3,0 x 1,0 км, высота 13 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам ГИС пористость (22 определений в 5 скважинах), проницаемость (22 определений в 5 скважинах). Нефтенасыщенность определена по результатам ГИС (22 определений в 5 скважинах).

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований образцов керна пласта Ю₁₀.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти изучены по двум поверхностным

пробам.

Нефть тяжелая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт Ю₁₄. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, литологически и стратиграфически экранированная. Размеры залежи 4,0 x 3,9 км, высота 58 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (12 определений из двух скважин), проницаемость (12 определений из двух скважин); по ГИС: пористость (61 определение в 19 скважинах), проницаемость (61 определение в 19 скважинах); по данным ГДИС: проницаемость (одно определение в одной скважине).

Нефтенасыщенность определена по ГИС (59 определений по 19 скважинам).

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований образцов керна пласта Юю.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти изучены по двум поверхностным пробам.

Нефть пласта тяжелая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт Ю₁₅. Выявлена одна залежь.

Залежь нефтяная, пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная. Размеры залежи 3,1 x 2,6 км, высота 38 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (36 определений из двух скважин), проницаемость (36 определений из двух скважин); по ГИС: пористость (66 определений в 10 скважинах), проницаемость (66 определений в 10 скважинах).

Нефтенасыщенность определена по результатам исследования керна (семь определений из двух скважин); по результатам ГИС (66 определений из 10 скважин); по данным ГДИС: проницаемость (одно определение в одной скважине).

ОФП и Квыт для проектирования приняты по результатам исследований образцов керна пласта Юю.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства нефти пласта изучены по двум поверхностным пробам.

Нефть тяжелая, сернистая, парафинистая, смолистая.

Пласт М. Выявлено четыре залежи.

Залежь основного блока нефтяная с газовой шапкой, пластовая, сводовая, литологически и тектонически экранированная. Размеры 6,3 x 1,4 км, высота 156 м. Размеры газовой шапки 1,7 x 0,6 км, высота 20 м.

Залежь района скважины № 203 нефтяная, тектонически и литологически экранированная. Размеры 2,1 x 1,0 км, высота 65 м.

Залежь восточного блока нефтяная, пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Размеры 3,4 x 0,7 км, высота 76 м.

Залежь района скважины № 301Р газовая, пластовая, сводовая, литологически и тектонически ограниченная. Размеры залежи 1,5 x 0,7 км, высота 44 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (138 определений из 10 скважин), проницаемость (76 определений из 10 скважин); по ГИС: пористость (227 определений в 15 скважинах), проницаемость (227 определений в 15 скважинах); по ГДИС - проницаемость (13 определений в восьми разведочных скважинах и четырех эксплуатационных).

Нефтенасыщенность определялась по результатам исследования керна (шесть определений из двух скважин); по ГИС (219 определений в 15 скважинах). Газонасыщенность определена по ГИС (два определения в двух скважинах).

Квыт и ОФП приняты по данным исследований керна (семь определений из двух скважин).

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, и нефте- и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Свойства нефти пласта изучены по 29 поверхностным и 6 глубинным пробам.

Нефть малосернистая, тяжелая, парафинистая, смолистая.

Свойства газа газовой шапки приняты по аналогии с газом пластов Ю₁-Ю₂. Газ газовой шапки метанового типа.

Пласт М₁. Выявлена одна залежь.

Залежь района скважины № 810 нефтяная, массивная, тектонически экранированная. Размеры 2,3 x 1,05 км, высота 42 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по результатам исследования керна: пористость (13 определений из 1 скважины), проницаемость (13 определений из 1 скважины); по ГИС: пористость (13 определений в 1 скважине), проницаемость (13 определений в 1 скважине).

Нефтенасыщенность определялась по результатам ГИС (13 определений в 1 скважине).

Квыт и ОФП приняты по аналогии с пластом М₁ Чкаловского месторождения.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Свойства нефти пласта изучены по 1 поверхностной и трем глубинным пробам.

Нефть малосернистая, парафинистая, смолистая, средняя, маловязкая.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

№№ п/п	Параметры	Размерность	Объекты			
			Ю _{1,2}	Ю ₁₀₋₁₅	М	М ₁
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2487	2690,1	2710	2909,8
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-	-2670,-2676,- 2669,-2712,- 2720,-2772,- 2787	-2753,-2715,- 2776	-
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-2592	-2615	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-2466,- 2465,- 2467,-2500	-2611	-2675	-
5	Тип залежи		пластовая сводовая, литологически и тектонически ограниченная			массивная, тектонически экранированная
6	Тип коллектора		поровый		трещинно-каверново-поровый	порово-каверново-трещинный
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	-/50798	34545/1926	11299/1584	2401/-
8	Средняя общая толщина	м	38,1	48,6	47,6	25,2
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	-	26,7	8,1	19,1
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	21,9	3,1	11,4	-
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	2,2	-	10,3	-
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,15	0,13	0,17	0,04
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	-	-	-	-
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВИЗ	доли ед.	-	-	-	-
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	-	0,63	0,50	0,83
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	0,56	0,69	0,49	-
17	Проницаемость	мкм ²	0,003	0,002	0,005	0,011
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,53	0,44	0,35	0,43
19	Расчлененность	ед.	2,3	2,3	6,8	6,0

20	Начальная пластовая температура	°с	83	97,4	97,4	96,0
21	Начальное пластовое давление	МПа	26	27,7	27,7	28,7
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	-	0,51	0,51	1,23
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	-	0,658	0,658	0,705
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	-	0,862	0,862	0,852
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	-	1,477	1,477	1,366
26	Содержание серы в нефти	%	-	0,88	0,8	0,51
27	Содержание парафина в нефти	%	-	5	5,89	5,9
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	-	27,7	27,7	23,0
29	Газосодержание	м ³ /т	-	162,2	162,2	140,2
30	Давление начала конденсации	МПа	26,0	27,7	27,7	-
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³	0,723	0,723	0,723	-
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с	0,877	0,877	0,877	-
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C5+)	г/м ³	168,8	168,8	168,8	-
34	Содержание сероводорода	%	отс	ОТС	ОТС	ОТС
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с	0,0175	0,0175	0,0175	-
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³	212,5	212,5	212,5	-
37	Коэффициент сжимаемости газа	доли ед.	0,948	0,948	0,948	-
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,36	0,35	0,35	0,35
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,029	1,04	1,04	1,04
40	Сжимаемость					
41	нефти	1/МПахЮ ⁻⁴	-	30	30	16
42	воды	1/МПахЮ ⁻⁴	4,42	5,37	5,37	5,37
43	породы	1/МПахЮ ⁻⁴	1,76	1,76	1,58	3,55
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	-	0,400	0,264	0,501
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.	-	0,338	-	-
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	0,55	0,20	1,3	10,1
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:					
48	А	МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	ОТС	ОТС	ОТС	ОТС
49	В	МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	отс	ОТС	отс	ОТС

1.4 История проектирования разработки

1. «Проект пробной эксплуатации Г. месторождения», СибНИИНП, 1985 г.;
2. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Г. месторождения» (протокол ЦКР №2836 от 18.04.2002 г.);
3. «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Г. месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» (протокол ЦКР №3475 от 10.11.2005 г.);
4. «Технологическая схема разработки Г. месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» (протокол ЦКР № 4633 от 09.07.2009 г.);
5. «Дополнение к технологической схеме разработки Г. нефтегазоконденсатного месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть» (протокол ЦКР №61-13 от 10.12.2013 г.) со следующими основными положениями и технологическими показателями*:

Максимальные проектные уровни:

- добычи нефти - 172,0 тыс. т (2016 г.)
- добычи жидкости - 351,8 тыс. т (2024 г.)
- добычи газа газовых шапок - 38 тыс. м³ (2026 г.)
- добычи свободного газа - 294,1 тыс. м³ (2029 г.)
- добычи конденсата - 43,9 тыс. т (2029 г.)
- закачки воды - 463,8 тыс. м³ (2022 г.)
- использование растворенного газа - 95% (с 2015 г.) (согласно заключению Минэнерго России)

Выделение трех объектов разработки:

- два нефтяных - пласты М и Ю₁₀₋₁₅.
- один газоконденсатный - газовые шапки пластов М, Ю₁₀, залежи свободного газа пластов Ю₁₋₂, М, Ю₁₀.

Система разработки:

- газоконденсатный объект - площадная с расстоянием между

скважинами 1000м, ПСС - 100 га;

– объект Ю₁₀₋₁₅ - пятиточечная с расстоянием между скважинами 600м, ПСС - 36 га;

– объект М - избирательная с расстоянием между скважинами 600м, ПСС - 36 га.

Общий фонд скважин - 100, в т.ч. добывающих нефтяных 44, нагнетательных 24, добывающих газовых 17, ликвидированных 13, водозаборных 2.

Фонд скважин для бурения - 69, в т.ч. добывающих нефтяных 27, нагнетательных 24, добывающих газовых 16, водозаборных 2.

Накопленная добыча нефти 3733 тыс.т.

Достижение КИН - 0,193 (категория запасов В₁), в т.ч. по объектам:

– объект Ю₁₀₋₁₅ КИН - 0,212, К_{выт}=0,409, К_{охв}=0,518.

– объект М КИН - 0,159, К_{выт}=0,278, К_{охв}=0,572.

Достижение КИК - 0,712.

6. «Проект пробной эксплуатации пласта М₁ Г. нефтегазоконденсатного месторождения Томской области», ОАО «ТомскНИПИнефть» (протокол ЦКР №24-15 от 13.10.2015 г.) с основными положениями и технологическими показателями приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные положения и технологические показатели проекта пробной эксплуатации пласта М₁

Ориентировочные уровни	1 год	2 год	3 год
Добычи нефти, тыс. т	33,6	28,6	16,5
Добычи жидкости, тыс. т	34,1	29,1	17,3
Закачки воды, тыс. м ³	0,0	0,0	0,0
Добычи растворенного газа, млн. м ³	4,7	4,0	23
Использование растворенного газа	27,6	37,1	43,0

Выделение одного объекта разработки – М₁.

Система разработки: избирательная с расстоянием между скважинами 600м.

На период пробной эксплуатации:

Предусматривается в первый год перевод скважины №810 с объекта

Ю₁₀₋₁₅; во второй год при условии значительного падения дебита на скважине №810 проведение кислотного ОПЗ и в третий год контроль за эксплуатацией скважины №810.

Общий фонд скважин - одна добывающая.

Фонд скважин для бурения отсутствует.

ПВЛГ - одна добывающая скважина КОПЗ - 1 скв/опер

Накопленная добыча нефти - 78,7 тыс.т.

На полное развитие:

Общий фонд скважин - 6, в т.ч. 5 добывающих и одна нагнетательная.

Фонд скважин для бурения - отсутствует.

ПВЛГ - 6 добывающих скважин

Перевод добывающей скважины в нагнетательный фонд

КОПЗ - 1 скв/опер

Накопленная добыча нефти - 244 тыс.т.

Достижение КИН - 0,294, при Кохв=0,587, Квыт=0,501

1.5 Состояние разработки

Месторождение открыто в 1983 г., в промышленную разработку введено в 1987 г.

Газоконденсатный объект Ю₁₋₂ по состоянию на 01.01.2016г. в разработку не введен.

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 53 скважины, в т.ч. 43 добывающих (19 действующих, 5 бездействующих, 2 в консервации, одна переведена под закачку, 2 переведено в контрольный фонд, 5 в ожидании ликвидации, 13 ликвидировано) 8 нагнетательных (4 действующих, 4 в отработке на нефть, одна переведена в водозаборный фонд) и 2 водозаборных (все действующие).

Пробуренный фонд скважин превышает проектное значение. Количество действующего фонда добывающих скважин равно проекту (по

проекту 19, по факту 19 в т.ч. в отработке на нефть 4 нагнетательных скважины).

По состоянию на 01.01.2016г. на месторождении отобрано 397 тыс. т. Нефти (по проекту 445 тыс.т). Добыча свободного газа не велась. Текущий КИН - 0,020 (по проекту 0,022). Отбор от НИЗ составляет 10% (по проекту 11,2%).

За 2015 год на месторождении добыто 129,3 тыс. т. нефти (по проекту 166,4 тыс. т.). Обводненность составила 9,8% (по проекту 22,4%).

Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено более высоким темпом падения добычи по новым скважинам, а также не подтверждением нефтенасыщенных толщин.

Запланированные мероприятия по вводу новых скважин выполнены в полном объеме, проведено 19 ГРП как на новых скважинах, так и на существующем фонде (по проекту 12 ГРП). Мероприятия по выводу скважин из бездействия, переводу добывающих скважин под закачку выполнены частично.

Объект Ю₁₀₋₁₅ введён в разработку в 1988 г.

По состоянию на 01.01.2016 г. пробурено 26 скважин, в т.ч. 19 добывающих, (14 действующих, 4 бездействующих, одна переведена под закачку, одна переведена в контрольный фонд, 3 в ожидании ликвидации) и 7 нагнетательных (4 действующих, 3 в отработке на нефть, одна переведена в водозаборный фонд).

Пробуренный фонд скважин превышает проектное значение. Количество действующего фонда добывающих скважин больше на 3 скважины (по проекту 11, по факту 14 в т.ч. в отработке на нефть 3 нагнетательных скважин).

По состоянию на 01.01.2016 г. добыто 178 тыс. т нефти (по проекту 223 тыс.т.). Текущий КИН - 0,012 (по проекту 0,015). Отбор от НИЗ - 6,0% (по проекту 7,5%).

За 2015 г. добыто 67,2 тыс. т нефти (по проекту 91,9 тыс.т). Темп отбора

от НИЗ - 2,3%. Обводненность составила - 15% (по проекту 23,7%).

Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено более высоким темпом падения добычи по новым скважинам, в следствии чего среднегодовой дебит оказался ниже предусмотренного проектом.

Основной вид ГТМ давший дополнительную добычу нефти - ГРП. По состоянию на 01.01.2016г. проведено 24 операции ГРП. Дополнительная добыча нефти составила 132,2 тыс.т.

Текущее пластовое давление 25,9 МПа за период разработки снизилось на 1,8 МПа (начальное 27,7 МПа). Система ППД начала формироваться в 2014 году. В настоящее время закачка носит избирательный характер.

Объект М введён в разработку в 1987 г.

По состоянию на 01.01.2016 г. пробурено 25 скважин, в т.ч. 24 добывающих, (4 действующих, 1 бездействующих, 2 в консервации, 2 переведено на другие объекты, одна переведена в контрольный фонд, 2 в ожидании ликвидации, 13 ликвидировано) и 1 нагнетательная (в отработке на нефть).

Пробуренный фонд скважин не соответствует проектному значению. Количество действующего фонда добывающих скважин меньше на 4 скважины (по проекту 8, по факту 4 в т.ч. в отработке на нефть одна нагнетательная скважина).

По состоянию на 01.01.2016 г. добыто 162 тыс. т. нефти (по проекту 188 тыс.т.). Текущий КИН - 0,036 (по проекту 0,042). Отбор от НИЗ – 21,2% (по проекту 24,6%).

За 2015 год добыто 4,8 тыс. т. нефти (по проекту 40,9 тыс.т). Темп отбора от НИЗ - 0,6%. Обводненность составила - 16% (по проекту 32%).

Отставание фактических уровней добычи от проектных обусловлено не подтверждением нефтенасыщенных толщин по результатам бурения, в следствии чего новые скважины введены в меньшем объеме.

Основной вид ГТМ давший дополнительную добычу нефти - обработки призабойных зон химреагентами. По состоянию на 01.01.2016 г. проведено 39

ОПЗ. Дополнительная добыча нефти составила 12,6 тыс.т. Также на объекте М были проведены 1 кислотное и 1 проппантное ГРП. Дополнительная добыча нефти составила 2,8 тыс.т. Данный вид ГТМ для объекта М признан неэффективным.

Текущее пластовое давление 23,3 МПа за период разработки снизилось на 4,4 МПа (начальное 27,7 МПа). Система ППД по объекту не сформирована.

Объект М₁ введён в разработку в 2015 г.

По состоянию на 01.01.2016 г. пробуренных скважин нет. На объекте числится одна действующая скважина переведенная с объекта М.

Фонд скважин для бурения не предусмотрен. Общий фонд скважин не соответствует проектному значению. Количество действующего фонда добывающих скважин меньше на 4 скважины (по проекту 8, по факту 4 в т.ч. в отработке на нефть одна нагнетательная скважина).

Фонд скважин для бурения не предусмотрен. Общий фонд скважин соответствует проектному значению. Количество действующего фонда добывающих скважин соответствует проектному.

По состоянию на 01.01.2016 г. добыто 57 тыс. т. нефти (по проекту 33,6 тыс.т.). Текущий КИН - 0,060 (по проекту 0,036). Отбор от НИЗ - 20,4% (по проекту 12,2%). Обводненность составила - 2,2% (по проекту 1,3%).

Превышение фактических уровней добычи над проектными обусловлено более высоким коэффициентом эксплуатации.

Текущее пластовое давление 26,5 МПа за период разработки снизилось на 2,2 МПа (начальное 28,7 МПа). Система ППД по объекту не сформирована[1].

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Понятия о нефтяных эмульсиях

На разных стадиях разработки нефтяных месторождений содержание воды в нефти может быть различным: в начальной стадии может добываться практически безводная нефть, затем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и более.

Вода в нефти появляется вследствие поступления к забою скважины подстилающей воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления. При движении нефти, и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание, а в результате перемешивания – дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют *диспергированием*. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются *эмульсии*.

Под эмульсией понимают такую смесь двух взаимно не растворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул). Диспергированную жидкость называют внутренней, или дисперсной фазой, а жидкость, в которой она находится, – дисперсионной, или внешней средой.

Нефтяные эмульсии бывают двух типов: вода в нефти и нефть в воде. Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями типа вода в нефти. Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широких пределах: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа нефть в воде (в пластовой воде диспергированы капельки нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л).

2.2 Причины образования нефтяных эмульсий

Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Если взять чистую воду и чистую нефть, то сколько бы мы их ни перемешивали, эмульсия не образуется. Чтобы она образовалась, необходимо наличие в нефти особых веществ – природных эмульгаторов. Такие природные эмульгаторы в том или ином количестве всегда содержатся в пластовой нефти. К ним относятся асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты и другие мельчайшие механические примеси, как ил и глина.

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек воды частицы эмульгирующего вещества на поверхности этих капелек (или, как обычно принято говорить, на поверхности раздела фаз) образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек. На рис. 2.1 схематически изображена такая пленка на поверхности глобулы воды.

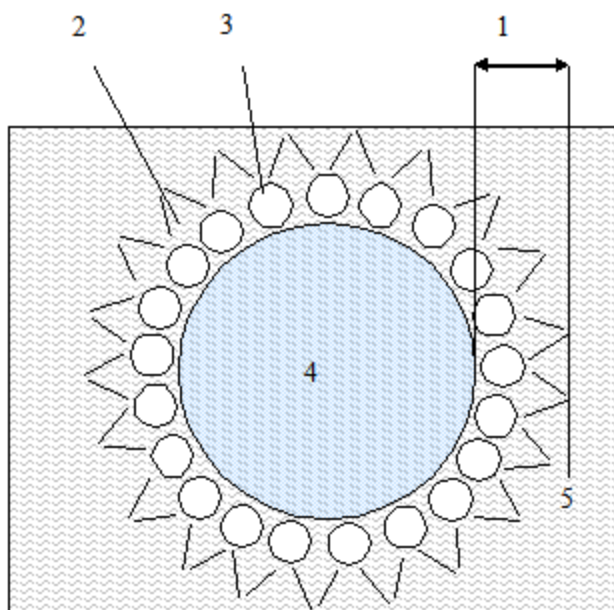


Рис 2.1 – Схематичное изображение пленки на поверхности глобул воды.

- 1 – толщина пленки;
- 2 и 3 – эмульгирующие вещества;
- 4 – капля воды; 5 – нефть.

С явлением образования пленки на поверхности глобулы воды связывают процесс «старения» эмульсии. Под процессом старения понимают упрочнение

пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии может протекать быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно первоначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или даже прекращается. По истечении определенного времени пленки вокруг глобул воды становятся очень прочными и трудно поддаются разрушению.

В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на три вида:

- легко расслаивающиеся;
- средней стойкости;
- стойкие.

В легко расслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные – размером от 50 до 100 мкм, в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм. Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение. Кроме отмеченных выше условий на стойкость водонефтяных эмульсий влияют и некоторые другие факторы: температура, содержание парафина, условия образования эмульсии количество и состав эмульгированной воды и др.

С повышением температуры вязкость нефти уменьшается, что способствует снижению стойкости эмульсии. С понижением температуры из нефти выделяются кристаллики растворенного в ней парафина, который накапливается на оболочке глобулы и увеличивает ее прочность. Поэтому эмульсии нефти, содержащей парафин, в зимних условиях имеют большую устойчивость.

Интенсивность перемешивания нефти с водой при добыче также влияет на стойкость эмульсии. При фонтанном способе добычи нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень

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

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

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

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

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

Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования – пропуски в насосах через неплотности, изношенные участки. В случае пропуска жидкости в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходят с большой скоростью, что вызывает турбулизацию и эмульгирование нефти. Особенно сильное эмульгирование происходит при наличии зазора плунжера.

Немалую роль в повышении стойкости эмульсий играет также и наземное оборудование – это система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы[2].

2.3 Методы предотвращения образования эмульсий

Для предотвращения эмульгирования нефти необходимо в какой-то степени устранить или, по крайней мере, ослабить влияние перечисленных условий, при которых происходит образование нефтяных эмульсий в процессе добычи. Главные из них:

- 1) совместное поступление нефти и воды из скважины;
- 2) интенсивное перемешивание, приводящее к диспергированию одной жидкости в другой;
- 3) присутствие в нефти природных эмульгаторов.

Для отдельного извлечения нефти и воды из скважин они оборудуются двумя подъемниками: одним для нефти, другим для воды. Однако из-за сложностей при поддержании технологии широкого распространения данный метод не получил.

Наибольшее внимание на месторождениях необходимо уделять уменьшению перемешивания нефти и воды с целью снижения стойкости нефтяной эмульсии.

Так как в фонтанных скважинах наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъемных трубах и при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры. Степень перемешивания может быть уменьшена, если в сепараторах, расположенных после штуцера, поддерживать повышенные давления. Этим достигается снижение перепада давления в штуцере и соответственно снижается степень перемешивания потока.

При выборе того или иного вида газлифтной добычи необходимо учитывать, что в скважинах, эксплуатируемых периодическим газлифтом, перемешивание происходит в меньшей степени при подъеме столба жидкости в насосно-компрессорных трубах. Однако в результате изменения направления потока на устье скважины, при движении по выкидным линиям и при прохождении через сепараторы смесь нефти и воды сильно перемешивается и эмульгируется. В отличие от периодического, при непрерывном газлифте

наибольшее перемешивание происходит в насосно-компрессорных трубах и меньшее – в поверхностном оборудовании.

При эксплуатации скважин глубинными штанговыми насосами с целью предотвращения образования стойких эмульсий особое внимание должно быть уделено повышению к. п. д. глубиннонасосной установки. Чем выше ее к. п. д., тем меньше создается условий для перемешивания жидкости при подъеме. К. п. д. глубиннонасосной установки можно повысить соответствующим подбором числа качаний и длины хода полированного штока, применением клапанных узлов большего диаметра, устранением пропуска в этих узлах и особенно хорошей подгонкой плунжера к цилиндру насоса.

Для увеличения коэффициента заполнения насоса и ликвидации вредного влияния газа желательно предотвратить по возможности поступление газа в насос. С этой целью обычно на приеме насоса устанавливают приспособление (газовый якорь), который обеспечивает более полное заполнение насоса и устраняет образование в нем газовых «мешков».

Для уменьшения эмульгирования нефти в поверхностном оборудовании выкидные линии от скважин должны прокладываться по возможности без резких поворотов и острых углов и иметь достаточный диаметр для сведения к минимуму турбулизации потока. В выкидных линиях и нефтесборных коллекторах должно устанавливаться минимальное число задвижек и клапанов, чтобы устранить перемешивание жидкости в результате изменения проходного сечения труб в этих местных сопротивлениях. Выкидные линии от скважин должны прокладываться с таким уклоном, чтобы не происходило скопления воды в пониженных местах трубопроводов, так как это может создать благоприятные условия для эмульгирования нефти.

При выборе насосов для перекачки обводненной нефти предпочтение должно быть отдано поршневым насосам по сравнению с центробежными, поскольку они имеют повышенные к. п. д. и меньше перемешивают перекачиваемую жидкость. Насосы должны поддерживаться в исправном состоянии, пропуски в рабочих органах должны быть сведены к минимуму.

Экспериментально установлено, что в самотечных системах сбора нефти происходит меньшее эмульгирование продукции скважин по сравнению с напорными. Поэтому при проектировании нефтесборных коллекторов должно быть обращено внимание на рельеф местности с максимальным использованием самотека в нефтесборных коллекторах.

Все перечисленные выше способы для уменьшения поступления воды вместе с нефтью и снижения степени перемешивания не могут полностью исключить образования нефтяных эмульсий. Поэтому наибольшее внимание приходится уделять разрушению образовавшихся эмульсий с последующим отделением нефтяной фазы от воды [3].

2.4 Механизм разделения нефтяных эмульсий

Теоретически водонефтяная эмульсия – неустойчивая система, тяготеющая к образованию минимальной поверхности раздела фаз, т. е. к расслоению.

Фактически же, благодаря наличию адсорбционных слоев на поверхности диспергированных частиц, образующих устойчивые эмульсии. Адсорбционные слои обладают значительной механической прочностью и препятствуют слиянию частиц и расслоению эмульсии. В их состав входит несколько классов природных веществ – компонентов продукции нефтяной скважины (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Компоненты продукции нефтяной скважины

<i>Класс веществ</i>	<i>Наименование веществ</i>	<i>Характер воздействия на водонефтяную систему</i>
С высокой поверхностной активностью.	Нафтеновые и жирные кислоты, низшие смолы	Диспергирование системы и создание неструктурированных молекулярных слоев на поверхности раздела фаз.
С низкой поверхностной активностью.	Асфальтены, асфальтеновые кислоты и ангидриды; высшие смолы.	Стабилизация эмульсии структурированием поверхностных слоев.

Продолжение таблицы 2.1

Твердые минеральные и органические.		Агрегируются с глобулами воды; формирование прочного «бронированного» слоя.
--	--	---

На свойства поверхности раздела фаз сильное влияние оказывают растворенные и диспергированные в пластовой воде вещества, а также температура среды.

Процесс разложения эмульсии включает:

1. этап – соударение диспергированных частиц;
2. этап – слияние их в крупные глобулы;
3. этап – выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды.

Соударение частиц происходит под действием физических факторов: механического перемешивания, турбулентного движения потока и гравитационного осаждения и в незначительной степени вследствие броуновского движения. Темп соударений может быть увеличен под действием электрического и ультразвукового поля.

Слияние частиц происходит при невысокой структурно-механической прочности разделяющих слоев, и если они имеют гидрофильные свойства. Применительно к водонефтяным эмульсиям скорость всего процесса разложения эмульсии лимитируется скоростью слияния диспергированных частиц.

Темп осаждения слившихся частиц и выделение сплошных фаз нефти и воды зависят от размеров глобул, вязкости дисперсионной среды и разности плотностей воды и нефти: скорость выпадения растет с ростом размеров частиц воды и разности плотностей и падает с ростом вязкости нефти. Наиболее эффективным средством ускорения процесса на третьем этапе является нагревание эмульсии, так как оно приводит к резкому уменьшению вязкости нефти и некоторому (10–20 %-ному) росту разности плотностей воды и нефти.

Действие химических реагентов (деэмульгаторов) направлено на реализацию второго (основного) этапа. При этом проявляются свойства

поверхностно-активных веществ[4].

2.5 Понятие об обезвоживании нефти. Методы обезвоживания нефти

Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии типа "вода в нефти". В этом случае вода диспергирует в нефтяной среде на мельчайшие капли, образуя стойкую эмульсию. Следовательно, для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо отделить от нее эти мельчайшие капли воды и удалить воду из нефти. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы:

- гравитационный отстой нефти;
- центрифугирование;
- фильтрация;
- электрообработка;
- воздействие магнитного поля;
- термохимические методы;

2.5.1 Гравитационный отстой

Гравитационный отстой происходит за счет разности плотностей пластовой воды (1050–1200 кг/м) и нефти (790– 960 кг/м) в отстойниках или резервуарах. Гравитационный отстой может осуществляться без нагрева эмульсии, когда нефть и вода не подвергаются сильному перемешиванию, в нефти практически отсутствуют эмульгаторы (особенно асфальтены) и обводненность нефти достаточно велика (более 50 – 60 %). Гравитационный

отстой в чистом виде (т. е. без нагрева и применения деэмульгаторов) применяется очень редко.

Этот способ обычно предшествует окончательной обработке нефти. Если в эмульсию ввести большое количество воды при одновременном перемешивании, то происходит диспергирование нефти в воде, т. е. обращение фаз, и при создании определенных условий – немедленное расслаивание нефти и воды. Капли воды, сливаясь, оседают. Вымывание капель в воде происходит тем быстрее, чем вязкость нефти больше вязкости воды. При этом сокращается время отстоя. Этим способом можно отделять основную массу пластовой воды от нефти.

При применении описанного способа можно исключить совместное транспортирование большого количества балласта с нефтью и осуществить без значительных капиталовложений подачу ее на большие расстояния до центральных узлов подготовки нефти[5].

2.5.2 Центрифугирование

Сущность этого способа заключается в следующем. Нефтяная эмульсия подается в центрифугу, в которой размещается быстро вращающийся направляющий аппарат, придающий ей определенное направление движения. Благодаря центробежной силе капли воды, как более тяжелые, приобретают большую скорость и стремятся выйти из связанного состояния, концентрируясь и укрупняясь вдоль стенок аппарата и стекая вниз. Обезвоженная нефть и вода отводятся по самостоятельным трубам.

Этот метод пока не нашел промышленного применения. К настоящему времени разработаны опытные образцы гидроциклонных аппаратов.

2.5.3 Фильтрация

В практике эксплуатации нефтяных месторождений при движении в промысловых коллекторах наблюдается расслаивание нефтяных эмульсий при большой обводненности нефти, а иногда и при малой, если эмульсия нестойкая. При этом нередко даже укрупнившиеся капли воды находятся во взвешенном состоянии, что характерно для эмульсий с незначительной разностью плотностей. Для деэмульсации таких нефтей иногда пользуются способом фильтрации, основанным на явлении селективного смачивания. Фильтрующее вещество должно отвечать следующим основным требованиям. Иметь плотность и упругость, достаточные для того, чтобы глобулы воды при прохождении растягивались и разрушались. Обладать хорошей смачиваемостью, благодаря чему осуществляется сцепление молекул фильтрующего вещества и воды, что обуславливает изменение относительной скорости движения эмульсии и, как следствие, разрыв оболочки глобул воды. Фильтрующие вещества должны иметь противоположный по знаку заряд, чем у глобул воды. Тогда при прохождении эмульсии через фильтр происходит снятие заряда с глобул воды, чем устраняется отталкивающая сила между ними. Укрупнившиеся капли воды стекают вниз, а нефть, свободно пройдя фильтр, выводится с установки. В качестве фильтрующих веществ используются такие материалы, как гравий, битое стекло, древесные и металлические стружки, стекловата и т. д. Особенно успешно применяется стекловата, обладающая хорошей смачиваемостью водой и несмачиваемостью нефтью, большой, устойчивостью и долговечностью.

Деэмульсация фильтрацией не получила широкого распространения и применяется очень редко вследствие громоздкости оборудования, малой производительности и необходимости частой смены фильтров.

2.5.4 Электрообработка эмульсий

Электрическое обезвоживание и обессоливание основано на следующем процессе. Между двумя электродами, при токе высокого напряжения

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

На практике применяют также установки, объединяющие термохимическое обезвоживание с электрическим. Рассмотрим принцип работу одной из таких схем (рисунок 2.2).

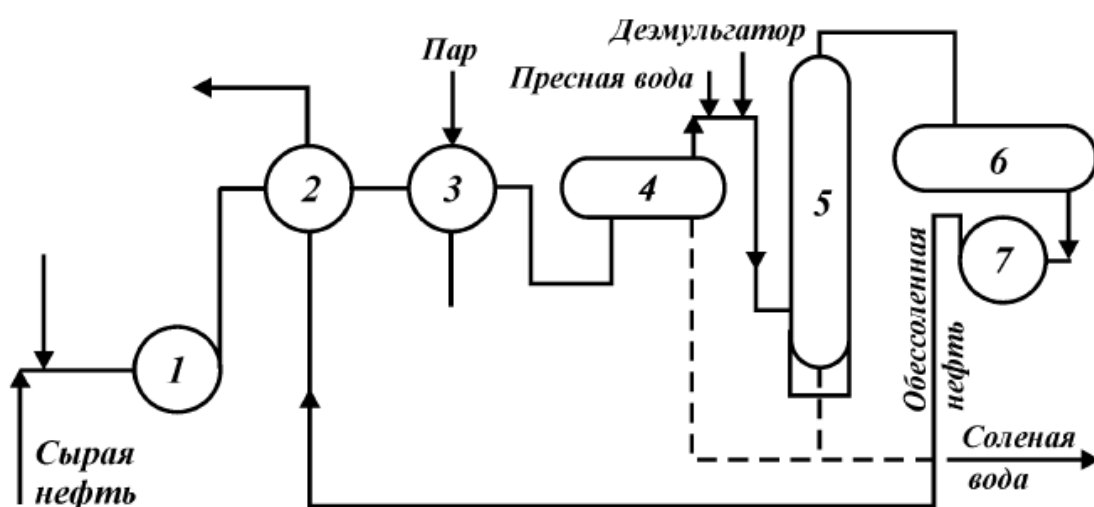


Рисунок 2.2 – Схема термохимического обезвоживания и обессоливания

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

Сырьевая нефть вместе с деэмульгатором поступает на прием насоса (1) и через теплообменник (2) и подогреватель (3) направляется в отстойники (4) (термохимической части установки), откуда под остаточным давлением поступает в электродегидратор (его работа будет рассмотрена далее) (5). Перед попаданием в электродегидратор (5) в нефть вводятся деэмульгатор и пресная вода. В электродегидраторе (5) происходят разрушение эмульсий и выпадение освобожденной воды в процессе отстоя. Затем обессоленная нефть направляется в промежуточную емкость (6), а отсюда насосом (7) через

теплообменники (где происходит отдача тепла сырой нефти) (2) отправляется в товарные резервуары. Вода из отстойников (4) и электродегидраторов (5) сбрасывается в виде сточных вод.

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

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

Электродегидратор

Электродегидратор является основным элементом в процессе электрообработки нефти.

Рассмотрим для примера одно из возможных устройств электродегидраторов (рисунок 2.3).

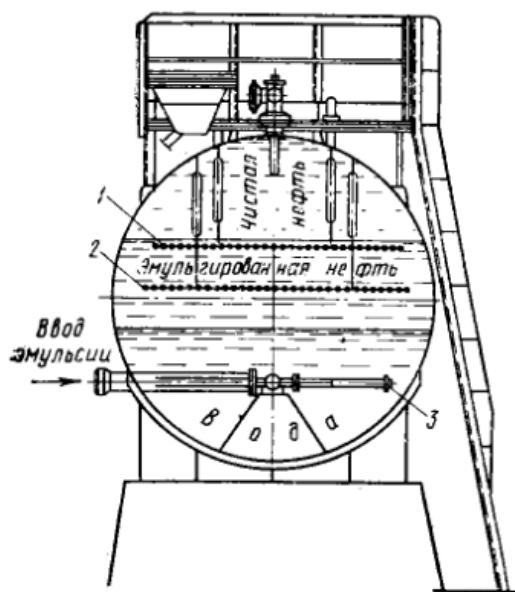


Рисунок 2.3 – Электродегидратор

Основные элементы: 1, 2 – электроды; 3 – маточник.

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

поступление её по всему горизонтальному сечению аппарата.

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

Равномерность поступления эмульсии по всему горизонтальному сечению аппарата, при движении потока вертикально вверх, и ступенчатое повышение напряженности электрического поля между электродами (2) и (1) от нуля до максимальной величины, позволяют в данном электродегидраторе эффективно обрабатывать нефтяную эмульсию любой обводнённости[6].

2.5.5 Воздействие магнитного поля

В настоящее время технологические операции по подготовке нефти немислимы без процесса термохимической демульсации. Для повышения эффективности демульгатора, в особенности для высоковязких и высокопрочных водонефтяных эмульсий, применяются различные методы, среди которых представляет интерес использование магнитного поля. Магнитное поле оказывает влияние на вязкость и дисперсность водонефтяных эмульсий, поверхностное натяжение на границе раздела фаз, кристаллизацию неорганических солей (карбонатов кальция и магния) и т.д. Установлено, что под действием магнитного поля низкой частоты (до 50Гц) на водонефтяную дисперсную систему происходит разрушение эмульсий, содержащих микрочастицы ферромагнитных соединений железа, парафины, асфальтены и соли, являющихся основными стабилизаторами бронирующих оболочек

стойких эмульсий. Вследствие этого наблюдается ускорение коагуляции и коалесценции капель воды, приводящее к их быстрому отстою [7-18].

Вопросам воздействия магнитного поля на добываемую нефть и водонефтяные эмульсии посвящено достаточно большое число публикаций. Так, например, обработка в постоянном магнитном поле водонефтяных эмульсий грозненских нефтей позволяет интенсифицировать процессы обессоливания и обезвоживания.

Анализ разнообразных магнитных устройств и эффектов обработки водных систем показывает, что магнитные поля действуют на жидкость в течение секунд, а физико-химические процессы коалесценции в ней протекают после магнитной обработки с длительным временем релаксации [19-26].

Однако, несмотря на множество публикаций и ряд теорий по воздействию магнитных полей на нефть и водонефтяные эмульсии, подбор характеристик магнитного поля и оптимальных условий деэмульсации осуществляется путем экспериментального исследования индивидуально для каждой водонефтяной дисперсной системы, что является сдерживающим фактором для широкого внедрения магнитных устройств.

2.5.6 Термохимическое обезвоживание и обессоливание

Процессы обезвоживания и обессоливания технологически идентичны и сводятся к разрушению глобул водонефтяной эмульсии и созданию благоприятных условий для их слияния и последующего отстоя. Практика показала, что все существующие методы подготовки нефти без применения теплоты и деэмульгаторов малоэффективны, а иногда практически неосуществимы.

На промыслах России наиболее распространено разрушение эмульсий термохимическими способами. Такое широкое распространение эти способы получили благодаря присущим им таким преимуществам, как возможность менять деэмульгаторы без замены оборудования и аппаратуры, предельная

простота способа, нечувствительность режима к любым колебаниям содержания воды.

Наряду с указанными достоинствами термохимический способ имеет и ряд существенных недостатков, к числу которых следует отнести большие затраты на деэмульгаторы, чрезмерно большие потери легких фракций нефти от испарения при отстаивании подогретой эмульсии в обычных негерметизированных резервуарах, повышенный расход теплоты, обусловленный большими потерями его в окружающую среду. Термохимические установки, работающие под атмосферным давлением, следует признать самыми простыми в нефтедобывающей промышленности. Собранный на промысле и освобожденный от газа нефтяная эмульсия по сборным коллекторам поступает в приемные (сырьевые) резервуары, откуда насосами подается через подогреватели в отстойные резервуары. Перед поступлением на подогреватели в эмульсию вводится деэмульгатор. Деэмульгатор подается дозировочным насосом, допускающим регулирование и обеспечивающим равномерное поступление его в нефть. Дозирование и учет деэмульгатора осуществляются при помощи мерников, однако в последнее время мерники все чаще заменяют приборами автоматического регулирования расхода.

2.5.6.1 Понятие о реагентах-деэмульгаторах нефтяных эмульсий

Устойчивость нефтяных эмульсий определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы абсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью. К веществам, способным образовывать такие оболочки в эмульсиях типа вода в нефти, относятся смолы, асфальтены, высокоплавкие парафины и т. д.

Состав защитных слоев нефтяных эмульсий различен. Кроме основных стабилизаторов – смол и асфальтенов – в них входят: соли нефтяных кислот и

тяжелых металлов; микрокристаллы парафина и твердые частицы минеральных и углистых суспензий, порфирины и их окислы, содержащие тяжелые металлы и т. д. Эти защитные слои на поверхности капель препятствуют уменьшению толщины пленки при сближении капель и тем самым предотвращают процесс их коалесценции (слияния).

Для того чтобы осуществить процесс расслоения устойчивой нефтяной эмульсии, необходимо устранить структурно-механический барьер на поверхности капель со стороны дисперсионной среды. Разрушить такой барьер можно только введением в систему поверхностно-активных веществ (ПАВ), именуемых реагентами-деэмульгаторами.

При введении реагента-деэмульгатора в нефтяную эмульсию на границе раздела фаз нефть – вода протекают следующие процессы. Молекулы реагента-деэмульгатора, обладая большей активностью, чем природные стабилизаторы нефтяных эмульсий, вытесняют последние с границы раздела фаз нефть – вода.

Образующиеся на их месте абсорбционные слои из молекул деэмульгатора практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что создает возможность для коалесценции капель воды при их контакте друг с другом.

Адсорбция молекул реагента-деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, что улучшает при дополнительном воздействии на капли, их взаимное слияние. Таким дополнительным воздействием может служить электрическое поле, под действием которого капли воды поляризуются и притягиваются друг к другу противоположно заряженными полюсами. Для облегчения сближения капель применяют подогрев эмульсии, благодаря чему снижается вязкость нефти, и скорость движения капель воды при их сближении возрастает.

Реагенты-деэмульгаторы, используемые для разрушения нефтяных эмульсий, подразделяют на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные деэмульгаторы в водных растворах диссоциируют на ионы. В зависимости от того, какие ионы (анионы или катионы) являются

поверхностно-активными, ионогенные деэмульгаторы подразделяются на анионактивные и катионактивные. Неионогенные деэмульгаторы не диссоциируют на ионы в водных растворах.

Ионогенные деэмульгаторы, такие как нейтрализованный черный контакт (НЧК) и нейтрализованный кислый гудрон (НКГ), применявшиеся ранее для подготовки нефти, имеют существенные недостатки:

- при взаимодействии с пластовой водой образуют твердые вещества, выпадающие в осадок (гипс, гидрат окиси железа и др.),
- являются эмульгаторами для эмульсий типа нефть в воде, что ухудшает качество воды,
- имеют большой удельный расход (0,5–3 кг/т).

Поэтому ионогенные деэмульгаторы в настоящее время почти не используются.

Неионогенные деэмульгаторы синтезируют на основе продуктов реакции окиси этилена или окиси пропилена со спиртами, жирными кислотами и алкилфенолами. Удлинение оксиэтиленовой цепи повышает растворимость деэмульгатора в воде за счет увеличения гидрофильной (водорастворимой) части молекулы. Если заменить окись этилена окисью пропилена, то можно существенно повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств. Неионогенные деэмульгаторы не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями металлов и не образуют твердых осадков. Удельный расход их значительно ниже, чем ионогенных (5–50 г/т).

Новые деэмульгирующие материалы не чистые вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Поэтому они обладают гораздо более широким диапазоном растворимости в различных нефтях или в пластовых водах различной минерализации. Неионогенные деэмульгаторы подразделяются на водорастворимые и маслорастворимые (нефтерастворимые).

Подбор деэмульгатора осуществляют в зависимости от эмульсионности нефти и эффективности реагента.

2.5.6.2 Технология применения деэмульгаторов в процессах промысловой подготовки нефти

С появлением надежных и точных дозирующих насосов на месторождениях наибольшее применение нашла подача неразбавленного реагента. Для этого требуются несложные установки, состоящие в основном из небольшого дозирочного насоса и бачка с чистым реагентом. Специальных устройств для смешения в виде лабиринтов в трубах или смесительных соединений не требуется – за счет турбулентности потока до поступления смеси на установку достигается ее хорошее перемешивание.

Если проба эмульсии, взятая непосредственно перед поступлением на установку по подготовке нефти, разрушается без дополнительного встряхивания, это значит, что перемешивание реагента произошло полное и место подачи его в поток выбрано правильно. Если же для достижения видимого разрушения эмульсии необходимо встряхивание, это указывает на недостаточное перемешивание реагента с эмульсией, а также на то, что место ввода его в линию необходимо отнести дальше от установки подготовки нефти.

Хотя традиционное место ввода деэмульгатора – установка промысловой подготовки нефти, но высокая эффективность ранней обработки водонефтяной эмульсии стимулирует подачу химического реагента непосредственно в скважину. Однако при этом необходимость химической обработки скважинной продукции, поступившей на установку, не исключается, но суммарный расход реагента снижается, а эффективность процесса повышается. Ввод деэмульгатора в обеих точках осуществляется в этом случае одновременно, т.е. использование скважины как объекта ввода деэмульгатора не исключает необходимости химической обработки на установке.

Непосредственно в скважины реагент может подаваться на забой через затрубное пространство или в выкидную линию. Процесс ввода деэмульгатора на забой скважины с целью предотвращения образования стойких нефтяных эмульсий получил название *внутрискважинной деэмульсации*.

При газлифтной эксплуатации скважин наиболее целесообразно подавать реагент вместе с рабочим агентом. Для этой цели химический реагент с помощью дозирочного насоса вводят в газовую линию.

В настоящее время в зависимости от конкретных условий нефтяных месторождений и от принятой системы сбора реагент вводится:

- в поток на скважинах;
- на групповых замерных установках;
- дожимных насосных станциях;
- установках предварительного сброса воды;
- на центральных пунктах перед установкой подготовки нефти.

Наибольшее распространение получила схема подачи деэмульгатора, сочетающая в себе два процесса:

1. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;
2. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.

В связи с этим реагент подается в первом случае перед узлом сепарации на установке предварительного сброса воды (УПСВ), а во втором непосредственно перед установкой подготовки нефти. Подача реагента осуществляется с помощью дозирочных установок.

Отечественной промышленностью изготавливаются блоки и установки дозирования химических реагентов (деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, солеотложения и т.п.) БР-2,5; БР-10; БР-25; НДУ; УДС; УДЭ; УДПВ. Они предназначены для приготовления и дозированного ввода жидких деэмульгаторов в любой точке трубопровода промысловой системы транспорта и подготовки нефти на участке от скважины до установки комплексной подготовки нефти. Для улучшения работы деэмульгатора, особенно в зимнее время, в дозирочной установке осуществляется его подогрев.

Наиболее распространенные блоки дозирования БР-2,5 и БР-10. Все оборудование установок (рисунок 2.3) размещено в теплоизолированной будке

1, смонтированной на сварной раме-санях 2. Будка разделена герметичной перегородкой 4 на два отсека (технологический и приборный).

В технологическом отсеке размещены технологическая емкость 8, трубчатый электронагреватель 5, шестеренный 7 и дозировочный 6 насосы, а также средства контроля и управления 3.

Путем подачи в смеситель в определённых соотношениях воды и концентрированного реагента на установке БР-25 при необходимости можно приготовить и дозировать водный раствор реагентов.

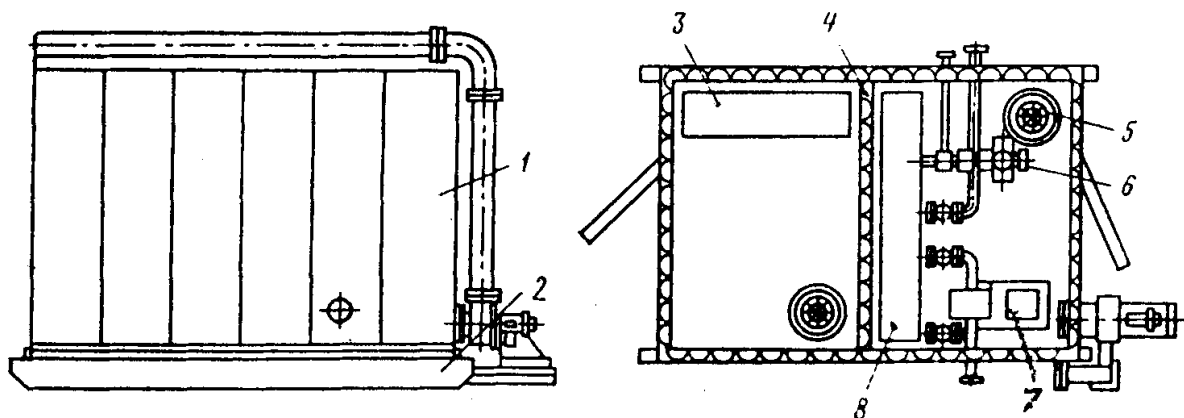


Рисунок 2.4 – Блоки дозирования химреагентов БР-2,5 и БР-10

Технологическая характеристика блоков БР приведена в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Технологическая характеристика блоков БР

Показатели	Блок дозирования химреагентов		
	БР-2,5	БР-10	БР-25
Размер дозы, г/т.	10÷50	10÷50	10÷50
Вязкость дозируемой среды, МПа·с.	до 1000	до 850	до 850
Подача дозировочного насоса, л/ч.	2,5	10	25
Рекомендуемое давление нагнетания, МПа.	10	10	4
Температура дозируемого реагента, °С	50÷60	20÷60	20÷60
Температура окружающей среды, °С.	-40÷+50	-40÷+50	-40÷+50
Запас химического реагента, сут.	15	30	2÷10
Габаритные размеры, мм.	3360×2300×2725	3770×2250×3090	3770×2400×2680
Масса, кг.	3000	3090	4500

Однако, как бы ни была совершенна схема подачи деэмульгатора, положительных результатов в процессе подготовки нефти можно добиться только при правильном подборе реагента, месте его дозирования и рациональном расходе.

2.5.6.3 Требования, предъявляемые к деэмульгаторам

В модели системы, состоящей из двух индивидуальных веществ и одного поверхностно-активного вещества, ПАВ всегда является фактором эмульгирования. В реальной ситуации система включает в себя сложные фазы: нефть и пластовая вода. Химическое деэмульгирование – это вытеснение одного типа веществ с поверхности частиц другим типом.

Вводимый в систему химический реагент обладает большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. Деэмульгатор вытесняет указанные природные вещества из поверхностного слоя диспергированных частиц воды и образует более гидрофильный адсорбционный слой с небольшой структурно-механической прочностью. Частицы с ослабленными поверхностными оболочками при столкновении легко коалесцируют (сливаются) с образованием легкооседающих крупных глобул воды. Если основным фактором устойчивости эмульсии являются прилипшие «бронирующие» природные вещества, то деэмульгатор должен иметь высокую смачивающую способность, чтобы вытеснить их с поверхности раздела в объем фаз. Таким образом, к химическому реагенту для деэмульгирования нефти предъявляются два принципиальных требования:

1. высокая адсорбционная или смачивающая активность, достаточная для вытеснения природных эмульгаторов с поверхности диспергированных частиц;
2. способность формировать новый адсорбционный слой с низкой структурно-механической прочностью.

Условием «срабатывания» указанных свойств деэмульгатора является

диффузия вещества. Различают конвективную и молекулярную диффузии. Роль последней незначительна. Лишь при высокой температуре фактор молекулярного переноса ПАВ из объема к поверхности может стать определяющим. На практике перемешивание эмульсии ускоряет массоперенос. Это тесно связано с тем, насколько правильно выбрано место ввода реагента. Например, допустим, что источник диспергирования – погружной центробежный электронасос (ЭЦН). При этом продукция скважины на выкиде насоса представляет собой тонкодисперсную водонефтяную смесь с развитой поверхностью раздела фаз. По мере движения этой смеси в насосно-компрессорных трубах (НКТ) происходит диффузия природных эмульгаторов из объема к поверхности раздела фаз и формирование адсорбционного слоя. Поскольку процесс диффузии имеет определенную ограниченную скорость, устойчивость эмульсии достигается не мгновенно, а во времени. Чем «старее» эмульсия, тем она устойчивее и тем труднее ее разрушить. Поэтому в любом конкретном случае оптимальное место ввода деэмульгатора – это прием ЭЦН, что обеспечивает не только своевременную подачу реагента (эмульсия «нестарая»), но и эффективное его распределение.

2.6 Схема подготовки нефти на УПН Г. месторождения

Обводненная неразгазированная нефть Западно-Останинского и Г. месторождений по нефтесборным сетям поступает в приемный коллектор УПН «Г.ская». В приемный коллектор и на вход НГС-50 из блока химреагентов (БРХ-1) плунжерным насосом подается деэмульгатор. Из приемного коллектора обводненная неразгазированная нефть поступает на вход в УПОГ, где происходит ее частичное разгазирование. Далее, из УПОГ, частично разгазированная нефть поступает в блочные сепарационные установки УБС-1, УБС-2, где происходит дальнейшее отделение нефти от газа. Уровень нефти в УБС-1, УБС-2 поддерживается автоматически с помощью уровнемера ДУЖ-1М, Rosemount 5300 и регулятора уровня УЭРВ с выводом показаний в

операторную.

Газоводонефтяная эмульсия с куста №5 Г. н.м. поступает в НГС-50 (ОГ-50). Также, поток газоводонефтяной эмульсии с приемного коллектора может переводиться через секущую задвижку №329 в НГС-50 (ОГ-50).

Газ из УБС-1, УБС-2 поступает в газовый сепаратор ГС-50, где происходит отделение газа от капельной жидкости. Далее из ГС-50 газ через вертикальный газовый сепаратор ВГС-4 поступает на узлы учета газа, и далее в сеть газопроводов «УПН «Г.ская» - г. Кедровый», «УПН «Г.ская» - п. Г.ский», «УПН «Г.ская» - ГПЭС-5МВт» и на печь БН-5.4, а избыток газа поступает на ФВД, где сжигается. Давление газа в ГС-50, ВГС-4 поддерживается автоматически с помощью регулятора давления на линии сброса газа на факел высокого давления после узла учета газа. Давление на первой ступени поддерживается от 2,2 до 4,0 кгс/см².

Часть нефти после первой ступени сепарации (с УБС-1, УБС-2) под давлением от 1,6 до 3,1 кгс/см² поступают на вторую ступень сепарации в НГС-50. Давление в НГС-50 (остаточное) составляет от 0,01 до 0,05 кгс/см². Газ из НГС-50, после узла учета, поступает на факел низкого давления, где сжигается. Уровень нефти в НГС-50 контролируется уровнемером с выводом сигнала верхнего, среднего и нижнего уровней на АРМ оператора.

Нефть с НГС-50 (ОГ-50) поступает на вторую ступень сепарации в НГС-50. Уровень нефти в НГС-50 (ОГ-50) поддерживается автоматически с помощью уровнемера Rosemount 5300 и регулятора уровня УЭРВ с выводом показаний на АРМ оператора. Часть газа из НГС-50 (ОГ-50) поступает в ГС-50, а часть, после узла учета, поступает на факел высокого давления, где сжигается.

После второй ступени сепарации нефть поступает в технологический резервуар РВС-1000 №1. В резервуар водонефтяная смесь поступает через лучевое распределительное устройство. Распределитель нефти представляет собой горизонтальную трубу с отверстиями, через которые нефть равномерно поступает в слой подтоварной воды. Нефть получает вертикальное движение, при этом происходит промывка эмульсионной нефти в слое подтоварной воды,

укрупнение капель воды, содержащейся в нефти, и их выпадение в нижнюю часть резервуара. По мере движения вверх происходит частичное обезвоживание нефти. Подтоварная вода из технологического резервуара через задвижку №244 поступает на приемную гребенку насосов ЦНС60/198 (поз.№2/1), ЦНС 105/147 (поз. №2/2) насосной утилизации подтоварной воды и откачивается на БКНС-23.

Частично обезвоженная нефть из РВС-1000 №1 через задвижку №240 подается на приемный коллектор насосов внутренней перекачки ЦНС180/85 поз.№3 или ЦНС180/85 поз.№4 и далее подается на подогрев в печь БН-5,4. Насосы внутренней перекачки ЦНС180/85 поз.№3 (ЦНС180/85 поз.№4) перекачивают до 180 м³/час обводненной нефти. Блоки печи нагрева подключены последовательно. При необходимости любой из блоков может быть отключен. Топливом для печи БН-5,4 служит попутно-добываемый природный газ из газопровода УПН «Г.» - г. Кедровый, который подается через отпайку условным диаметром 150 мм. Давление газа, подаваемое на горелки БН-5,4 регулируется газорегуляторным устройством и составляет после ГРУ от 0,8 до 2,5 кгс/см². Нефть, поступившая в печь, проходит последовательно по межтрубному пространству блоков нагрева, нагревается до температуры от плюс 30 до плюс 80 °С. В технологическом процессе подогрева нефти в печи предусмотрена система сигнализации и блокировок автоматического отключения подачи топливного газа на горелки. Датчики аварийного отключения выведены на отсекающий газ (ОС) в ГРУ. Подача газа отсекается при погасании пламени в любой из горелок, падении давления нефти на выходе из печи, повышении температуры нефти на выходе из печи, отсутствия разряжения в дымовом коллекторе, отсутствии протока нефти через печь. Эксплуатация печи БН-5,4 производится в соответствии с «Производственная инструкция по эксплуатации БН-5,4».

В нефти Г. месторождения содержание парафинов составляет около 11,4%. По мере прохождения нефти по цепочке технологических аппаратов УПН происходит отложение парафина, особенно на 1 ступени сепарации (УБС-

1, УБС-2, НГС-50 (ОГ-50), трубопроводы), поскольку температура нефти здесь низкая и равна температуре жидкости, поступающей с промысла. Для снижения процесса парафиноотложения в трубопровод подачи нефти из приемного коллектора в УБС-1 врезана отпайка от трубопровода горячей нефти от БН-5,4. По этому трубопроводу подается горячая нефть с целью размыва парафиновых отложений: в зимнее время - 1 раз в сутки в объеме 10 м³, в летнее время - 2 раза в месяц в том же объеме.

После нагрева в печи БН-5,4 горячая нефть поступает на вход в нефтегазовый сепаратор 2-й ступени сепарации НГС-50 для смешивания с нефтью, поступающей с 1-й ступени сепарации. С помощью секущей задвижки №151 поток горячей нефти возможно разделить на два потока: часть горячей нефти пойдет на вход в НГС-50 второй ступени сепарации, вторая часть – в НГС-50 (ОГ-50).

Нефть с обводненностью до 0,4% и температурой не выше плюс 32 °С с отметки 5,2м через задвижку №242 самотеком (переливом) поступает в один из товарных резервуаров РВС-700 №2 и РВС-700 №3. Далее нефть из товарных резервуаров поступает на прием насосов внешней откачки ЦНС 60/198 поз.№1 (ЦНС 60/198 поз.№2). Насосами внешней откачки товарная нефть через СИКН-574 откачивается в магистральный нефтепровод «Игольско-Таловое-Парабель».

2.6.1 Обезвоживание нефти на УПН «Г.ская»

Итак, для обезвоживания нефти на Г. месторождении за основу взят термохимический метод совместно с гравитационным отстоем в технологическом резервуаре (рисунок 2.5).

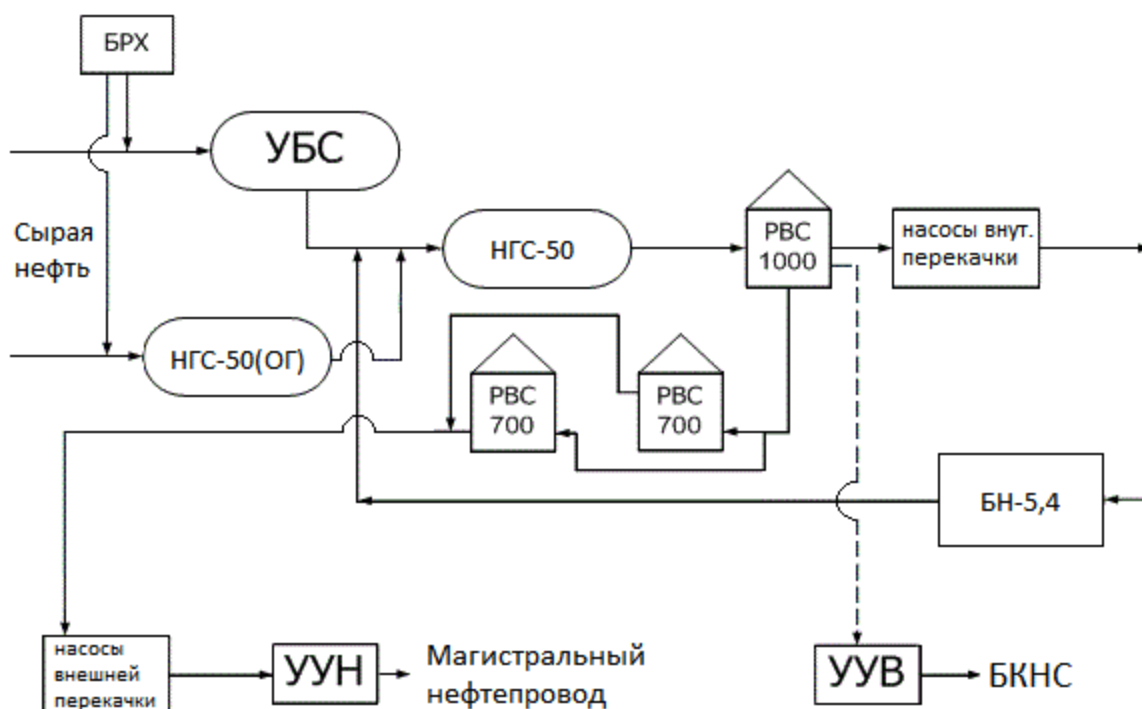


Рисунок 2.5 – принципиальная схема обезвоживания нефти на УПН «Г.ская»

2.7 Промышленные испытания деэмульгаторов на УПН Г. месторождения

На поздней стадии эксплуатации месторождений физико-химические и реологические параметры продукции скважин значительно меняются: повышаются плотность и вязкость нефти, уменьшается газовый фактор, увеличивается содержание пластовой воды, природных эмульгаторов и механических примесей. Такое изменение параметров продукции нефтяных скважин приводит к существенному повышению стойкости водонефтяных эмульсий.

Современные проблемы разрушения промысловых эмульсий, стабилизированных механическими примесями, выдвигают дополнительные требования к деэмульгаторам. Помимо основных эксплуатационных свойств они должны обладать дополнительно эффективными смачивающими и моющими свойствами. С этой целью, как компоненты композиционных составов, применяется широкий ряд известных поверхностно-активных

веществ (ПАВ) – продуктов нефтепереработки и нефтехимии. Однако они не всегда являются эффективными в условиях постоянного изменения свойств и состава нефтяной продукции, что исключает универсальность их использования на залежах и месторождениях, которые эксплуатируются достаточно длительное время с момента разработки. Следовательно, требуется расширение ассортимента деэмульгирующих составов.

Целью промышленных испытаний являлось определение эффективности деэмульгаторов различных марок и установление рациональных расходов новых видов реагентов для подготовки нефти на Г. месторождении. Испытания проводились путем замены деэмульгатора, применяемого в период, предшествующий испытаниям, на новый.

2.7.1 Результаты испытаний деэмульгаторов

Чем эффективнее деэмульгатор, тем быстрее осуществляется процесс разрушения бронирующих оболочек на каплях воды и меньше его требуется для осуществления процесса.

Под эффективностью деэмульгатора понимают его деэмульсационную способность D , представляющую собой отношение весового (или объемного) количества товарной нефти C к весовой (или объемной) части деэмульгатора q :

$$D = C / q.$$

Величина D для высокоэффективных деэмульгаторов может достигать до 100000 и более. Нередко оказывается, что деэмульгатор, эффективно действующий на эмульсию из одной скважины, не является таким же для эмульсии из другой, которая по внешним признакам аналогична первой. Для эмульсий, добываемых из одного и того же пласта, могут потребоваться различные деэмульгаторы, вследствие различных характеристик эмульсий, а также в результате изменения состава пластовой воды, её содержания в нефти, появления в нефти различных химических веществ, в связи с ремонтными работами и применяемыми методами воздействия на пласт.

2.7.1.1 Деэмульгатор АМ-7 ТОО «Сатурн»

Согласно паспортных данных деэмульгатор АМ-7 является многофункциональным реагентом, применяемым в нефтегазодобывающей промышленности для разделения водонефтяных эмульсий. Действие этого деэмульгатора основано на физико-химии ПАВ и присадок, в качестве которых используются спиртосодержащие соединения и фосфорные присадки. В таблице 2.3 приведены некоторые результаты испытаний:

Таблица 2.3 – Результаты испытаний деэмульгатора АМ-7

Расход деэмульгатора г/т	Содержание воды в нефти %	Содержание нефти в воде мг/л
43,4	0,4	150
34	0,8	136
32,7	1,2	156
28,7	1,25	72

Из приведенных результатов видно, что при применении деэмульгатора АМ-7 на УПН, обводненность нефти возросла с 0,4 до 1,25 процента и наблюдалось увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде до 156 мг/л, вследствие чего и повысилась обводненность нефти на выходе УПН.

2.7.1.2 Деэмульгатор Servo CC 9431

Импортный деэмульгатор Servo CC 9431, производства «Серво Делден» Нидерланды. В таблице 2.4 приведены некоторые результаты испытаний:

Таблица 2.4 – Результаты испытаний деэмульгатора Servo CC 9431

Расход деэмульгатора, г/т	Содержание воды в нефти, %	Содержание нефти в воде, мг/л
16,7	0,1	156
13,4	0,35	76
11,3	0,65	80

Продолжение таблицы 2.4

10,5	1,1	84
------	-----	----

При испытаниях на установке подготовки нефти деэмульгатор Servo, при обеспечении поддержания технологического регламента по разделению межфазного уровня «вода-нефть» и увеличении времени обработки обеспечивал качественное разделение водонефтяной эмульсии по сравнению с отечественными деэмульгаторами СПНХ-4502А, 4810А. В следствии выше сказанного при применении Servo СС 9431 уменьшился эмульсионный слой и повысилось качество нефти на выходе с УПН и понизилось содержание нефтепродуктов в подтоварной воде. Обводненность нефти возросла с 0,1 до 1,1 процента, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде увеличилось до 156 мг/л.

2.7.1.3 Деэмульгатор Kemelix 3471

Деэмульгатор Kemelix 3471 производства «ICI Сурфактантс» Великобритания. В таблице 2.5 приведены некоторые результаты испытаний:

Таблица 2.5 – Результаты испытаний деэмульгатора Kemelix 3471

Расход деэмульгатора, г/т	Содержание воды в нефти, %	Содержание нефти в воде, мг/л
17	следы	-
13,8	следы	53
7,5	0,09	89
6,5	0,15	151
6,4	0,18	25
4	0,3	24

Проведенные промышленные испытания деэмульгатора Kemelix 3417 на Герасмовском месторождении показали, что в результате применения данного реагента с целью поддержания технологического режима обеспечивается качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном *расходе*, вследствие чего уменьшается процентное содержание воды в нефти и так же

уменьшается содержания нефтепродуктов в воде. Обводненность нефти возросла от следов до 0,18 процента, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде увеличилось до 151 мг/л.

2.7.1.4 Деземulgатор СОЮЗ-1000

Деземulgатор СОЮЗ-1000, производства компании ООО «СОЮЗ-ЛТД» город Казань. В таблице 2.6 приведены некоторые результаты испытаний:

Таблица 2.6 – Результаты испытаний деземulgатора СОЮЗ-1000

Расход деземulgатора, г/т	Содержание воды в нефти, %	Содержание нефти в воде, мг/л
18	0,03	182
31	0,21	229
24	0,09	42

Из выше изложенных результатов видно, что применение деземulgатора СОЮЗ-1000 на Г. месторождении не обеспечивает качественного разделения «вода-нефть», увеличивается эмульсионный слой, вследствие чего увеличивается содержание воды на выходе с УПН, даже при увеличении удельного расхода реагента, исходя из данных промышленных испытаний на УПН. Обводненность нефти возросла с 0,03 до 0,21 процента, содержание нефтепродуктов в подтоварной воде увеличилось до 229 мг/л.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Обоснование экономической эффективности от проведения мероприятия

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин подается на входную гребенку. Количество поступающей жидкости – 14760 м³/сут.

Расход деэмульгатора в сутки находим по формуле:

$$Q_{д.с} = Q_{ж} \cdot Q_{р.д.д};$$

где $Q_{ж}$ – количество перекачиваемой жидкости в сутки, м³/сут;

$Q_{р.д.д}$ – рабочая дозировка деэмульгатора, г/т.

Стоимость используемого деэмульгатора в сутки:

$$C_{и.д} = C_{д} \cdot Q_{д.с};$$

где $C_{д}$ – цена деэмульгатора, руб. за 1т.

Стоимость используемого деэмульгатора в год:

$$C_{и.г} = 365 \cdot C_{и.д};$$

Исходные данные и результаты расчетов экономической эффективности представленных деэмульгаторов приведены в таблице 3.1:

Таблица 3.1 – Расчет годовой стоимости деэмульгаторов

		Деэмульгаторы			
Показатель	Ед. изм.	АМ-7	Servo CC 9431	Kemelix 3471	СОЮЗ-1000
Рабочая дозировка	г/т	35	15	15	25
Цена	руб за 1т	51450	63500	67399	55566
Расход в сутки	грамм	516600	221400	221400	369000
	тонн	0,5166	0,2214	0,2214	0,369
Стоимость в сутки	руб	26579,07	14058,9	14922,1386	20503,854

Продолжение таблицы 3.1

Стоимость в год	руб	9701360,55	5131498,5	5446580,589	7483906,71
Эффект (содержание воды в нефти)	%	0,8	0,22	следы	0,09

Таблица 3.2 – Результаты расчета профиля накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости Kemelix 3471

Показатель	Значение
Процентная ставка, %	18
Инвестиции, тыс. руб	5446580,589
Ежемесячная экономия, тыс. руб	645891

Расчет срока окупаемости

Таблица 3.3 – Чистая текущая стоимость Kemelix 3471

	Показатели	Шаги расчета, кварталы				
		0	1	2	3	4
1.	Чистый денежный поток от операционной и инвестиционной деятельности, руб. руб.	-5446581	1937673,00	1937673,00	1937673,00	1937673,00
2.	Коэффициент дисконтирования	1,00	0,96	0,92	0,88	0,85
3.	Дисконтированный денежный поток руб.	-5446581	1859130,97	1783772,58	1711468,78	1450397,27
3.	Накопленный дисконтированный денежный поток руб.	-5446580,5	-3587450	-1803677	-92208,25	1358189,02

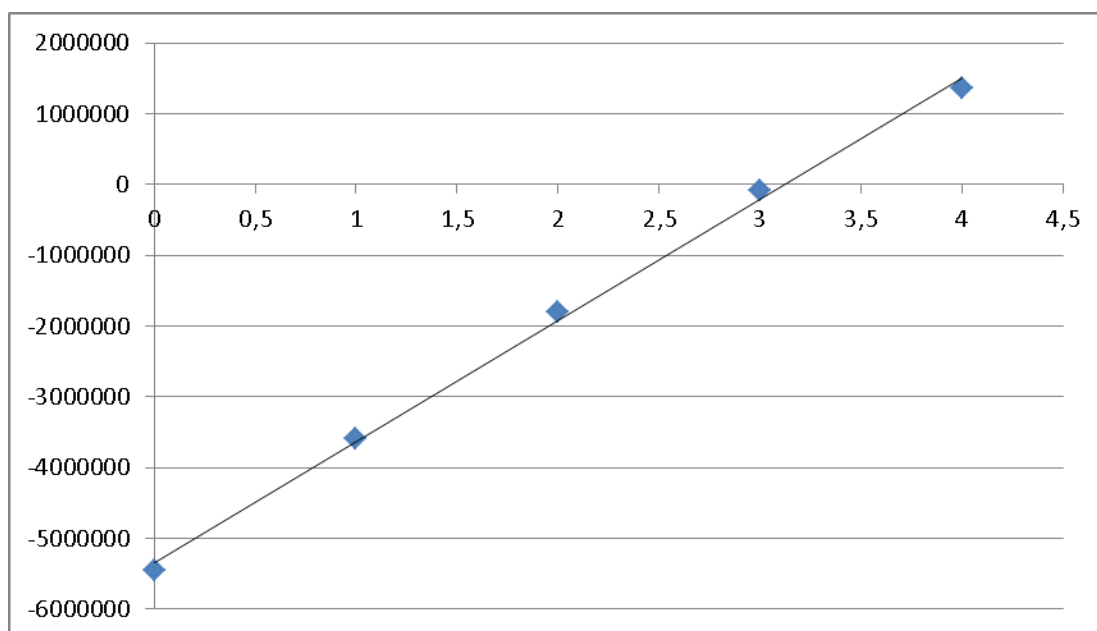


Рисунок 3.1 – Профиль накопленного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости

Таблица 3.4 – Результаты расчета

Показатель	Значение
Срок окупаемости, месяцев	9,2
Накопленный дисконтированный поток, тыс. руб.	1358189,02
Рентабельность инвестиций	1,25

Вывод: вполне очевидным является тот факт, что из предоставленных и полученных результатов, импортный деэмульгатор марки Kemelix 3471 имеет преимущества над своими оппонентами. Он обеспечивает качественное разделение водонефтяной эмульсии при малом удельном расходе, вследствие чего уменьшается процентное содержание воды в нефти и уменьшение содержания нефтепродуктов в воде, тем самым повышается качество нефти на выходе с УПН. Цены на импортные деэмульгаторы (руб. за 1тн) выше российских, но минимальный расход компенсирует разницу в цене и соответственно их суммарную стоимость.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Характеристика объекта исследования

Технологический комплекс сооружений УПН обеспечивает:

- обезвоживание нефти;
- обессоливание нефти;
- прием некондиционной нефти и подачу ее на повторную переработку;
- снижение давления насыщенных паров в товарной нефти до нормативной величины;
- дополнительную очистку газа 1-ой ступени сепарации от капельной жидкости для использования на собственные нужды, а также для обеспечения газом котельных Г. месторождения и г. Кедрового и ГПЭС-5МВт.
- сжигание газов аварийного сброса УПН на факельных системах высокого и низкого давлений.

4.1 Производственная безопасность

УПН “Г.ская” относится к категории взрывопожароопасных производств.

При нарушении правил техники безопасности, правил эксплуатации оборудования, норм технологического режима могут возникать ситуации, приводящие к авариям и травмам.

Основное сырье и продукт установки – нефть, которая является легковоспламеняющейся жидкостью, состоящей из смеси углеводородов. Вследствие довольно высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их быстрого выделения в атмосферу возможно образование взрывоопасных смесей. Это особенно важно, так как обычное горение возникает и развивается только в паровой (газовой) фазе, и именно к этой фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. Для

практического использования пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний - 2% об. или 40 г/м^3 , верхний - 10 % об. или 200 г/м^3 . Нефти способны при горении прогреваться в глубину, образуя все возрастающий гомотермический слой. Скорость выгорания их от 9 до 12 см/час, скорость нарастания прогретого слоя при выгорании – от 24 до 36 см/час, температура прогретого слоя и пламени соответственно от плюс 130 до плюс 160 °С и плюс 1100°С.

Деэмульгаторы, используемые на установке, являются пожароопасными и токсичными веществами.

Метанол, применяемый для ввода в газопроводы, является техническим сильнодействующим ядом.

Нефтепродукты, являясь в большинстве случаев хорошими диэлектриками, сохраняют электрические заряды в течение длительного времени.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, являются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При нарушении правил обслуживания механизмов, имеющих движущиеся и вращающиеся части, возможны механические травмы.

При неисправности электрооборудования, электросетей, а также при несоблюдении правил электробезопасности существует возможность поражения электрическим током.

При несоблюдении правил хранения и противопожарных норм возможно загорание смазочных масел и обтирочного материала, деэмульгаторов.

Наличие гидравлических пробок в коммуникациях может вызвать гидравлические удары и разрушение коммуникаций и аппаратов.

Возможно коррозионное разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

При попадании воздуха в факельную систему возможны взрывы и пожары.

4.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД)[27].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждая в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ОАО «Томскнефть», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе[28]:

- 1) лесозаготовительные работы:
без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: -36 °С;
- 2) ремонтные и строительные – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: -33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80дБ[27]. Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха такие как антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, беруши, электронные и активные наушники.

Антифоны-заглушки изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-

8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Неудовлетворительная освещенность

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения[29].

Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Нормы освещенности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
Насосные станции	VI	50

Продолжение таблицы 4.1

Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIII	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

Вывод: При соблюдении установленных работ по световым нормам перечисленных выше, является допустимо КЛ 2.

4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса

электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1) Перчатки (Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.)

2) Обувь (Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.)

3) Подставки (Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер – 0,75×0,75 м.)

4) Указатели (Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 Вольт.)

5) Щиты (Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.)

Пожаровзрывоопасность

Технологический процесс подготовки нефти по характеру свойств веществ, обрабатываемых на производстве, относятся к взрывопожароопасным.

Основным сырьем установки является нефть – легковоспламеняющаяся жидкость с температурой вспышки – (минус 21°C), самовоспламенения ~ от плюс 230 до плюс 250 °C. Нефть представляет собой смесь углеводородов. Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров, имеют концентрационные пределы воспламенения, представленные в таблице 4.2, % (по объему).

Таблица 4.2 – Концентрационные пределы воспламенения

метан	5 – 15
-------	--------

Продолжение таблицы 4.2

этан	2,9 – 15
пропан	2,1 – 9,5
бутан	1,9 – 9,1
пентан	1,4 – 7,8
гексан	1,2 – 7,5

Пожаробезопасность установки обеспечена рядом противопожарных мероприятий:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- все наружные площадки обеспечены осветительной аппаратурой и аварийным освещением во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении;
- технологические трубопроводы, проложенные надземно, выполнены на негорючих опорах;
- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- в помещениях насосной перекачки нефти, печи нагрева БН-5,4 предусмотрена установка сигнализаторов довзрывоопасных концентраций с подачей предупреждающего светового и звукового сигналов при 20% и аварийного при 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения по месту в операторной;
- дыхательные клапана подземных емкостей, резервуаров оснащены огнепреградителями;

– для предотвращения образования падающей струи, разбрызгивания и накопления заряда статического электричества, заполнение емкостного оборудования ведется под уровень, либо через трубопроводы налива, опущенные до дна емкости;

– конструкция насосных агрегатов и объем защит обеспечивает нормальную их работу без обслуживающего персонала и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность.

Снижение взрывоопасных, токсичных веществ на площадках размещения оборудования до безопасных концентраций достигается рассеиванием их в окружающей атмосфере.

Соединения трубопроводов выполнены сваркой, фланцевые соединения используются в местах установки арматуры и в местах присоединения к оборудованию.

Для установки разработан «План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий», в котором расписаны действия обслуживающего персонала при аварии.

Средства пожаротушения и пожарной сигнализации

Противопожарное водоснабжение.

Противопожарное водоснабжение осуществляется от системы подачи пресной воды в операторную УПН с ВОС Г. м.р.

Пожарная сигнализация.

Для обеспечения контроля возникновения открытого огня в насосной перекачки нефти и БН-5,4 установлены датчики пламени «Пульсар 12 исп.02». Для обеспечения контроля повышения температуры в БРХ-1, БРХ-2, ГРП БН-5,4 установлены извещатели пожарные тепловые ИП-101-07Е. На каждом помещении (насосная перекачки нефти, БРХ-1, БРХ-2, ГРП-БН-5,4, БН-5,4) и вдоль каре резервуарного парка к каждому резервуару установлены ручные пожарные извещатели типа ИП-535-07Е. На кровле каждого резервуара установлены извещатели пожарные тепловые ИП 101-07Е по 4шт. Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарной

сигнализации, установленные в операторной. К установке приняты приемные приборы типа "С2000-4" и "Яхонт-1И".

При пожаре предусмотрено отключение вентиляции в помещении насосного блока перекачки нефти (внутренняя, внешняя перекачка), БРХ-1, БРХ-2, БН-5,4. При пожаре в любом из помещений сигнал с контроллера подается на магнитный пускатель вентилятора вытяжной системы.

Оповещение о пожаре предусмотрено посредством оповещателя "Свирель" и табло "Выход", установленных у выходов в операторной.

- Первичные средства пожаротушения.

Для ликвидации небольших очагов загорания в помещениях и на открытых площадках установка укомплектована первичными средствами (Таблица 4.3) в соответствии с нормами (ППБ-01-03).

Таблица 4.3 – Нормы комплектации пожарного щита ЩП-В немеханизированным инструментом и инвентарем

№ п/п	Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Нормы комплектации
1	Огнетушители:	
	порошковые (ОП) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг	
	10/9	1 ⁺⁺
	5/4	2 ⁺
2	Лом	1
3	Ведро	1
4	Асбестовое полотно, грубошерстная ткань или войлок (кошма, покрывало из негорючего материала)	1
5	Лопата штыковая	1
6	Лопата совковая	1
7	Ящик с песком	1

Примечания:

1. Знаком "++" обозначены рекомендуемые к оснащению объектов огнетушители, знаком "+" - огнетушители, применение которых допускается при отсутствии рекомендуемых и при соответствующем обосновании.

Механические опасности

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, сосуды работающие под давлением, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.
- Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованьям в рабочем состоянии:
- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;
- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводиться ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства (таблица 4.4)

Таблица 4.4 – Взрывопожароопасные, токсичные свойства

№ п/п	Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Агрегатное состояние	Класс опасности (ГОСТ 12 1 007-76)	Температура, °С			Концентрационный предел воспламенения		Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений (ГОСТ 12 1 005-88)
				вспышки	воспламенения	самовоспламенения	нижний предел	верхний предел		
1	Нефть	жидкость	4	-21	>200	230-250	0,7	5,0	токсичен	300
2	Топливный газ	газ	3				5	15,7	токсичен	300
3	Попутный газ	газ	3				2,1	9,5	токсичен	300
4	СНПХ-450-2А	жидкость	4	25	26		метанол: 6,7	метанол: 6,7	токсичен	метанол: 5
5	Сепарол WF 41	жидкость	4	17	более 200		метанол: 6,7	метанол: 34,7	токсичен	метанол: 5
6	Демульфер Ф-29	жидкость	4	17	Высокоогорючее		мметанол: 6,7	мметанол: 34,7	токсичен	метанол: 5
7	Кемеликс 3417Х	жидкость	4	10-21	Высокоогорючее				токсичен	метанол: 5
8	Реапон-ИК2	жидкость	4	33		464	5,5	44	токсичен	метанол: 5
9	Диссолван V3408	жидкость	4	11	455		5,5	44	токсичен	метанол: 5

Для обеспечения необходимых санитарно-гигиенических условий труда на установке предусмотрены помещения для обогрева, устройства для сушки одежды и обуви, душевые и гардеробные.

Спецодеждой и спецобувью работающие обеспечиваются согласно «Перечню для каждой квалификационной группы работающих».

В качестве индивидуальных средств защиты на объектах используются фильтрующие противогазы с коробкой марки «А», шланговые противогазы типа ПШ-1, диэлектрические перчатки до 1000 в, противоударные каски,

противошумные наушники, резиновые фартуки, сапоги, перчатки и защитные очки для работы с деэмульгатором.

4.2 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек и сокращение потерь от испарения.

Комплекс мероприятий, направленных на уменьшение воздействия УПН на окружающую среду:

- герметичная схема подготовки нефти;
- применение автоматического регулирования технологических процессов;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами со сбросом в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- полная утилизация сточных вод, пластовых вод и дождевых стоков, см. сантехническую часть проекта;
- использование факельных установок для сжигания аварийных выбросов газа;

Для уменьшения влияния солнечной радиации на испаряемость нефти, резервуары покрываются теплоотражающей эмалью.

К технологическим источникам, загрязняющих атмосферу УПН, относятся:

- выбросы при продувках оборудования и коммуникаций;
- «дыхание» емкостного и резервуарного оборудования;
- утечки через неплотности оборудования и сальники, фланцевые соединения.

Для своевременного обнаружения и ликвидации утечек необходим контроль состояния сварных швов, фланцевых соединений.

Необходимо строго соблюдать технологический регламент, исключать

возможность создания аварийных ситуаций.

Аварийные ситуации могут возникать не только от повреждения технологического оборудования, но и при переполнении резервуаров, емкостей. Весь технологический процесс УПН контролируется приборами КИПиА. Предусмотрена предаварийная светозвуковая сигнализация максимально-допустимого уровня в резервуарах, емкостном оборудовании. Переливы могут происходить исключительно из-за халатности обслуживающего персонала.

Большие объемы выбросов при пусковых продувках необходимо осуществлять через факельные стволы. Факельный ствол в данном случае используется в качестве свечи рассеивания.

Для герметизации газового пространства емкостного оборудования установлены дыхательные клапаны. Применение дыхательной арматуры позволяет предотвратить выброс паров за счет естественной вентиляции газового пространства и частично при малых “дыханиях”. Такие выбросы не оказывают существенного влияния на загазованность территории УПН. В подземных емкостях суточные колебания температуры пространства практически отсутствуют, поэтому “малые дыхания” подземных емкостей очень незначительны.

Для того чтобы уменьшить величину “больших дыханий”, нужно не допускать значительных колебаний уровня нефти в резервуарах при “закачке - выкачке”. Чем меньше объем газового пространства, тем меньше потерь.

Выбросы в атмосферу (таблица 4.5)

Таблица 4.5 – Выбросы в атмосферу

№	Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам		Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах, мг/м ³	Примечание
		г/сек	т/год				
2015г.							
1.	Факел высокого давления:						
1.1.	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	-	-	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,085	Согласно проекта ПДВ
1.2.	Углерод (Сажа)	-	-	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,15	
1.3.	Углерод оксид	-	-	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5	
1.4.	Метан	-	-	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	
1.5.	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	-	-	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0	
2.	Факел низкого давления:						
2.1.	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,233603	7,362089	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,085	Согласно проекта ПДВ
2.2.	Углерод (Сажа)	3,504598	110,43134	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,15	
2.3.	Углерод оксид	29,204641	920,26136	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5	
2.4.	Метан	9,550784	300,95382	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	

Продолжение таблицы 4.5

2.5	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0	0	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0	
3.	Резервуарный парк (РВС-1000, РВС-700-2 шт.)						
3.1	Углеводороды C1-C5	45,059	226,944	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекту ПДВ
3.2	Углеводороды C6-C10	16,652	83,868	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	60	
3.3	Бензол	0,217	1,096	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,3	
3.4	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,068	0,344	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,2	
3.5	Метилбензол (Толуол)	0,137	0,689	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	
2013-2015гг.							
4.	Печь подогрева БН-5,4						
4.1.	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,454	11,327	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,085	Согласно проекту ПДВ
4.2.	Азота оксид	0,074	1,841	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,4	
4.3.	Углерод оксид	0,3023	7,5358	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5	
4.4.	Метан	0,302	0,7536	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	
5.	Дренажные емкости						
5.1.	Углеводороды C1-C5	0,0043	0,1346	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекту ПДВ

Продолжение таблицы 4.5

5.2.	Углеводороды C6-C10	0,0016	0,0497	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	60	
5.3.	Бензол	0,00002	0,0006	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,3	
5.4.	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,00001	0,0004	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,2	
5.5.	Метилбензол (Толуол)	0,00001	0,0002	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	
6.	Площадка сепарации:						
6.1.	Углеводороды C1-C5	0,0991	3,122	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекта ПДВ
7.	Площадка БРХ:						
7.1.	Метанол	0,00047	0,1122	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	1	Согласно проекта ПДВ
7.2.	Пропан-2-ол	0,00017	0,0404	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	
7.3.	Толуол	0,00004	0,0087	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	
8.	Площадка насосного оборудования:						
8.1.	Метанол	0,0347	0,3501	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	1	Согласно проекта ПДВ
8.2.	Углеводороды C1-C5	0,3225	3,3103	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	
8.3.	Пропан-2-ол	0,0074	0,075	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	
8.4.	Толуол	0,0074	0,075	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0,6	

Продолжение таблицы 4.5

9.	Площадка УУН:						
9.1.	Углеводороды С1-С5	0,0053	0,1679	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекта ПДВ
10.	Площадка УУГ						
10.1.	Углеводороды С1-С5	0,0053	0,1679	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекта ПДВ
11.	Площадка БРХ метанольница:						
11.1.	Метанол	0,148	0,20571	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	1	Согласно проекта ПДВ
12.	Счеча рассеивания :						
12.1.	Метан	7,7079	0,4856	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	Согласно проекта ПДВ
12.2.	Углеводороды С1-С5	1,1519	0,0726	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50	
12.3.	Углеводороды С6-С10	0,2102	0,0132	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	60	

Сточные воды (таблица 4.6)

Таблица 4.6 – Сточные воды

Наименование сточных вод	Место сбрасывания	Количество стоков, м ³ /сут	Периодичность сброса	Содержание вредных веществ (по компонентам), мг/л	Примеч.
Подтоварная вода	Технологический резервуар	600 – 800	Непрерывно	Мех.примеси > 50; Нефтепродукты > 50	Закачка на БКНС-23

Продолжение таблицы 4.6

Атмосферные осадки (дождевые и талые сточные воды); Производственные сточные воды	Дренажные емкости в технологический РВС, затем в систему ППД	Не нормируется	Периодический по мере накопления	Мех.примеси > 50; Нефтепродукты > 50	РВС парка очистных сооружений, по т/проводам закачка в систему ППД
Хозяйственно-бытовые сточные воды	Вывоз на КОС, насосы подтоварной воды, затем в систему ППД	Не нормируется	Периодический по мере накопления	Мех.примеси > 50; Нефтепродукты > 50	Насосы подтоварной воды, по т/проводам закачка в систему ППД

Твердые отходы (таблица 4.7)

Таблица 4.7 – Твердые отходы

Наименование отхода	Способ хранения отхода	Количество отходов		Периодичность вывоза	Примечание
		т/год	м ³ /год, шт		
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно (Тара завода изготовителя)	0,0059	16	6мес	Формирование транспортной партии.
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Место временного хранения отсутствует	1,04	0,612	При зачистке территории объекта	Вывоз с целью обезвреживания на шламонакопитель Лугинецкого н.м.
Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти	Место временного хранения отсутствует	160,67	107,11	При зачистке резервуаров	Вывоз с целью обезвреживания на шламонакопитель Лугинецкого н.м.
Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%)	В герметизированной таре в смеси (контейнер V=0,1 м ³)	0,011	0,02	6 мес.	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на полигон ТБО Г. н.м.

Продолжение таблицы 4.7

Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	В герметизированной таре в смеси (2 контейнера V=1 м ³ , V=1,5м ³)	0,23	1,1	2 недели	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на полигон ТБО Г. н.м.
Отходы тканей, старая одежда (изношенная рабочая одежда, загрязненная нефтепродуктами)	В герметизированной таре в смеси (контейнер V=0,1 м ³)	0,009	0,02	6 мес	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на полигон ТБО Г. н.м.
Смет с территории (Прочие коммунальные отходы)	В герметизированной таре в смеси (2 контейнера V=1 м ³ , V=0,5м ³)	0,46	0,6	2 недели	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на полигон ТБО Г. н.м.
Лом и отходы черных металлов с примесями или загрязненные опасными веществами (тары из-под лакокрасочных средств)	В герметизированной таре отдельно (контейнер V=1 м ³)	0,0045	2	2 недели	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на полигон ТБО Г. н.м.
Лом черных металлов	Без тары, навалом	3		6 мес	Формирование транспортной партии с последующим вывозом на склад 42, либо на 4 (9км)

Мероприятия, ограничивающие вредное воздействие процессов производства и выпускаемой продукции на окружающую среду

С целью охраны воздушного бассейна выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- сброс газов от предохранительных клапанов сепараторов технологической площадки производится в факельную систему;
- высота факела и дымовых труб печей выбраны с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ, при выбросе;
- Для исключения попадания вредных веществ на почву

предусмотрено:

- обвалование и ограждение бордюрным камнем площадок, где возможен разлив продукта;

- дренажные емкости;
- обвалование резервуарного парка.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта

Действия обслуживающего персонала при возникновении аварий регламентируются «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий УПН «Г.ская».

В случае возникновения на объекте аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации последствий согласно «ПМЛЛПА УПН «Г.ская», утвержденного главным инженером ОАО ТН ВНК, без ущерба для своего здоровья. Для этого каждой рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, содержать его в исправности и уметь им пользоваться.

Главная задача при борьбе с пожарами – их ликвидация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего газа. Для ликвидации небольших возгораний персонал УПН до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения. В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубошерстяные, асбестовые, песок, пожинвентарь (лопаты, ведра). На каждой площадке установки подготовки нефти устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения, согласно Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации. Тип пожарного щита площадок категории взрывопожароопасности А – ЩП-В. Нормы комплектации щита ЩП-В приведены ниже.

Пожаротушение УПН определено из условия тушения и охлаждения резервуаров и емкостного оборудования передвижной пожарной техникой.

Тушение резервуаров принято воздушно-механической пеной средней кратности. Пена подается при помощи передвижных противопожарных мотопомп Ivesco Magirus TS 10/10, установленных на СИКН-574, доставка на УПН осуществляется дежурным автомобилем УАЗ-39099, а также с помощью противопожарной насосной станции №2567 УПН «Г.ская».

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих.

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- 1) к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил квалификации;
- 2) ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями данного технологического регламента;
- 3) своевременно осуществлять ревизию и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- 4) во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти и газов необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- 5) насосные должны иметь общеобменную вентиляцию, обеспечивающую чистоту воздуха;
- 6) в насосных, на технологической площадке, площадке резервуарного парка должен быть осуществлен автоматический контроль дозврывоопасных концентраций обрабатываемых веществ;
- 7) работать только на исправном оборудовании, исправными контрольно-измерительными приборами и предохранительными устройствами;
- 8) действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях должны быть регламентированы соответствующими инструкциями;
- 9) не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статистического электричества, молниезащиты;

10) движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;

11) не допускать разлива нефти и химреагентов;

12) с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены согласно методическому руководству по оформлению производственных объектов ОАО «Томскнефть» ВНК в следующие цвета:

а) для нефтепроводов: трубы окрашиваются белым, светло-серым или серебристым цветом, штурвалы, флажки и фланцы запорной арматуры – красным;

б) для водоводов: трубы окрашиваются белым, светло-серым или серебристым цветом, штурвалы, флажки и фланцы запорной арматуры – синим;

в) для газопроводов: трубы окрашиваются желтым цветом, штурвалы, флажки и фланцы запорной арматуры – красным;

г) направление транспортировки продукта указывают стрелки красного цвета.

13) ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после остановки;

14) не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;

15) работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приямах должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефтепродуктов спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к которому прикрепляется сигнально-спасательная веревка. У люка должны находиться постоянно не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания в случае необходимости помощи работающему в резервуаре;

16) приступать к ремонту или очистке резервуара вручную можно только после полного спуска мертвого остатка нефти, промывки и пропарки резервуара, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий

(лазов, люков), проведения анализа воздушной среды резервуара на содержание горючих газов и паров;

17) работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приемках производить с оформлением наряда допуска.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие[4].

Предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрена геологическая и геолого-промысловая характеристика. Описана история проектирования и состояние разработки. Отобрана геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения.

В работе перечислены причины образования нефтяных эмульсий: совместное поступление нефти и воды из скважины, интенсивное перемешивание (приводящее к диспергированию одной жидкости в другой), присутствие в нефти природных эмульгаторов.

Описаны методы предотвращения их образования, а так же известные способы борьбы с уже образовавшимися эмульсиями:

- гравитационный отстой нефти;
- центрифугирование;
- фильтрация;
- электрообработка;
- воздействие магнитного поля;
- термохимические методы;

Описана технология подготовки нефти на УПН Г. месторождения и методы борьбы с эмульсиями в частности на ней, а именно: термохимический метод с гравитационным отстоем. Данный метод, как показывает практика, является эффективным.

По результатам промышленных испытаний проведен анализ эффективности различных марок деэмульгаторов, и сделан вывод о том, что уже используемый реагент Kemelix 3471 является эффективным, так как при его испытаниях, с выявленной позже рабочей дозировкой в 15г/т, наблюдались лишь следы воды.

При помощи расчета доказана и экономическая эффективность использования выбранного деэмульгатора. Годовая стоимость Kemelix 3471 составила 5446581 рубль. Срок окупаемости составил 9,2 месяцев. А индекс рентабельности инвестиций – 1,25.

Список литературы

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Г. нефтегазоконденсатного месторождения" (ОАО «Томскнефть» ВНК) (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 33-16 от 20.12.2016 г.).
2. <http://staredu.ru/434002375.html>
3. <http://helpiks.org/7-61113.html>
4. <http://staredu.ru/484801910.html>
5. Каштанов А. А., Жуков С. С. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки: Учебн. Пособие — М.: Недра, 1985. 292 с.
6. http://krebssd.narod.ru/Dehydration/Dehydration_electric.html
7. Классен В. И. Омагничивание водных систем. - М.: Наука, 1982. – 296 с.
8. Перекупка А. Г., Семихина Л. П. Применение магнитных полей для повышения эффективности деэмульгаторов // Тр. Ин-та Гипртюменнефтегаз. 1999. - Вып. 3. - С. 40-44.
9. Мухаметшин В. Х. Разработка методов физико-химического воздействия на продукцию нефтяных скважин для предотвращения осложнений их эксплуатации. // Автореф. дисс. на соискание уч. степени канд. техн. наук. - Уфа. - 2011.
10. Аксютин Л. Е., Пивоварова Н. А. Применение магнитных полей в нефтяной и нефтегазовой промышленности // Вестник Астраханского государственного технического университета. - 2004. - Т. 23. - № 4. - С. 77.
11. Лоскутова Ю. В., Юдина Н. В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Известия Томского политехнического университета. 2006. – Т. 309. - № 4. - С. 104.
12. Пивоварова Н.А. Природа влияния постоянного магнитного поля на нефтяные дисперсные системы // Нефтепереработка и нефтехимия. - 2004. - № 10. - С. 20–26.
13. Kobe S., Drazic G., Cefalas A.C., Sarantopoulou E., Strazisar J. Nucleation and crystallization of CaCO₃ in applied magnetic fields // Crystal Engineering. - 2002. -

№ 5. - pp. 243–253.

14. Борсуцкий З.Р., Ильясов С.Е. Исследование механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых испытаний // Нефтепромысловое дело. - 2002. - № 8. - С. 28–37.

15. Борсуцкий З.Р., Ильясов С.Б. Исследование механизма магнитной обработки нефтей на основе результатов лабораторных и промысловых испытаний // Нефтепромысловое дело. - 2002. - № 9. - С. 38-44.

16. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М.: Недра. - 2000. -653 с.

17. Шаммазов А. М., Хайдаров Ф. Р., Шайдаков В. В. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости.- Уфа: Монография. - 2003. - 232 с.

18. Лесин В. И. Физико-химические основы применения магнитных полей в процессах добычи, транспортировки, разработки и подготовки нефти // Фундаментальный базис нефтегазовых технологий. - М. – Геос. - 2003. - С. 130-135.

19. Бородин В. И., Тарасов Е. Н., Зинин А. В., Драчук В. Р., Хрущев А. Д., Лейфрид А. В., Павлов Е. Г., Сафронов В. В. Результаты использования магнитных индукторов обработки нефти при ее добыче и транспорте // Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 4. - С. 82-86.

20. Инюшин Н. В., Ишемгужин Е. И., Каштанова Л. Е., Лаптев А. Б., Максимочкин В. И., Хайдаров Ф. Р., Шайдаков В. В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей. – Уфа: Гос. изд-во научно-техн. литературы «Реактив» - 2000. - 144 с.

21. Мурсалов Е. Г. Совершенствование метода магнитной обработки водоуглеводородных дисперсных смесей в промысловых деэмульсаторах // Вестник Астраханского государственного технического университета. - 2007. - Т. 41, № 6. - С. 49.

22. Патент РФ № 2067492. Способ обезвоживания нефти // Семихина Л. П., Перекупка А. Г. Оpubл. 10.10.1996.

23. Патент РФ № 2152817. Способ обезвоживания водонефтяной эмульсии /

Велес П. Р., Пивоварова Н. А., Щугорев В. Д. и др. - Оpubл. 20.07.2000. - Бюл. № 20.

24. Ахияров Р. Ж., Гоголев Д. А., Лаптев А. Б., Бугай Д. Е. Повышение эффективности дезмульсации водонефтяных сред путем их магнитогидродинамической обработки // Нефтегазовое дело. – 2006. - С. 1.

25. Такаева М. А., Мусаева М. А., Ахмадова Х. Х. Пивоварова Н. А. Сыркин А. М. Интенсификация процессов подготовки и переработки грозненских нефтей и тяжелого углеводородного сырья под действием магнитного поля // Нефтегазовое дело. - 2011. - № 3. - С. 223.

26. Галимов Р. А., Харлампиди Х. Э., Ходкевич В. А. Сохранность влияния электромагнитной активации нефти во времени // Вестник Казанского технологического университета. - 2009. - № 4. - С. 251.

27. План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на объектах Линейного нефтяного месторождения, Томск 2011г.;

28. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;

29. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103