

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки _21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ X (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Ковалева Полина Сергеевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		

P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей, и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю. А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Ковалевой Полине Сергеевне

Тема работы:

Технология предварительного сброса воды на нефтяном месторождении X (Томская область)	
Утверждена приказом директора	1828/с от 11.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Техническая, технологическая и нормативная информация по X нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, учебники и т.п.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Нефтяные эмульсии Аппараты обезвоживания нефтяных эмульсий Геолого-физическая характеристика месторождения Анализ технологии предварительного сброса воды Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность
Перечень графического материала	.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н., Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Марина Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Ковалева Полина Сергеевна		

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 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела
02.05.2019	Нефтяные эмульсии	10
05.05.2019	Аппараты обезвоживания нефтяных эмульсий	10
07.05.2019	Объект и методы исследования	20
20.05.2019	Анализ технологии предварительного сброса воды	30
29.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
28.05.2019	Социальная ответственность	10
04.06.2019	Подготовка презентации	5
04.06.2019	Оформление пояснительной записки	5

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНК – водонефтяной контакт
СибНИИНП – Сибирский научно-исследовательский институт
нефтяной промышленности
ГКЗ – государственная комиссия по запасам
ГС – горизонтальная скважина
ГТМ – геолого-технические мероприятия
МУН – методы увеличения нефтеотдачи пласта
КИН – коэффициент извлечения нефти
НИЗ – начальные извлекаемые запасы
БГС – бурение горизонтальных скважин
УПСВ – установка предварительного сброса воды
УСТН – Установка сепарационная трубная наклонная
ОГ-200 – Отстойник горизонтальный
БЕН – буферная емкость нефти
БЕВ – буферная емкость воды
НВ – насос вставной
НД – насос дозировочный
НМШ – насос масляный шестеренчатый
БДР – блок дозирования реагента
НГС – нефтегазосепаратор
ЦНС – насос центробежный многоступенчатый секционный
ЕП – емкость подземная
СИКНС – система измерения количества и параметров нефти сырой
СИКГ – система измерения количества и параметров газа
СИКВ – Система измерения количества и параметров воды
ФВД – факел высокого давления
ФНД – факел низкого давления
СППК – сбросной пружинный предохранительный клапан
СГГ – сигнализатор горючих газов
ГОСТ – государственный стандарт
РД – руководящий документ
ГПК – газоперерабатывающий комплекс
ПДК – предельно допустимая концентрации
ТВО – трубные водоотделители
ППД – поддержание пластового давления

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1. НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ	12
1.1 Образование эмульсий и их классификация	12
1.2 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий	13
1.3 Устойчивость нефтяных эмульсий и их «старение»	14
2. АППАРАТЫ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ	15
2.1 Резервуары	15
2.2 Горизонтальные цилиндрические емкости	16
2.3 Трубные водоотделители	21
3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ РАБОТЫ	24
4. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	25
4.1 Геолого-физическая характеристика месторождения	25
4.2 Свойства нефти и растворенного газа	30
4.3 Запасы нефти	33
4.4 Текущее состояние разработки месторождения	34
4.5 Общая характеристика производственного объекта	36
4.6 Характеристика основного и вспомогательного оборудования	37
4.6.1 Нефтегазосепараторы	37
4.6.2 Насосы и резервуары	40
4.7 Нормы аналитического контроля	41
5. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ	42
5.1 Технология отделения воды методом гравитационного отстоя	42
5.2 Недостатки существующей схемы работы	44
5.3 Расчет материального баланса установки предварительного сброса воды	47
5.3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации	47
5.3.2 Материальный баланс блока отстоя и сброса воды	53
5.3.3 Материальный баланс второй ступени сепарации	55
5.3.4 Общий материальный баланс установки	58
5.4 Расчет влияния температуры на время всплытия капель нефти	59
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	78
7.1 Производственная безопасность	78
7.1.1 Анализ вредных производственных факторов	80
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов	82
7.2 Экологическая безопасность	85
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
7.3.1 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	86

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
ВЫВОДЫ	90
Список использованных источников	92
Приложение А	95
Приложение Б	96

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 с., 20 рис., 36 табл., 26 источников.

Ключевые слова: месторождение, пласт, залежь, коллектор, запасы, нефть, газ, сепарация, подтоварная вода, сепаратор, резервуар, насос.

Объектом исследования является установка предварительного сброса воды Советского месторождения.

Целью работы является определение эффективности работы установки предварительного сброса воды на нефтяном месторождении.

Проведен аналитический обзор литературы по проблемам разрушения водонефтяных эмульсий, рассмотрены конструкции аппаратов и технологии для обезвоживания нефтяных эмульсий; анализ работы установки предварительного сброса воды по производительности при сбросе воды с расчетом материального баланса установки.

Произведен расчет зависимости времени разрушения прямой эмульсии от условий. Показано, что при повышении температуры время сокращается, так же, как и при увеличении диаметра капель нефти. Оценена кинетическая устойчивость эмульсионной системы: при повышении температуры и заданном диаметре частиц устойчивость уменьшается, тогда как при постоянной температуре, но при увеличении диаметра, устойчивость будет понижаться; построены зависимости времени отстаивания от кинетической устойчивости системы и скорости всплытия капель нефти.

Установлено, что УПСВ нефтяного месторождения работает с превышением нормативных расходов по сырью на 1000–2000 т/сут. Для удаления из продукции скважин частиц нефти размером менее 100 мкм требуется температура выше 40°C.

Степень внедрения: поисковый характер работы.

Область применения: установки предварительного сброса воды на нефтяных месторождениях.

Значимость работы: повышение качества отделенной воды.

ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки нефтяного месторождения неизбежно возрастает обводненность скважинной продукции. Данный коэффициент является ключевым при выборе способа эксплуатации месторождения, а также играет важную роль в выборе способа подготовки скважинной продукции. На начальном этапе разработки месторождения при низком значении коэффициента имеется возможность отделять нефть от подтоварной воды на УПН или ДНС, но на поздней стадии мощностей этих установок уже не хватает и возникает необходимость строительства УПСВ.

УПСВ Х месторождения введено в эксплуатацию в 2012 году для подготовки нефти с содержанием воды не более 5% и ее транспортировку на УПСВ-1. Производительность данной установки по жидкости – XXXX м³/год, по нефти – XXX т/год, по газу – XXX м³/год.

Целью данной выпускной работы является анализ работы УПСВ Х месторождения для дальнейшего совершенствования ее эксплуатации.

1 НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

1.1 Образование эмульсий и их классификация

Вода в нефти появляется в результате поступления к скважине пластовой воды или воды, закачиваемой в пласт с целью поддержания давления. При движении нефти и пластовой воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам происходит их взаимное перемешивание и дробление. Процесс дробления одной жидкости в другой называют диспергированием. В результате диспергирования одной жидкости в другой образуются эмульсии [2,4].

Эмульсии представляют собой дисперсные системы двух жидкостей, не растворимых или малорастворимых друг в друге, находящихся во взвешенном состоянии в виде мелких капель (глобул). Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсной средой, а вторая жидкость, распределенная в дисперсной среде, – дисперсной фазой [1].

Свободная энергия капель дисперсной фазы способствует их слиянию (коалесценции), но помехой этому в устойчивых эмульсиях являются стабилизаторы эмульсии. Растворимые в воде (гидрофильные), эмульгаторы способствуют образованию эмульсий типа «вода в нефти». Последний тип, чаще всего встречается в промышленной практике. К гидрофильным относятся такие поверхностно-активные вещества, как щелочные мыла, желатин, белковые вещества. Гидрофобными являются хорошо растворимые в нефтепродуктах смолы, известковые мыла, а также мелкодисперсные частицы сажи, глины, песка, окислов металлов, легче смачиваемые нефтью, чем водой. Введение в эмульсию данного типа эмульгатора, способствующего образованию эмульсии противоположного типа, облегчает её расслоение [2].

По характеру дисперсной фазы и дисперсной среды различают эмульсии двух типов: первые эмульсии прямого типа – неполярная жидкость

в полярной, когда нефть размещается в виде мелких капель в воде (Н/В); и вторые обратного типа – эмульсии полярной жидкости в неполярной, когда вода размещается в виде мелких капелек в нефти (В/Н). В эмульсиях типа Н/В внешней фазой является вода, и поэтому они смешиваются с водой в любых отношениях и обладают высокой электропроводностью, а эмульсии типа В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и имеют низкую электропроводность [1,2].

1.2 Физико-химические свойства нефтяных эмульсий

Для правильного выбора метода разрушения нефтяных эмульсий важно знание их основных физико-химических свойств, а именно – дисперсность, вязкость, плотность, электрические свойства, температура эмульсии.

Дисперсность эмульсий – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсной среде. Дисперсность является основной характеристикой эмульсий определяющей их свойства [3].

Вязкость эмульсии зависит от вязкости самой нефти, температуры, при которой получается эмульсия, количества воды, содержащейся в нефти, степени дисперсности, присутствия механических примесей. Вязкость нефтяных эмульсий не обладает аддитивным свойством, т.е. вязкость эмульсии не равна сумме вязкости воды и нефти. С увеличением обводнённости до определённого значения вязкость эмульсии возрастает и достигает максимума при критической обводнённости, характерной для данного месторождения. При дальнейшем увеличении обводнённости вязкость эмульсии резко уменьшается. Критическое значение коэффициента обводнения называется точкой инверсии, при которой происходит обращение фаз, т.е. эмульсия типа В/Н превращается в эмульсию типа Н/В [1,3].

Нефть и вода, взятые в чисто виде, хорошие диэлектрики. Даже при незначительном содержании в воде растворённых солей или кислот электропроводность увеличивается в десятки раз. Поэтому

электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащей воды и степенью её дисперсности, но и количеством растворенных в этой воде солей и кислот [4,2].

1.3 Устойчивость нефтяных эмульсий и их «старение»

Важным показателем для нефтяных эмульсий является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться и не разделять на нефть и воду [5].

Устойчивость эмульсий – это способность в течении определенного времени не разрушаться и не разделяться на две несмешивающиеся фазы. Кинетическая устойчивость – способность эмульсионной системы противостоять оседанию или всплыванию частиц (глобул) дисперсной фазы под действием сил тяжести. Агрегативная устойчивость – способность частиц (глобул) дисперсной фазы при столкновении с границей раздела фаз или друг с другом не изменяя свой первоначальный размер. Агрегативная устойчивость нефтяных эмульсий по Ребиндеру, как показывают авторы [3,4], определяется временем их существования и рассчитывается как отношение высоты столба эмульсии, к средней линейной скорости самопроизвольного расслоения системы [1].

Особенное влияние на устойчивость нефтяных эмульсий оказывают свойства эмульгаторов, дисперсность системы, физико-химические свойства, время и температура существования эмульсии. При повышении температуры, нефтяная эмульсия становится, менее устойчива. Со временем эмульсии способность повышать свою устойчивость, т.е. «стареть». Процесс «старения» нефтяных эмульсий в начальный период происходит весьма интенсивно, затем постепенно замедляется и часто уже через сутки прекращается. Свежие эмульсии легче поддаются разрушению и поэтому обезвоживание и обессоливание нефтей необходимо проводить на промыслах [7,2].

2. АППАРАТЫ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ.

В настоящее время существует два типа аппаратов, применяемых для предварительного сброса воды: вертикальные стальные резервуары (РВС) емкостью от 1000 до 5000 м³ и горизонтальные цилиндрические емкости объемом 100 и 200 м³ (булиты), а также в последнее время стали использовать трубные водоотделители нефти.

2.1 Резервуары

Процесс гравитационного отстоя наиболее прост в технологии. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время: 6-7 часов и более. Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды [10].

Вертикальные резервуары специально оборудуются распределительными гребенками ввода жидкости, размещаемыми на высоте 1,5 м от днища резервуара. Вывод воды осуществляется через гидрозатвор, позволяющий автоматически, без специальных средств регулирования, поддерживать в резервуаре постоянный уровень жидкости, необходимый для ведения процесса (рисунок 1) [12].

Технологические резервуары работают транзитом. Сброс отделившейся воды и отбор обезвоженной нефти осуществляется непрерывно, т.е. уровень жидкости при этом не изменяется, нет потерь от больших дыханий резервуара [9].

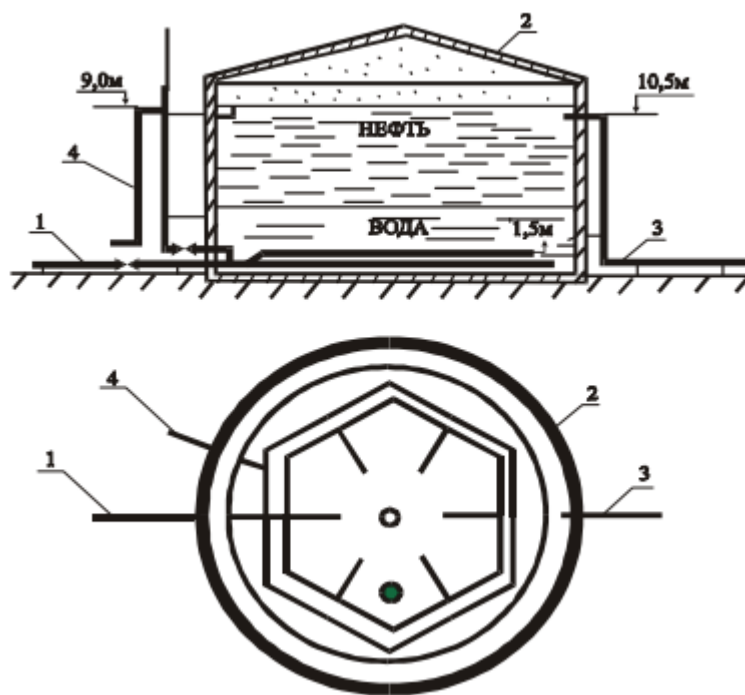


Рисунок 1 – Резервуар УПСВ [4]

1 – подводящая труба; 2 – маточник; 3 – отводящая труба; 4 – гидрозатвор

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти, поэтому применяют горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры $45\text{--}70^\circ\text{C}$ значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их малая эффективность [6].

2.2 Горизонтальные цилиндрические емкости

На промыслах, где строительство резервуара не предусмотрено проектами, сброс воды может осуществляться из горизонтальных отстойников, работающих под давлением.

Наиболее широко известны две конструкции установок предварительного сброса воды на базе булитов:

1) блочная автоматизированная сепарационная установка с предварительным сбросом воды БАС-1; 2) блочные автоматизированные установки для оперативного учета, сепарации и предварительного обезвоживания нефти УПС-2000/6, УПС-3000/6, ОГ-200П, АСП-6300/6, СПОН [18].

КССУ (концевая совмещенная сепарационная установка), производящая обезвоживание и обессоливание, так же может быть использована для этих целей [8].

Внутреннее устройство этих установок должно исключать перемешивание фаз и турбулизацию потока.

Отстойник горизонтальный (ОГ) устанавливается после сепаратора нефти и представляет собой цилиндрическую ёмкость: ОГ-200П (рисунок 2), ОГ-200С (рисунок 3), в обозначениях которых приняты: цифра – вместимость емкости, м³; П – с подогревом, С – с сепарационным отсеком [9].

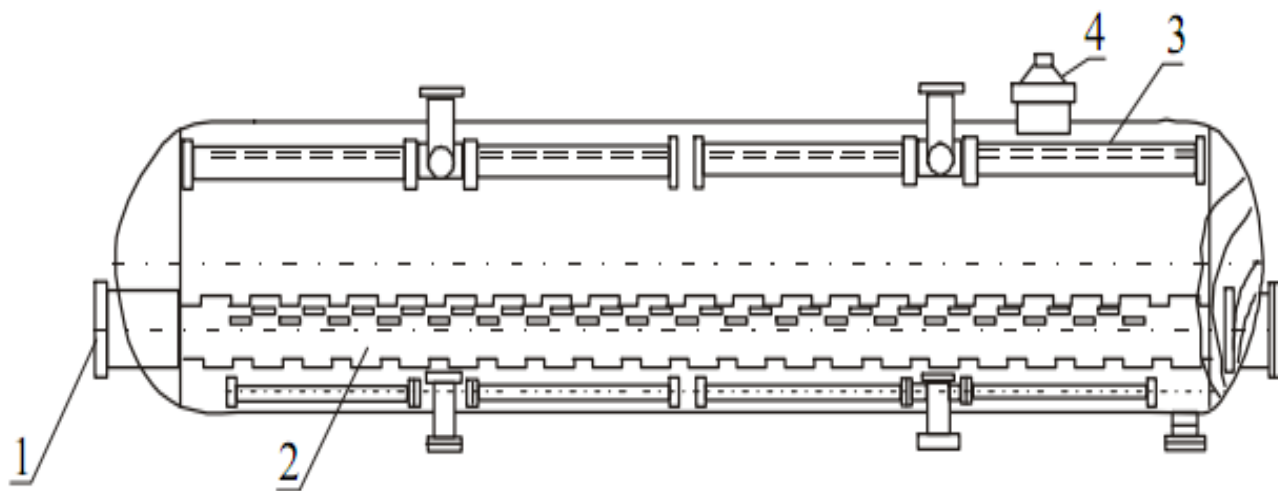


Рисунок 2 – Технологическая схема аппарата ОГ-200П [4] для предварительного разделения нефти и пластовой воды:

1 – патрубок ввода эмульсии; 2 – распределитель эмульсии: труба D 700 мм, 64 ряда отверстий, в ряду 285 отверстий, продольный вырез: ширина 6 мм, длина 60 мм; 3 – трубы для вывода обезвоженной нефти; 4 – вывод газа.

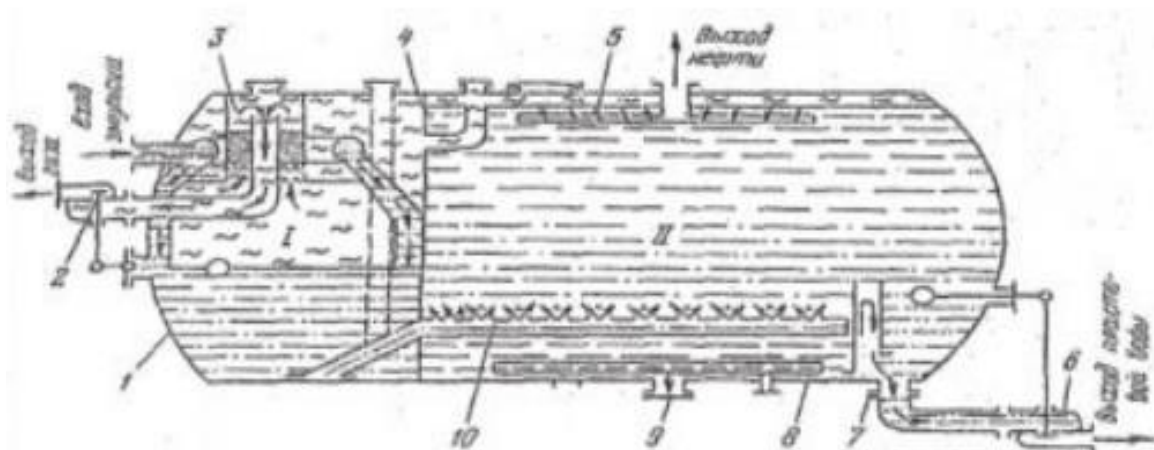


Рисунок 3 – Принципиальная схема отстойника ОГ-200С [4]:

I – сепарационный отсек; II – отстойный отсек; 1 – корпус; 2 – регулятор уровня; 3 – каплеотбойник; 4 – перегородка; 5 – сборник нефти; 6 – регулятор межфазного уровня; 7 – переливное устройство; 8 – коллектор пропарки; 9 – штуцер зачистки; 10 – коллектор распределительный; обозначения.

Аппараты предназначены для расслоения водонефтяных эмульсий, обработанных деэмульгатором. Распределитель эмульсии представляет собой перфорированную трубу диаметром 700 мм, которая имеет 64 ряда отверстий. В каждом ряду располагается 285 отверстий [14].

Отстойник ОГ-200С представляет горизонтальную стальную цилиндрическую емкость диаметром 3400 мм с эллиптическим днищем. При помощи перегородки 4 ёмкость разделена на два отсека, из которых левый I является сепарационным, а правый II – отстойным. Левый и правый отсеки емкости сообщаются друг с другом при помощи коллекторов-распределителей 10, расположенных в нижней части корпуса [10].

В верхней части сепарационного отсека установлены распределитель эмульсий со сливными полками и сепаратор газа. В нижней части отстойного отсека расположены два трубчатых перфорированных коллектора, над которыми размещены распределители эмульсии коробчатой формы. В этой части имеются также два коллектора 8 для пропарки аппарата. В верхней части отсека расположены четыре сборника нефти 5, соединенные со штуцером вывода нефти из аппарата. В передней части корпуса

перегородкой и переливными устройствами выделена водосборная камера, в которой помещен регулятор межфазного уровня 6.

Отстойник оснащен приборами контроля за параметрами технологического процесса, регуляторами уровней раздела фаз, предохранительной и запорной арматурой.

Отстойник работает следующим образом. Подогретая эмульсионная нефть с введенным в неё реагентом-деэмульгатором поступает в распределитель эмульсии сепарационного отсека и по сливным полкам и стенкам корпуса стекает в нижнюю часть отсека [9].

Выделившийся из нефти в результате ее нагрева и снижения давления газ проходит через сепаратор и при помощи регулятора уровня «нефть-газ» 2 выводится в газосборную сеть.

Нефтяная эмульсия поступает из сепарационного в отстойный отсек по двум перфорированным коллекторам, проходит через отверстия распределителей и поднимается в верхнюю часть отсека [8].

При этом происходит промывка нефти пластовой водой и ее обезвоживание. Обезвоженная нефть поступает в сборный коллектор 5 и выводится из аппарата. Отделившаяся от нефти вода через переливное устройство 7 поступает в водосборную камеру и с помощью регулятора уровня «вода-нефть» 6 сбрасывается в систему подготовки дренажных вод.

Из-за малого диаметра скорость оседания таких капель чрезвычайно мала (закон Стокса, 1.1). Они могут накапливаться на границе раздела и иногда, если высота этого слоя больше допустимых пределов, даже нарушать работу отстойника [7].

$$W_0 = \frac{d^2(\rho_b - \rho_H) \cdot g}{18\mu_b}, \quad (1.1)$$

Таблица 1 – Техническая характеристика отстойников [4]

Тип установки	Пр-ть по жидкости, т/сут	Обводненность продукции, %		Макс рабочее давление, кгс/см ²	Объем емкости, м ³	Пр-ть Объем, т/(сут м ³)
		поступающей	уходящей			
БАС-1	2500	≥30	≤20	6	100	25
УПС-2000/6	2000	До 90	до 30	5	100	20
УПС-3000/6	3000	До 90	до 30	6	200	15
ОГ-200П	10000	>30	≤10	6	200	50
Рабочая температура – 15–50°C						

Предварительный сброс воды в вертикальном резервуаре получил широкое распространение. По данным испытания РВС-2000 и РВС-5000 в Татарии для сброса воды при обводненности поступающей нефти от 20 до 55 %, можно констатировать следующее:

- производительность по жидкости одного аппарата предварительного сброса: РВС-5000 – 10000 т/сут, а РВС-2000 – 5000 т/сут, что соответствует времени пребывания жидкости в аппарате 6–7 часов. Повышение загрузки аппарата выше этих пределов ведет к увеличению содержания нефти в сбрасываемой (дренажной) воде;

- температура водонефтяной смеси должна быть не ниже 20–25°C. Снижение температуры вызывает ухудшение процесса отстоя как по качеству нефти, так и по качеству сбрасываемой воды;

- заблаговременный (за 0,6–1 км до резервуаров) ввод дренажной воды в нефтепровод резко улучшает качественные и количественные показатели процесса [14].

Таблица 2 – Характеристика процесса предварительного сброса воды в РВС (Татария) [4]

Тип резервуара	Поступающая жидкость		Обводненность выходящей продукции, %	Добавляемая дренажная вода			Т в резервуаре, °С	Содержание нефти в сбрасываемой воде, мг/л
	Кол-во, т/сут	Обводненность, %		Кол-во, м ³ /сут	Т, °С	место ввода		
РВС-2000	9500-10000	20	до 2	2500	50-55	за 1 км	20-25	не опред.
РВС-2000	14500-15000	30	до 5	4000-4500	50-55	за 1 км	20-25	80-1000
РВС-5000	37000	55	15-20	4000	40	за 20 м	20	50-150
РВС-5000	19000	30	6-8	2500	45	за 30м	26	30-100
РВС-2000	16000	20	8-10	1200	30	за 20м	18	30-100

Из сравнения данных таблиц 1 и 2, казалось бы, что предварительный сброс в горизонтальной цилиндрической емкости более экономичен, чем в РВС, т.к. показатель производительности аппаратов на 1м³ полезной емкости у горизонтального аппарата (по паспортным данным) в несколько раз выше, чем у РВС [4].

Качество получаемой нефти и воды влияет на технологию последующих процессов подготовки нефти и очистки воды [7].

2.3 Трубные водоотделители

Трубные водоотделители получили широкое распространение на нефтяных месторождениях, они предназначены для утилизации попутной пластовой воды в системе сбора и подготовки нефти. Его использование существенно упрощает традиционные технологии очистки и сброса воды для систем поддержания пластового давления [6].

На УПС газожидкостная смесь с нефтяной площадки поступает в горизонтальный сепаратор, откуда газ направляется на осушку и далее потребителю. Вода из сепаратора подается в горизонтальный отстойник,

затем в вертикальный резервуар для очистки от остатков нефти, а нефть – в буферную емкость, откуда откачивается на УПН [12,13].

Подготовка вода в вертикальных резервуарах приводит к их ускоренной коррозии (срок службы 2–3 года), интенсивно корродируют и горизонтальные емкости УПС.

Использование ТВО позволяет осуществить предварительный сброс воды непосредственно на нефтяной площади и напором насосов нефтяных скважин через ТВО подавать попутную воду к насосам КНС. При этом значительно сокращается количество вертикальных резервуаров (примерно на 70%), отпадает необходимость в затратах электроэнергии на транспорт воды от УПС до насосов системы ППД.

Трубный водоотделитель (рисунок 4) состоит из наклонного трубопровода 1, над которым параллельно расположен трубопровод 2, соединенный с ним посредством перемычек 3[6,15].

Подводящий трубопровод-успокоитель 4 газожидкостной смеси, поступающей по трубопроводу 5 системы сбора нефти, расположен рядом с трубопроводом 1. Верхние концы трубопроводов 1 и 2 соединены с нефтегазопроводом 7. Нижний конец трубопровода 1 соединен с приемной линией насосных агрегатов ППД 8 [16].

Газоводонефтяная смесь с промыслов по трубопроводу 5 подается в успокоитель 4, откуда свободный газ по перемычке 6 переходит в верхний трубопровод 2, нефть и вода – в трубопровод 1. Вода, имеющая большую плотность, чем нефть, с частичным содержанием нефти движется вниз по трубопроводу 1, нефть – вверх и совместно с газом поступает в трубопровод 7. Вода по ходу движения вниз по трубопроводу 1 постепенно освобождается от частиц нефти и пузырьков газа, которые по перемычкам 3 переходят в трубопровод 2, а затем 7. Освобожденная от нефти вода по трубопроводу 8 поступает к насосам ППД [8].

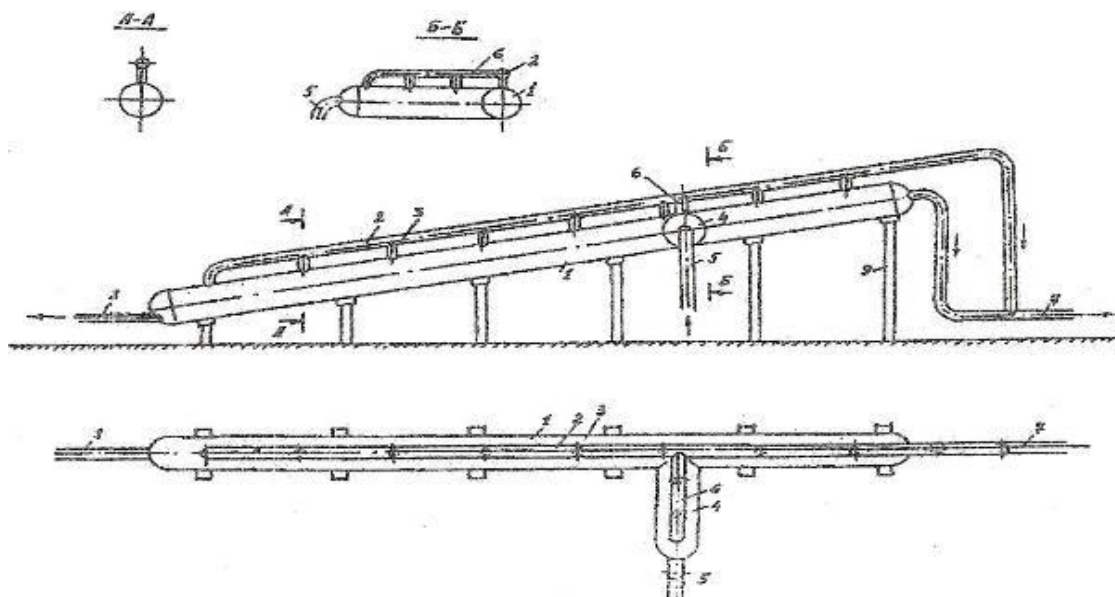


Рисунок 4 – Схема трубного водоотделителя [4]

Скорость движения очищаемой воды в наклонном трубопроводе ТВО подбирается в зависимости от свойств газоводонефтяной смеси и устойчивости эмульсии нефть-вода.

Многолетний опыт эксплуатации ТВО в нефтегазодобывающих предприятиях показал высокую эффективность и надежность этих устройств, однако на некоторых из них наблюдается повышенная скорость коррозионных процессов в донной части ТВО, что приводит к образованию свищей уже через несколько лет работы [4].

3 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ РАБОТЫ

Высокая обводненность продукции скважин обусловила необходимость присутствия стадии предварительного сброса воды в технологии подготовки нефти на X месторождении. Любой технологический процесс должен быть эффективным, а аппараты – производительными.

Поэтому целью работы является анализ факторов, управляющих качеством процесса разделения водонефтяной эмульсии на установке предварительного сброса воды на месторождении X.

Задачи:

- проанализировать текущее состояние разработки месторождения;
- изучить технологию процесса предварительного сброса воды;
- рассчитать материальный баланс установки;
- оценить влияние размера капель нефти, температуры на устойчивость эмульсии и время ее разрушения;
- оценить технологическую и экономическую эффективность технологии.

4 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.7 Нормы аналитического контроля

В процессе работы установки ведется постоянный контроль получаемой продукции согласно ГОСТ, РД и внутренним нормам контроля организации (таблица 10). Ведется контроль содержания воды и мехпримесей в нефти, содержание нефти в подтоварной воде, а также компонентный состав отделяемого газа.

Таблица 10 – Аналитический контроль технологического процесса

№	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средств измерений)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа, ГОСТ, отраслевой стандарт)	Норма
1	Нефтегазосодержащая жидкость на входе на установку.	Приемная гребенка	Содержание воды, содержание мехпримесей	ГОСТ 2477-65* РД39-1-1000-84 ГОСТ 6370 – 83	-
2	Нефть потребителю	СИКНС	Содержание воды,	ГОСТ 3900-85	до 5%
			Содержание мехпримесей.	ГОСТ 2477-65* РД39-1-1000-84	1%
3	Нефть потребителю	СИКНС	Полный анализ нефти	ГОСТ 6370-83* ГОСТ 1756-52*	до 1%
4	Нефть потребителю	РВС (глубинная проба)	Полный анализ нефти	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 2477-65* РД39-1-1000-84 ГОСТ 6370-83* ГОСТ 1756-52*	до 1%
5	Отбор проб подтоварной воды	Трубопровод выход воды с насосов.	Массовая концентрация нефти	МВИ №02-24/Х1-МИ-7-2012	не более 50мг/дм ³
6	Замер ГВС в рабочей среде	Помещения производственных зданий и технологические площадки	Содержание углеводородов	Приборами СТМ-10	20-40%
				СТГ-20	До 300 мг/м ³
7	Отбор проб ПНГ	СИКГ	Компонентный состав	ГОСТ 31371.7-2008	-

5.3 Расчет материального баланса установки предварительного сброса воды Советского месторождения

Исходные данные для расчета

Годовая производительность установки по сырью – XXX тонн/год

Обводненность сырой нефти – X%

Содержание воды в подготовленной нефти – 5%

Компонентный состав нефти приведен в таблице 12.

Таблица 11 – Компонентный состав нефти

Компо- нент	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i- C ₄ H ₁₀	n- C ₄ H ₁₀	i- C ₅ H ₁₂	n- C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄ +	Итого
% мол.	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	XX	X	XX	100,00

5.3.1 Материальный баланс первой ступени сепарации

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

$$P = 0,4 \text{ МПа}; t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Расчеты разгазирования нефти в сепараторах при небольших давлениях (0,4–0,9 МПа) с достаточной для практических целей точностью можно производить по закону Рауля-Дальтона:

$$y'_i = K_i x'_i \quad (5.1)$$

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 $P = 0,4$ МПа и температуре $t = 20$ °C).

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

$$y_i' = \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'}, \quad (5.2)$$

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 (5.3) получим:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i' K_i}{1 + (K_i - 1)N'} = 1, \quad (5.3)$$

Уравнение (5.3) 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 – XXX тонн/год часовая производительность установки составит:

$$П = \frac{G_9}{8400} = \frac{3577000}{8400} = 425,83 \text{ т/ч.}$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в таблице 12.

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти. Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

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

Таблица 12 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
CO ₂	X	44	17,3
N ₂	X	28	174
CH ₄	X	16	43
C ₂ H ₆	X	30	7
C ₃ H ₈	X	44	2
изо-C ₄ H ₁₀	X	58	0,75
н-C ₄ H ₁₀	X	58	0,52

изо- C_5H_{12}	X	72	0,2
н- C_5H_{12}	X	72	0,14
$C_6H_{14}^+$	X	86	0,05
Σ	$\Sigma z_i' = 100$	—	—

Подбор величины N' приводится в таблице 13.

Таблица 13 – Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	$N' = 32$
CO_2	0,016
Азот N_2	0,002
Метан CH_4	0,779
Этан C_2H_6	0,041
Пропан C_3H_8	0,081
Изобутан изо- C_4H_{10}	0,013
Н-бутан н- C_4H_{10}	0,025
Изопентан изо- C_5H_{12}	0,005
Н-пентан н- C_5H_{12}	0,005
$C_6H_{14}^+$	0,040
ΣY_i	1,007

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 32 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчет приведен в таблице 15.

Таблица 14 – Мольный баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z'_i), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ($z'_i - N_{0i}$)	Мольный состав нефти из блока сепараторов $x'_i = \frac{(z'_i - N_{0i})}{\Sigma(z'_i - N_{0i})} 100, \%$
		Молярная концентрация (y'_i)	Моли $N_{0i} = N' \cdot y'_i$		
CO ₂	X	0,016	0,499	0,061	0,090
N ₂	X	0,002	0,069	0,001	0,001
CH ₄	X	0,779	24,938	1,232	1,818
C ₂ H ₆	X	0,041	1,312	0,398	0,587
C ₃ H ₈	X	0,081	2,584	2,746	4,051
изо-C ₄ H ₁₀	X	0,013	0,404	1,146	1,690
н-C ₄ H ₁₀	X	0,025	0,816	3,334	4,919
изо-C ₅ H ₁₂	X	0,005	0,149	1,581	2,333
н-C ₅ H ₁₂	X	0,005	0,152	2,308	3,405
C ₆ H ₁₄ ⁺	X	0,040	1,294	54,976	81,106
Итого	100,000	1,000	32,216	67,784	100,00

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 15.

Таблица 15 – Массовый баланс процесса сепарации первой ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Массовый состав сырой нефти $M_i^c = z_i \cdot M_i$	Массовый состав газа из сепаратора $M_i^r = N_{0,i}^r \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^h = M_i^c - M_i^r$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^r = 100 \cdot M_i^r / M_i^c$, %
CO ₂	X	X	21,94	2,70	89,06
N ₂	X	X	1,94	0,02	98,79
CH ₄	X	XX	399,00	19,72	95,29
C ₂ H ₆	X	X	39,35	11,95	76,71
C ₃ H ₈	X	XX	113,71	120,81	48,48
изо-C ₄ H ₁₀	X	X	23,45	66,45	26,09
н-C ₄ H ₁₀	X	XX	47,32	193,38	19,66
изо-C ₅ H ₁₂	X	X	10,71	113,85	8,60
н-C ₅ H ₁₂	X	XX	10,95	166,17	6,18
C ₆ H ₁₄ ⁺	X	XX	111,25	4727,97	2,30
Итого	100	$\sum M_i^c = XXX$	$\sum M_i^r = 779,63$	$\sum M_i^h = 5423,01$	$R_{cm}^r = 12,57$

$R_{cm}^r = 0,1257$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

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

$$M_{cp}^r = 779,63 / 32,216 = 24,20$$

Плотность газа:

$$\rho_{CP} = \frac{M_{CP}}{22,4} \cdot \frac{T_0 \cdot P}{T \cdot P_0} = \frac{24,20 \cdot 273 \cdot 0,4}{22,4 \cdot 293 \cdot 0,1} = 4,03 \text{ кг/м}^3,$$

Плотность газа при н.у:

$$\rho_{CP} = \frac{M_{CP}}{22,4} = \frac{24,20}{22,4} = 1,08 \text{ кг/м}^3,$$

Таблица 16 – 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 $\frac{[N_{0i}^z / \sum N_{0i}^z] \cdot M_i \cdot \rho_{cp} \cdot 10^3}{M_{cp}^z}, \text{ г/м}^3$
CO ₂	0,016	44	2,815	
N ₂	0,002	28	0,248	
CH ₄	0,779	16	51,179	
C ₂ H ₆	0,041	30	5,048	
C ₃ H ₈	0,081	44	14,585	587,244
изо-C ₄ H ₁₀	0,013	58	3,008	121,120
н-C ₄ H ₁₀	0,025	58	6,070	244,392
изо-C ₅ H ₁₂	0,005	72	1,374	55,337
н-C ₅ H ₁₂	0,005	72	1,404	56,541
C ₆ H ₁₄ ⁺	0,040	86	14,269	574,538
Итого	1,000	~	100,000	1639,172

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 95% масс. Количество безводной нефти в этом потоке составляет:

$$Q_H = 21,29 \text{ т/ч.}$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_G = R_{cm}^r \cdot Q_H$$

$$Q_G = 0,1257 \cdot 21,29 = 2,676 \text{ т/ч.}$$

$$Q_H^{сеп} = Q_H - Q_G = 21,29 - 2,676 = 18,61 \text{ т/ч,}$$

$$Q^{сеп} = Q_H^{сеп} + Q_{H_2O} = 18,61 + 404,54 = 423,15 \text{ т/ч.}$$

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

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

$$\sum Q^{\text{до сеп}} = Q = 425,826 \text{ т/ч;}$$

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

$$Q^{\text{сеп}} + Q_{\Gamma} = 423,15 + 2,676 = 425,826 \text{ т/ч.}$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – Материальный баланс сепарации первой ступени

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия	5 95	21,29 404,54	178850 3398150	Эмульсия	99,37 4,39 95,6 100	18,61 404,54 423,15	156324 3398136 3554460
в том числе:				в том числе:			
нефть				нефть			
вода				вода			
				Всего			
ИТОГО	100	425,83	3577000	Газ	0,63	2,676	22478,4
				ИТОГО	100	425,83	3577000

5.3.2 Материальный баланс блока отстоя и сброса воды

Поток сырой нефти производительностью $Q^{\text{сеп}}$ входит в блок отстоя с содержанием нефти и воды по массе, соответственно:

$$R_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 100 \cdot (Q_{\text{н}}^{\text{сеп}} / Q^{\text{сеп}})$$

$$R_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 100 \cdot 18,61 / 423,15 = 4,40 \text{ \%}.$$

$$R_{\text{в}}^{\text{сеп}} = 100 - R_{\text{н}}^{\text{сеп}} = 100 - 4,40 = 95,60 \text{ \%}.$$

На выходе из блока отстоя первичный поток разделяется на два, в частности:

- обезвоженная нефть: вода – X%; нефть – X%;
- подтоварная вода: нефть – 0,1%; вода – 99,9%.

Обозначим: $Q_{\text{н}}^{\text{от}} = \text{H}$ – количество некондиционной нефти из блока отстоя, кг/ч; $Q_{\text{в}}^{\text{от}} = \text{B}$ – количество пластовой воды из блока отстоя, кг/ч.

Тогда составим систему уравнений:

$$Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{н}}^{\text{сеп}} = X \cdot \text{H} + 0,001 \cdot \text{B}$$

$$Q^{\text{сеп}} \cdot R_{\text{в}}^{\text{сеп}} = 0,05 \cdot \text{H} + 0,999 \cdot \text{B}$$

Решая эту систему, получаем:

$$B = \frac{Q^{CEП} \cdot R_g^{CEП} - 0,05 \cdot H}{0,999}$$

$$H = \frac{Q^{cen} \cdot R_n^{cen} - \frac{0,001}{0,999} \cdot Q^{cen} \cdot R_g^{cen}}{0,8999}$$

$$H = \frac{18,61 - 0,001/0,999 \cdot 404,54}{0,8999} = 20,23 \text{ т/ч}$$

$$B = \frac{404,54 - 0,1 \cdot 20,23}{0,999} = 402,92 \text{ т/ч}$$

Таким образом, количество некондиционной нефти и количество пластовой воды после блока отстоя, соответственно равны:

$Q_n^{от} = 20,23$ т/ч, в том числе:

- нефть – $0,99 \cdot Q_n^{от} = 0,95 \cdot 20,23 = 19,22$ т/ч;

- вода – $0,01 \cdot Q_n^{от} = 0,05 \cdot 20,23 = 1,01$ т/ч.

$Q_b^{от} = 402,92$ т/ч, в том числе:

- вода $0,999 \cdot Q_b^{от} = 0,999 \cdot 402,92 = 402,52$ т/ч;

- нефть – $0,001 \cdot Q_b^{от} = 0,001 \cdot 402,92 = 0,4$ т/ч.

Данные по расчету сброса воды заносим в таблицу 18.

Таблица 18 – Материальный баланс блока отстоя и сброса воды

Приход				Расход			
	% масс	т/ч	т/Г		% масс	т/ч	т/Г
Эмульсия в том числе: нефть вода	4,40 95,60	18,61 404,54	156324 3398136	Обезвоженная нефть	4,90		
				в том числе:			
				нефть	95	19,22	161448
				вода	5	1,01	8484
				Всего	100	20,23	169932
				Подтоварная вода	95,10		
				в том числе:			
				вода	99,9	402,52	3381168
				нефть	0,1	0,4	3360
Всего				Всего	100,0	402,92	3384528
Итого	100,0	423,15	3554460	Итого	100,0	423,15	3554460

5.3.3 Материальный баланс второй ступени сепарации

Термодинамические параметры работы рассматриваемого блока равны:

$$P = 0,105 \text{ МПа}; t = 20^{\circ}\text{C}.$$

Содержание углеводородов в нефтяной эмульсии и константы фазового равновесия (K_i) с учетом условий сепарации приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные для расчета

Компонент смеси	Мольная доля компонента в нефти (z_i')	Молекулярная масса компонента (M_i), кг/кмоль	K_i
CO ₂	X	44	71
N ₂	X	28	635
CH ₄	X	16	174
C ₂ H ₆	X	30	29
C ₃ H ₈	X	44	8
изо-C ₄ H ₁₀	X	58	2,8
н-C ₄ H ₁₀	X	58	2
изо-C ₅ H ₁₂	X	72	0,8
н-C ₅ H ₁₂	X	72	0,6
C ₆ H ₁₄ ⁺	X	86	0,18
Σ	100,00	~	-

Составляем уравнения мольных концентраций для каждого компонента в газовой фазе в расчете на 100 молей нефти. Путём подбора определим такую величину N' , при которой выполнится условие:

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

Подбор величины N' приводится в таблице 20.

Таблица 20 – Определение мольной доли отгона N

Компонент смеси	$N' = 4,79$
CO ₂	0,0147
Азот N ₂	0,0002
Метан CH ₄	0,3406
Этан C ₂ H ₆	0,0727
Пропан C ₃ H ₈	0,2427
Изобутан изо-C ₄ H ₁₀	0,0436
Н-бутан н-C ₄ H ₁₀	0,0939
Изопентан изо-C ₅ H ₁₂	0,0188
Н-пентан н-C ₅ H ₁₂	0,0208
Гексан и выше C ₆ H ₁₄ ⁺	0,1520
ΣY _i	1,0000

Расчеты показали, что из 100 молей сырой нефти в процессе сепарации выделяется 4,79 молей газа. Составим материальный баланс сепарации в молях на 100 молей сырой нефти. Расчёт приведён в таблице 21.

Таблица 21 – Мольный баланс процесса сепарации второй ступени

Компонент смеси	Молярный состав сырой нефти (z_i), %	Газ из сепаратора		Нефть из сепаратора моли ($z'_i - N_{0i}^z$)	Молярный состав нефти из блока сепараторов $x'_i = \frac{(z'_i - N_{0i}^z)}{\sum(z'_i - N_{0i}^z)} 100, \%$
		Молярная концентрация (y'_i)	Моли $N_{0i}^z = N' \cdot y'_i$		
CO ₂	X	0,0147	0,070	0,020	0,021
N ₂	X	0,0002	0,001	0,000	0,000
CH ₄	X	0,3406	1,632	0,186	0,196
C ₂ H ₆	X	0,0727	0,348	0,239	0,251
C ₃ H ₈	X	0,2427	1,163	2,888	3,034
изо-C ₄ H ₁₀	X	0,0436	0,209	1,481	1,556
н-C ₄ H ₁₀	X	0,0939	0,450	4,469	4,694
изо-C ₅ H ₁₂	X	0,0188	0,090	2,243	2,356
н-C ₅ H ₁₂	X	0,0208	0,100	3,305	3,472
C ₆ H ₁₄ ⁺	X	0,1520	0,728	80,378	84,422
Итого	100,00	1,0000	$\sum N_{0i}^z \approx 4,79$	95,210	100,00

Баланс по массе, в расчете на 100 молей сырой нефти приведён в таблице 22.

Таблица 22 – 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 $M_i^z = N_{0i}^z \cdot M_i$	Массовый состав нефти из сепаратора $M_i^h = M_i^c - M_i^z$	Масса выделившегося газа, относительно сырой нефти $R_i^z = 100 M_i^z / M_i^c, \%$
CO ₂	X	X	3,09	0,87	78,13
N ₂	X	X	0,03	0,00	96,96
CH ₄	X	X	26,11	2,98	89,75
C ₂ H ₆	X	X	10,45	7,16	59,33
C ₃ H ₈	X	X	51,15	127,09	28,70
изо-C ₄ H ₁₀	X	X	12,10	85,92	12,35
н-C ₄ H ₁₀	X	X	26,08	259,22	9,14
изо-C ₅ H ₁₂	X	X	6,50	161,48	3,87
н-C ₅ H ₁₂	X	X	7,18	237,98	2,93
C ₆ H ₁₄ ⁺	X	X	62,60	6912,52	0,90
Итого	100,00	$\sum M_i^c = X$	$\sum M_i^z = 205,29$	$\sum M_i^h = 7795,21$	$R_{cm}^z = 2,56$

$R_{cm}^2 = 0,0256$ – массовая доля отгона.

Средняя молекулярная масса газа:

$$M_{cp}^2 = \sum M_i^2 / \sum N_{0i}^2$$

$$M_{cp}^2 = 205,29 / 4,79 = 42,86$$

Плотность газа:

$$\rho_{CP} = \frac{M_{CP}}{22,4} \cdot \frac{T_0 \cdot P}{T \cdot P_0} = \frac{42,86 \cdot 273 \cdot 0,105}{22,4 \cdot 293 \cdot 0,1} = 1,87 \text{ кг/м}^3,$$

Плотность газа при н.у:

$$\rho_{CP} = \frac{M_{CP}}{22,4} = 1,91 \text{ кг/м}^3$$

Таблица 23 – Характеристика газа, выделяющегося в сепараторе

Компонент смеси	Молярная концентрация $N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2$	Молекулярная масса (M_i)	Массовый состав $[N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2] \cdot M_i \cdot 100$, % M_{cp}^2	Содержание тяжёлых углеводородов $[N_{0i}^2 / \sum N_{0i}^2] \cdot M_i \cdot P_{cp} \cdot 10^3$, г/м ³ M_{cp}^2
CO ₂	0,015	44	1,507	~
N ₂	0,000	28	0,013	~
CH ₄	0,341	16	12,716	~
C ₂ H ₆	0,073	30	5,090	~
C ₃ H ₈	0,243	44	24,916	466,402
изо-C ₄ H ₁₀	0,044	58	5,895	110,354
н-C ₄ H ₁₀	0,094	58	12,705	237,821
изо-C ₅ H ₁₂	0,019	72	3,166	59,259
н-C ₅ H ₁₂	0,021	72	3,499	65,499
C ₆ H ₁₄ ⁺	0,152	86	30,492	570,770
Итого	1,00	~	100,00	1510,105

В блоке второй ступени сепарации от частично обезвоженной нефти отделяется остаточный газ низкого давления.

$$Q_H = 19,22 \text{ т/ч.}$$

Газ будет отделяться от нефти с производительностью:

$$Q_G = R_{cm}^r \cdot Q_H$$

$$Q_{\Gamma} = 19,22 \cdot 0,0256 = 0,49 \text{ т/ч.}$$

$$Q_{\text{H}}^{\text{сеп}} = Q_{\text{H}} - Q_{\Gamma} = 19,22 - 0,49 = 18,73 \text{ т/ч,}$$

$$Q^{\text{сеп}} = Q_{\text{H}}^{\text{сеп}} + Q_{\text{H}_2\text{O}} = 18,72 + 1,01 = 19,74 \text{ т/ч.}$$

Правильность расчёта материального баланса определится выполнением условия:

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

$$\Sigma Q^{\text{до сеп}} = Q = 19,22 \text{ т/ч;}$$

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

$$Q^{\text{сеп}} + Q_{\Gamma} = 18,73 + 0,49 = 19,22 \text{ т/ч.}$$

Условие выполняется.

Данные по расчету блока сепарации первой ступени сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Материальный баланс сепарации второй ступени

	Приход			Расход			
	%масс	т/ч	т/г		%масс	т/ч	т/г
Эмульсия	95,00	19,22	161448	Эмульсия	97,52	18,73	157332
в том числе:				в том числе:			
нефть				97,45			
вода				2,55			
				100			
	5,00	1,01	8484	Всего	100	19,73	165816
ИТОГО	100	20,23	169932	Газ	2,48	0,49	4116
				ИТОГО	100	20,23	169932

5.3.4 Общий материальный баланс установки

На основе материальных балансов отдельных стадий составляем общий материальный баланс установки подготовки нефти таблица 25.

Расход нефти на УПСВ X месторождения составляет в среднем XX т/ч и соответственно XX т/г, с обводненностью X%. Расход воды в среднем XX т/ч и XXX т/г. Из чего можно сделать следующие выводы, что расход по нефти полученный в ходе расчета материального баланса УПСВ по методике Леонтьева, значительно отличается от реальных данных, а результаты по воде наоборот имеют совсем незначительные расхождения.

Таблица 25 – Общий материальный баланс установки

	Приход				Расход		
	% масс	т/ч	т/г		% масс	т/ч	т/г
Эмульсия в том числе: нефть вода	X X	XX XX	XX XX	Подготовленная нефть	4,76		
				в том числе:			
				нефть	97,45	18,73	157332
				вода	2,55	1,01	8484
				Всего	100	19,74	165816
				Газ	0,74	3,17	26628
				Подтоварная вода	94,61		
				в том числе:			
				вода	99,9	402,52	3381168
				нефть	0,1	0,4	3360
				Всего	100,0	402,92	3384528
Итого	100	XX	XXX	Итого	100,00	425,83	3577000

5.4. Расчет влияния температуры на время всплытия капель нефти

Расчет критерия Архимеда:

$$A_r = \frac{d^3 \rho_n (\rho_b - \rho_n) \cdot g}{\mu_b^2},$$

где A_r – критерий Архимеда;

d – диаметр капель воды, м;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

ρ_b – плотность воды, кг/м³;

μ_b – динамическая вязкость воды, мПа·с.

Расчет скорости осаждения одиночной капли:

$$w_0 = \frac{A_r \cdot \mu_b}{18 \cdot \rho_b \cdot d};$$

W_0 – скорость свободного всплытия капель нефти, м/с.

Расчет скорости стесненного осаждения капли в условиях потока:

$$w_{од} = w_0(1 - B)^{4,7},$$

где $w_{од}$ – скорость стесненного осаждения капли нефти диаметром d в полидисперсной эмульсии в зоне отстоя, м/с;

B – объемная доля воды.

Таблица 26 – Динамическая вязкость и плотность воды для заданных температур

t, C°	$\mu_{в}, \text{мПа} \cdot \text{с}$	$\rho_{в}, \text{кг/м}^3$
40	0,66	991
45	0,605	994,5
50	0,55	988

Расчет времени всплытия при условии, что время оседания капель нефти в аппарате равно времени нахождения эмульсии в зоне отстоя:

$$\tau_{ос} = \frac{(D - h)}{w_{од}},$$

где τ – время отделения нефти от воды, с;

D – диаметр резервуара, м;

h – высота водяной подушки в отстойнике, м.

Исходные данные для расчета:

- обводненность нефти на входе $B=0,95$;
- плотность нефти при 20°C $\rho_{н} = 850 \text{ кг/м}^3$;
- диаметр капель воды $d=100 \text{ мкм}$, 60 мкм , 80 мкм .

Результат расчета влияния температуры на время всплытия капель нефти представлен в таблице 12.

Результаты расчетов сведены в таблицы.

Таблица 27 – Зависимость времени всплытия капель нефти от температуры и их диаметра

Температура, C°		Диаметр, мкм		
		60	80	100
40	$\tau_0, \text{ч}$	14,1	7,15	5,1
45		12,4	7,04	4,5
50		12,09	6,75	4,32

В таблице 6 представлены расчеты зависимости времени всплытия капель нефти от повышения температуры и диаметра, на которых видно, что при повышении температуры время сокращается, так же, как и при увеличении диаметра капель нефти. При диаметре капель нефти 60 мкм и температуре 50°C, всплытие капель нефти будет происходить крайне медленно, в 2 раза больше среднего времени отстоя в резервуаре. При диаметре 80 мкм, время отстоя будет уменьшаться при повышении температуры, и находится в рамках 6–7 часов, т.е. подогрев положительно повлияет на время всплытия капель нефти. При диаметре 100 мкм, как следует из результатов расчетов, подогрева эмульсии не потребуется, так как время отстоя при данном диаметре капель достаточно для их всплытия и удаления.

Таблица 28 – Результаты расчета скорости всплытия частиц по формуле Стокса

Температура, С°		Диаметр, мкм		
		60	80	100
40	$W_0, \text{м/с}$	7,12	9,49	11,87
45		7,93	10,58	13,2
50		8,97	11,96	14,95

Исходя из результатов расчетов скорости всплытия частиц нефти по формуле Стокса, представленных в таблице 7, можно сделать следующие выводы, что при повышении температуры скорость всплытия капель нефти увеличивается. Если температура остается неизменной, а диаметр капель увеличивается, то и скорость осаждения также увеличивается.

Таблица 29 – Оценка кинетической устойчивости эмульсии в зависимости от дисперсности и температуры

Температура, С°		Диаметр, мкм		
		60	80	100
40	$K, \text{с/м}$	0,140	0,105	0,0842
45		0,123	0,095	0,076
50		0,111	0,0836	0,067

При результатах оценки кинетической устойчивости, при повышении температуры и заданном диаметре кинетическая устойчивость уменьшается, так же как и при постоянной температуре, но при увеличении диаметра, устойчивость будет понижаться.

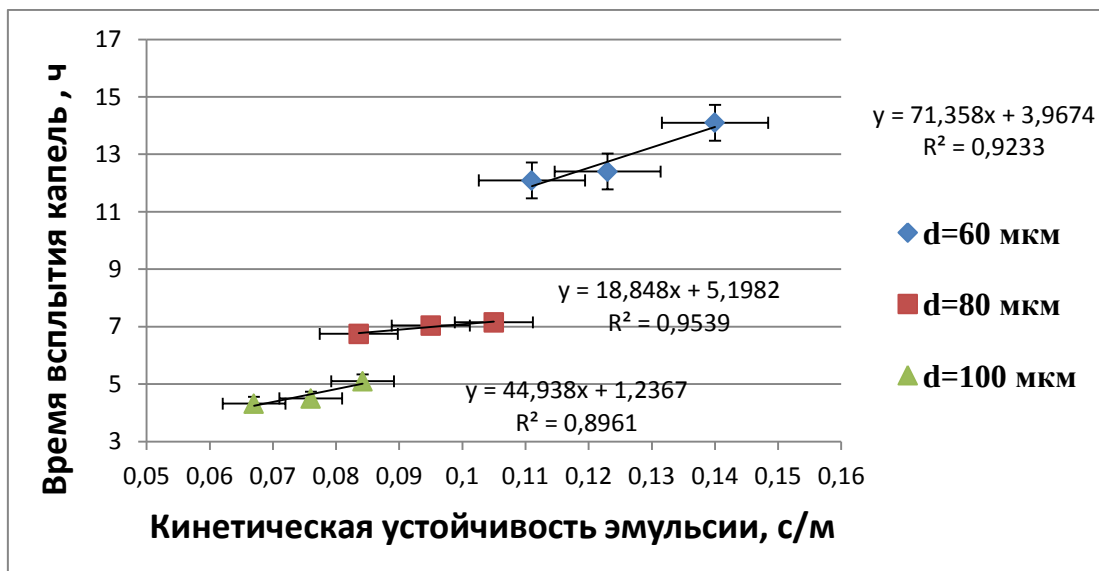


Рисунок 18 – Зависимость времени всплытия капель нефти от кинетической устойчивости

Рассмотрим результаты зависимости времени всплытия от кинетической устойчивости, на которых можно увидеть, что при повышении диаметра капель нефти, кинетическая устойчивость резко снижается, так же как и время, потраченное на разделение эмульсии.

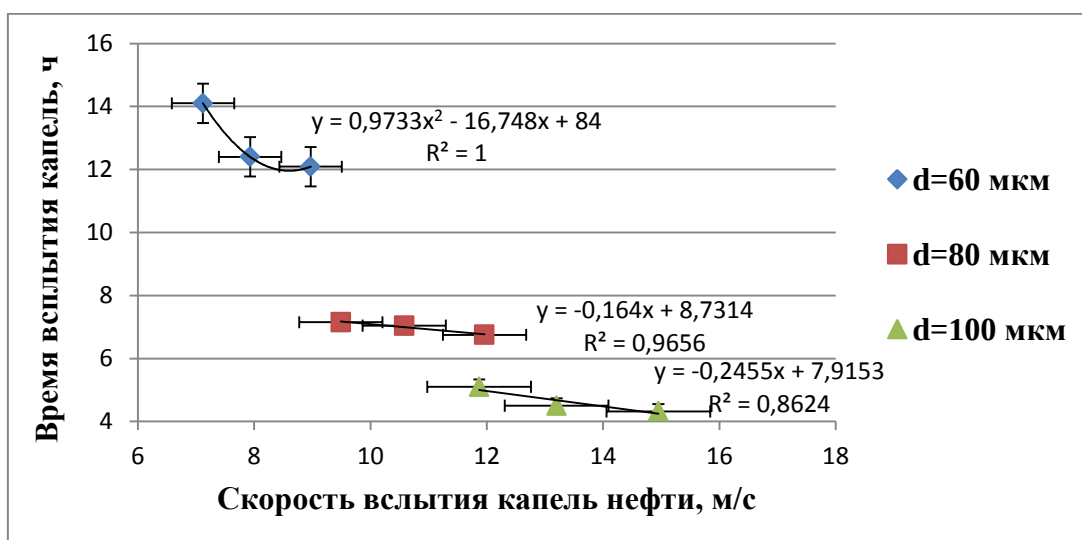


Рисунок 19 – Зависимость времени всплытия капель нефти от скорости

На графике зависимости времени всплытия капле нефти от скорости, видно, что при уменьшении диаметра капле нефти, скорость всплытия значительно понижается и соответственно повышается время гравитационного отстоя в резервуаре.

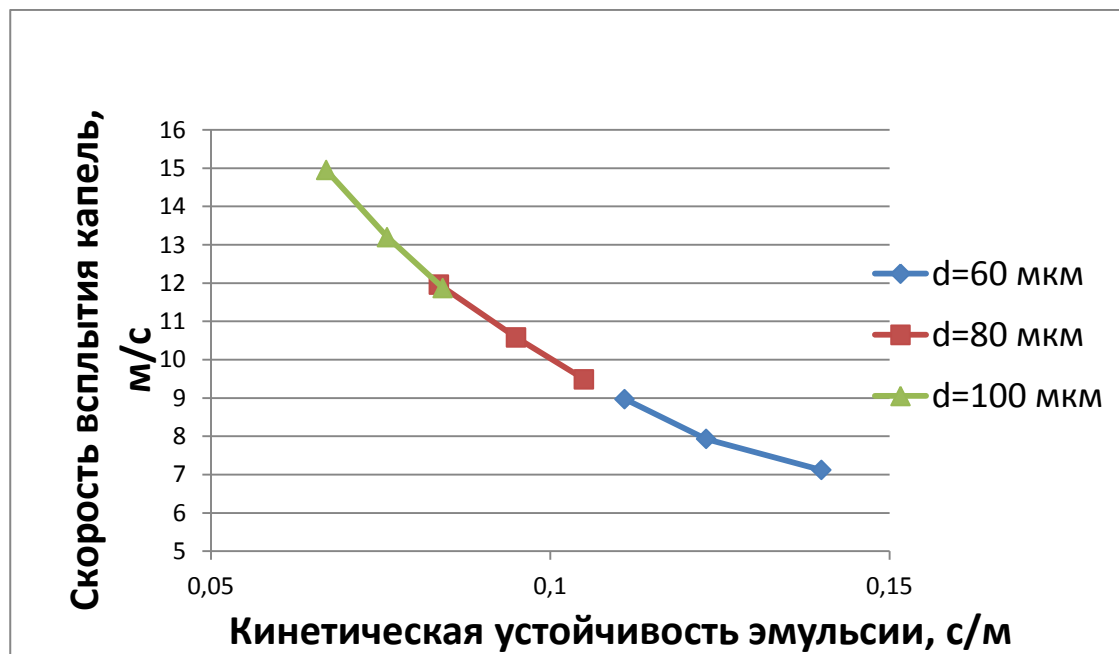


Рисунок 20 – Зависимость скорости всплытия капель нефти от кинетической устойчивости

На графике зависимости скорости всплытия от кинетической устойчивости можно увидеть, что кинетическая устойчивость при повышении диаметра понижается, а скорость всплытия капле нефти наоборот возрастает.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Ковалевой Полине Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость электроэнергии, тарифные ставки трудящихся, стоимость оборудования и деэмульгатора.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Стоимость в соответствии с технологическим решением эксплуатации УПСВ.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Социальный налог (30%)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Определяется снижение затрат на потребление деэмульгатора.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет основной заработной платы, расчет стоимости модернизации
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Ковалева Полина Сергеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4С1	Ковалевой Полине Сергеевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом работ является установка предварительного сброса воды на X месторождении (Томская область) АО «Томскнефть» ВНК. При подготовке скважинной продукции могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. X нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 685 км к северу-западу от областного центра г. Томска. Месторождение расположено в районе с развитой инфраструктурой. Климат района резко континентальный.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объектах X месторождении (Томская область) АО «Томскнефть» ВНК: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объектах X месторождении (Томская область) АО «Томскнефть» ВНК: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч.	Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 были определены опасные и вредные факторы. • Вредные факторы: При выполнении технологических операций по первичной подготовке нефти и воды существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. К таким факторам можно отнести: 1) отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2) повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования; 3) утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 1.2 Опасные факторы: На УПСВ при выполнении технологических операций по подготовке скважинной продукции могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: 1) электрический ток; 2) движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
---	---

статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);	
• Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). 2. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
• Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Возможные ЧС во время проведения работ по подготовке скважинной продукции: пожары, взрывы. Меры по предупреждению возникновения пожаров и разгерметизации трубопроводов.
4. 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.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4С1	Ковалева Полина Сергеевна		

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В процессе разработки нефтяного месторождения неизбежно возрастает обводненность скважинной продукции. Данный коэффициент является ключевым при выборе способа эксплуатации месторождения, а также играет важную роль в выборе способа подготовки скважинной продукции. На начальном этапе разработки месторождения при низком значении коэффициента имеется возможность отделять нефть от подтоварной воды на УПН или ДНС, но на поздней стадии мощностей этих установок уже не хватает и возникает необходимость строительства УПСВ.

В административном отношении X нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 685 км к северу-западу от областного центра г. Томска [17].

Климат района работ резко-континентальный с наиболее холодным периодом в октябре-ноябре. Среднегодовая температура воздуха плюс 1,9–4,4 °С. Самый холодный месяц в году - февраль с температурой воздуха до минус 50 °С. Скорость ветра зимой порой составляет 14–17 м/с.

В данном разделе рассматриваются основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды, возникающие при обслуживании УПСВ Советского месторождения.

7.1 Производственная безопасность

Рабочее место оператора обессоливающих установок (ООУ) представляет собой открытую местность, на которой расположено технологическое оборудование, а также операторная в которой расположен центральный пульт управления (автоматизированное рабочее место) УПСВ. В состав оборудования входят:

Насосное оборудование, факельная система, трубопроводы, сепараторы, отстойники, дренажные емкости, резервуары, находящиеся под давлением. Все сосуды аппараты оборудованы запорной и запорно-регулирующей арматурой, а также оборудование КИПиА находится под напряжением.

Неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на вредные и опасные производственные факторы [19].

Технологический процесс установки предварительного сброса воды включает в себя опасные производственные факторы, способные привести к взрыву, пожару, поражению персонала. Перечень опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 36 [19].

Таблица 36 – Опасные и вредные производственные факторы опасного производственного объекта

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Контроль работы технологического оборудования и трубопроводов. 2. Ремонт оборудования.	1. Высокий уровень шума и вибрации. 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов.	1. Избыточное давление в аппаратах, емкостях, арматуре и трубопроводах. 2. Взрывопожароопасность сред в технологическом оборудовании и на складах хранения химреагента (Деэмульгаторы). 3. Возможность получения механических травм. 4. Возможность поражения электрическим током.	1 ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности. 2 ГОСТ 12.1.012-90 (ССБТ). Вибрационная безопасность. 3 ГОСТ 12.4.103-83 Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. 4 ГОСТ 20010-93 Перчатки резиновые технические. Технические условия. 5 ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. 6 ГОСТ 12.1.030-81 Электробезопасность.

К наиболее опасным местам на УПСВ X месторождения относятся: насосная нефти, насосная воды, БРХ-2, БРХ-М, СИКГ, электрощитовые.

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

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Высокий уровень шума и вибрации

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее воздействие, снижает концентрацию внимания, вызывает утомляемость, а в отдельных случаях вызывает тугоухость и полную потерю слуха[20].

Вибрация это механические колебания машин и механизмов, вследствие возникновения неуравновешенных силовых воздействии [21].

При воздействии на человека вибрации у того появляется преждевременная утомляемость, снижение внимания и зрительной реакции. В тяжелых случаях у человека возникают заболевания нервной, сердечно-сосудистой систем, а также нарушение функций опорно-двигательного аппарата.

Высокий уровень шума и вибрации в насосной перекачки нефти и воды образуется в результате работы различных агрегатов и механизмов (вентиляторы, насосы и др.) [20].

Для исключения воздействия на работника вибрации оборудование оснащено приборами измерения численного значения вибрации. При превышении этого значения выше блокировочного оборудование останавливается. Для снижения воздействия шума на органы слуха работника ему выдаются противошумные наушники [21].

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеорологические условия окружающей среды оказывают прямое воздействие на теплообмен человека и характер его работы. Воздействие на организм человека неблагоприятных метеорологических условий приводит к

снижению самочувствия и производительности труда, что в конечном счете приводит заболеванию.

В АО «Томскнефть» ВНК, установлены граничные значения температуры, при которых не могут производиться работы на открытом воздухе[17]:

- в отсутствии ветра: -37°C ;
- при скорости ветра до 5 м/с: -36°C ;
- при скорости ветра от 5 до 10 м/с: -35°C ;
- более 10 м/с: -33°C .

При выполнении работ в необогреваемых закрытых объектах работы прекращаются при температуре -37°C и ниже.

Если температура окружающего воздуха ниже -11°C , работающие на открытом воздухе, а также в необогреваемых закрытых помещениях, то им обязаны предоставить перерывы в работе в специально отведенных обогреваемых помещениях.

Установлено, что если температура окружающего воздуха повышается до 30°C и выше, работоспособность организма начинает падать.

Длительное воздействие высокой температуры в сочетании с высокой влажностью может привести к значительному накоплению теплоты в организме человека и развитию перегревания организма выше допустимого уровня – гипертермии. Возникает тепловой удар, который требует медицинского вмешательства.

Чтобы снизить воздействие этого негативного фактора рекомендуется использовать спецодежду соответствующую времени года. В зимний период рекомендуется использовать теплую куртку, теплые штаны, нательное, шапку-ушанку, теплую спец обувь. В летний период рекомендуется использовать плащи, костюмы, сапоги, прорезиненные перчатки, каску [22].

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

На технологическом цикле работы УПСВ задействованы подземные емкости с дыхательными клапанами, блоки дозирования химических реагентов

при эксплуатации которых есть вероятность выделения в воздушную среду токсичных и взрывоопасных паров и газов. В технологическом цикле также используется метанол для разрушения газовых гидратов.

Для обнаружения разгерметизации оборудования и загазованности территории, насосная перекачки нефти, насосная перекачки воды оборудованы датчиками загазованности типа СТМ-10 (сигнализатор термо-химический модифицированный), сигнал от срабатывания которых выведен на пульт управления в операторную и сброкирован с включением вытяжной вентиляции.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов необходимо применять шланговые, изолирующие, а также фильтрующие противогазы. Защитные средства выбирают в зависимости от состава и концентрации вредных веществ, направления ветра и т.п.

Средства индивидуальной защиты при работе с метанолом и деэмульгатором: защитные очки, спецодежда и обувь по ГОСТ 12.4.103-83, резиновые перчатки по ГОСТ 20010-93, прорезиненный фартук, противогаз фильтрующий с коробкой марки А [22].

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Избыточное давление в аппаратах, емкостях, арматуре и трубопроводах

Технологический процесс ведется при избыточном давлении (до 0,6 МПа), давление нагнетания насосов внешней перекачки составляет до 2,7 МПа. В результате гидравлических ударов и коррозии имеется возможность разрушения находящихся под давлением коммуникаций, аппаратов, емкостей, арматуры и трубных коммуникаций [23].

Для исключения получения травм при эксплуатации опасного производственного объекта разработаны следующие технологические мероприятия:

- непрерывный контроль за технологическим процессом дистанционно с пульта управления установкой, а также непосредственно в процессе периодических осмотров.

- автоматизация регулирования основных параметров определяющих безопасность протекания процесса.

При обслуживании оборудования и трубопроводов УПСВ необходимо:

- ежедневно наблюдать и контролировать плотность фланцевых соединений, герметичность оборудования и арматуры, установленной на трубопроводах;

- осматривать сосуды в доступных местах и замерять толщину стенки в недоступных местах с периодичностью переделённую обществом;

- каждую смену выполнять осмотр предохранительных клапанов;

- следить за исправностью показаний контрольно-измерительных приборов, установленных на аппаратах и трубопроводах;

- осуществлять контроль электрообогрева трубопроводов, сосудов, работающих под давлением, особенно в холодный период года.

Взрывопожароопасность сред в технологическом оборудовании

Нефть, ее пары, попутно добываемая вода, попутный нефтяной газ, при выделениях их атмосферу есть вероятность образования взрывоопасных смесей.

Также имеется возможность накопления зарядов статического электричества при выполнении технологических операций, в результате чего может произойти пробой и воспламенение.

Пожаробезопасность производственного объекта обеспечивается:

- установкой стационарных приборов измерения загазованности территории;

- все электрооборудование имеет взрывозащищенное исполнение;

- установлены мачты молниезащиты возле зданий и сооружений;

- аппараты и трубопроводы оборудованы единым заземляющим контуром от статического электричества;

- все дыхательные клапана на подземных емкостях и на резервуаре оборудованы огнепреградителями.

Возможность получения механических травм

В случае нарушения правил техники безопасности при эксплуатации вращающихся, движущихся механизмов (насосное оборудование, вентиляторы, подъемные механизмы) не исключена возможность получения обслуживающим персоналом ушибов, переломов и других травм. Также есть возможность получить травмы при работе на высоте и в результате дорожно-транспортных происшествий.

Для исключения возможности получения механических травм необходимо все движущиеся части оборудования оборудовать защитными кожухами и ограждениями, а все ремонтные работы и смазку движущихся механизмов производить только после их полной остановки.

Возможность поражения электрическим током

Прохождение электрического тока через тело человека в зависимости от силы тока и его собственного сопротивления вызывает различную степень получения травм.

Действие электрического тока на организм человека проявляется в виде ожогов, разрыва тканей и внутренних органов, электрический удар. В этом случае электрического удара поражается весь организм в целом, возникают судороги, расстройство дыхания, аритмия работы сердца и его остановка.

Требования техники безопасности и охраны труда при эксплуатации энергетического хозяйства объекта УПСВ обеспечиваются следующими проектными решениями:

- обеспечением безопасных габаритов и изоляционных промежутков в 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 [24].

Квалификационные требования к обучению технологического персонала не превышают требований второй группы допуска по электробезопасности в соответствии с правилами при эксплуатации электроустановок.

Запуск в работу электроустановок оператор ООУ должен осуществлять в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом коврике (подставке).

7.2 Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации УПСВ существует вероятность выброса углеводородных газов в атмосферный воздух.

Мероприятия по охране атмосферы:

- герметизация системы сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и воды;
- для опорожнения сосудов и аппаратов используется закрытая система с возможностью возврата жидких продуктов в технологический процесс;
- сброс газа от предохранительных клапанов в факельную систему;
- оснащение установки системой датчиков-газоанализаторов с сигнализацией в операторную;
- сооружение расширительных камер на факельном коллекторе высокого и низкого давления для исключения сгорания тяжелых фракций углеводородов в утилизируемом газе.

Для предотвращения попадания вредных веществ на почву и за пределы производственной площадки предусмотрено:

- сооружение обвалования под и вокруг сосудов и аппаратов;

- дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязненных, дождевых и талых вод и последующим их отведением в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе
- сооружение обвалования в резервуарном парке;
- нанесение изоляции от коррозии на емкости и трубопроводы;
- проведение капитального ремонта устаревшего оборудования, с целью снижения вероятности аварийных ситуаций [19].

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

В процессе подготовки нефти, газа, и воды на УПСВ возможны следующие виды ЧС:

- разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а также технологических агрегатов в процессе работы;
- пожар;
- взрыв;
- розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке [25].

7.3.1 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании.

Согласно плану ликвидации аварии, необходимо:

- сообщить непосредственному руководителю, диспетчеру ЦПДС о случившемся;
- вывести посторонних из опасной зоны, выставить посты;

- оказать первую медицинскую помощь пострадавшим, если такие имеются;
- прекратить все огневые работы на территории УПСВ;
- используя СИЗ отсечь негерметичный участок (сепаратор) и опорожнить его в дренажную емкость;
- провести работы по устранению негерметичности;
- ввести в работу участок трубопровода (сепаратор) [25].

При возникновении пожара обслуживающий персонал вызывает пожарную команду и действует согласно плану ликвидации аварии. В случае пожара аварийно останавливается УПСВ.

Аварийный останов УПСВ может быть произведен автоматически от срабатывания любого датчика системы пожаротушения или нажатием кнопки АО на главном щите пульта управления. Принимаются меры по сбросу давления газа из всей системы УПСВ.

В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности, а также осуществляется контроль за соблюдением правил охраны труда и техники безопасности, трудовой дисциплины [26].

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

АО «Томскнефть» ВНК является лидером в Томской области по созданию безопасных, комфортных и хорошо оплачиваемых рабочих мест. Компания стремится минимизировать производственные риски трудящихся наряду с совершенствованием технологий добычи нефти и газа.

Все производственные объекты компании оборудованы необходимой для проживания инфраструктурой: комфортные общежития, столовые, бани (сауны), спортивные залы, комнаты отдыха.

Каждый работник компании застрахован от несчастного случая на производстве, а также может получить медицинское обслуживание и санаторно-курортное лечение в рамках медицинского добровольного страхования трудящихся. Раз в год каждый сотрудник компании обязан пройти медицинский осмотр за счет работодателя [26].

По общему правилу продолжительность вахты не превышает одного месяца. Рабочее время и время отдыха работников-вахтовиков устанавливаются соответствующим графиком работы на вахте, который утверждается администрацией компании.

Продолжительность рабочей смены для работников, работающих вахтовым методом составляет 12 часов включая обеденный перерыв 40 минут.

Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха с учетом обеденных перерывов составляет не менее 12 часов.

Обработка персональных данных работников ОАО «Томскнефть» ВНК осуществляется с письменного разрешения работника на обработку его персональных данных, а также на основании трудового, социального и пенсионного законодательства Российской Федерации с соблюдением мер о ее неразглашении.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней [26].

Для качественного выполнения своих трудовых обязанностей рабочее место оператора обессоливающих установок должно быть оборудовано: исправным рабочим инструментом, не дающим искр, первичными средствами пожаротушения, средствами связи (рация, телефон), на территории УПСВ должно быть место обогрева персонала в зимнее время, место хранения медицинской аптечки и средств индивидуальной защиты каждого рабочего, рабочее место должно иметь достаточное освещение, а также комфортную температуру для выполнения трудовых обязанностей.

Проанализированы основные опасные и вредные производственные факторы рабочей среды, а также мероприятия по снижению их воздействия на организм человека. Рассмотрены вопросы окружающей среды и возникновения ЧС. Также обозначены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности трудящихся.

ВЫВОДЫ

- Технология предварительного сброса воды на УПСВ происходит путем гравитационного отстоя, у которой существуют свои недостатки: недостаточное разгазирование и попадание остаточного газа в РВС, что ведет к испарению легких углеводородов и потерям нефти;
- выдвинуто предложение введения дополнительного оборудования – сепаратора типа НГС, так как во второй половине 2018 года УПСВ Советского месторождения уже работала с превышением объемов по поступлению жидкости от производительности установки на 11%;
- произведен расчет материального баланса УПСВ Советского месторождения по методике Леонтьева, исходя из результатов выход предварительно обезвоженной нефти составляет X т/ч и соответственно XX т/г. Количество отделенной воды – XX т/г и XX т/г. Сравнение с реальными данными позволило установить, что расчетный выход нефти значительно отличается от реальных данных, а результаты по воде, наоборот, имеют совсем незначительные расхождения;
- причинами расхождений может быть несовпадение в исходных данных по объему поступающей сырой нефти и, возможно, изменение со временем состава добываемой нефти;
- произведен расчет влияния температуры на время всплытия капель нефти;
- в ходе этих расчетов показано, что при диаметре капель воды 80 мкм, повышение температуры благоприятно повлияет на отстой в резервуаре и значительно уменьшит затрачиваемое время на гравитационный отстой эмульсии;
- выполнен расчет скорости всплытия частиц нефти по формуле Стокса, исходя из результатов можно утверждать, что при повышении температуры скорость всплытия капель нефти увеличивается. Если температура остается неизменной, а диаметр капель увеличивается, то и скорость всплытия также повысится;

- была произведена оценка кинетической устойчивости, по результатам которой было выявлено, что при повышении температуры и заданном диаметре кинетическая устойчивость уменьшается, так же как и при постоянной температуре, но при увеличении диаметра, устойчивость будет понижаться;
- установлены зависимости времени всплытия от кинетической устойчивости, по данным которых было выявлено, что при повышении диаметра капель нефти от 60 до 100 мкм, кинетическая устойчивость резко снижается: с 0,140 до 0,067 с/м, так же как и время, потраченное на разделение эмульсии: с 14,1 до 4,32 ч. Так же установлена зависимость времени всплытия капель нефти от скорости, по которой было определено, что при уменьшении диаметра капель нефти, скорость всплытия значительно понижается: с 14,95 до 4,32, и, соответственно, повышается время гравитационного отстоя в резервуаре. На графике зависимости скорости всплытия капель от кинетической устойчивости можно увидеть, что кинетическая устойчивость при повышении диаметра понижается, а скорость всплытия капель нефти, наоборот, возрастает;
- таким образом, повышение температуры повышает качество технологии гравитационного отстоя и производительность резервуара за счет снижения кинетической устойчивости прямой эмульсии;
- проанализированы основные опасные и вредные производственные факторы рабочей среды, а также мероприятия по снижению их воздействия на организм человека. Рассмотрены вопросы окружающей среды и возникновения ЧС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абрамзон, А. А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение / А. А. Абрамзон. – Л.: Химия, 1975. – 246 с.
2. Позднышев, Г. Н. Стабилизация и разрушение эмульсий / Г. Н. Позднышев – М.: Недра, 1982. – 261 с.
3. Левченко, Д. М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях / Д. М. Левченко, Н. В. Бергштейн, Н. М. Николаева. – М.: Химия, 1985. – 267 с.
4. Тронов, В. П. Обезвоживание и обессоливание нефти / В. П. Тронов, В. И. Грайфер. – Казань, Татарское книжное издательство, 1974. – 184 с.
5. Лутошкин, Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах : учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин. – 2-е изд., стереотипное. Перепечатка с издания 1985 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 135 с.
6. Розенберг, Г. Д. Сборник задач по гидравлике для нефтяных вузов : учебн. пособие для вузов / Г. Д. Розенберг. – М.: Недра, 1990. – 238 с.
7. Антипин, Ю. В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю. В. Антипин, М. Д. Валеев, А. Ш. Сыртланов. – Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. – 168 с.
8. Тронов, В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов. – Казань: Фэн, 2002. – 408 с.
9. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка нефти и воды: Справочник рабочего / В. Ф. Медведев. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
10. Байков, Н. М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды / Н. М. Байков, Г. Н. Позднышев, Р. Н. Мансуров. – М.: Недра, 1981. – 244 с.
11. Сваровская, Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие / Н. А. Сваровская. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.

12. Каспарьянц, К. С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа / К. С. Каспарьянц, Л. Г. Григорян. – М.: Недра, 1977. – 254 с.
13. Под ред. Бухаленко, Е. И. Нефтепромышленное оборудование: Справочник / Под ред. Е. И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
14. Сулейманов, Р. С. Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технология и оборудование: учебное пособие / Р. С. Сулейманов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др. – Уфа: «Нефтегазовое дело», 2007. – 450 с.
15. Лебедьков, А. Е. Справочник инженера по подготовке нефти / А. Е. Лебедьков, А. В. Кан, А. Е. Андреев и др. – Нефтеюганск, 2007. – 299 с.
16. Ишмурзин, А. А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды / А. А. Ишмурзин, Р. А. Храмов. – Уфа: УГНТУ, 2003. – 144 с.
17. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского нефтяного месторождения ХМАО-Югра и Томской области (ОАО «Томскнефть» ВНК), 2016
18. <http://stud.lms.tpu.ru/course/view.php?id=1969>
19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы классификация.
20. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
22. ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук.
23. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
24. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

25. ГОСТ Р 22.0.02-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий (с Изменением N1).

26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018).

Приложение Б (справочное)

Пример расчета влияния температуры на время всплытия капель нефти

Исходные данные для расчета по эмульсии:

- обводненность нефти на входе $B=0,95$;
- плотность нефти при 20°C $\rho_{\text{H}} = 850 \text{ кг/м}^3$;
- плотность пластовой воды при 40°C $\rho_{\text{в}} = 991 \text{ кг/м}^3$,
при 45°C $\rho_{\text{в}} = 994,5 \text{ кг/м}^3$ и при 50°C $\rho_{\text{в}} = 988 \text{ кг/м}^3$;
- диаметр капель воды $d=80\text{мкм}$;
- динамическая вязкость воды при 40°C $\mu_{\text{в}} = 0,66 \text{ мПа}\cdot\text{с}$,
при 45°C $\mu_{\text{в}} = 0,605 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и при 50°C $\mu_{\text{в}} = 0,55 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Температура воды на данном этапе 40°C .

Температура требуемая 45, 50°C .

Расчет критерия Архимеда:

$$A_{r_{40}} = \frac{(80 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 991(991 - 850) \cdot 10}{(0,66 \cdot 10^{-3})^2} = 1,64$$

$$A_{r_{45}} = \frac{(80 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 994(994 - 850) \cdot 10}{(0,605 \cdot 10^{-3})^2} = 2,01$$

$$A_{r_{50}} = \frac{(80 \cdot 10^{-6})^3 \cdot 988(988 - 850) \cdot 10}{(0,55 \cdot 10^{-3})^2} = 2,3$$

Режим осаждения капли ламинарный при всех температурах.

Расчет скорости осаждения одиночной капли:

$$w_0^{40} = \frac{1,64 \cdot 0,66 \cdot 10^{-3}}{18 \cdot 991 \cdot 80 \cdot 10^{-6}} = 8,4 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}$$

$$8,4 \cdot 10^{-4} \cdot 10^2 \cdot 3600 = 302,04 \text{ см/ч}$$

$$w_0^{45} = \frac{2,01 \cdot 0,605 \cdot 10^{-3}}{18 \cdot 994 \cdot 80 \cdot 10^{-6}} = 8,53 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}$$

$$8,53 \cdot 10^{-4} \cdot 10^2 \cdot 3600 = 307,08 \text{ см/ч}$$

$$w_0^{50} = \frac{2,3 \cdot 0,55 \cdot 10^{-3}}{18 \cdot 998 \cdot 80 \cdot 10^{-6}} = 8,9 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}$$

$$8,9 \cdot 10^{-4} \cdot 10^2 \cdot 3600 = 320,4 \text{ см/ч}$$

Расчет скорости стесненного осаждения капли в условиях потока:

$$w_{\text{од}}^{40} = 302,4(1 - 0,05)^{4,7} = 237,7 \text{ см/ч}$$

$$w_{\text{од}}^{45} = 307,08(1 - 0,05)^{4,7} = 241,4 \text{ см/ч}$$

$$w_{\text{од}}^{50} = 320,4(1 - 0,05)^{4,7} = 251,83 \text{ см/ч}$$

Расчет времени оседания при условии, что время оседания капель воды в аппарате равно времени нахождения эмульсии в зоне отстоя

Диаметр резервуара $D=22$ м

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

$h = R \cdot \varepsilon = 5$ м

$$\tau_0^{40} = \frac{22 - 5}{237,7} = 0,0715 \cdot 10^2 = 7,15$$

$$\tau_0^{45} = \frac{22 - 5}{241,4} = 0,0704 \cdot 10^2 = 7,04$$

$$\tau_0^{50} = \frac{22 - 5}{251,83} = 0,0675 \cdot 10^2 = 6,75$$

$$\frac{\tau_{\text{ос}}^{40}}{\tau_{\text{ос}}^{45}} = 1,01$$

$$\frac{\tau_{\text{ос}}^{40}}{\tau_{\text{ос}}^{50}} = 1,06$$

Рассчитаем скорость осаждения частиц по формуле Стокса:

$$W_0 = \frac{d^2(\rho_b - \rho_H) \cdot g}{18\mu_b}$$

$$W_0^{40} = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot (991 - 850) \cdot 10}{18 \cdot 0,66 \cdot 10^{-3}} = 9,49$$

$$W_0^{45} = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot (994 - 850) \cdot 10}{18 \cdot 0,605 \cdot 10^{-3}} = 10,58$$

$$W_0^{50} = \frac{80 \cdot 10^{-6} \cdot (998 - 850) \cdot 10}{18 \cdot 0,55 \cdot 10^{-3}} = 11,96$$

Из полученных результатов скорости осаждения частиц, рассчитаем кинетическую устойчивость:

$$K = \frac{1}{W_0},$$

$$K^{40} = \frac{1}{9,49} = 0,105$$

$$K^{45} = \frac{1}{10,58} = 0,095$$

$$K^{50} = \frac{1}{11,96} = 0,0836$$

