

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности предварительной подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Тимонов Роман		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	Обзор литературы по заданной тематике	15
30.03.2020	Анализ особенностей осложняющих факторов при первичной подготовке нефти на месторождении	25
06.04.2020	Техническая часть	25
20.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
27.04.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Тимонов Роман Олегович

Тема работы:

«Анализ эффективности предварительной подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)»
Утверждена приказом директора (дата, номер) 28.02.2020 № 59-122/С

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по X нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм образования стойких водо-нефтяных эмульсий, технологии предотвращения и разрушения эмульсий отложений, анализ методов и технологии первичной подготовки нефти, применяемых на X нефтяном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Основы процесса подготовки сырой	Чеканцева Лилия Васильевна

нефти»	
«Система сбора нефти, подготовки, транспортировки и использования газа на месторождении»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Расчет материального баланса первой, второй ступени сепарации»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н		02.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Тимонов Роман Олегович		02.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 116 страниц, 18 рисунков, 38 таблиц, 27 источников.

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

Объект исследования: технология предварительной подготовки нефти X месторождения, влияние деэмульгатора на качество подготовки нефти.

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

В результате проведенных исследований подобраны наиболее эффективные химические реагенты и приборы для борьбы с устойчивыми водонефтяными эмульсиями.

Разработаны рекомендации для опытно-промысловых испытаний реагента - деэмульгатора марки Дипроксамин 157-65М.

Экономическая значимость работы: подобран наиболее эффективный реагент, создана конкурентоспособная разработка соответствующая современным тенденциям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ.....	10
1.1 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа.....	12
1.2 Виды технологических процессов предварительной подготовки нефти.....	16
1.2.1 Сепарация нефти.....	17
1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти.....	19
1.3 Основные проблемы, возникающие при подготовке нефти на месторождениях	29
1.3.1 Образование стойких нефтяных эмульсий и современные методы борьбы с ними.....	30
1.3.2 Потери нефти при подготовке и способы их предотвращения	43
2 СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	49
2.1 Описание технологического процесса и технологической схемы УПН.....	50
2.2 Анализ работы УПН и её недостатки.....	55
2.3 Анализ проблем, осложняющие процесс подготовки нефти на месторождении.....	56
2.4 Мероприятия по оптимизации работы системы подготовки нефти.	60
3 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПЕРВОЙ, ВТОРОЙ СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ.....	65
3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации.....	65
3.2 Материальный баланс второй ступени сепарации.....	72
3.3 Общий материальный баланс установки.....	77
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	80
4.1 Потенциальные потребители результатов испытаний.....	80
4.2 Сегментация российского рынка нефти с учетом объема	

добычи нефти и капитализации компании.....	81
4.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	83
4.3.1 Анализ компаний, производителей реагентов.....	83
4.3.2 Сравнение конкурентных технических решений.....	85
4.4 SWOT-анализ.....	87
4.5 Оценка готовности к коммерциализации.....	89
4.6 Инициация проекта.....	90
4.7 Бюджет научного исследования.....	91
4.8 Основная заработная плата исполнителей.....	92
4.9 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	94
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	99
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
5.2 Производственная безопасность.....	100
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	100
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.....	102
5.3 Экологическая безопасность.....	103
5.3.1 Технологические отходы.....	104
5.3.2Выбросы в атмосферу.....	104
5.3.3 Мероприятия по охране окружающей среды ограничивающие вредное воздействие процессов производства.....	106
5.4Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	112
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	114

Введение

Х нефтяное месторождение, как и большинство месторождений Западной Сибири находится на поздней стадии эксплуатации. Для повышения нефтеотдачи пластов, обработки призабойной зоны, борьбы с соле и парафин отложениями активно используют реагенты и химические вещества. Это приводит к вымыванию грязевых отложений, накопившихся в системе добычи и сбора продукции скважин, образованию высоковязких масс на всем пути движения продукции скважин от пласта до объектов подготовки нефти. Так же повышаются вязкость и плотность нефти, увеличивается содержание пластовой воды, снижается газовый фактор, повышается содержание природных эмульгаторов и механических примесей. При изменении физико-химических свойств такого флюида повышается стойкость водонефтяных эмульсий. Это осложняет процесс обезвоживания и обессоливания нефти, а так же создает угрозу некорректного учета подготовленной нефти.

Актуальность данной работы заключается в том, что результаты выполненного в ней исследования могут быть использованы для создания технологии разрушения промежуточных слоев в технологическом оборудовании, повышения эффективности процессов обезвоживания и обессоливания, а так же снижения количества технологических срывов процесса подготовки нефти.

Объект исследования: анализ эффективности предварительной подготовки нефти Х месторождения, влияние деэмульгатора на качество подготовки нефти.

Предмет исследования: анализ и выбор наиболее эффективного метода борьбы со стойкими эмульсиями на установке предварительной подготовки нефти Х месторождения.

Новизна рассматриваемой работы заключается в расширении области применения отечественных деэмульгаторов на условия подготовки нефти Томской области.

Практическая значимость проделанной работы состоит в том, что в связи с усовершенствованием ассортимента деэмульгаторов для X месторождения значительно понижается острота дефицита деэмульгаторов и экономятся валютные средства.

Для выполнения поставленной цели были определены следующие задачи:

- изучить процесс образования нефтяных эмульсий, их свойства и факторы стабилизации;
- изучить технологию применения деэмульгатора в процессе промысловой подготовки нефти на X месторождении;
- рассмотреть современные методы разрушения нефтяных эмульсий;
- описать технологию подготовки нефти на УПН X месторождения и методы борьбы с эмульсиями;
- проанализировать результаты испытаний деэмульгаторов, проведенных на X месторождении, определить наиболее эффективный деэмульгатор;
- провести расчет экономической эффективности использования выбранного деэмульгатора.

На данный момент тема предотвращения образования стойких эмульсий является нерешенной, и ОАО «Томскнефть» ВНК совместно с научными институтами страны ведут работы в этом направлении.

1 ОСНОВЫ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ СЫРОЙ НЕФТИ

Подготовка нефти на месторождении заключается в удалении механических примесей, воды, и газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. Завышенное содержание в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу оснащения перекачивающих станций трубопроводов и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, понижает пропускную способность трубопроводов [1].

В зависимости от содержания в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей они разделены на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТом Р 51858-2002.

Извлеченная совместно с нефтью на поверхность пластовая вода считается вредоносной примесью, которую нужно удалять из нефти. В случае если вода формирует сплошную фазу, то эмульсию именуют прямой, или же эмульсией на подобии «нефть в воде», в случае если вода считается дисперсной фазой, то эмульсию именуют обратной, или же эмульсией на подобии «вода в нефти»[2].

Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем происходит старение эмульсии, стойкость эмульсий в соответствии с этим увеличивается. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии имеет возможность протекать быстро или медленно от нескольких часов до 2-5 дней. В начальных стадиях данный процесс идет довольно активно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или, даже прекращается. По истечению конкретного времени пленки вокруг глобул делаются довольно крепкими и не просто поддаются разрушению [3].

Это считается одной из главных причин того, что добытую нефть нужно обезвоживать как возможно скорее с этапа образования эмульсии, не допускать ее старения. Особенно важно проводить обезвоживание нефти на месторождениях.

Второй, более необходимой причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи считается высокая цена транспортировки балласта - пластовой воды. Транспортировка обезвоженной нефти удорожается не только в итоге перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, собственно, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При повышении содержания воды в нефти на 1 % транспортные затраты возрастают в среднем на 3- 5% при каждой перекачке [4].

Совместно с водой удаляются хлористые соли и механические примеси, которые считаются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождениях из нее удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и нефтепроводным управлениям нефть сдается с содержанием воды, как правило, не выше 1%. Но данная норма не остается постоянной и имеется тенденция к ее понижению до 0,5[3].

Основной целью подготовки сырой нефти является получение нефти соответствующей российским стандартам для перекачки через систему магистральных трубопроводов и последующей переработки.

Список основных операций, используемых в системе подготовки скважинной продукции включает:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);
- обессоливание;
- подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
- гравитационное осаждение механических примесей;

- перекачка и учет;
- подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

1.1 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до ЦПС. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок:

- кусты скважин
- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- ДНС, УПСВ,
- Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий:

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

Процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов называется сепарацией. Сепарация происходит при снижении давления и повышении температуры, а также вследствие молекулярной диффузии углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с их меньшей концентрацией, находящееся над нефтью. Процесс сепарации газа имеет место на всем пути движения нефти от

скважины до газосепаратора, в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при транспорте нефти[5].

В процессе добычи водонефтяной эмульсии и транспорта ее до ЦПС и подготовки нефти, газа и воды постепенно снижается давление и из нефти выделяется газ. Объем выделившегося газа по мере понижения давления в системе возрастает и как правило в несколько десятков раз превышает объем жидкости. Вследствие этого при невысоком давлении их совместное хранение, а иногда и сбор становятся нецелесообразным.

Схема подготовки нефти с учетом ее качества отображена на рисунке 1.

Обезвоживание нефти на месторождениях, это только первый этап ее подготовки к переработке, так как присутствие в нефти воды, хлористых солей и механических примесей в тех количествах, которые остаются в нефти в итоге обезвоживания на месторождении, негативно влияют на процессы переработки нефти и на качество получаемых нефтепродуктов. Более глубокая очистка нефти от пластовой воды, солей и механических примесей осуществляется в процессе обессоливания. С данной целью обезвоженную нефть активно перемешивают с пресной водой, а возникшую эмульсию разрушают.

На рис. 1 мы видим, что обезвоживание и обессоливание нефти - взаимосвязанные технологические процессы (так как основная масса солей находится в пластовой воде, и удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти). Обезвоживание нефти затруднено тем, собственно, что нефть и вода образуют стойкие эмульсии на подобии "вода в нефти". В данном случае вода диспергирует в нефтяной среде на мелкие капли, образуя устойчивую эмульсию. Значит, для обезвоживания и обессоливания нефти нужно отделить от нее эти мелкие капли воды и удалить воду из нефти.

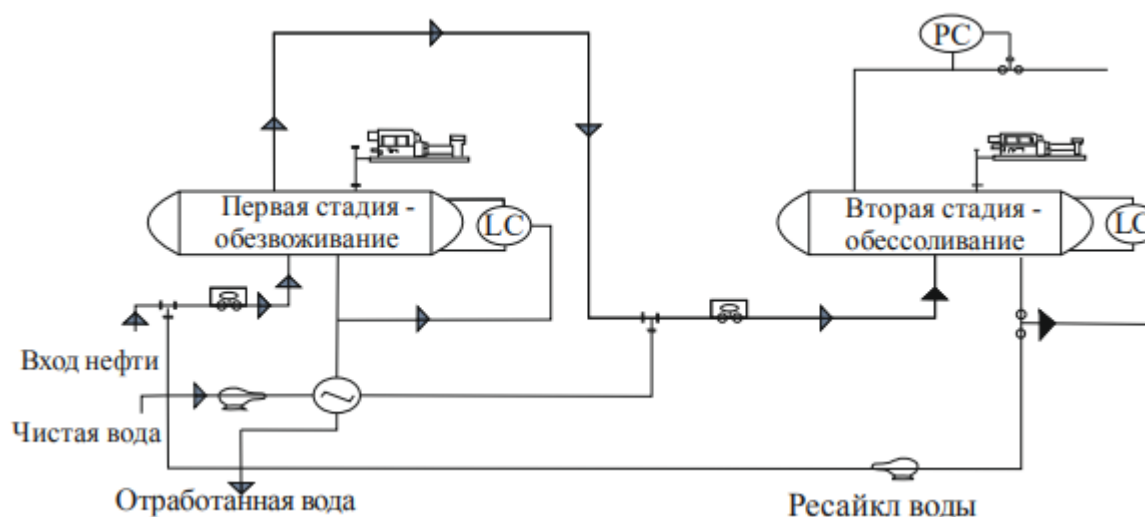


Рисунок 1 - Установка по обезвоживанию и обессоливанию нефти

Для обессоливания и обезвоживания нефти применяют такие технологические процессы как:

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы;
- электрообезвоживание нефти.

Одним из наиболее распространенных методов обессоливания нефти является растворение солей пресной водой. Технология этого метода очень проста. В частично подготовленную нефть с большим содержанием солей добавляется пресная вода. Соли, находящиеся в нефти, растворяются в пресной воде и затем при обезвоживании удаляются вместе с водой. Если содержание солей в нефти не соответствует нормам, процесс повторяют или увеличивают количество подаваемой пресной воды.

На установку подготовки нефти пресная вода может подаваться с одного или нескольких источников. Источниками водоснабжения УПН служат:

- водозаборные скважины (оборудуются погружными насосами);
- открытые водоемы (оборудуются плавающими насосными станциями);

- очистные сооружения (подаются предварительно очищенная сточная и пластовая вода).

На разных этапах разработки газонефтяных месторождений присутствие воды в нефти может быть различным: в исходной стадии может добываться практически чистая нефть, со временем количество воды в добываемой нефти постепенно увеличивается и на конечных стадиях разработки месторождения может достигать 90% и больше. При перемещении пластовой воды и нефти по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное смешивание, а в результате перемешивания - дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В итоге диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии.

На теоретическом уровне водонефтяная смесь -неустойчивая система, тяготеющая к образованию минимальной поверхности раздела фаз, т. е. к расслоению. Благодаря наличию адсорбционных слоев на поверхности диспергированных частиц, образуются устойчивые эмульсии. Адсорбционные слои обладают значительной механической прочностью и препятствуют слиянию частиц и расслоению эмульсии.

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

Процесс разложения эмульсии включает:

- первый этап -соударение диспергированных частиц;
- второй этап -слияние их в крупные глобулы;
- третий этап -выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоев нефти и воды [6].

1.2 Виды технологических процессов предварительной подготовки нефти

1.2.1 Сепарация нефти

Сепараторы являются обязательным элементом любой технологической схемы промысловой подготовки нефти и газа на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях [7].

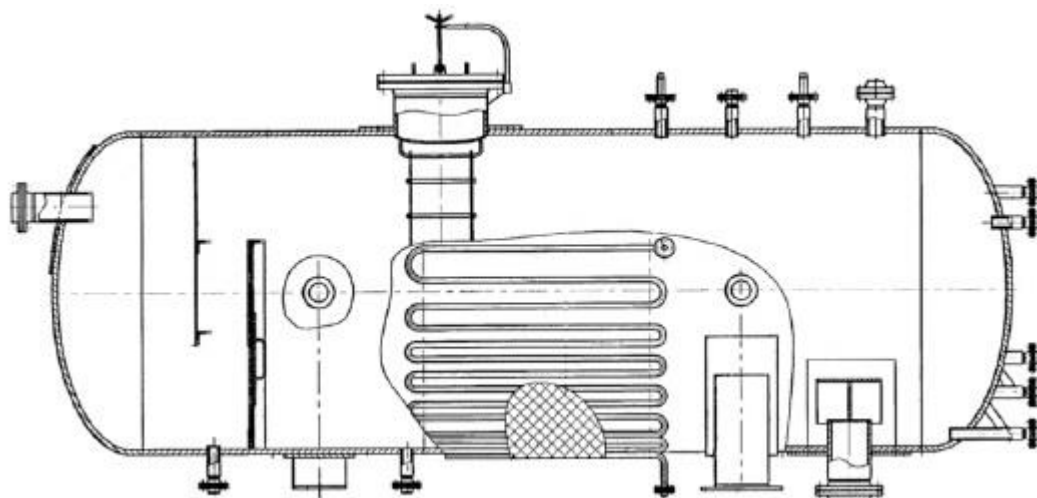


Рисунок 2- Нефтегазовый сепаратор

Вывод отсепарированного газа осуществляют в газосепараторах и резервуарах, в которых поддерживаются определенное давление и температура. Каждый такой пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа. Ступеней сепарации газа при движении нефти от забоя к пункту ее переработки всегда бывает несколько: одна часть ступеней приходится на газовые сепараторы, а другая часть на - резервуары. Таким образом, ступеней сепарации может быть как минимум две: одна – газосепаратор, вторая - первый резервуар, в котором поддерживается давление равное одной атмосфере. В последнем случае происходит выделение газа при атмосферном давлении[8].

На сегодняшний день производят горизонтальные двухфазные сепараторы типа УБС и типа НГС. Также производят сепараторы трехфазные которые, отделяют не только газ от нефти, но и служат также для отделения свободной воды.

К сепараторам трехфазным относятся установки типа УБС. Данные сепарационные установки применяют в качестве технологического оснащения на ЦПС и подготовки нефти, газа и воды (ЦППН). В тех случаях, когда на месторождении или же группе месторождений пластовой

энергии мало для транспортировки нефтегазовой эмульсии до ЦППН, используются ДНС (дожимные насосные станции). Газосепараторы типа НГС предназначены для разделения газа от продукции нефтяных скважин на первой и последующих ступенях сепарации нефти, включая горячую сепарацию на последней ступени.

На нефтяных месторождениях Западной Сибири в основном используются однетрубные системы сбора, при которых водонефтяная эмульсия по линиям выкидным направляется на групповую замерную установку (ГЗУ), где измеряется дебит (производительность) каждой скважины. После групповой замерной установки продукция скважины поступает на дожимную насосную станцию (ДНС), где совершается первая ступень сепарации нефти и отделяется большая часть газа от нефти. После дожимной насосной станции нефть насосами откачивается на ЦПС, а газ по отдельному газопроводу за счет давления в сепараторе ДНС (обычно 0,3-0,4МПа) также следует на центральный пункт сбора, где выполняется его подготовка к предстоящему транспорту. Двухтрубные системы сбора продукции скважин используются на больших по площади месторождениях нефти, когда давление скважин мало для транспортировки продукции скважин до ЦПС.

На УПСВ эмульсия проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью сепарации в жидкость подается реагент – деэмульгатор. Газ с обеих ступеней сепарации подается на узел осушки газа, а затем потребителю или на ГПЗ. Жидкость со второй ступени сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит частичное отделение механических примесей и предварительный сброс воды с подачей ее на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки в пласт.

На БКНС выполняется подготовка, учет и закачка воды по направлениям на водораспределительные батареи (ВРБ). С ВРБ вода

подается на нагнетательные скважины. Впоследствии ДНС или же УПСВ нефть поступает на подготовку.

Технологические процессы подготовки нефти проводятся на установке подготовки нефти (УПН) или центральном пункте подготовки нефти (ЦППН), и включают в себя следующие процессы:

- сепарация (1,2 ступень) и разделение фаз;
- обезвоживание продукции;
- обессоливание;
- стабилизация нефти.

На УПН (ЦППН) жидкость поступает на узел сепарации. После сепарации жидкость направляется в печи для обогрева эмульсии с реагентом, нагревается до 50оС и поступает в отстойники, где происходит деление эмульсии на нефть и воду. Вода сбрасывается в очистные резервуары, где осуществляется гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, и дальше посылается на БКНС. Нефть из отстойников направляется в технологические резервуары, где происходит последующее отделение воды от нефти. Нефть с содержанием воды до 10% с установок предварительного сброса воды насосами ЦНС подается на установки подготовки нефти (УПН) в печи-нагреватели ПТБ-10. В поток нефти, на прием насосов подается дозируемый расход реагента - деэмульгатора в количестве до 20 г/т. Нагрев в печах выполняется до 45-50оС, впоследствии чего нефть поступает в электродегидраторы, где происходит обезвоживание и обессоливание нефти.

Нефть, с содержанием воды до 1% и температурой 44-49оС поступает в сепараторы “горячей сепарации” для последующего разгазирования (стабилизации), оттуда поступает в товарные резервуары РВС. Нефтяные резервуары представляют собой емкости, предназначенные для скопления, кратковременного хранения и учета сырой и товарной нефти. Наибольшее использование нашли резервуары типа РВС (резервуар вертикальный стальной). Товарная нефть проходит проверку качества с помощью

лабораторных методов и подается насосами ЦНС через узел учета нефти (УУН) на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С НПС нефть подается в магистральный нефтепровод, а затем для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) [9].

1.2.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Нефть отделяется от воды и солей дважды: первый раз – на установках подготовки нефти, где из нее извлекают ведущую массу воды и доводят содержание ее от 0,2 до 0,8 вес. % и второй раз – на нефтеперерабатывающих заводах, где из нефти убирают воду, а содержание солей доводят до 2-5 мг/л [10].

Для обезвоживания и обессоливания нефти непосредственно на месторождении используют следующие технологические процессы (рисунок 3):

- гравитационный отстой нефти;
- горячий отстой нефти;
- термохимические методы;

электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

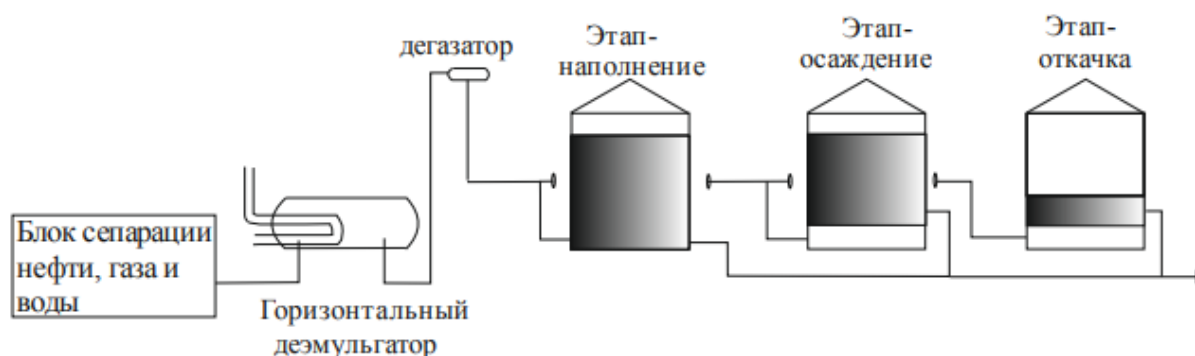


Рисунок 3 - Этапы обезвоживания нефти

Наиболее простой по технологии процесс гравитационного отстоя. В данном случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время пребывания нефти

происходит коагуляция капель воды, и более тяжелые и крупные капли воды под гравитационными силами оседают на дно, образуя слой подтоварной воды. Впрочем, отстой под действием сил тяжести холодной нефти - малоэффективный и малоцелесообразный способ обезвоживания нефти, в следствии этого используется отстой, горячей нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 40–80 °

С существенно облегчаются процессы укрупнения капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при гравитационном отстое. Дефектом гравитационных способов обезвоживания считается их небольшая эффективность. К тому же водонефтяные эмульсии считаются очень стойкими и в большинстве случаев не расслаиваются под действием одной только силы тяжести.

Наиболее эффективные термохимические и химические методы, а также электрообезвоживание и обессоливание.

На электрообессоливающих установках, процесс проводится при небольшом количестве времени нахождения нефти в аппарате и где для достижения высокой степени обессоливания требуется обеспечение большой глубины обезвоживания нефти, комбинируют термохимический способ с электрическим, сочетая четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле [11].

При химических методах в обезвоженную нефть добавляют деэмульгаторы. В качестве деэмульгаторов применяют поверхностно активные вещества. Деэмульгаторы добавляют к нефти в малых дозах от 5-10 до 50-70 г на одну тонну нефти. Самые лучшие результаты показывают неионогенные поверхностно активные вещества, которые в нефти не распадаются на катионы и анионы. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть-вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно-активные природные эмульгаторы, присутствующие в эмульсии.

Пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, что приводит к слиянию мелких капель в большие.

Скорость и эффективность химического обезвоживания существенно возрастает за счет подогрева нефти, т.е. при термохимических способах, за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды [12].

Наиболее низкое остаточное содержание воды достигается при применении электрических способов обезвоживания и обессоливания.

Электрообезвоживание и электрообессоливание нефти связаны с пропуском нефти через аппараты - электродегидраторы, где нефть протекает между создающими электрическое поле электродами, высокого напряжения (30-40 кВ). Для того чтобы увеличить скорость электрообезвоживания нефть сначала подогревают до температуры 40-80°C.

При транспорте нефти по трубопроводам, железной дороге, водным путем и хранении ее в резервуарах, значительная часть углеводородов испаряется. Легкие углеводороды считаются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают за собой и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды считаются ценным сырьем и топливом (легкие бензины). Поэтому из нефти извлекают легкие углеводороды, т.е. осуществляют стабилизацию нефти [12].

Для стабилизации нефти ее подвергают горячей сепарации или ректификации. Более простой и более широко используемой в промышленной подготовке нефти считается горячая сепарация, выполняемая на специальной стабилизационной установке.

При горячей сепарации нефть сначала нагревают в специальных нагревателях и подают в горизонтальный сепаратор, где из нагретой до 45-75 °С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод.

В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды. Вода, отделенная от нефти на установке комплексной подготовки нефти, поступает на УПВ, расположенную также на центральном пункте сбора.

На завершающей стадии эксплуатации нефтяных месторождений особенно большое количество воды отделяют от нефти, когда содержание воды в нефти может достигать до 90%, то есть с каждым кубическим метром нефти извлекается 5 м³ воды. Отделенная от нефти, пластовая вода содержит капли нефти механические примеси, гидраты закиси и окиси железа и большое содержание хлористых солей. Механические примеси забивают поры в продуктивных пластах и препятствуют проникновению воды в капиллярные каналы пластов, а следовательно, приводят к нарушению контакта "вода-нефть" в пласте и снижению эффективности ППД. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок. Хлористые соли, присутствующие в воде, способствуют коррозии оборудования и трубопроводов. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на установке комплексной подготовки нефти, необходимо очистить от капель нефти, механических примесей, гидратов окиси железа и солей, и только после очистки закачивать в продуктивные пласты.

Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливают конкретно для каждого нефтяного месторождения. Для очистки сточных вод применяют закрытую (герметизированную) систему очистки.

В герметизированной системе как правило используют три метода: отстой, фильтрация и флотация.

Метод отстоя основан на гравитационном разделении механических примесей твердых частиц, капель воды и нефти. Процесс гравитационного отстоя проводят в вертикальных резервуарах-отстойниках.

Метод фильтрации заключается в прохождении грязной пластовой воды через фильтрующий гидрофобный слой, например, через гранулы

полиэтилена. Гранулы полиэтилена «захватывают» частицы механических примесей и капельки нефти и свободно пропускают воду.

Метод флотации основан на одноименном явлении, когда пузырьки газа или воздуха, проходя через слой загрязненной воды снизу-вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их выталкиванию на поверхность.

Очистку сточных вод осуществляют на установках очистки вод типа УОВ-750, УОВ-1500, УОВ-3000 и УОВ-10000, имеющих пропускную способность соответственно 750, 1500, 3000 и 10000 м³ /сут. Каждая такая установка состоит из четырех блоков: отстойника, флотации, сепарации и насосного.

На нефтяных месторождениях часто применяются следующие установки обезвоживания и обессоливания нефти:

- термохимические установки обезвоживания нефти (ТХУ);
- электрообессоливающие установки (ЭЛОУ).

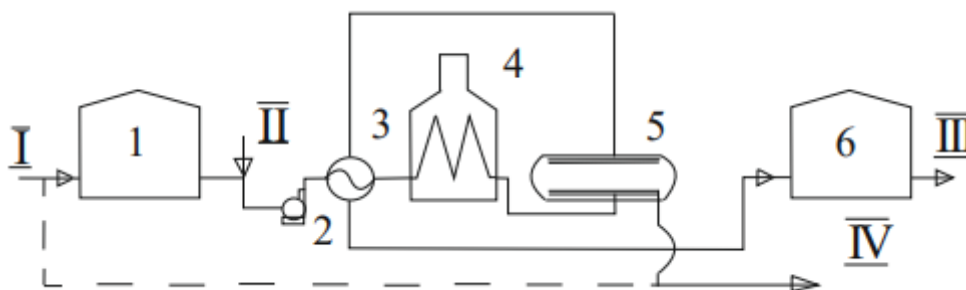


Рисунок 4 - Технологическая схема термохимической установки обезвоживания нефти

В данной установке обезвоживания нефти (рис. 4) нефтяную эмульсию I из резервуара сырьевого 1 насосом 2 через теплообменник 3 направляют в печь (трубчатую) 4. Перед насосом 2 в нефть добавляют деэмульгатор - поток II. В трубчатой печи 4 и теплообменнике 3 водонефтяная смесь нагревается и при транспортировании по трубчатому змеевику в печи происходит доведение реагента - деэмульгатора до капель

пластовой воды и разрушение бронирующих слоев эмульгаторов. Подогрев в трубчатой печи происходит при нагреве нефтяной эмульсии до температуры 70°C. Если требуется невысокая температура нагрева применяют пароподогреватели. Неустойчивая эмульсия из трубчатой печи 4 следует в отстойник 5, где разделяется на воду и нефть. Затем нефть, обезвоженная подается из отстойника сверху 5, проходит через теплообменник 3, где отдает небольшое количество тепла поступающей на деэмульсацию неподготовленной нефти и следует в резервуар 6, затем нефть товарная (поток III) следует в магистральный трубопровод. Пластовая вода которая отделилась в отстойнике 5 (поток IV) поступает на УПСВ [13].

Наиболее эффективным считается способ обессоливания на электрообессоливающей установке (рис. 5) При этом для стабилизации водонефтяной эмульсии, поступающей в электродегидратор, предусматривается теплехимическое обезвоживание. Сырая нефть (I) из сырьевого резервуара 1 сырьевым насосом 2 прокачивается через теплообменник 3 и подогреватель 4 и следует в отстойник 5. Перед сырьевым насосом в сырую нефть вводят деэмульгатор (II), поэтому в отстойнике 5 из сырой нефти выделяется, большое количество пластовой воды. Из отстойника 5 нефть с содержанием остаточной воды до 1—2 % следует в электродегидратор 8. При этом перед электродегидратором в поток нефти вводят пресную воду(III) и деэмульгатор, так что перед обессоливанием обводненность нефти в зависимости от содержания солей доводится до 8—15 %. В пресной воде соли растворяются и после отделения вода от нефти она становится обессоленной.

Сверху электродегидратора 8 выходит обессоленная и обезвоженная нефть, которая, пройдя промежуточную емкость 7, насосом 6 прокачивается через теплообменник 3, подогревая сырую нефть, и направляется в резервуар 9 товарной нефти. Вода (IV), отделившаяся от нефти в отстойнике 5 и электродегидраторе 8, направляется на установку

по подготовке воды. Товарная нефть(V) откачивается в магистральный трубопровод. 25

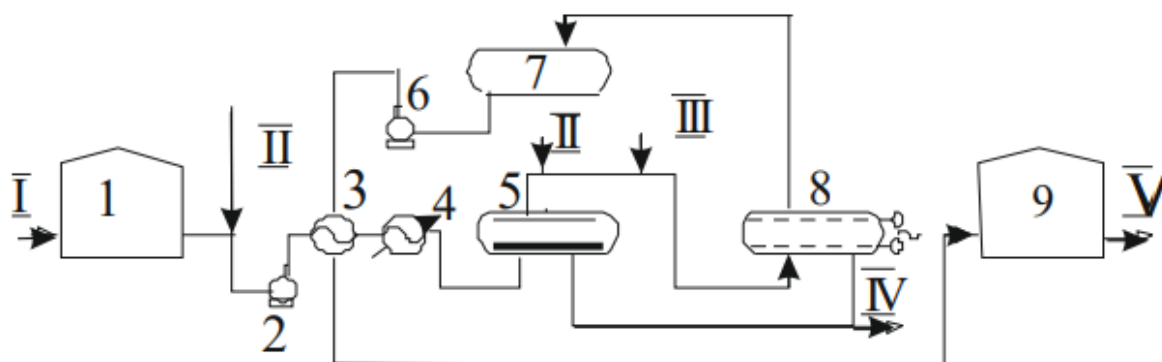


Рисунок 5 - Технологическая схема электрообезвоживающей установки

В нынешней индустрии применяют однотрубные системы сбора скважинной продукции, все процессы подготовки нефти, газа и воды находятся на одной территории -центральном пункте сбора и подготовки нефти, газа и воды.

На установку подготовки нефти (рисунок 6) сырая нефть после первой ступени сепарации поступает с давлением до 0,8 МПа, температурой 6-21°C и предельным содержанием воды не более 50 %. Сырая нефть (I) следует в газосепаратор где осуществляется разделение при давлении 0,5—0,6 МПа и далее в три одновременно работающих отстойника 2. С целью предварительного обезвоживания нефти в поток сырой нефти перед газосепаратором 1 подаются деэмульгатор (II) и подогретая пластовая вода (III).

Температуру потока нефти следует обеспечить 20—25°C. По этой причине в схеме предусмотрена возможность нагрева сырой нефти перед газосепаратором 1 в печах 5 и 6.

Обезвоженная нефть из отстойника 2 следует в буферную емкость 3, где протекает процесс сепарации под давлением 0.4 МПа и температуре

25°C, далее она подогревается в печи до температуры 35-40°C. При помощи клапана в буферной емкости поддерживается постоянный уровень жидкости. В поток перед электродегидратором вводится промывная вода и деэмульгатор [13].

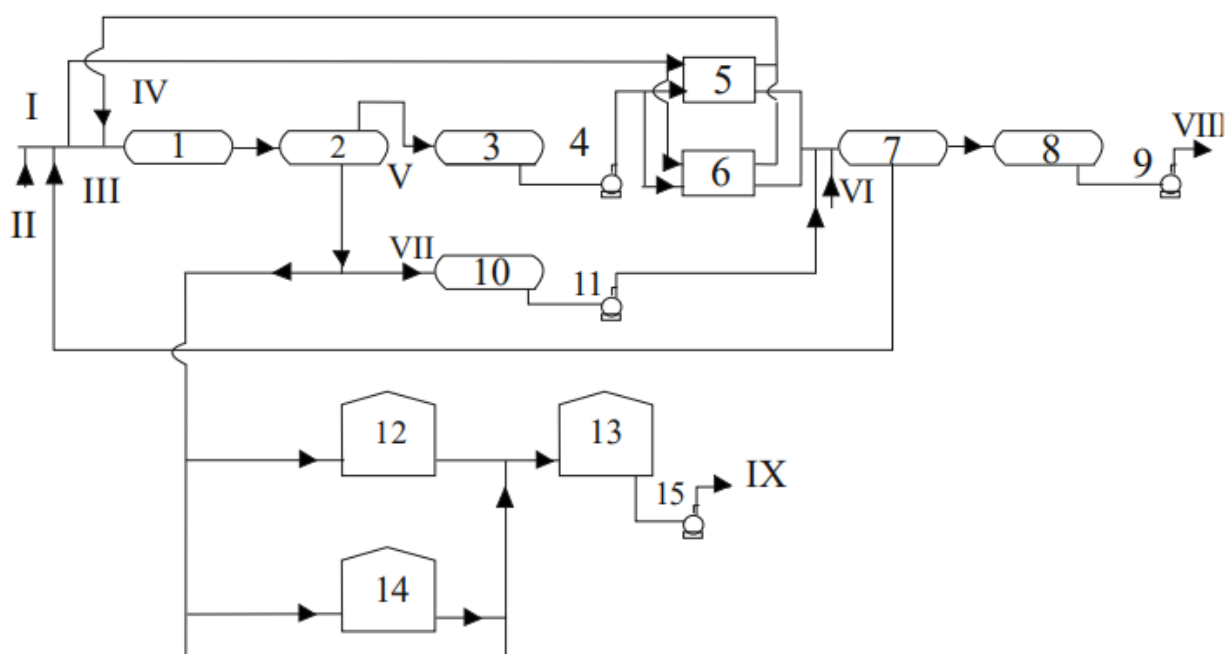


Рисунок 6 – Технологическая схема блочно-комплектной установки подготовки нефти

В электродегидраторах под воздействием электрических переменных полей от нефти отделяется оставшаяся вода вместе с растворенными в ней солями. Обессоленная нефть с содержанием воды 0,2 % и солей 40 мг/л поступает в буферную емкость 8, которая является сборником для насосов товарной нефти 9, подающих нефть в межпромысловый нефтепровод. В буферной емкости 8 нефть сепарируется при температуре 35 - 40 °C и давлении 0,4 МПа. Уровень нефти в буферной, емкости 8 поддерживается клапаном, установленным на нагнетательной линии насосов 9. Контроль количества и качества обессоленной нефти (VII), уходящей с ЦПС, осуществляется с помощью узла учета и определения качества товарной нефти. Пластовая вода (V), отделяемая в отстойниках 2и электродегидраторах 7, для очистки от нефти и механических примесей поступает в резервуары-отстойники 12 и 14с двухлучевым устройством

распределения потока, а часть ее (VI) поступает в емкость 10, из которой насосами 11 подается в линию нефти перед электродегидраторами 7. Очищенная пластовая вода поступает в резервуар 13, который служит для дегазации пластовых вод и в качестве буфера для работы насосной станции с насосами 15. Насосная станция подает очищенные пластовые воды (VII) на сооружения системы поддержания пластового давления. Нефть из резервуаров 12, 13, 14, отводится в подземную дренажную емкость, из которой погружным насосом перекачивается на прием технологических насосов 4.

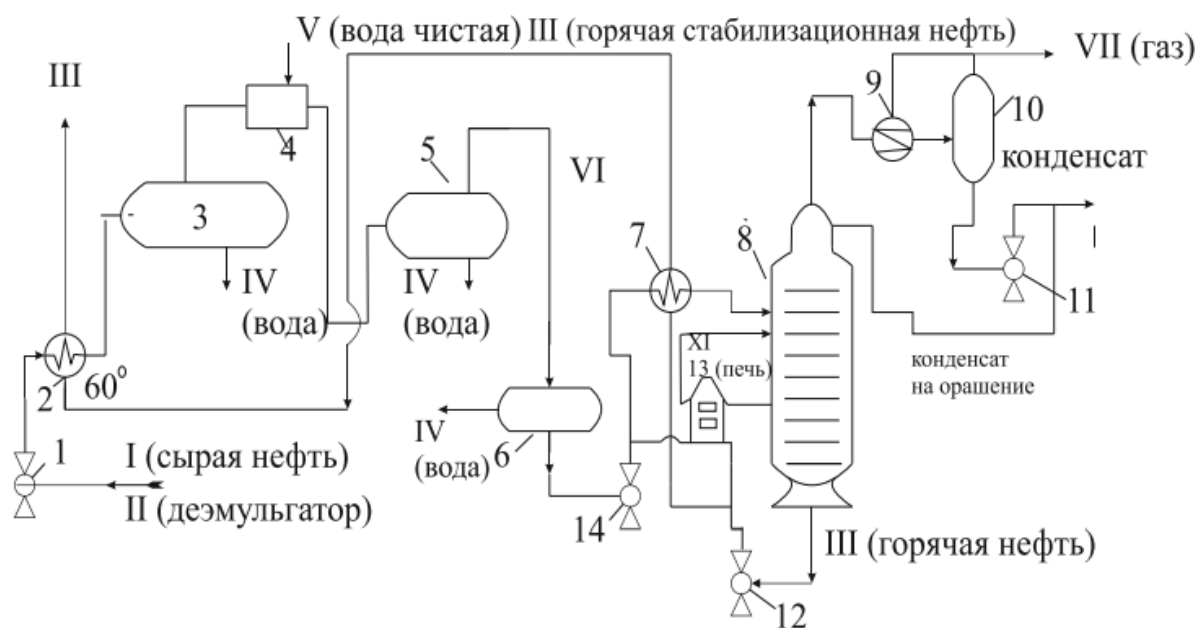


Рисунок 7 – Технологическая схема УКПН

УКПН это завод по промышленной подготовке нефти на котором осуществляется обезвоживание и обессоливание нефти, а также стабилизация. Для эффективного расслоения водонефтяной эмульсии добавляют деэмульгатор. (по линии II). Затем при помощи насоса нефть поступает в теплообменник 2, где подогревается до 60 , 70 градусов нефтью, поступающей после стабилизационной колонны 8. Нагретая нефть в отстойнике 3 обезвоживается, далее проходит через смеситель 4, где перемешивается с пресной водой для отмывания хлористых солей, далее

следует в отстойник второй ступени сепарации 5 и по линии VI в электродегидратор 6. Для наилучшего результата вымывания солей используют несколько последовательных смесителей, отстойников, электродегидраторов. Подготовленная нефть далее поступает в стабилизационную колонну 8, через теплообменник 7, где она подогревается. В колонне отделяются легкие фракции нефти, которые поступают на газоперерабатывающий завод.

В нижней (отпарной) и верхней частях стабилизационной колонны установлены тарелочные устройства, которые способствуют более полному отделению легких фракций. Внизу отпарной части стабилизационной колонны поддерживается более высокая температура (до 240°C), чем температура нефти, поступающей вверх отпарной части. Температура поддерживается циркуляцией стабильной нефти из нижней части стабилизационной колонны через печь 13. Циркуляция стабильной нефти осуществляется насосом 12 по линии X. В печи 13 может также подогреваться часть нестабильной нефти, которая затем подается вверх отпарной колонны по линии XI. В результате нагрева из нефти интенсивно испаряются легкие фракции, которые поступают в верхнюю часть стабилизационной колонны, где на тарелках происходит более четкое разделение на легкие и тяжелые углеводороды. Пары легких углеводородов и газ по линии VII из стабилизационной колонны поступают в конденсатор-холодильник 9, где они охлаждаются до 30°C, основная их часть конденсируется и накапливается в емкости орошения 10. Газ и несконденсировавшиеся пары направляются по линии VIII на горелки печи 13. Конденсат (широкая фракция легких углеводородов) насосом 11 и перекачивается в емкости хранения, а часть по линии IX направляется вверх стабилизационной колонны на орошение [12].

1.3 Основные проблемы возникающие при подготовке нефти на месторождениях

1.3.1 Образование стойких нефтяных эмульсий и современные методы борьбы с ними

На поздней стадии эксплуатации месторождений интенсивно применяются различные реагенты и химические вещества для обработки призабойной зоны пласта у скважин, повышения нефтеотдачи пластов, борьбы с соле- и парафиноотложениями в скважинах, трубопроводах и технологических аппаратах, а также при текущих и капитальных ремонтах скважин. В процессе осуществления этих мероприятий вымываются грязевые отложения, накопившиеся в системе добычи и сбора продукции скважин, образуются высоковязкие массы на всем пути движения продукции скважин от пласта до объектов подготовки нефти. В этих условиях повышаются плотность и вязкость нефти, снижается газовый фактор, увеличивается содержание пластовой воды, природных эмульгаторов и механических примесей. Результатом таких изменений физико-химических свойств продукции скважин является повышение стойкости водонефтяных эмульсий. Это приводит к осложнению процессов обезвоживания и обессоливания нефти на установках подготовки нефти.

В настоящее время при расширении добычи переработчики все чаще сталкиваются с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий. Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность. Альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказывают свою эффективность. Основаны они на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др. Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества,

являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности.

Необходимо выявить зависимость степени обезвоживания парафинистой нефти с различным содержанием воды и солей от химических методов, волновых технологий (магнитной и ультразвуковой обработки) и их различных комбинаций.

Россия является одной из самых крупных нефте- и газодобывающих стран в мире. Часто при расширении добычи «подготовщики» сталкиваются с проблемой обводненности нефти и, как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий.

Используемые сегодня традиционные технологии обезвоживания и обессоливания на протяжении многих лет показывают свою эффективность. Применяют физические - нагрев, отстаивание, центрифугирование, переменное электрическое поле и др., и химические - применение деэмульгаторов методы, а также их комбинирование [14].

Но у каждого метода есть свои недостатки. В настоящее время все больше изучают и внедряют в производство альтернативные методы воздействия на нефтяные и нефтегазовые системы, доказавшие свою эффективность, основанные на различной физической природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных, сверхвысокочастотных, радиационных и др.

Низкоэнергетические технологии (акустические, вибрационные, магнитные и др.), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового воздействия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности. Эти методы все чаще применяются в различных отраслях нефтяной промышленности [15-18].

Ультразвуковое воздействие на водонефтяные эмульсии вызывает механические колебания, которые приводят в движение капли воды, что

способствует их коагуляции, коалесценции и последующему расслоению эмульсий [18, 19].

В работе [20] был изучен комбинированный метод ультразвуковой и химической обработки деэмульсации нефти. Результаты исследований показали, что комбинированный метод проявляет лучший эффект по сравнению с химическим и ультразвуковым методами. Исследование было проведено с разной ультразвуковой мощностью, временем обработки и температурой. Было выяснено, что конечная скорость обезвоживания возрастает с увеличением температуры и мощности ультразвука и почти не изменяется с увеличением времени обработки.

В работе [21] было рассмотрено совокупное воздействие микроволновой и магнитной обработки в присутствии деэмульгаторов. Сочетание магнитного и микроволнового излучений обеспечивало глубокое обезвоживание нефти. При этом степень обезвоживания изменялась в зависимости от выбранного деэмульгатора.

Обзор научных направлений в области обессоливания и обезвоживания углеводородного сырья показал, что есть положительный результат от использования альтернативных методов для разделения водонефтяных эмульсий. Однако влияние содержания воды и солей в нефти на процесс разделения эмульсий недостаточно широко освещено в литературе.

В связи с этим целью данной работы является показать эффективность использования волновых методов и их комбинаций для обезвоживания нефтяного сырья различной степени обводненности и минерализации.

В качестве объектов исследования были выбраны нефть X месторождения, физико-химические показатели которой представлены в таблице 1, и пластовая вода различной минерализации: 75 г/дм³ (далее по тексту – минерализация 1) и 140 г/дм³ (далее по тексту – минерализация 2).

Химический состав пластовой воды X месторождения представлен в таблице 2.

Таблица 1- Физико-химические показатели нефти

Наименование	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	834
Содержание, % масс.:	
воды	6,1
механических примесей	0,055
парафинов	9
асфальтенов	1,15
Содержание хлористых солей, мг/дм ³	51,44
Температура застывания, °С	минус 6
Кинематическая вязкость, мм ² /с:	
при 50 °С	2,07
при 20 °С	4,15

Таблица 2-Химический состав пластовой воды

Наименование	Значение	
	(минерализация 1)	(минерализация 2)
Общее солесодержание, г/дм ³	75	140
Содержание, г/дм ³ :		
хлорид-ионов	48	85
сульфат-ионов	0,9	1,8

В ходе экспериментальных исследований использовали деэмульгатор ФЛЭК Д-012, который предназначен для работы с легкой парафинистой нефтью.

Деэмульгатор представляет собой раствор смеси неионогенных и ионногенных поверхностно-активных компонентов отечественного и импортного производства в ароматическом растворителе с изопропанолом. Деэмульгатор и его концентрация были выбраны исходя из ранних исследований [22]. Характеристика деэмульгатора представлена в таблице 3.

Таблица 3- Характеристика деэмульгатора

Характеристики	Значения
Внешний вид	прозрачная жидкость светло-желтого цвета
Массовая доля активного вещества, %, в пределах	48–52
Вязкость кинематическая при температуре 20 °С, мм ² /с, не более	80
Температура застывания, °С, не выше	минус 45
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , в пределах	865

Физико-химические показатели нефти и химического состава воды были исследованы стандартными методами, представленными в таблице 4.

Таблица 4 –Физико-химические показатели нефти и воды

Наименование	Метод определения
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 33364-2015
Содержание, % масс.:	
воды	ГОСТ 2477-2014
механических примесей	ГОСТ 6370-83
парафинов	ГОСТ 11851-85
хлористых солей	ГОСТ 21534-76
асфальтенов	ГОСТ 11858-66
Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91
Кинематическая вязкость, мм ² /с	ГОСТ 33-2016
Общее солесодержание, г/дм ³	Метод сухого остатка
Содержание, г/дм ³ :	
хлорид-ионов	ПНД Ф 14.1:2.4.111-97
сульфат-ионов	ПНД Ф 14.1:2.240-07

Для оценки эффективности использования волновых методов и их комбинаций для обезвоживания нефтяного сырья различной степени обводненности и минерализации были приготовлены модельные смеси, состоящие из нефти и пластовой воды различной минерализации. Количество вводимой пластовой воды составляло 10 % об., 30 % об. и 50 % об. на нефть

Экспериментальные исследования проводили по алгоритму, представленному на рисунке 1, согласно которому для осуществления химического воздействия пробу обводненной нефти тщательно перемешивают в течение 5 мин, далее к эмульсии добавляют деэмульгатор и отправляют на термическое отстаивание при 50 °С на 30 мин. В отделившейся нефтяной фазе определяют остаточное содержание воды.

Для проведения исследований с помощью волновых воздействий пробу обводненной нефти подвергают тем же процедурам, только после отстаивания в течение 10 мин воздействуют магнитным или ультразвуковым полем, после чего отправляют на повторное термическое отстаивание в течение 20 мин. В отделившейся нефтяной фазе определяют остаточное содержание воды.

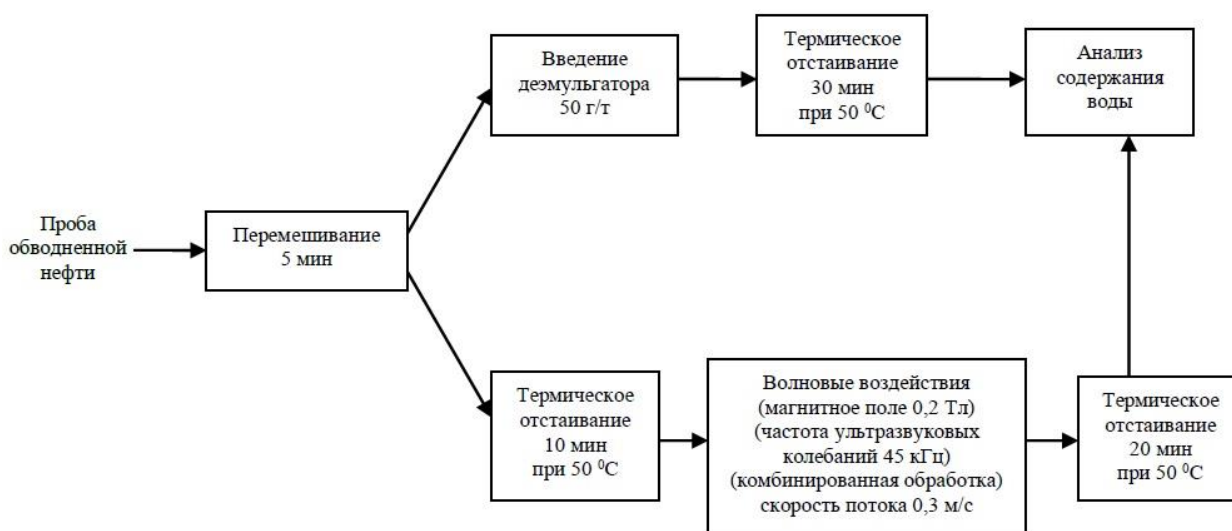


Рисунок 8 - Алгоритм экспериментальных исследований для выбора варианта процесса обезвоживания нефти

Волновая обработка сырья осуществлялась на установке с использованием магнитного туннеля [23] при величине магнитной индукции 0,2 Тл [24] и линейной скорости потока 0,3 м/с.

В качестве ультразвукового излучателя использован лабораторный ультразвуковой аппарат (частота колебаний 50 кГц), расположенный

внутри герметичной технологической емкости, через которую проходит поток изучаемой водонефтяной эмульсии.

Комбинированная обработка заключалась в последовательном применении сначала ультразвуковой обработки и затем магнитной обработки на установке, схема которой представлена на рисунке 9.

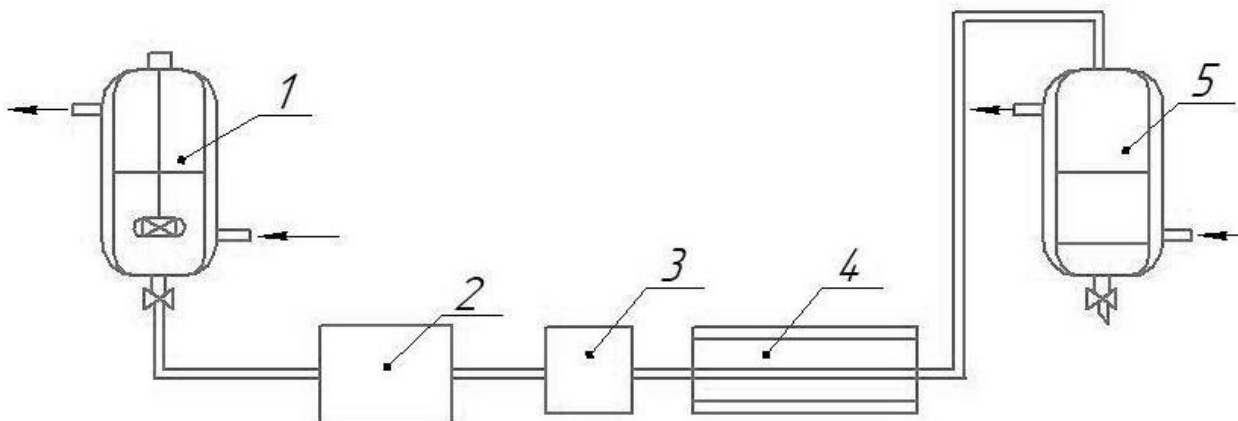


Рисунок 9 - Схема установки проточного типа для комбинированной обработки нефти. 1 – экстрактор с мешалкой для ввода пробы; 2 – насос; 3 – ультразвуковой излучатель; 4 – магнитный активатор; 5 – экстрактор для разделения эмульсии

На рисунках 10–12 представлены данные для сравнения влияния различной минерализации воды (75 г/дм³ и 140 г/дм³) на процесс разрушения нефтяной эмульсии на примере 10 %-ных, 30 %-ных и 50 %-ных обводенных проб соответственно.

Влияние минерализации на степень обезвоживания нефти неоднозначно. Для пробы с минерализацией 1 лучшие результаты получены при использовании комбинированного варианта. Магнитное поле + деэмульгатор показывают 96–98 %. Также высокий результат наблюдается при комбинации ультразвука, магнитной обработки и деэмульгатора – 97 %. Более низкие результаты получены при магнитной обработке и комбинированных вариантах (ультразвук + деэмульгатор и

ультразвук + магнитное поле) – 94–95 %. Самую низкую эффективность показал метод термического отстоя – 83 %.

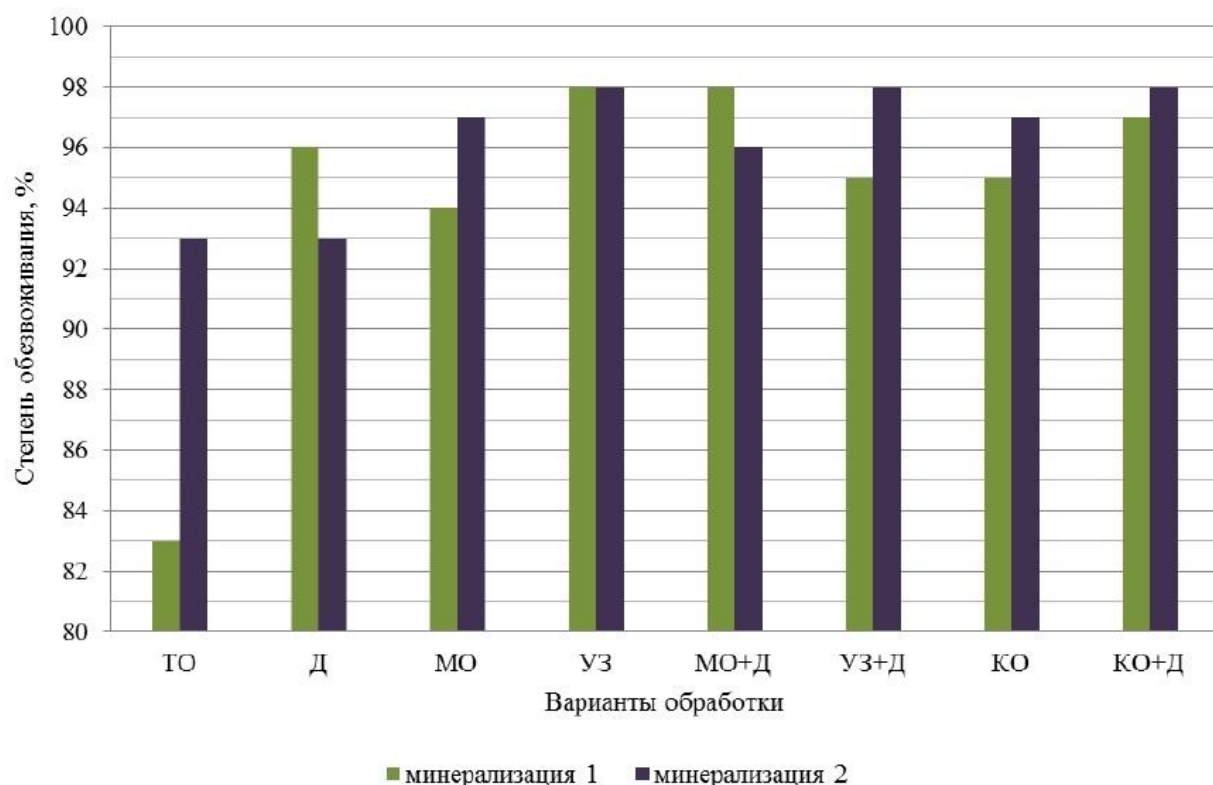


Рисунок 10 - Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 10 % .

ТО – термический отстой;

Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-012;

МО – магнитная обработка;

УЗ – ультразвуковая обработка;

КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Для пробы с минерализацией 2 наиболее эффективно использовать ультразвуковую обработку и ее комбинации с деэмульгатором или с магнитным полем и деэмульгатором – 98 %. Несколько хуже разделение эмульсии произошло при использовании магнитной обработки и ее комбинации с ультразвуком или с деэмульгатором – 96–97 %. В методе термического отстоя и химическом методе наблюдали самый низкий результат – 93 %.

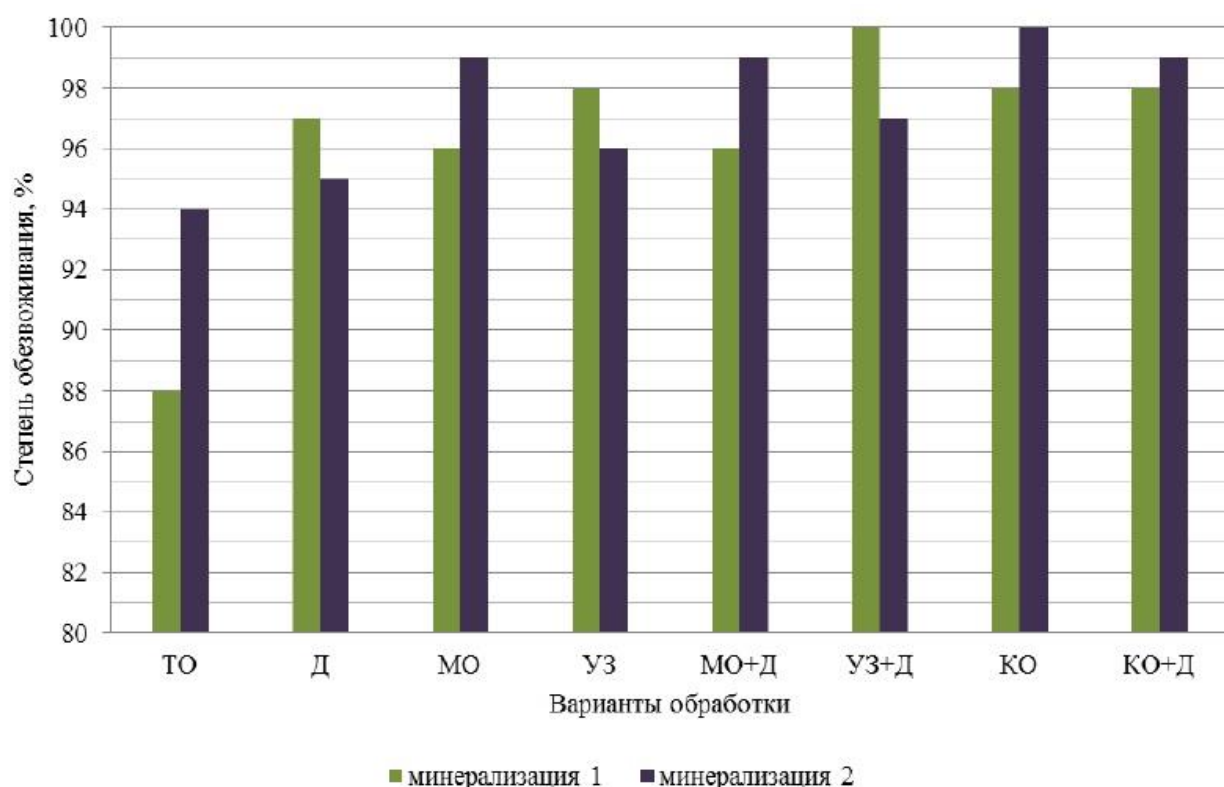


Рисунок 11 - Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 30 %

ТО – термический отстой;

Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-012;

МО – магнитная обработка;

УЗ – ультразвуковая обработка;

КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Для пробы с минерализацией 1 комбинированный метод (ультразвук + деэмульгатор) позволяет полностью разделить водонефтяную эмульсию. Меньшую эффективность разделения эмульсии наблюдали при использовании деэмульгатора, магнитной, ультразвуковой обработок и комбинированного варианта (ультразвук + магнитное поле и ультразвук + магнитное поле + деэмульгатор) – 96–98 %. Самый низкий результат разделения эмульсии получен при термическом отстое – 88 %.

Для пробы с большей минерализацией в процессе обезвоживания эффективно использовать метод магнитной обработки и ее различных

комбинаций с химическим методом и ультразвуком – 99 % и 100 % соответственно. Самую низкую степень обезвоживания наблюдали при термическом отстое – 94 %.

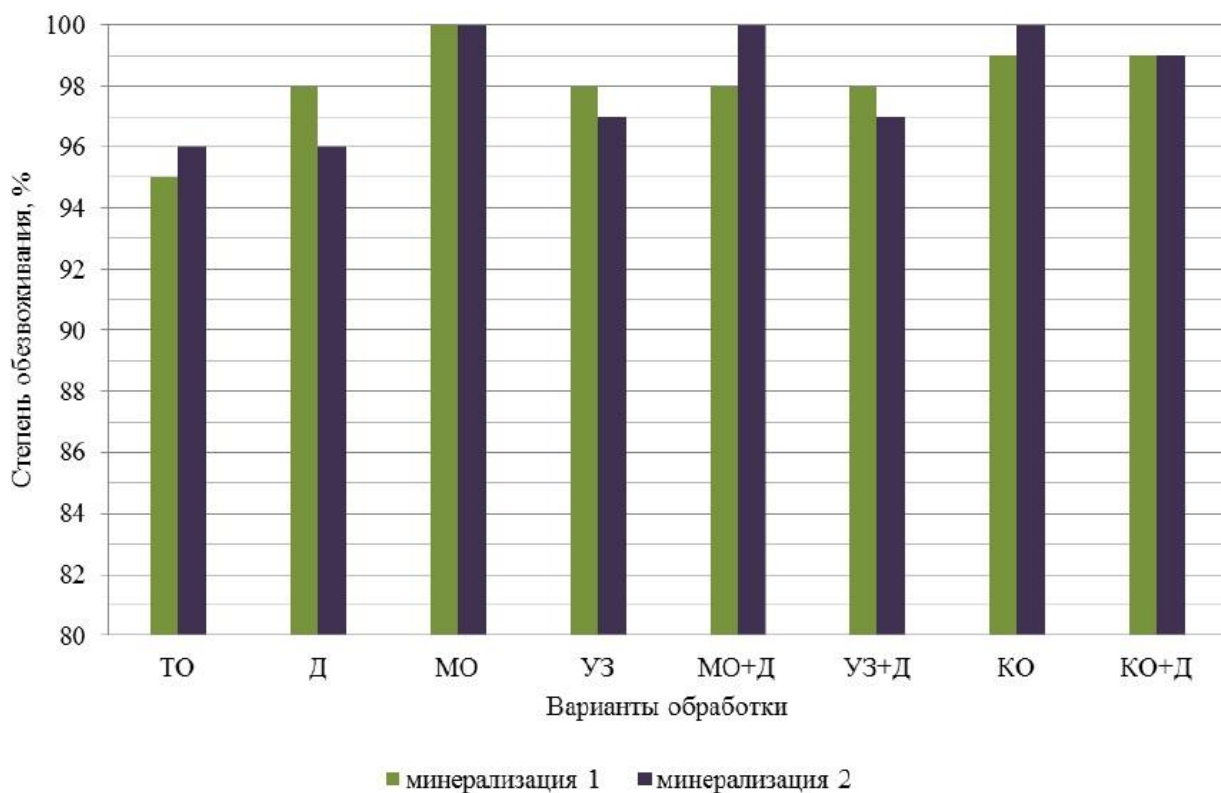


Рисунок 12 - Зависимость степени обезвоживания нефти от варианта её обработки при различной минерализации и обводненности 50 %

ТО – термический отстой; Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-012;

МО – магнитная обработка; УЗ – ультразвуковая обработка;

КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

В пробе с минерализацией 1 100 %-ное обезвоживание достигается при магнитной обработке. Также высокую эффективность наблюдаем в комбинированных вариантах (ультразвук + магнитное поле и ультразвук + магнитное поле + деэмульгатор) – 99 %, несколько ниже в химическом, ультразвуковом и комбинированном методах (магнитное поле + деэмульгатор и магнитное поле + ультразвук) – 98 %. Метод термического отстоя позволяет достичь степени обезвоживания 95 %.

Магнитная обработка и ее комбинация с деэмульгатором, ультразвуком и ультразвуком с деэмульгатором для пробы с минерализацией 2 показали также высокий результат, как и для аналогичной пробы с 30 %-ной обводненностью, – 99 % и 100 % соответственно. Более низкая эффективность разделения эмульсии отмечена при термическом отстое, при использовании деэмульгатора, ультразвука и его комбинации с деэмульгатором – 96–97 %.

Можно предположить, что благодаря разнице плотностей соленой воды и нефти в изучаемых пробах процесс разделения водонефтяных эмульсий протекает легче. Также с повышением минерализации растёт количество компонентов (как ионов растворённых солей, так и парамагнитных частиц солей жёсткости), способных влиять на прочность бронирующего слоя. Эффект воздействия ультразвука на водонефтяную систему заключается в разрушении под действием механических напряжений и кавитации внешних оболочек надмолекулярных структур – дисперсных частиц. При этом углеводороды, их формирующие, переходят в дисперсионную среду. Магнитное поле заставляет парамагнитные компоненты бронирующего слоя изменять своё местоположение, тем самым разрыхляя и деформируя его. В свою очередь ионы растворённых солей обретают упорядоченное движение внутри глобулы воды в соответствии с правилом Ленца, что также нарушает устойчивость системы.

Таким образом, при комбинированной волновой обработке происходит изменение структуры нефтяной дисперсной системы по двум направлениям: перестраивается дисперсионная углеводородная среда и ослабляются связи между молекулами, составляющими бронирующие оболочки.

На основании полученных результатов нами предложена система для выбора эффективного варианта обработки нефти при её различной минерализации и обводненности, которая приведена на рисунке 13.

минерализация \ обводненность			
	10	30	50
менее 140	УЗ	УЗ+Д — 100%	МО — 100%
	МО+Д — 98%	УЗ	КО — 99%
	КО+Д — 97%	КО — 98%	КО+Д — 99%
более 140	УЗ	КО — 100%	МО — 100%
	УЗ+Д — 98%	МО — 99%	МО+Д — 100%
	КО+Д — 97%	МО+Д — 99%	КО — 99%
	КО — 97%	КО+Д — 99%	КО+Д — 99%
	МО — 97%		

Рисунок 13 - Варианты интенсификации процесса обезвоживания нефтяного сырья в зависимости от его обводненности и минерализации

МО – магнитная обработка;

УЗ – ультразвуковая обработка;

Д – деэмульгатор ФЛЭК Д-012;

КО – комбинированная обработка (ультразвук + магнитное поле)

Видно, что для месторождения нефти с малой обводненностью (10 %) и минерализацией 75 г/дм³ эффективно использовать ультразвуковой метод или комбинированный (магнитная обработка с величиной магнитной индукции 0,2 Тл с применением деэмульгатора ФЛЭК Д-012 концентрацией 50 г/т). Для нефти с высокой минерализацией 140 г/дм³ также хорошо подходит ультразвуковой метод – 98 %.

Для месторождений с 30 %-ным содержанием воды и содержанием солей 75 г/дм³ в нефти лучше всего подходит метод комбинированной обработки ультразвуком с применением деэмульгатора, но также можно

использовать метод ультразвуковой обработки. При минерализации 140 г/дм³ можно использовать магнитную обработку с величиной магнитной индукции 0,2 Тл – 99 % или комбинирование её с ультразвуком.

Для месторождений нефти на поздней стадии разработки, содержащей 50 % воды и различное количество солей, эффективно использовать метод магнитной обработки, а также комбинирование её с ультразвуком и с применением деэмульгатора.

Таким образом, после магнитной обработки более обводненные пробы нефти (содержание воды 50 %) разделяются лучше, чем с меньшим содержанием воды (10–30 %); после ультразвуковой обработки обводненность нефти не оказывает влияния на результаты (степень обезвоживания 98 %); комбинирование ультразвука и магнитной обработки наиболее эффективно (до полного обезвоживания) для обводненной пробы нефти (30 %), в то время как разделение «крайних» проб (10 % и 50 %) составило 95–98 %.

С повышением минерализации до 140 г/дм³ эффективность деэмульгатора уменьшается для всех проб нефти. Ультразвуковая обработка лучше проявляется на менее обводненных пробах и снижается по мере роста содержания воды; при комбинированной обработке наиболее эффективно сочетание ультразвука и деэмульгатора для малообводненной пробы и сочетание ультразвука с магнитной обработкой или магнитной обработки с деэмульгатором.

Таким образом, в настоящем литературном обзоре рассмотрены основные процессы подготовки сырой нефти на месторождении и технологические основы подготовки нефти и газа

Описание применяемых технологических процессов по первичной (промысловой) подготовке нефти дает общее понимание таких процессов как сепарация, обезвоживание и обессоливание нефти.

Так же в литературном обзоре рассмотрен ряд технологических схем, применяющихся при подготовке нефти.

В целом, теоретические основы и практические решения подготовки сырой нефти (водонефтяной эмульсии), проанализированные в данном обзоре позволяют подойти к рассмотрению основного вопроса данной работы анализу влияния технологических параметров на процессы промысловой подготовки нефти.

1.3.2 Потери нефти при подготовке и способы их предотвращения

Весь путь нефти от мест добычи до мест потребления сопровождается потерями, которые происходят в результате утечек, изменения качества и испарения. Поэтому сохранение качества и количества нефтепродукта в процессе транспорта и хранения являются очень важной задачей. Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов достигается в результате организационных и технических мероприятий, выбор которых зависит от конкретных условий на предприятии, климатической зоны, объема реализации и других факторов. Все потери нефти и нефтепродуктов на трубопроводном транспорте можно разделить на количественные, качественные и количественно-качественные.

Количественные потери связаны с разгерметизацией технологического оборудования, с повреждением трубопроводной арматуры, с авариями.

Качественные потери связаны со смешением различных типов и групп нефтей и нефтепродуктов, загрязнением, обводнением, окислением.

Количественно-качественные потери связаны с испарениями. При испарении происходит снижение качества продукта из-за испарения легких фракций и уменьшение его количества. Потери от испарения составляют примерно 60-80 % от всех потерь [25].

Потери от испарений можно разделить на потери от «больших дыханий», «малых дыханий», «обратного выдоха», от насыщения газового пространства и от его вентиляции.

Потери от больших дыханий происходят при операциях заполнения и откачки нефти из резервуара. При заполнении объем газового пространства

уменьшается, давление увеличивается, когда повышенное давление доходит до установки дыхательного клапана и пары углеводородов выбрасываются в атмосферу.

При операции откачки объем газового пространства увеличивается, давление понижается, когда пониженное давление доходит до установки дыхательного клапана, атмосферный воздух подсасывается в резервуар, тем самым регулируя давление.

Потери от малых дыханий связаны с суточными колебаниями температур окружающей среды. При повышении температуры газового пространства резервуара в дневное время, паровоздушная смесь стремится расшириться, давление растет. Повышенное давление доходит до установки дыхательного клапана и пары углеводородов выбрасываются в атмосферу. В ночное время, температура газового пространства уменьшается, давление падает, пониженное давление доходит до установки дыхательного клапана, атмосферный воздух подсасывается в резервуар, тем самым регулируя давление.

Потери от обратного выдоха обусловлены следующим: после опорожнения резервуара до некоторого остатка или частичной выкачки нефти его газовое пространство недонасыщено углеводородами. При дальнейшем неподвижном хранении происходит насыщение газового пространства, что вызывает рост давления в нем. Как только оно достигает установки дыхательного клапана, последний открывается и происходит вытеснение в атмосферу некоторого объема паровоздушной смеси.

Потери от вентилиации газового пространства резервуара происходят при наличии двух и более отверстий на крыше или корпусе резервуара, расположенных на разных уровнях. Считается, что в этом случае вследствие разности плотностей воздуха и паровоздушной смеси образуется газовый сифон: паровоздушная смесь истекает через нижнее отверстие, а освободившееся пространство занимает воздух, подсасываемый через верхнее отверстие.

Однако такой механизм вентиляции имеет место только в частном случае, когда давление в верхней точке газового пространства равно атмосферному. На самом деле вследствие изменения температуры и испарения нефтепродуктов оно, как правило, либо больше, либо меньше атмосферного.

Соответственно, при этом через все имеющиеся отверстия либо происходит истечение паровоздушной смеси в атмосферу, либо в резервуар подсасывается воздух.

Следовательно, потери от вентиляции газового пространства имеют место, когда давление в газовом пространстве превышает атмосферное, но дыхательная арматура закрыта.

Потери от насыщения газового пространства резервуара парами нефтепродуктов могут происходить при начальном заполнении резервуара нефтепродуктом, когда газовое пространство резервуара кроме воздуха начинает насыщаться еще и парами нефтепродукта.

Для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения применяют следующие методы и технические мероприятия.

Газоуравнительная система - это система трубопроводов, объединяющих газовое пространство резервуаров с одинаковым продуктом. Благодаря этому в тех случаях, когда операция заполнения одних резервуаров совпадает по времени с опорожнением других, часть паровоздушной смеси из заполняемых резервуаров вытесняется не в атмосферу, а в опорожняемые резервуары. Для компенсации неравномерности в откачке и закачки нефти в резервуары в систему включают газгольдеры.

Газоуравнительная система состоит из:

- 1) резервуаров;
- 2) дыхательных клапанов;
- 3) газгольдера;
- 4) регулятора давления;

- 5) сборного газопровода;
- 6) конденсатосборника;
- 7) насоса;
- 8) конденсатопровода.

Во время эксплуатации резервуара в нем непрерывно проходит процесс, во время которого его содержимое «дышит», как было описано ранее.

Назначением дыхательного клапана является герметизация газового пространства резервуара, регулирование давления в нем в заданных пределах путем периодического сообщения газового пространства резервуара с атмосферой.

Дыхательные клапана, устанавливаемые на РВС, в основном используют двух видов - НДКМ и КДС. Диски отражатели устанавливаются под монтажным патрубком дыхательного клапана. С его помощью изменяется направление струи входящего воздуха с вертикального на горизонтальное. Благодаря этому вошедший воздух оттесняет пары нефтепродукта вниз, а сам занимает положение под кровлей. При последующем заполнении резервуара в атмосферу вытесняется этот воздух с примесью паров нефтепродукта, проникающих в него, благодаря диффузии и конвекции.

Микрошарики, это полые сферы, заполненные азотом. Благодаря небольшому диаметру и массе, они хорошо распределяются на поверхности продукта и хорошо закрывают её. В ходе лабораторных испытаний, было установлено что, микрошарики плавающие на поверхности сокращают потери от испарения всего на 35-50% что недостаточно. Также недостатком является то, что при опорожнении резервуара они уходят вместе с продуктом, что в дальнейшем загрязнит фильтры. Понтоны представляют собой жесткую газонепроницаемую конструкцию, закрывающую 95% поверхности продукта, снабженную кольцевым затвором, герметизирующим оставшуюся поверхность.

Понтоны бывают металлические и синтетические. Уменьшение испарения происходит вследствие уменьшения поверхности испарения, и соответственно, - скорости насыщения газового пространства резервуара углеводородами.

Резервуары вертикальные стальные с плавающей крышей отличаются от резервуаров вертикальных стальных с понтоном тем, что они не имеют стационарной крыши. Принцип действия резервуара с плавающей крышей аналогичен принципу действия резервуаров с понтоном [26].

Под азотной подушкой подразумевается постоянная или периодическая продувка азотом газового пространства резервуара. Азотную подушку создают путем соединения резервуара к емкости, где храниться азот.

Преимущества: минимизации потерь, отсутствие выдыхов углеводородов в атмосферу, снижение металлоемкости, отсутствие кислорода - уменьшение коррозии, источник азота - атмосферный воздух. Недостатками данной системы являются: высокая стоимость установки, необходимость обслуживания установки.

Система улавливания легких фракций представляет собой совокупность технологического оборудования, обеспечивающего отбор и утилизацию легких фракций нефтепродукта при повышении давления в газовом пространстве резервуара до того, как произойдет выдох в атмосферу.

Ощутимое сокращение потерь нефти и нефтепродуктов достигается при рациональной эксплуатации резервуаров. Если держать резервуары максимально заполненными, то потери от «малых дыханий» будут минимальны. Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо избегать перекачек продукта из резервуара в резервуар. Также для рациональной эксплуатации резервуара должно быть проведено уменьшение амплитуды колебаний температуры продукта и газового пространства резервуара. Сокращение амплитуды колебаний температуры газового пространства осуществляется предохранительной окраской резервуаров

светлыми светоотражающими составами, системой орошения резервуара, заглублением резервуаров, применение железобетонных резервуаров[27].

Наиболее действенными из них являются применение газоуравнительных систем, эффективность 40%, и плавающих крыш и понтонов, эффективность 95-98%. На данный момент от газоуравнительных систем отказались в виду их пожароопасности, наиболее распространенным видом сокращения потерь нефти, является применение плавающих крыш и понтонов, но такой вид применим не ко всем климатическим зонам.

2 СИСТЕМА СБОРА, ПОДГОТОВКИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГАЗА НА X НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Система сбора нефти и попутного газа X месторождения однотрубная, закрытого типа с замерными установками типа «Спутник».

С фонда скважин X месторождения нефть по выкидным линиям о системы сбора через замерные установки поступает на установки предварительного сброса воды (УПСВ), где происходит сепарация, деэмульгация и обезвоживание продукции сбора с подготовкой нефти до требуемого качества с дальнейшей откачкой обезвоженной нефти до УПН для окончательной подготовки. Подготовленная нефть поступает на ЦТП Советского месторождения; отделившаяся на УПСВ подтоварная вода поступает на БКНС для последующей закачки в пласт; а выделившийся в процессе сепарации очищенный газ – на собственные нужды (котельные, подогреватели нефти и т.д.) и на ГКС (газокомпрессорную станцию).

Большая часть подтоварной воды отделяется от нефти и мех примесей на УПСВ, после чего она поступает в систему ППД для закачки в пласт.

УПН X месторождения - один из наиболее значимых объектов подготовки X нефти, так, как установка является конечной в цепочке сбор-подготовка.

Установка подготовки нефти находится на территории ХМАО (Тюменская обл., Нижневартовский р-н) и входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти X нефтяного месторождения. УПН введена в действие в 1984 году, имеет общую площадь X м². Проект и технологический процесс разработан научно-исследовательской организацией «ТомскНИПИнефть» в 1984 году.

Попутный нефтяной газ используется как топливо для печей нагрева нефти, и как топливо для котельной поселка X. Попутный нефтяной газ X месторождения проходит очистку от капельной жидкости в газовых

Длина газопровода 42 км, диаметр 350 мм. По трассе газопровода установлены два конденсатосборника.

Нефтегазосодержащая жидкость (нефть, газ, пластовая вода) с фонда скважин поступает на входную гребенку УПН с давлением от 0,2 кгс/см² до 4,0 кгс/см². Для контроля за давлением на гребенке установлен технический манометр также установлены датчики давления для контроля за температурой поступающей нефтегазосодержащей жидкости на гребенке установлен преобразователь температуры, параметры которых снимаются на компьютере в операторной.



С входной гребенки жидкость поступает на первую ступень сепарации, на вход нефтегазовых сепараторов.

Для более эффективного разделения нефти и воды в РВС поток поступающей жидкости подается деэмульгатор. Подача деэмульгатора в поток осуществляется из действующего блока дозирования реагента БРХ.

Сепарированная обводненная нефть с нефтегазового сепаратора с давлением от 0,16 кгс/см² до 2,5 кгс/см поступает на вторую ступень сепарации для дальнейшей дегазации.

После сепараторов второй ступени, дегазированная поступает в резервуарный парк.

Для визуального наблюдения за давлением нефтегазовых сепараторах установлены технические манометры, также установлены датчики давления, параметры которых снимаются на компьютере в операторной.

Уровень жидкости в нефтегазовых сепараторах контролируется приборами «Х», «Х» и регулируется клапанами электрическими «Х».

Для защиты сепараторов от превышения давления на них установлены предохранительные клапана Х.

Газ с предохранительных клапанов поступает в факельный коллектор низкого давления.

Для визуального наблюдения за давлением на нефтегазовом сепараторе установлены технические манометры, также установлены датчики давления, параметры которых снимаются на компьютере в операторной. Уровень жидкости в сепараторах контролируется прибором Х.

В технологический резервуар обводненная нефть поступает с КСУ, проходя через лучевое распределительное устройство и слой пластовой воды, разделяется на нефть и воду. Для определения уровней в РВС установлен уровнемер Х, сигнализация верхнего предельного уровня в РВС выполняется сигнализатором уровней ПМП.

Для определения температуры нефти и воды в РВС установлен измеритель температуры многоточечный, параметры которого снимаются на компьютере в операторной.

Подготовленная нефть из верхней части нефтяного слоя, через заборную воронку поступает на прием нефтяных насосов.

На приеме насосов внешней откачки нефти установлены технические манометры, а так же манометры ДМ, для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе насосов установлены манометры ДМ для контроля давления на выходе агрегата. При увеличении температуры подшипников выше установленного регламентом, насосы останавливаются. Защитные кожуха полумуфт насосных агрегатов оснащены системой блокировки с пусковым устройством, исключающим пуск его в работу при отсутствующем или открытом ограждении.

Сбор утечек через торцевое уплотнение и дренирование фильтров нефтяных насосов производится в подземную емкость. На емкости установлен уровнемер для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Нефть откачивается насосом типа «НВ» в ручном режиме в выкидной коллектор насосов внутренней перекачки нефти. Контроль давления осуществляется по техническому манометру.

С выкидного коллектора насосов нефть поступает на узел учета нефти, после чего нефть направляется в напорный нефтепровод УПН –ЦТП.

Расход нефти через СИКНС регулируется клапаном с электроприводом.

Отбор пробы подготовленной нефти производится автоматическим пробоотборником.

Для регулирования температуры подготовки, нефть подается на вход насосов насосной внутренней перекачки нефти. На приеме насосов установлены технические манометры, а так же манометры ДМ, для контроля давления на входе агрегата.

На выкидном коллекторе насосов до задвижек установлены манометры ДМ, для контроля давления на выходе агрегата. На агрегатах установлены

температурные датчики по температуре передних и задних подшипников насоса и электродвигателя, по температуре трубки разгрузки насоса, при увеличении температуры выше установленных регламентом значений, насосы останавливаются.

Сбор утечек через торцевое уплотнение и дренирование фильтров нефтяных насосов производится в ЕП. Дренирование трубопроводов входного и выкидного коллектора насосной внутренней перекачки нефти производится в ЕП.

На емкости ЕП установлен уровнемер для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Нефть откачивается насосом НВ в ручном режиме в выкидной коллектор насосов внутренней перекачки нефти. Контроль давления осуществляется по техническому манометру МП-4У.

С выкидного коллектора насосов нефть поступает на вход печей ПТБ-10. На приеме печей, для контроля за давлением, установлены технические манометры МП, на выходе установлены манометры ДМ и технические манометры МП.

Для контроля температуры продукта на ПТБ-10 установлен термометр. Для контроля температуры дымовых газов на ПТБ-10 установлены приборы ТХА. При увеличении температуры выше установленных регламентом, печи останавливаются.

Подогретая нефть с ПТБ-10 на вход сепараторов. Газ на ПТБ подается с сепаратора газового (СГ). На СГ установлен предохранительный клапан СППК, уровнемер СУ-1С.

Выделившаяся в РВС подтоварная вода за счет гидростатического давления поступает в резервуар товарный для дополнительной подготовки.

Для определения уровней товарном резервуаре установлен уровнемер Optiflex, сигнализация верхнего предельного уровня в РВС выполняется сигнализатором уровней типа ПМП.

Для определения температуры нефти и воды в товарном резервуаре установлен измеритель температуры многоточечный, параметры которого снимаются на компьютере в операторной.

Подтоварная вода с РВС поступает на прием водяных насосов. На приеме насосов установлены технические манометры МП, для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе установлены манометры ДМ для контроля давления на выходе агрегата. На агрегатах установлены температурные датчики по температуре передних и задних подшипников насоса и электродвигателя трубки разгрузки насоса по температуре передних и задних сальников насоса, при увеличении температуры выше установленных регламентом значений, насосы останавливаются. С выкидного коллектора насосов подтоварная вода поступает на БКНС.

Подтоварная вода с РВС поступает на прием водяных насосов. На приеме насосов установлены технические манометры МП и манометры ДМ, для контроля давления на входе агрегата. На выкидном коллекторе насосов установлены манометры ДМ, для контроля давления на выходе агрегата. С выкидного коллектора насосов подтоварная вода, поступает на вход насосных агрегатов.

Уловленная нефть с РВС поступает на вход насосов внутренней перекачки нефти с последующей откачкой на вход печей ПТБ-10.

Сбор утечек через сальниковое уплотнение водяных насосов производится в подземную емкость (ЕП). На емкости установлен уровнемер для определения аварийного уровня в ЕП с подачей звукового сигнала. Вода откачивается насосом НВ в ручном режиме на прием водяных насосов. Контроль за давлением осуществляется по техническому манометру.

Отделившиеся в нефтегазовых сепараторах, газ высокого давления поступает на СИКГ ГКС «Х» и далее по газопроводу на ГКС «Х». С ГКС поступает на ПТБ-10, на котельную ЦПС.

В случае остановки ООО «Нижневартовский ГПЗ» (плановой, аварийной), для соблюдения норм технологического режима давления на входе и по ступеням сепарации, газ первой ступени сепарации при необходимости переводится (частично или полностью) на факел высокого давления.

Для предотвращения забивки газовых линий газогидратными пробками с БРХ в газопровод низкого и высокого давления подается метанол (ингибитор гидратообразования).

Отпуск нефти сторонним организациям осуществляется на пункте налива нефти ПНН, с выкидного коллектора насосной внешней перекачки нефти. Контроль за расходом нефти по компьютеру в операторной. Контроль за давлением по техническому манометру МП-4У.

2.2 Анализ работы УПН и её недостатки

УПН «Х» предназначена для приема и подготовки нефти с фонда скважин Х месторождения. Согласно рабочего проекта УПН, выполненного институтом ТомскНИПИ нефть в 1984 году, производительность УПН была рассчитана на Х млн. т. нефти в год.

На УПН поступает обводненная нефть с трех промыслов по самостоятельным коллекторам 426х6 мм. Нефть характеризуется прогрессирующей обводненностью, газовым фактором.

Существующая установка подготовки нефти на Х месторождении была введена в эксплуатацию в 1984 году. Схема установки подготовки нефти имеет ряд недостатков и не отвечает требованиям РД 39-01 УВ 311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды».

Недостатком в работе УПН является малая скорость потока в печи из-за того, что сырьё в неё поступает четырьмя параллельными потоками. Недостаточная скорость потока приводит к накоплению на стенках печных труб солевых отложений с последующим прогаром труб.

Сдача нефти на действующей установке подготовке нефти производится в товарных резервуарах РВС-5000. Постоянное хранение нефти в резервуарах, производство товаро-коммерческих операций в товарном парке ведёт к дополнительным потерям нефти, где за счёт испарения лёгких фракций нефти коэффициент потерь равен X т.е. с каждых X тонн сдаваемой нефти X тонны теряется.

2.3 Анализ проблем, осложняющие процесс подготовки нефти на месторождении

Основными проблемами, связанными с подготовкой нефти на X месторождении является образование стойких эмульсионных слоев в технологических аппаратах. Образование таких эмульсий обусловлено повышенным содержанием механических примесей, поступающих с фонда скважин, на которых применяются различные методы интенсификации добычи.

Для повышения эффективности выработки запасов нефти X месторождения применяются различные методы интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел, перестрел, приобшение), методы депрессий метод глубоких депрессий (МГД), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глиноокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.).

С 2006 г. одним из перспективных направлений стало бурение вторых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из за высокой обводненности или аварии. Также проводились работы по выравниванию фронта вытеснения с применением потокоотклоняющих составов.

В общей сложности на скважинах X месторождения за период разработки 2000-2013 гг. проведено 1629 операций различных видов ГТМ и МУН в X скважинах.

На рисунке 15 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН проведенных за рассматриваемый период разработки на X месторождении. Как можно заметить, основным методом является ГРП, доля 46 которого составляет X% от всех скважино-операций. В целом по X месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила Xтыс.т. На рисунке 15 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2014 год. Можно отметить, что практически X (тыс.т) от всей дополнительно добытой нефти полученной за счет проведения геолого-технических мероприятий приходится на ГРП и ЗБС.

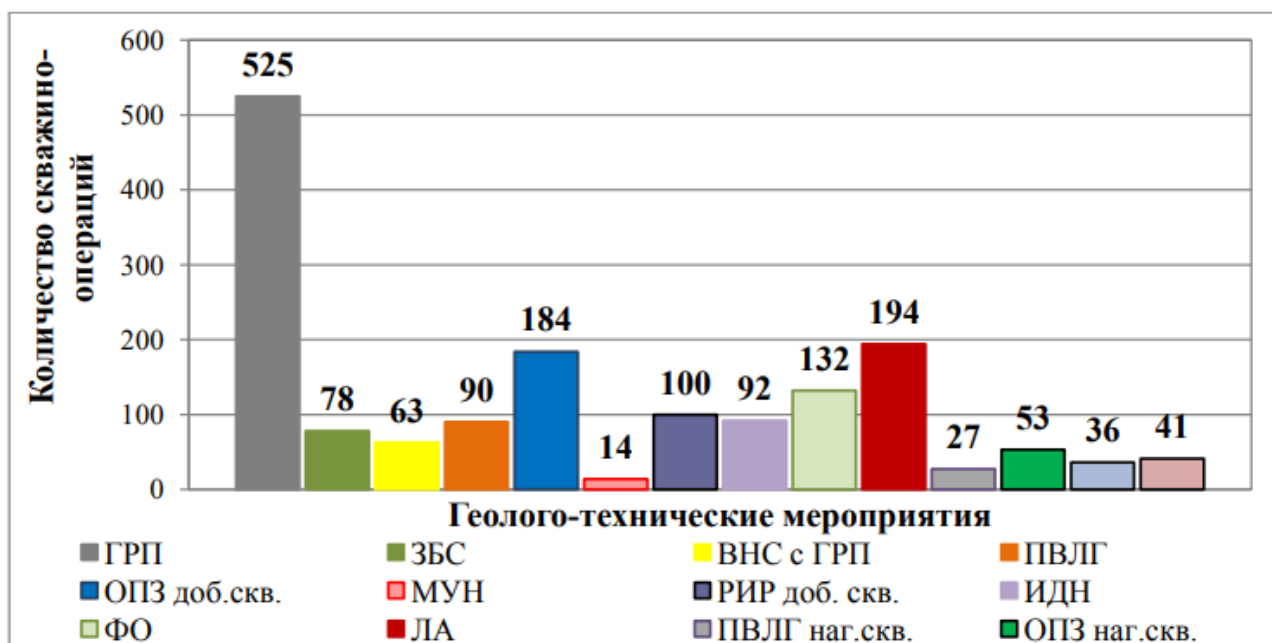


Рисунок 15 – ГТМ и МУН проведенные на X месторождении за период 2000-2013 гг.

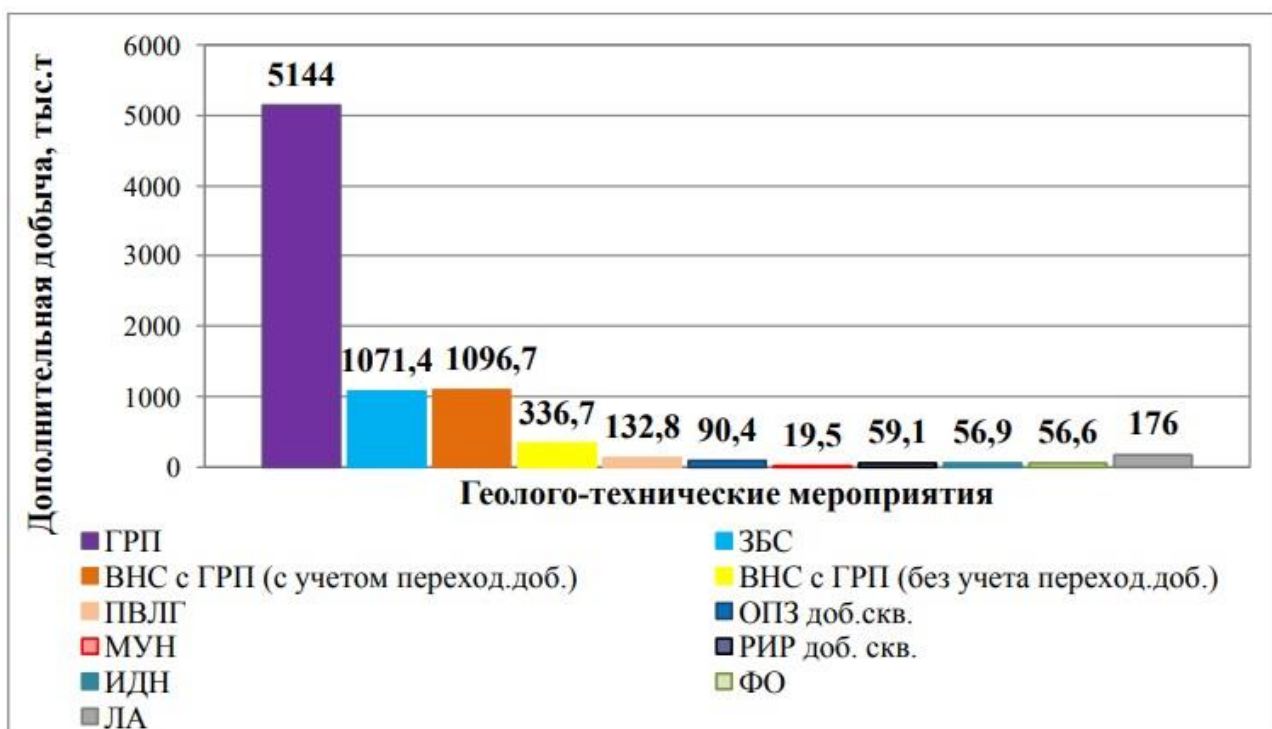


Рисунок 16 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на X месторождении за период 2000-2013 гг.

Появление механических примесей в продукции нефтяных скважин зависит от нескольких причин:

- 1) механический вынос частиц продуктивных пластов;
- 2) смешение в процессе добычи, сбора и подготовки нефти обводненной продукции разных нефтеносных горизонтов;
- 3) попадание в систему сбора буровых растворов и растворов, применяемых при глушении скважин после ТКРС;
- 4) попадание в систему сбора и подготовки нефти продуктов ГРП (геля).

Накапливаясь на границе раздела фаз в аппаратах, механические примеси, ассоциируемые с асфальтосмолистыми и парафиновыми компонентами, образуют стойкие промежуточные эмульсионные слои, появление которых ведет к нарушениям технологического режима деэмульсации, снижает надежность работы системы и средств регулирования границы раздела фаз.

Одной из основных проблем, возникающей при появлении такой эмульсии в системе подготовки нефти является некорректный учет поступившей жидкости с фонда скважин.

На рисунке 17 представлен тепловизионный контроль РВС, где видны четко разделенные границы раздела фаз, так же эмульсионный промежуточный слой

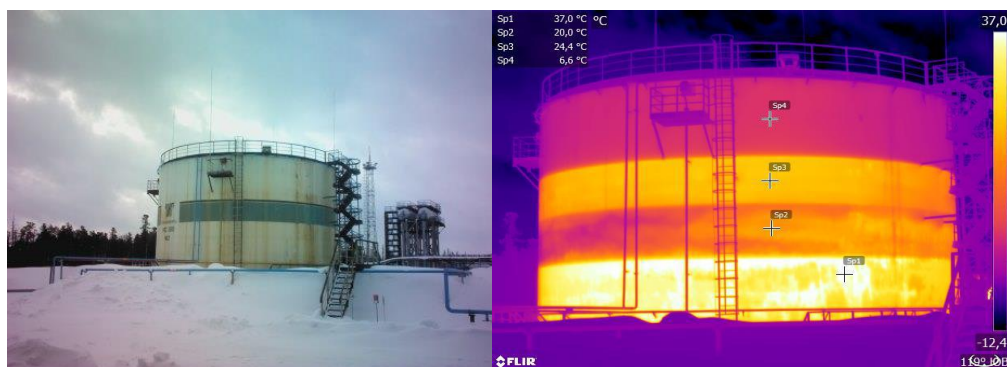


Рисунок 17 - Тепловизионный контроль РВС

С целью определения состава были отобраны пробы эмульсионного слоя X месторождения и направлены в корпоративный НИПИ для проведения лабораторных испытаний.

Выявлено, что причиной образования эмульсионного слоя является повышение устойчивости водонефтяной эмульсии, поступающей на установки подготовки нефти. Отличительная особенность всех проб - это высокое содержание механических примесей. Внешний вид выделенных механических примесей (твердой минеральной части исходных проб) приведен на рисунке 18. Выделенные механические примеси были подвергнуты рентгенофазовому анализу. По данным рентгенофазового анализа механические примеси представляют собой частички выноса обломочной части пород из пласта (кварц, плагиоклаз, КППШ, глинистые минералы). В пробах X обнаружен барит - компонент бурового раствора. Присутствие механических примесей в нефтяных эмульсиях увеличивает их устойчивость.

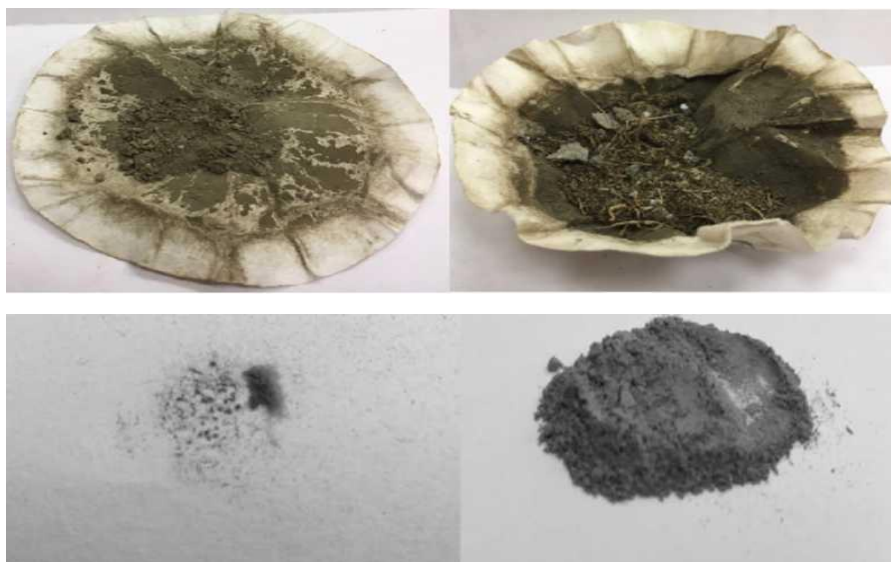


Рисунок 18 - Внешний вид выделенных механических примесей

Таблица 5 - Результаты рентгенофазового анализа твердой минеральной части представленных проб

Минеральный состав, %											
Кварц (песок)	Полевые шпаты		Карбонатная группа минералов		Сульфатная и хлоридная группы минералов			Минералы группы железа	Глинистая группа минералов		
	Плагиоклаз	КПШ	Кальцит	Доломит	Гипс	Барит	Сильвин		Мусковит	Хлорит	Каолинит
51,0	12,7	0	14,6	0	0	7,6	6,4	7,6	0	0	0
58,8	10,2	8,3	12,5	1,8	1,8	0	0	6,4	0	0	0
39,0	8,8	0	17,7	0	0	13,7	0	4,0	0	0	16,8
44,2	14,2	7,6	2,2	0	0	0	0	0	3,6	5,1	23,1

Актуальными остаются вопросы предотвращения образования промежуточных слоев не только на установках подготовки нефти, но и на начальном этапе добычи нефти из пластов, применение оборудования, предотвращающие вынос частиц из породы пласт

2.4 Мероприятия по оптимизации работы системы подготовки нефти

В нефтегазодобывающей промышленности в области подготовки нефти за последние годы произошли большие изменения в ассортименте

применяемых деэмульгаторов. Возросли до X доля применения отечественных деэмульгаторов и значительно понизились закупки реагентов по импорту за рубежом. В этой связи дальнейшее совершенствование применяемого ассортимента деэмульгаторов по каждому объекту подготовки нефти является актуальной задачей.

Совершенствование применяемого ассортимента может дать также определенный эффект в связи с высокой стоимостью импортных деэмульгаторов и более низкой ценой на отечественные (в зависимости от марки в X раза).

В промысловой подготовке нефти на X месторождении применяются только две марки деэмульгаторов (X, фирмы X, Германия и X фирма X, Германия). По ряду причин закупки импортных деэмульгаторов являются проблематичными на данный момент, а его техническая эффективность оставляет желать лучшего. Ориентация производства только на одну марку деэмульгатора является вряд ли технически и экономически оправданной.

По этим причинам были проведены научно-исследовательские работы и сформулированы следующие задачи:

- провести лабораторные исследования отечественных деэмульгаторов на предмет альтернативной замены импортных деэмульгаторов X и X.
- провести промышленные испытания подобранного отечественного деэмульгатора на X месторождении.

В ходе работы была составлена программа и методика проведения опытно-промышленных испытаний деэмульгаторов на УПН «X».

Промышленным испытаниям подверглись деэмульгаторы: отечественные – X и X. Физико-химические характеристики этих и подобных им деэмульгаторов даны в таблице 6.

Таблица 6 - Характеристики деэмульгаторов

Наименование	X	X	X	X	X

1	2	3	4	5	6
Химический состав	Блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе пропиленгликоля	Блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе этилендиамина	Блоксополимер окисей этилена и пропилена на основе пропиленгликоля	Блоксополимер окисей этилена и пропилен на основе этилендиамина	Состав модифицированных продуктов блоксополимеров
Внешний вид	Прозрачная желтая или светло-коричневая жидкость, растворимая в воде (2 группа по относительной растворимости)	Прозрачная желтого цвета жидкость, растворимая в воде (1 группа по относительной растворимости)	Прозрачная желтоватая жидкость, растворимая в воде (1 группа по относительной растворимости)	Прозрачная желтая или светло-коричневая жидкость, ограниченно растворимая в воде (2 группа по относительной растворимости)	Прозрачная желтая или светло-коричневая жидкость, растворимая в воде (3 группа по относительной растворимости)
Плотность, кг/м ³	X	X	X	X	X
Молекулярная масса	X	X	X	X	X
Массовая доля основного вещества, %	X	X	X	X	X

Растворитель	ментол – вода (4:1)	ментол – вода (1:3)	ментол – вода (2:3)	Ментол	ментол – вода
Температура вспышки, °С	X	X	X	X	X
Вязкость, мм ² /с при –40 °С	X	X	X	X	X
Пожароопасность, класс	X	X	X	X	X
Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	X	X	X	X	X
Завод-изготовитель	Казанский ПО «Оргсинтез»	Казанский ПО «Оргсинтез»	Казанский ПО «Оргсинтез»	Казанский ПО «Оргсинтез»	Фирма BASF (Германия)
Оптовая цена за тонну, руб на начало 2018 года	X	X	X	X	X

Обработка результатов испытаний заключалась в следующем:

А) проверка соответствия расходов деэмульгаторов оптимальным осуществляется на основании сопоставления результатов ходовых

анализаторов на содержание воды и хлористых солей в товарной нефти, а также эффективность работы технологического резервуара;

Б) эффективность работы технологического резервуара оценивается по разрушению метафазного слоя и остаточному содержанию воды на приеме сырьевого насоса;

В) После завершения испытаний по зарегистрированным данным выносится заключение об эффективности испытанных деэмульгаторов.

В заключении лабораторных исследований по подбору отечественных деэмульгаторов, были отобраны параметры для обезвоживания нефтей X нефтяного месторождения.

Показано, что опытно-промышленных испытаний могут быть использованы отечественные деэмульгаторы Казанского ПО «Оргсинтез». Из них предпочтительнее является X. Проведенные опытно-промышленные испытания отечественного деэмульгатора X, показывают возможность его использования на УПН X взамен импортного деэмульгатора X. Показано, что при расходе X можно получить нефть экспортного качества.

Новизна рассматриваемой работы заключается в расширении области применения отечественных деэмульгаторов на условия подготовки нефти Томской области.

Практическая значимость проделанной работы состоит в том, что в связи с усовершенствованием ассортимента деэмульгаторов для X месторождения значительно понижается острота дефицита деэмульгаторов и экономятся валютные средства.

3 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА ПЕРВОЙ, ВТОРОЙ СТУПЕНИ СЕПАРАЦИИ УПСВ

Произведем расчеты материального баланса на примере УПСВ-Х, в связи необходимостью модернизации технологического процесса и увеличением поступления жидкости на установку подготовки нефти.

Исходные данные для расчета:

Годовая производительность установки по сырью - Х тонн/год;

Обводненность сырой нефти - Х %;

Технологические параметры первой ступени сепарации Р, МПа Х;

Технологические параметры второй ступени сепарации Р, МПа Х.

Компонентный состав нефти приведен в таблице 7.

Таблица 7-Компонентный состав нефти

Компонент	CH ₄	C ₂	C ₃	n-C ₄	n-C ₅	C ₆	C ₇ +	итого
% мол.	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х

3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации

Технологией подготовки нефти предусмотрено, что термодинамические параметры работы рассматриваемого блока соответствует абсолютному давлению и температуре, равных соответственно:

$$P \text{ Х МПа; } t = X \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях (Х МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

$$y'_i = K_i x'_i,$$

где y'_i - мольная доля i-го компонента в образовавшейся газовой фазе, находящейся в равновесии с жидким остатком; x'_i - мольная доля этого же компонента в жидком остатке; K_i - константа фазового равновесия i-го

компонента при условиях сепарации (в рассматриваемом случае при давлении $P = X$ МПа и температуре $t = X$).

Для определения покомпонентного состава образовавшейся газовой (паровой) фазы используется уравнение:

$$y_i' = \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} \quad (1)$$

где z_i' - мольная доля i -го компонента в исходной эмульсии; N' - мольная доля отгона.

Поскольку $\sum_{i=1}^n y_i' = 1$, то по уравнению (1) получим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1 \quad (2)$$

Уравнение (3.3) используется для определения методом последовательного приближения мольной доли отгона N' , при заданных составе исходной смеси z_i' , давлении и температуре сепарации.

При расходе нефтяной эмульсии G_9 - X тонн/год часовая производительность установки составит:

X т/ч.

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Исходные данные для расчета

№ п/п	Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
1	Метан	X	X	X
2	Этан	X	X	X
3	Пропан	X	X	X
4	n-бутан	X	X	X

5	п-пентан	X	X	X
6	Гексан	X	X	X
7	Гептан	X	X	X
итого		X	X	X

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти.

X

X

X

X

X

X

X

Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1$$

Подбор величины N' приводится в таблице 9.

Таблица 9 - Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	X	X	X
Метан	X	X	X
Этан	X	X	X

Пропан	X	X	X
n-бутан	X	X	X
n-пентан	X	X	X
гексан	X	X	X
гептан	X	X	X
ИТОГО	X	X	X

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 10.

Таблица 10 - Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z'_i), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ($z'_i \cdot N_{0i}$)	из блока сепараторов $x'_i = \frac{(z'_i \cdot N_{0i})}{100}$, %
		Молярная концентрация (y'_i)	Моли $N_{0i} = N' \cdot y'_i$		
Метан	X	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X	X
n-бутан	X	X	X	X	X
n-пентан	X	X	X	X	X
Гексан	X	X	X	X	X
Гептан	X	X	X	X	X
ИТОГО	X	X	X	X	X

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется X. Составим материальный баланс сепарации в молях на X молей сырой нефти.

Таблица 11-Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	массовый состав сырой нефти $M_i^c = z_i \cdot M_i$	состав газа из сепаратора	$M_i^r = N_i^r \cdot M_i$ Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^n = M_i^c - M_i^r$	масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^r = 100 \cdot M_i^r / M_i^c$, %
Метан	X	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X	X
н-бутан	X	X	X	X	X
н-пентан	X	X	X	X	X
Гексан	X	X	X	X	X
Гептан	X	X	X	X	X
ИТОГО	X	X	X	X	X

$R_{cm}^r = X$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^r = \sum M_i^r / \sum N_{0i}^r$$

$$M_{cp}^r = X$$

Плотность газа:

$$\rho_{г2}/m^3, X$$

Плотность газа при нормальных условиях (атмосферном давлении и температуре 0°C):

кг/м³, X

Таблица 12-Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r$	Молекулярная масса (M_i)	Массовый состав $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot 100}{\%}$, M_{cp}^r	Содержание тяжёлых углеводородов $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{\text{г/м}^3}$, M_{cp}^r
Метан	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X
н-бутан	X	X	X	X
н-пентан	X	X	X	X
Гексан	X	X	X	X
Гептан	X	X	X	X
Итого	X	X	X	X

В блоке сепарации от сырой нефти отделяется только газ. Исходя из этого, составим материальный баланс блока сепарации с учётом обводненности нефти.

Сырая нефть имеет обводненность 35% масс. Количество безводной нефти в этом потоке составляет:

$$Q_n = X \text{ т/ч.}$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_g = R_{cm} Q_n^r$$

$$Q_g = X \text{ т/ч.}$$

$$Q_n^{сеп} = Q_n - Q_g = X \text{ т/ч,}$$

$$Q^{сеп} = Q_n^{сеп} + Q_{воды} = X \text{ т/ч.}$$

Правильность расчёта материального баланса определится

выполнением условия:

$$\Sigma Q^{\text{до сеп}} = \Sigma Q^{\text{после сеп}};$$

$$\Sigma Q^{\text{до сеп}} = Q \text{ т/ч};$$

$$\Sigma Q^{\text{после сеп}} = Q^{\text{сеп}} + Q_{\text{г}};$$

$$Q^{\text{сеп}} + Q_{\text{г}} = X \text{ т/ч}.$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу 13

Таблица 13 - Материальный баланс сепарации первой ступени

	Приход			Расход			
	%масс	т/ч	т/г		%масс	т/ч	т/г
Эмульсия	Х	Х	Х	Эмульсия	Х	Х	Х
в том числе:				в том числе:	Х	Х	Х
нефть				нефть	Х	Х	Х
вода				вода	Х	Х	Х
				Всего	Х	Х	Х
ИТОГО	Х	Х	Х	Газ	Х	Х	Х
				ИТОГО	Х	Х	Х

3.2 Материальный баланс второй ступени

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

$$P = X \text{ МПа}; t = X^{\circ}\text{C}.$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Исходные данные для расчета

№ п/п	Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
1	Метан	X	X	X
2	Этан	X	X	X
3	Пропан	X	X	X
4	n-бутан	X	X	X
5	n-пентан	X	X	X
6	Гексан	X	X	X
7	Гептан	X	X	X
8	Итого	X	X	X

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти.

X

X

X

X

X

X

Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

$$\sum_{i=1}^n y_i' = 1$$

Подбор величины N' приводится в таблице 15.

Таблица 15 - Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	$N' = 4,1$	$N' = 4,24$
Метан	X	X
Этан	X	X
Пропан	X	X
n-бутан	X	X
n-пентан	X	X
Гексаны	X	X
Гептаны	X	X
Итого	X	X

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 4,24 молей газа.

Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в табл. 16

Таблица 16 - Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

поне нт смес и	ав сыро й нефь	Газ из сепаратора	рато ра мол	а сеп рато ров $x_i' = 1$
-------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	------------------------------------

		Молярная концентрация (y'_i)	Моли $N_{0i}^c = N' \cdot y'_i$		
Метан	X	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X	X
н-бутан	X	X	X	X	X
н-пентан	X	X	X	X	X
Гексаны	X	X	X	X	X
Гептаны	X	X	X	X	X
Итого	X	X	X	X	X

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 17.

Таблица 17 - Массовый баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^c =$ $z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^r = N_{0i}^r \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^H = M_i^c - M_i^r$	выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^r = 100 \cdot M_i^r / M_i^c$ %
Метан	X	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X	X

п-бутан	X	X	X	X	X
п-пентан	X	X	X	X	X
Гексаны	X	X	X	X	X
Гептаны	X	X	X	X	X
Итого	X	X	X	X	X

$R_{cm}^r = 0,007$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^r = \sum M_i^r / \sum N_{0i}^r$$

$$M_{cp}^r = 119.61 / 4,24 = X$$

Плотность газа:

$$M^3, X$$

Плотность газа при н.у:

$$\rho_{cp} = \frac{M_{cp}}{22,4} = 1,25 \text{ кг/м}^3$$

Таблица 18 - Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r$	Молекулярная масса (M_i)	Массовый состав $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot 100}{M_{cp}^r}$, %	Содержание тяжёлых углеводородов $\frac{[N_{0i}^r / \sum N_{0i}^r] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{M_{cp}^r}$, г/м ³
Метан	X	X	X	X
Этан	X	X	X	X
Пропан	X	X	X	X
п-бутан	X	X	X	X
п-пентан	X	X	X	X
гексан	X	X	X	X

гептан	X	X	X	X
Итого	X	X	X	X

.

Составим материальный баланс блока без сброса воды:

$$Q_{\Gamma} = R_{\text{см}}^{\Gamma} \cdot Q_{\text{H}}$$

$$Q_{\Gamma} = X \text{ т/ч.}$$

Из сепаратора будет выходить поток жидкого продукта, с производительностью $Q_{\text{H}}^{\text{сеп}}$ по нефти и общей производительностью $Q^{\text{сеп}}$, соответственно:

$$Q_{\text{H}}^{\text{сеп}} = Q_{\text{H}} - Q_{\Gamma} = X \text{ т/ч,}$$

$$Q^{\text{сеп}} = Q_{\text{H}}^{\text{сеп}} + Q \cdot \text{H}_2\text{O} = X \text{ т/ч.}$$

Данные по расчету блока сепарации второй ступени сводим в таблице 19.

Таблица 19 - Материальный баланс второй ступени сепарации

	Приход			Расход			
	%мас с	т/ч	т/г		%масс	т/ч	т/г
Эмульсия				Эмульсия	X	X	X
в том числе:				в том числе:	X	X	X
нефть	X	X	X	нефть	X	X	X
вода	X	X	X	вода	X	X	X
				Всего	X	X	X
Итого	X	X	X	Газ	X	X	X
				Итого	X	X	X

3.3 Общий материальный баланс установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти, представленный в таблице 20.

Таблица 20 - Общий материальный баланс установки

Эмульсия	Приход			Подготовленная	Расход		
	Д				Д		
	% мас с	кг/ч	т/г		% мас с	кг/ч	т/г
в том числе:	X	X	X	нефть	X	X	X
нефть	X	X	X	в том числе:	X	X	X
вода	X	X	X	нефть	X	X	X
	X	X	X	вода	X	X	X
	X	X	X	Газ	X	X	X
Итого	X	X	X	Итого	X	X	X

Вывод:

Изучение экспериментальных данных по одноступенчатому и многоступенчатому сепарированию газонефтяных смесей показывает, что увеличение числа ступеней сепарации более двух незначительно изменяет выход нефти в сравнении с двухступенчатой сепарацией, но заметно усложняет и удорожает нефтегазосборную систему.

Рассчитан материальный баланс первой и второй ступени сепарации. На основе материальных балансов всех стадий был составлен общий материальный баланс установки подготовки нефти. По двум ступеням сепарации будет выделено X X масс газа или X т/год из X т/год

поступившей нефти. Результаты работы имеют практическое значение и могут быть приняты для использования.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Тимонов Р.О.

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с пециальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Литературные источники. 2.Методические указания по разработке раздела. 3.Нормативные справочники. 4.Налоговый кодекс РФ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ

Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности
---	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Тимонов Р.О.		31.01.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Потенциальные потребители результатов испытаний

Внутри страны продукт известен как товарная нефть, регламентируемая ГОСТом Р 51858-2002. На мировом рынке маркерный сорт сырой нефти добываемый в России получил условное обозначение «Brent». Котировки на этот сорт, публикуемые котировочными агентствами, определяют цены в основных регионах – потребителях нефти

Цены примерно на 70% экспортируемых Россией сортов нефти прямо или косвенно задаются на базе котировок Brent. Век капитализма подошел к концу и экономические расчеты не всегда соответствуют политическим веяниям. В условиях глобализации геополитические интересы стран потребителей нефти позволяют играть ценами на сырье, искусственно занижая и повышая цены. Более того эти страны имеют рычаги, позволяющие полностью исключать неудобных им крупных производителей (например Иран) от рынка сбыта нефти. Это не всегда отвечает фактической конъюнктуре рынка, и главное не учитывает затрат производителя по добыче и доставке до конечного потребителя продукта добычи. В некоторых случаях это приводит к закрытию инновационных проектов как ресурсозатратных(проекты по добыче сланцевых нефтей).

Наиболее значимыми агентствами, ежедневно публикующими средние котировки на маркерные сорта нефти (Brent, WTI), являются ценовые агентства Platts и Argus Media и Reuters, менее популярны Asia Petroleum Price Index (APPI), ICIS London Oil Report. Именно котировки ценовых агентств указываются в средне- и долгосрочных контрактах на поставку около 90 % экспортируемой нефти, при этом, в зависимости от её качества, она может продаваться со скидкой или с доплатой относительно маркерного сорта.

К сожалению, выше названные агентства, являясь по сути в некотором роде представителями волеизлияния интересов держав (США, Великобритания, Германия), держащих руку на пульсе основных денежных потоков мира, не всегда объективны.

Российское правительство во главе с президентом Путиным В.В. за последние годы проделало огромный прорыв в разработке новых месторождений (Шельфы Ледовитого океана и др.) и понижения себестоимости продукта, за счет укрупнения производителей монополистов по добыче нефти и газа. Но все же, главная работа была проделана в части логистики. Были введены в эксплуатацию нефтепроводы, связывающие Россию с европейскими потребителями (Северный поток 1,2, Турецкий поток). Также, недавно был открыт нефтепровод "Восточная Сибирь-Тихий океан", конечный потребитель – Китай.

Исследования по внедрению новых реагентов позволяют уменьшить затраты по добычи нефти, а также улучшить качество переработанных нефтей. Повышая основные характеристики, снижая себестоимость увеличивается конкурентность товара на мировом рынке.

Целевой рынок сырой нефти марки «Brent», добываемой в России, это потребители Европы и Азии. Основным причинным фактором является выгодное геополитическое расположение нашей страны в отношении этих рынков.

4.2 Сегментация российского рынка нефти с учетом объема добычи нефтей и капитализации компании

Сегментировать рынок нефти по основным предприятиям – монополистам добытчикам нефти в России можно по следующим критериям: размер компании, объем добываемых нефтей (за 2015 год), сбыт продукции(таблица1)

Таблица 21 - Основные показатели деятельности организаций за 2015 год.

	Добыт о сырой нефти млн. тонн	капитализа ция 2014г.		размер фирмы/ цвет	продано сырой нефти		переработано сырой нефти	
		млрд руб	%		млн тонн	%	млн тонн	%
роснефть	190,87	2642	36	крупн	112,7	53	77,5	35
лукойл	85,55	1755	27	крупн	61,9	27	22,5	12
газпромнефть	66,6	699	11	сред	23,1	11	42,7	21
сургутнефтегаз	62,14	1012	14	сред	40,8	18	18,9	8
татнефть	23,55	449	7	мал	22,63	12	0,9	0
башнефть	18,13	380	6	мал	0	0	18,2	7
славнефть	17,2	57	2	мал	0	0	16,1	6
итого	464,04	6994	103		261,13		196,8	

Таким образом, ОАО «Газпромнефть» условно отнесем к средним компаниям. Следует заметить что добыча газа ООО «Газпромнефть» превышает добычу нефтей.

Таблица 22 - Процентное соотношение участие фирмы на рынке сбыта и переработки с учетом добычи и капитализации

размер фирмы	экспортная продажанефтей (доля рынка в процентах)	Переработка/хранение нефтей (доля рынка в процентах)
крупный	80	51

средний	29	32
маленький	11	17

Анализируя данные представленные в таблице 22 можно рекомендовать компании выходить на рынки переработки нефти, где ОАО «Газпромнефть» будет конкурировать с условно маленькими компаниями. Развитие отрасли переработки нефтей, позволит занять нишу маленьких переработчиков Башнефть, Татнефть и Славнефть.

4.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.3.1 Анализ компаний, производителей реагентов

Для анализа конкурентных технических решений в экономическом исследовании, были заявлены реагенты трех предприятий производителей реагентов деэмульгаторов:

Номер один : деэмульгатор «СНПХ-4901-2», компании «Оргсинтез» г Казань. В таблице 23 условное обозначение деэмульгатора - «Бф».

К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке с 2007 года;
- собственные разработки химических реагентов для решения широкого спектра проблем в условиях Западной Сибири, Восточной Сибири и Поволжья;
- сотрудничество с ведущими отраслевыми НИИ (ИПТЭР, РН-УфаНИПИ нефть, Нижневартовск НИПИ и др.) в области исследования эффективности реагентов;
- партнерство с крупнейшими мировыми поставщиками сырья: DOW, BASF и др.;
- высококвалифицированный персонал с опытом работы на нефтяных месторождениях России и СНГ;

- удельный расход ниже сравниваемых аналогов 37 грамм на тонну эмульсии);
- высокая оценка по результатам лабораторных исследований(количество отделившейся воды, динамика сброса воды).

К недостаткам деэмульгатора серии «СНПХ-4901-2» отнесем:

- требуется внедрение деэмульгатора в производство;
- заявленная цена одной тонны деэмульгатора выше сравниваемых аналогов (125000 рублей).

Номер два: деэмульгатор «Сепарол WF-41», Фирма BASF (Германия). В таблице 23 условное обозначение деэмульгатора –«Бк1».К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке нефтесервисных услуг с 1993 года;
- проводятся научные исследования по предотвращению осложнений при добыче нефти;
- регионы деятельности включают: Пермский край, Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий АО, Республика Коми, Республика Удмуртия, Оренбургская область, Самарская область, Республика Казахстан;
- основные заказчики: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»,ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО НК «Башнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», НК «Роснефть», ОО «Каракудукмунай», ФК «Бузачи Оперейтинг Лимитед»;
- высококвалифицированные специалисты, среди которых 5 кандидатов наук;
- сравнительная низкая цена одной тонны реагента(114000 рублей).

Недостатки деэмульгатора «Сепарол WF-41»:

- высокий удельный расход на тонну нефтяной эмульсии(40 грамм на тонну) при условно меньшем, от других заявленных в исследовании

реагентов, количестве отделившейся воды(при 40 градусах), а так же низкой динамике сброса воды.

Номер три: деэмульгатор «Нитон-Д» компании ОАО "Нитон" г Екатеринбург. В таблице 23 условное обозначение деэмульгатора –«Бк2».К преимуществам компании производителя можно условно отнести:

- на рынке реагентов с 2008 года;
- сравнительно низкая цена одной тонны реагента(68000 рублей);

Недостатки компании:

- компания, теряет ранее освоенные рынки по обслуживанию нефтепромыслов, в виду малой прозрачности и неэффективного маркетинга;
- параллельно компания развивает направление производства дезинфицирующих средств. Нет узкой специализации, сравнительно меньшая компетентность специалистов производителя по сравнению с другими производителями;
- высокий удельный расход реагента (70грам на тонну)при сравнительно маленьком количестве отделившейся воды(при 40 градусах)и низкой динамике сброса воды. Низкие характеристики готовой продукции.
- требуется внедрение деэмульгатора на производстве.

4.3.2 Сравнение конкурентных технических решений

Согласно некоторым показателям деятельности фирм производителей реагентов, интересным с точки зрения менеджмента, а так же основным техническим характеристикам реагентов, был сделан балльный анализ зависимости технических и экономических критериев по их удельному весу значимости. Результаты исследований представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по внедрению деэмульгатора

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
2. Соответствие эльмульгатора заявленным критериям производителя	0,03	5	5	5	0,15	0,15	0,15
3. Повышение производительности отдельных установок(высокая скорость предварительного сброса воды	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
4.Общее повышение производительности	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
5.Отсутствие Рисков по повышению износа оборудования	0,09	5	5	4	0,45	0,45	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Увеличение конкурентоспособност и продукта за счет повышения качества товарной нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
2. Удешевление процесса подготовки нефти	0,15	5	4	3	0,75	0,65	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,15
6. Срок выхода на рынок	0,06	4	5	3	0,16	0,2	0,12

7. Наличие сертификации разработки	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
Итого	1	59	56	48	4,96	4,5	3,88

Заявленные к сравнению эмульгаторы Бк1 и Бк2 на первичном этапе анализа раскрывают свой потенциал в разрезе конкурентных технических решений следующим образом:

Бк2 «Проксамин 385-50» компании «Оргсинтез» г.Казань показывает высокие риски (разница 1,08 и 0,62 пункта соответственно), а также набирает низкий балл (максимальный разрыв 11 пунктов). В сравнительной динамике Бк2 проигрывает как основному, рассматриваемому - Бф, так и одному из предложенных - Бк 1, деэмульгаторов.

Бк1, набирает на 3 балла меньше предложенного к внедрению Бф, согласно лабораторным исследованиям, одновременно повышая риски в процессе производства и сбыта продукции. Согласно шкалы балльности отрицательный рост баллов 5 процентов. Сравнительная конкурентоспособность падает на 9 процентов.

Таким образом «Проксамин 385-50» компании «Оргсинтез» г.Казань, согласно представленного анализа является наилучшим по сумме всех показателей, но в то же время не раскрывает на данном этапе весь свой потенциал и будет интересен в дальнейшем экономическом анализе с точки зрения конкретных решений на уровне внедрения.

4.4 SWOT-анализ

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

Таблица 24 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.. Наличие собственной лаборатории для проведения исследований С2.. Наличие собственного производства. С3. Неизношенные основные фонды. С4. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С5.Наличие оборудования для внедрения. С6.Квалифицированный персонал.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Наличие элементов экологической опасности производства Сл2.Отсутствие инжиниринговой услуги, способной обучить работать в рамках проекта Сл3. Стандартные методы продвижения на рынке Сл4. Риски повышения износа оборудования
Возможности: В1.Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2.Появление дополнительного спроса на новый продукт В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследованиях В4. Повышение стоимости конкурентных	СиВ: Проведение лабораторного исследования на предмет изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти по Техническому регламенту, государственным стандартам.	СЛиВ: 1.Необходимость практического внедрения для полного раскрытия возможностей реагента 2.Небольшой участок внедрения с учетом местной нефти. 3.Отсутствие поддержки со стороны руководства предприятия 4.Сокращение поставок нового реагента.
Угрозы: У1 Появление более эффективного реагента У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства	СВиУ: 1.Продвижение идеи внедрения реагента с учетом повышения качества нефти с целью создания спроса	СЛиУ: 1. Неблагоприятный сдвиг в курсах валют 4.Сокращение поставок или смена поставщика 6. Политическая

У2.Развитая конкуренция поставщиков реагентов У3.Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта. Развивающиеся конкурентные отношения.	нестабильность 7.Сертификация и стандартизация продукта
---	---	--

4.5 Оценка готовности к коммерциализации

Таблица 25 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	2	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения товарной нефти на рынке	5	5
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	1	1
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	1
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	1	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2

9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	4	5
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	34	46

4.6 Инициация проекта

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

Таблица 26 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
----------------------------------	----------------------------------

ОАО «Томскнефть» ВНК	Оптимизация/усовершенствование существующей технологии
----------------------	--

Таблица 27 - Цели и результат проекта

Цели проекта	Исследование сравнительного изменения удельного расхода реагентов деэмульгаторов с учетом качества полученной при этом нефти с допустимыми нормами по Техническому регламенту, государственным стандартам.
Ожидаемые результаты проекта	Получение результатов по исследованию нефтяной эмульсии, обработанной деэмульгатором
Критерии приемки результата проекта	Адекватность результатов
Требования к результату проекта	Определение реального качества товарной нефти и соответствие группового состава по ГОСТу Р 51858-2002

4.7 Бюджет научного исследования

В разделе 6 представлены затраты на исследования, представленные в разрезе статей расходов. В дальнейших расчетах они будут использоваться для обоснования экономической целесообразности внедрения проекта.

Таблица 28 – Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабри	Специальное оборудование для экспериментальных	Основная заработная плата	Доп. заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость

-каты					
353,51	1239303,99	97789,58	11734,75	32857,30	1382039,13

Таблица 29 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Деэмульгатор	СНПХ-4901-2	2 мл	0,25	0,25
Деэмульгатор	Сепарол WF-41	2 мл	0,23	0,23
Нефтяная эмульсия	ГОСТ Р 51858-2002	1,6 л	12	19,2
Бумага для принтера	Офисмаг, А4	1 уп	250	250
Тетрадь	24 л.	1 шт	40	40
Ручка		1 шт	22	22
Карандаш		1 шт	5	5
Всего за материалы				336,68
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)				16,83
Итого				353,51

Таблица 30– Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, штук	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1	Вытяжной комплекс	1	1172,02	1172,02
2	Шейкер электрический	1	12,59	12,59
3	Водяная баня	1	31,69	31,69

4	Компьютер	1	19,0	19,0
5	Принтер	1	4	4
	ВСЕГО			1239,3

4.8 Основная заработная плата исполнителей

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Таблица 31 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Количество календарных дней	142	142
Количество нерабочих дней	45	45
- выходные дни	40	40
- праздничные дни	5	5
Потери рабочего времени	-	-
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	97	97

Таблица 32–Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Зб,руб.	кр	Зм,руб	Здн,руб.	Тр,раб.дн	Зосн,руб.
Руководитель	23264,86	1,3	30244,32	1008,14	97	97789,58
Дипломник	0	0	0	0	0	0

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала.

Таблица 33–Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель
Основная зарплата	97789,58
Дополнительная зарплата	11734,75
Итого по статье Сзп	109524,33

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды, которые рассчитываются по формуле (1)

$$Свнеб = kвнеб \cdot (Здоп + Здоп), \quad (1)$$

где $kвнеб$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), $kвнеб = 30,2 \%$

$Зосн$ – основная заработная плата,

$Здоп$ – дополнительная заработная плата.

Таблица 34 - Отчисления на социальные нужды

Руководитель	
Основная зарплата	97789,58
Дополнительная зарплата	11734,75
Отчисления на социальные нужды	32857,30

4.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;
 $\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\Phi}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{1382039}{2195600} = 0,063$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{1670000}{2195600} = 0,76$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{2190000}{2195600} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (35).

Таблица 35 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

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

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

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

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}},$$

$$I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.}$$

Произведем расчет:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{p-\text{исп.1}}}{I_{\text{Финр}}^{\text{исп.1}}} = \frac{4,25}{0,63} = 6,75,$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{I_{p-\text{исп.2}}}{I_{\text{Финр}}^{\text{исп.2}}} = \frac{3,8}{0,76} = 5.$$

$$I_{\text{исп.3}} = \frac{I_{p-\text{исп.3}}}{I_{\text{Финр}}^{\text{исп.4}}} = \frac{3,45}{1} = 3,45$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{6,75}{5} = 1,35$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{6,75}{3,45} = 1,96$$

Таблица 36 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,63	0,76	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,25	3,8	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	3,45	6,75	5,0
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения		1,35	1,96

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Тимонов Роман Олегович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Тема ВКР:

Анализ эффективности предварительной подготовки нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Установка подготовки нефти (УПН), производственно-бытовые помещения, блоки автоматики. УПН предназначена для окончательной подготовки нефти, газа, пластовой воды, дегазации и

	обезвоживания нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1.ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2.ГОСТ 12.1.03882 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"(Приложение с изменениями на 12 января 2015 года)
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.	Вредные факторы: утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, пониженная температура окружающей среды, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Опасные факторы: электрический ток, токсичные и вредные вещества.
3. Экологическая безопасность: 3.1 Технологические отходы 3.2Выбросы в атмосферу 3.3Мероприятия по охране окружающей среды ограничивающие вредное воздействие процессов производства.	Анализ воздействия объекта на атмосферу; Источники загрязняющих веществ на объектах– технологические отходы, выбросы и сбросы; основные технологические мероприятия по охране атмосферы..
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.Пожаровзрывоопасность.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Тимонов Роман Олегович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Добыча нефти и газа является сложным технологическим процессом, который включает в себя извлечение пожароопасных и взрывоопасных

веществ. Данный процесс осуществляется на оборудованном производственном участке, на котором ведётся эксплуатация опасных производственных объектов, расположенных в населённых районах, что накладывает на производственные предприятия особую ответственность по обеспечению безопасности людей и охране окружающей среды.

Деятельность по добыче нефти является постоянным источником техногенной опасности и возникновения аварий, сопровождающихся чрезвычайными ситуациями и загрязнением окружающей среды, на предприятии обязательно должны обеспечиваться требования по охране труда .

Очень важно рассматривать систему управления промышленной безопасностью в качестве необходимого элемента эффективного управления производством и принятия мер для исключения производственных рисков, воздействующих на жизнь и здоровье работников, оборудование и имущество.

Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

На УПН предусмотрен комплекс технологических сооружений с применением современного оборудования и средств контроля процессов для:

- подготовки нефти до товарных кондиций в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002, ее учета и транспортировки на центральный пункт приема;
- подготовки и транспорта газа первой ступени сепарации на ГКС;
- подготовки пластовой воды для закачки в пласт [2]

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.

Рассмотрим наиболее вредные производственные факторы на рабочем месте.

На объекте основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами являются нефтяной газ, нефть, метанол, деэмульгатор.

Технологический процесс установки подготовки нефти включает в себя опасные производственные факторы, способные привести к взрыву, пожару, поражению персонала. Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов:

Высокая температура.

Технологический процесс ведется при повышенной температуре до 50 °С (температура нефти на выходе из ПТБ-10).

Применение для обогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой до 160 °С.

Высокое давление.

Технологический процесс ведется при избыточном давлении (до 0,3 МПа), давление нагнетания насосов внешней перекачки составляет до 1,7 МПа. В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций.

Взрывоопасность и пожароопасность.

По показателям пожароопасности и взрывоопасности процесс относится к взрывопожароопасному.

В качестве топлива для путевых подогревателей используется природный газ, основное сырье и продукт установки - нефть, которая является легко воспламеняющейся 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. Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества при выполнении технологических операций, в результате чего может произойти пробой и воспламенение.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов. На УПН имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов). А также при проведении газоопасных ремонтных или очистных работ в емкостях и резервуарах, а также при отпуске и приеме нефти открытым способом. В технологическом процессе в качестве деэмульгатора применяются метанол-содержащие хим. реагенты, а также применяется метанол для разрушения кристаллогидратов в газовых трубопроводах.

Высокий уровень шума и вибрации в результате работы различных агрегатов и механизмов (путевые подогреватели, вентиляторы, насосы, компрессора и др.).

Возможность получения механических травм при нарушении требований промышленной безопасности обслуживания движущихся и вращающихся частей механизмов (вентиляторы, насосы, компрессора, подъемные механизмы и др.), что в результате может вызвать ушибы, травмы, сдавливания конечностей и переломы обслуживающего персонала. А также при несоблюдении правил работы на высоте и не использования соответствующей спецодежды, в результате дорожно-транспортных происшествий.

Возможность поражения электрическим током при неисправности электрооборудования, а также при несоблюдении правил электробезопасности. Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества.

Возможность поражения ядовитыми насекомыми и змеями.

Возможность обморожения или солнечного удара.

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.

Электрический ток представляет собой опасность, которая не предупреждает о своем присутствии (нет видимых движущихся частей, свечения, шума, запаха и т.д.).

Действие электрического тока на организм человека очень сложно и проявляется следующим образом:

- возникают внешние местные поражения – ожоги;
- возникают внутренние механические поражения - разрыв тканей и некоторых внутренних органов;
- возникают механические повреждения, вследствие падения человека с высоты из-за испуга при незначительном воздействии силы тока;
- электроофтальмия - воспаление глаз вследствие воздействия электрической дуги;
- электрический удар, который представляет наибольшую опасность из всех видов поражения.

В этом случае при прохождении тока через тело человека поражается весь организм в целом, возникают судороги, расстройство дыхания, аритмия работы сердца.

Требования промышленной безопасности и охраны труда при эксплуатации энергетического хозяйства объекта УПН обеспечивается следующими проектными решениями:

- обеспечением безопасных габаритов и изоляционных промежутков электрооборудовании в соответствии с требованиями ПУЭ;
- подборка оборудования производится для взрывопожароопасных зон и технологических помещений в соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности и ПУЭ;

- ограждением площадок электрооборудования, оснащением электротехнических помещений отдельными запирающимися входами;
- заземлением технологического и электротехнического оборудования в соответствии с ПУЭ.

В целях защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки; установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого напряжения.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление (зануление);
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция.

5.3 Экологическая безопасность

В настоящее время принципиальным условием возможности осуществления процесса подготовки нефти и газа, является обязательная разработка и осуществление мероприятий, направленных на охрану окружающей среды от загрязнения и создание современных технологических процессов, направленных на снижение воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации сооружений установки подготовки нефти (УПН)

образуются жидкие и твердые отходы производства 1-4 класса опасности для окружающей среды.

5.3.1 Технологические отходы

Основным технологическим отходом по УПН является нефтешлам от зачистки дренажных емкостей, резервуаров, сепараторов. Нефтешлам является смесью твердых парафиновых углеводородов, смол, минеральных солей и механических частиц, имеет пастообразное состояние. Относится к 3 классу опасности для окружающей среды.

5.3.2Выбросы в атмосферу

При эксплуатации объекта осуществляется загрязнение атмосферного воздуха выбросами от оборудования.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на УПН являются:

- сепараторы;
- подогреватели нефти;
- насосы;
- дренажные емкости;
- РВС сырой и товарной нефти;
- емкости сбора конденсата;
- Факельная установка;
- блоки дозирования химреагентов;
- неплотности фланцевых соединений оборудования и

трубопроводов.

При эксплуатации вышеперечисленного оборудования в атмосферу

выделяются загрязняющие вещества. Качественный и количественный состав

выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в таблице 5.1

Таблица 37- Выбросы в атмосферу

Наименование выброса	Количество образования выбросов по видам		Условие (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязняющих веществ в выбросах, мг/м ³
	г/с	т/год			
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,2304567	7,261874	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.20
Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0374492	1,180054	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.40
Углерод (Сажа)	4,3210635	136,160131	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	0.15
Углерод оксид	36,0088627	1134,667760	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	5.00
Метан	13,2737544	418,266504	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	50.00
Гексан	0,1511504	4,762869	Рассеивание в атмосфере	Постоянно	60.00

			е		
Бенз/а/пире н	0,0000000115	0,000000363 09	Рассеива ние в атмосфер е	Постоянно	
Толуол	0,0150	0,1626	Рассеива ние в атмосфер е	Постоянно	0.60
Ксилол	0,0075	0,3252	Рассеива ние в атмосфер е	Постоянно	0.20
Метанол (Метиловы й спирт)	0,0001	0,0024	Рассеива ние в атмосфер е	Постоянно	1,0
Масло минеральн ое	0,0100	0,3176	Рассеива ние в атмосфер е	Постоянно	1,0

5.3.3 Мероприятия по охране окружающей среды ограничивающие вредное воздействие процессов производства.

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

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- опорожнение и дренаж технологических ёмкостей в закрытую систему с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

- помещение насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную;
- сброс газов от предохранительных клапанов НГС, СГ-1, СГ-2 производится в факельную систему;
- высота факелов выбрана с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ при выбросе в атмосферу.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Работа УПН останавливается согласно плану ликвидации аварии в случаях:

- прекращение подачи электроэнергии,
- пожар,
- разрушение коммуникаций и аппаратов,
- при возникновении аварии на соседнем объекте, если это

представляет угрозу для данной УПН .

Основные виды аварийного состояния производства приведены в таблице 5.2

Таблица 38 - Основные виды аварийного состояния производства

№	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	Ухудшение качества нефти, повышение содержания воды в нефти на выходе с УПН	1.Недостаточное количество подачи реагента 2. Снижение качества реагента 3.Высокий уровень водяной подушки в резервуаре 4.Прорыв газа со 2-ой ступени (УСТН) сепарации в РВС	1.Проверить работу насоса-дозатора БРХ, устранить неисправность. 2.Увеличить подачу реагента. 3. Уменьшить водяную подушку. 4.Проверить давление газа на выходе с УСТН на факел низкого давления. 5. Проверить температуру жидкости в технологическом

№	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
			РВС.
2	Увеличение содержания нефти в подтоварной воде, сбрасываемой на БКНС	1. Прорыв газа со 2-ой ступени (УСТН) сепарации в РВС 2. Плохое расслоение нефтяной эмульсии из-за отклонений в подаче деэмульгатора.	1. Проверить соответствие давления газа на 2-ой ступени сепарации с предельным параметром давлением, указанным в технологическом регламенте. 2. Проверить наличие подачи реагента в поток нефтяной эмульсии и при необходимости увеличить подачу реагента.
3	Перепополнение сепаратора НГС	Не работает регулятор уровня	1. Проверить работу регулятора уровня НГС при необходимости перейти на ручное управление.
4	Поступление жидкости в ГС, в газопровод	Превышение уровня жидкости в НГС.	1. Отрегулировать уровень нефти в НГС в соответствии с регламентом. 2. Проверить работу регуляторов уровней (УЭРВ) установленных на выходе жидкости с НГС.
5	Уменьшение или увеличения давления в НГС	1. Изменение количества поступающей жидкости в НГС 2. Уменьшение или увеличение давление в газопроводе.	1. Дать заявку в ЦЭРТ-5 для определения причины уменьшения или увеличения давления в НСК. 2. Дать заявку в ЦЭРТ-5 для определения причины уменьшения или увеличения давления в газопроводе.
6	Повышенная вибрация.	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом. 2. Износ подшипников на электродвигателе или на насосе. 3. Ослаблена рама установки насоса и эл. двигателя.	1. Отцентрировать насос с электродвигателем 2. Проверить состояние подшипников 3. Проверить основание (рамы) установки насоса и эл. двигателя.

№	Вид аварийного состояния производства	Причина возникновения	Действия персонала по устранению аварийного состояния
7	Низкое давление на приеме насоса	1.засорение фильтра на приеме насосного агрегата 2. уровень жидкости в РВС ниже регламентированного	1.Почистить фильтр на приеме агрегата 2.Увеличить уровень жидкости в РВС
8	Насос не развивает давление	1.Насос загазован 2. Не достаточное поступление нефти на прием насоса (засорение фильтра на приеме насосного агрегата) 3. Износ рабочих деталей насоса	1.Дренировать газ насос через спускные ventили на насосе и фильтре. 2.Проверить пропускную способность фильтра. 3.Провести техническое обслуживание, или заменит насос
9	Остановка насоса	Сработала автоматическая блокировка защиты по причине: 1.Повышенная загазованность в насосном блоке 2.Повышенная температура подшипников до 70оС 3.Повышенная температура жидкости в разгрузочном устройстве до 70оС 4.Повышение давления на выходе насоса или понижение давления на приеме насоса относительно регламентированных.	1.Необходимо проветривать помещение насосной естественными способами, открыть двери, окна. 2.Произвести замену смазки подшипников, при необходимости заменить подшипник. 3.Проверить положение ротора по устройству контроля положения и произвести регулировку ротора. 4.1.Отрегулировать давление на выходе насоса задвижкой. 4.2. Проверить работоспособность фильтра, при необходимости прочистить.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях при работах, рассматриваемых в дипломной работе, обеспечивается Планом ликвидации аварий утвержденным в компании ОАО «Томскнефть» ВНК. План ликвидации аварий разрабатывается для объектов, аварии на которых угрожают здоровью и жизни людей, сохранности производственного оборудования и помещений, населенных пунктов, могут привести к экологическим катастрофам.

При возникновении аварии на объектах Цеха добычи нефти и газа Управления добычи нефти и газа ОАО «Томскнефть» ВНК в обязательном порядке создается штаб по ликвидации аварии, в который входят специалисты ЦДНГ, ответственные лица взаимосвязанных подразделений ОАО «Томскнефть» ВНК – Управления эксплуатации трубопроводов, Управления подготовки и переработки нефти и газа, Управления энергетики, Управления информационных технологий и связи, Управления транспорта, Управления промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, ответственные лица аварийно-спасательных формирований (противофонтанная служба, пожарная часть), ответственные лица специализированных подразделений (служба безопасности, автотранспортное предприятие», организация, обслуживающая средства КИПиА, организация, эксплуатирующая электросети и электропотребителей, предприятие по сервису нефтепромыслового оборудования, медицинской части .

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями на производстве являются пожары и разливы нефти. Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов, начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от

объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

Процесс подготовки нефти осуществляется непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на установке составляет 7-9 человек.

Поэтому каждый работник предприятия, находящийся на территории опасного производственного объекта полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций. Так же, каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подготовка нефти к транспорту является одним из основных технологических процессов. Доведение качеств нефти, газа и воды до норм товарной продукции должно осуществляться в аппаратах, использующих наиболее эффективные гидродинамические и физико-химические процессы. Только при этом можно достичь высоких технико-экономических показателей.

В данной работе проведен анализ технологического процесса первичной подготовки нефти на Вахском нефтяном месторождении и предложен ряд мероприятий:

1) Произвести комплекс мероприятий по изменению технологии подготовки на УПН с целью увеличения времени отстоя (изменение существующих потоков).

2) Рассмотреть внедрение технологии разрушения стойких эмульсий и снижения расхода реагентов с помощью прибора, работающего на принципе квантового магнитомера, провести опытно-промышленные испытания.

3) На основе анализа экспериментальных данных доказана целесообразность использования отечественного деэмульгатора «Дипроксамин 157-65М»

4) Перекачку эмульсионного слоя из РВС через подогреватели нефти (по кругу) с целью увеличения температуры подготовки нефти.

Изучение экспериментальных данных по одноступенчатому и многоступенчатому сепарированию газонефтяных смесей показывает, что увеличение числа ступеней сепарации более двух незначительно изменяет

выход нефти в сравнении с двухступенчатой сепарацией, но заметно усложняет и удорожает нефтегазосборную систему.

Рассчитан материальный баланс первой и второй ступени сепарации. На основе материальных балансов всех стадий был составлен общий материальный баланс установки подготовки нефти. По двум ступеням сепарации будет выделено 7% масс газа или 28310,27т/год из 400 000т/год поступившей нефти. Результаты работы имеют практическое значение и могут быть приняты для использования.

Список используемых источников

1. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. – М.: «Химия», 1985. – 168с.
2. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 145 с.
3. Ахметов А.Ф. Основы нефтепереработки: Учеб. пособие / А.Ф.Ахметов, Н.К.Кондрашева, Е.В.Герасимова. СПб: Недра, 2012. Т.4. 280 с.
4. Хафизов А.Р., Пестрецов Н.В., Чеботарев В.В. и др. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование. Учебное пособие. Уфа. 2002
5. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. Первичная переработка. М.: Химия, 2007. 400 с.
6. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: Учеб. пособие для вузов. М.: Химия, 2001. 568 с.
7. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. – 145 с.
8. Крец В.Г. Нефтегазопромысловое оборудование: учеб. пособие для вузов / В.Г. Крец, Л.А. Саруев, В.Г. Лукьянов, А.В. Шадрина. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – 264 с.
9. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. – М.: «Химия», 1985. – 168с

10. Л.В. Шишмина. Курс лекций по дисциплине «Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин» 2011г.
11. Ахметов А.Ф. Основы нефтепереработки: Учеб. пособие / А.Ф.Ахметов, Н.К.Кондрашева, Е.В.Герасимова. СПб: Недра, 2012. Т.4. 280 с.
12. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. Первичная переработка. М.: Химия, 2007. 400 с
13. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов. / Под ред. Бойко В.С., М.: Недра, 1990.
14. Коршак А.А. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А.А.Коршак, Г.Е. Коробков, Е.М. Муфтахов.- Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2006.-416с.
15. Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей // Известия Томского политехнического университета. 2006. № 4. С. 104-109.
16. Солодова Н.Л. Волновые технологии в нефтедобыче и нефтепереработке. Казань: КНИТУ, 2012. 84 с.
17. Инюшин Н.В. Аппараты для магнитной обработки жидкостей. Уфа: Реактив, 2001. 147 с.
18. Шейх-Али А.Д. Комбинированное воздействие магнитного поля и деэмульгаторов на процесс обезвоживания нефти // Подготовка нефти и газа. 2018. № 1. С. 76-80.
19. Верховых А.А., Вахитова А.К., Елпидинский А.А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник Казанского технологического университета. 2016. Т. 19. № 8. С. 37-42.
20. Сахабутдинов Р.З. Исследование процесса обезвоживания сверхвязкой нефти при ультразвуковом воздействии // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 116-119.
21. Верховых А.А. Интенсификация процесса обезвоживания нефти комплексным физическим воздействием // Вестник Казанского технологического университета. 2015. Т. 18. № 17. С. 58-59.

22. Такаева М.А. Особенности обессоливания парафинистой нефти. Часть 2. Экспериментальное исследование влияния волновых воздействий и активирующей добавки на процесс обессоливания парафинистой нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 1. С. 84-86.
23. Пат. 2167824 РФ, МПК С 02 F 1/48. Магнитный туннель / П.Р. Велес, Н.А. Пивоварова. 98104229/12, Заявлено 05.03.1998; Оpubл. 27.05.2001. Бюл. 15.
24. Пивоварова Н.А., Гражданцева А.С., Власова Г.В., Колосов В.М., Сальникова Т.В. Волновые технологии подготовки углеводородного сырья к первичной переработке // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 5. С. 19-23.
25. Бунчук В.А. Потери нефти и нефтепродуктов при хранении и транспорте и средства их сокращения/ В. А. Бунчук. – Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1997. - № 5. – С.-9 – 11.
26. Оборудование резервуаров: Учеб. Пособие для вузов / Н.И.Коновалов, Ф.М.Мустафин, Г.Е.Коробков и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Уфа.: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 214 с.
27. Коршак А.А. Нефтебазы и АЗС: Учебное пособие / А.А.Коршак, Г.Е. Коробков, Е.М. Муфтахов.- Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2006.-416с.