

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01. Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Реконструкция технологической линии установки предварительного сброса воды «Юг» Банкорского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)	
УДК 622.276.8.05-048.35(571.51)	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Саньков Андрей Андреевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель кафедры ЭБЖ	Гуляев Милий Всеволодович	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01. Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Санькову Андрею Андреевичу

Тема работы:

Реконструкция технологической линии установки предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора	03.03.2017 №1462/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2017
---	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технический регламент установки предварительного сброса воды с УПН, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Способы обезвоживания нефтяных эмульсий Аппараты обезвоживания нефтяных эмульсий Характеристика сырья и установки предварительного сброса воды Предлагаемая реконструкция технологической линии Финансовый менеджмент Социальная ответственность Заключение
Перечень графического материала	1. Тема 2. Цель и задачи работы 3. Характеристика сырья и установки

	4. График загрузки УПСВ 5. Обоснование возможности провести модернизацию 6. Принципиальная схема УПСВ до и после реконструкции 7. Модернизация сепаратора-пробкоуловителя 8. Анализ результатов 9. Экономический эффект 10. Заключение
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Глызина Татьяна Святославовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: –

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		01.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Саньков Андрей Андреевич		01.03.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б23	Санькову Андрею Андреевичу

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Технико-экономическое обоснование выбора реконструкции установки предварительного сброса воды Юг Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормативы расхода материалов на технологический процесс; трудозатраты; нормы амортизации оборудования</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Социальные отчисления 30,5 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	-
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	
<i>3. Планирование процесса реконструкции УПСВ Юг: структура и график проведения, бюджет</i>	<i>Составление календарного плана, расчёт сметы расходов на реконструкцию</i>
<i>4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Анализ расчётов, вывод по результатам исследования</i>

Перечень графического материала

<i>1. Календарный и линейный графики выполнения работ</i>
<i>2. Оценка расходов по статьям затрат</i>
<i>3. Оценка возможной экономии после проведения мероприятий</i>
<i>4. Оценка экономической эффективности мероприятий</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Саньков А.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б23	Санькову Андрею Андреевичу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является Установка предварительного сброса воды Юг (УПСВ-Юг) с УПН, которая входит в состав Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) Ванкорского месторождения.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов на объектах УПСВ-Юг Ванкорского месторождения Красноярского края	При выполнении работ на объектах УПСВ-Юг Ванкорского месторождения Красноярского края существует целая группа вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; отклонения допустимых параметров освещения; превышение уровней шума; отклонение показателей климата;
1.2 Анализ выявленных опасных факторов объектов УПСВ-Юг Ванкорского месторождения Красноярского края: пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	При выполнении работ на объектах УПСВ-Юг Ванкорского месторождения Красноярского края могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся: поражение электрическим током; опасность механических повреждений; падение с высоты; высокое давление в трубопроводах и аппаратах; высокая температура нефтепродуктов на выходе;
2. Экологическая безопасность: – анализ воздействия объекта на	При выполнении работ на объектах УПСВ-Юг Ванкорского месторождения

<i>атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i>	<i>Красноярского края будет оказываться негативное воздействие, в основном, на состояние земельных ресурсов и атмосферного воздуха. Возможно негативное воздействие на водную среду. Животный мир вблизи проектируемых объектов не обитает вследствие фактора беспокойства.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – <i>перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i>	<i>Процессы сепарации, подготовки и транспорта нефти и газа по трубопроводам являются взрывопожароопасными. Разгерметизация оборудования и трубопроводов ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию УПСВ ЮГ с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источника воспламенения.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах»;</i> <i>ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»</i> <i>ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».</i> <i>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель кафедры ЭБЖ	Гуляев М. В.	доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б23	Саньков А.А.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 с., 23 рис., 25 табл., 33 источника, 1 прил.

Ключевые слова: нефть, обводнённость, сброс воды, установка, эмульсия, обезвоживание, реконструкция, сепаратор, производительность, экономия.

Объектом исследования является: установка предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения Красноярского края.

Цель работы – определить эффективность реконструкции для увеличения производительности и снижения нагрузки по сбросу подтоварной воды на второй и третьей ступенях сепарации установки предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского месторождения.

В процессе исследования проводились аналитический обзор научно-технической литературы по проблемам связанным с разрушением водонефтяных эмульсий, исследованы конструкции аппаратов и технологии, применяемые в нефтегазовой промышленности для обезвоживания нефтяных эмульсий. Проведён анализ работы установки предварительного сброса воды Юг Ванкорского месторождения по производительности при сбросе подтоварной воды с расчётом материального баланса установки по методике Леонтьева. Проведён анализ экономической эффективности реконструкции по двум вариантам установки предварительного сброса воды Юг Ванкорского месторождения с расчётом капитальных затрат на реконструкцию.

В результате исследования выявлены перспективы развития отстойных аппаратов для повышения производительности и уменьшения металлоёмкости. Определена загруженность УПСВ Юг по входящей жидкости, нефти и пластовой воде. Установлена недостаточность

существующей технологической мощности УПСВ Юг по сбросу подтоварной воды. Расчётом определено увеличение производительности УПСВ Юг после реконструкции путём модернизации сепаратора-пробкоуловителя.

Степень внедрения: 100 %.

Экономическая эффективность работы: экономический эффект благодаря реконструкции УПСВ Юг путём модернизации сепаратора-пробкоуловителя составил 168,88 млн. рублей.

Определения и сокращения

- АСПТ – автоматическая система пожаротушения;
- АВР – автоматическое включение резерва;
- БКНС – блочная кустовая насосная станция;
- ВПФ – вредный производственный фактор;
- ГГУ – горизонтальная горелочная установка;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГКС НД – газокompрессорная станция низкого давления;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГНПС – головная перекачивающая станция;
- ГС – газовый сепаратор;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ДГ – дегазатор;
- ЗКЛ – задвижка клиновая;
- НВ – насос вертикальный;
- НГВРП – нефтегазоводоразделитель поточный;
- НК – нефтяная компания;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПС – подстанция электрическая;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- РУ – распределительное устройство;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- ПП – путевые подогреватели;
- ППД – система поддержания пластового давления;
- ПТБ – блочные трубчатые печи;
- Р-301, Р-302, Р-39/1,2 – резервуары;

- РВС – 1а, 1б – буферные резервуары;
- РН – компания Роснефть;
- С-1; С-2; С-3 – сепараторы-пробкоуловители;
- СИЗОД – средства индивидуальной защиты органов дыхания;
- СОД – средства очистки и диагностики;
- СППК – срывной пружинный предохранительный клапан;
- ТФС – сепараторы каплеотбойники;
- УДР – узел регулирования давления;
- УПН – установка подготовки нефти;
- УПСВ Юг – установка предварительного сброса воды Юг;
- УУГ – узел учёта газа;
- УУН – узел оперативного учёта нефти;
- ФЗТ – факел закрытого типа;
- ФС – факельный сепаратор;
- ФСВД – факельный сепаратор высокого давления;
- ФСНД – факельный сепаратор низкого давления;
- ЦКГ – цех компримирования газа;
- ЦППД – цех поддержания пластового давления;
- ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;
- ЦПС – центральный пункт сбора нефти;
- ЭКГ – электростатический коагулятор;

Оглавление

Определения и сокращения	11
Введение	15
1. Способы обезвоживания нефтяных эмульсий	17
1.1 Образование нефтяных эмульсий	17
1.2 Методы разрушения эмульсий	22
1.3 Технологии гравитационного холодного разделения	25
2. Аппараты обезвоживания нефтяных эмульсий	29
2.1 Конструкции аппаратов для разгазирования и частичного обезвоживания нефти.....	29
2.2 Перспективы развития отстойных аппаратов	38
2.3 Расчёты при выборе объемных отстойных аппаратов	41
3. Характеристика установки предварительного сброса воды «Юг».....	44
3.1 Геологическая характеристика Ванкорского месторождения	44
3.2 Характеристика пластового флюида.....	44
3.3 Технология процесса предварительного сброса воды на установке УПСВ Юг ..	45
4. Предлагаемая реконструкция установки предварительного сброса воды «Юг»	50
4.1 Обоснование второго варианта реконструкции.....	51
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	56
5.1 Основное предназначение установки предварительного сброса воды Юг Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения	56
5.2 Расчёт нормативной продолжительности работ	56
5.3 Расчёт сметной стоимости работ.....	60
5.4 Возникающая экономия затрат по УПСВ Юг после реконструкции	65
5.5 Оценка экономической эффективности.....	66
6. Социальная ответственность	68
6.1 Производственная безопасность	68
6.1.1 Анализ вредных факторов	70
6.1.2 Анализ опасных факторов	73
	13

6.2 Экологическая безопасность	80
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
6.4 Правовые и организационные вопросы	85
Заключение.....	87
Список использованных источников.....	89
Приложение А. Принципиальная технологическая схема УПСВ-Юг.....	94

Введение

Одной из основных задач социально-экономического развития Российской Федерации является создание эффективной, конкурентоспособной экономики. Что в свою очередь невозможно без применения новых технологий в производстве. Бережного и рачительного отношения не только к невосполнимым ресурсам при производстве товаров, но и ко всей экосистеме нашей планеты в процессе всей жизнедеятельности в целом. Несомненно то, что в нефтегазовой промышленности сбережение энергоносителей и всевозможных ресурсов должно достигаться путём применения наиболее экономичных технологий, оборудования и техники. Что позволит снизить удельные затраты ресурсов и энергоносителей приходящиеся на одну тонну добытой и подготовленной нефти. [1]

Добываемая из скважин нефтесодержащая жидкость в своём составе также имеет газы различного состава и пластовые воды как в эмульсированном, так и в свободном состоянии. Кроме этого присутствуют механические примеси и минеральные соли. [2]

Наличие в скважинном флюиде всего выше перечисленного не только существенно осложняет процессы транспортировки и подготовки нефти, но и обуславливает необходимость строительства установки предварительного сброса воды непосредственно на нефтегазодобывающем промысле. Физико-химические свойства скважинного флюида оказывают решающее влияние на выбор режимов и технологических схем в процессах подготовки нефти.

При достижении скважинным флюидом значений обводнённости в 25-30% остро встаёт вопрос о сепарации газа и предварительном сбросе воды. Так как действующие установки подготовки рассчитываются на начальный этап разработки месторождения, когда поступающий флюид содержит не более 30% пластовой воды, и не имеют очистных сооружений соответствующей производительности. Повышение производительности установок подготовки нефти путём правильной организации

предварительного сброса воды и применения эффективных технологий является актуальной задачей в процессах подготовки нефти. [1]

Целью работы является определение эффективности реконструкции для увеличения производительности, а так же снижения нагрузки по сбросу подтоварной воды на второй и третьей ступенях сепарации установки предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- провести аналитический обзор научно-технической литературы по теме «Способы обезвоживания нефтяных эмульсий»;
- изучить конструкции технологического оборудования применяемого в нефтегазовой промышленности для предварительного отделения воды;
- предложить способ увеличения производительности установки предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского месторождения;
- анализ эффективности работы реконструированной установки;
- анализ экономической эффективности реконструкции Установки.

1. Способы обезвоживания нефтяных эмульсий

1.1 Образование нефтяных эмульсий

Совместное движение нефти и воды по стволу скважины и нефтесборным трубопроводам в процессе добычи приводит к их взаимному перемешиванию. В результате этого образуются эмульсии.

Эмульсии являют собой дисперсные системы взаимно нерастворимых (или очень мало растворимых) жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде глобул (мелких капель). Внутренней, или дисперсной фазой называют диспергированную жидкость, а дисперсионной, или внешней средой – жидкость, в которой она находится.

Образование эмульсии при смешении нефти с водой подразделяют на два типа: прямого - нефть в воде (Н/В), и обратного - вода в нефти (В/Н). Содержание пластовой воды в таких эмульсиях колеблется в широком диапазоне: от десятых долей процента до 90% и более. Эмульсии типа Н/В (в воде диспергированы глобулы нефти), встречающиеся в нефтепромысловой практике значительно реже, обычно содержат менее 1% нефти (в среднем 1000 мг/л). Эмульсии этих типов обладают совершенно разными свойствами и, соответственно, требуют различных методов разрушения.

Для того чтобы образовались стойкие эмульсии, необходимо наличие природных эмульгаторов, которые всегда присутствуют в пластовой нефти в том или ином количестве. К эмульгаторам относятся: асфальтены, смолы, нефтерастворимые органические кислоты, механические примеси и др. В процессе перемешивания нефти с водой частицы эмульгирующего вещества на поверхности глобул воды (на поверхности раздела фаз) образуют бронирующую оболочку, которая препятствует слиянию капель воды. На рисунке 1.1 схематически показана такая оболочка на поверхности глобулы воды. Считается, что процесс образования бронирующей оболочки на поверхности глобулы воды ведёт к старению эмульсии. Под процессом старения эмульсии подразумевают упрочнение пленки эмульгатора с

течением времени. Этот процесс может длиться от нескольких часов до 3–4 дней. Изначально этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется и прекращается, а оболочки вокруг глобул воды становятся весьма прочными и очень трудно поддаются разрушению.

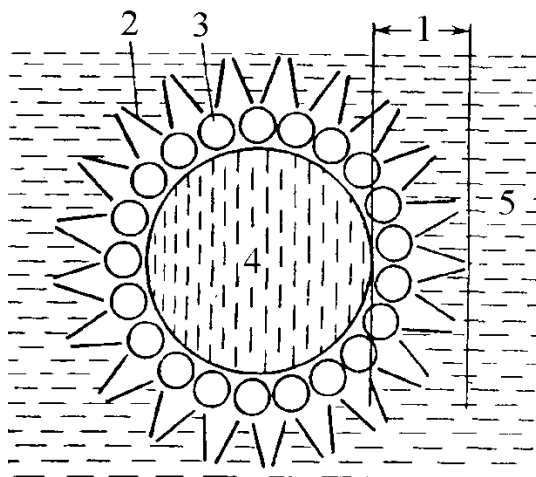


Рисунок 1.1 – Схематичное изображение пленки на поверхности глобул воды: 1 – толщина оболочки; 2, 3 – эмульсирующие вещества; 4 – глобула воды; 5 – нефть [3]

Основными характеристиками нефтяных эмульсий считаются:

- стойкость (агрегативная и кинетическая устойчивость),
- вязкость,
- размер эмульгированных глобул водной фазы.

В совокупности эти параметры отражают интенсивность эмульгирования нефти, ее физико-химические свойства и адсорбцию эмульгатора.

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 всплытию 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

изменять свой первоначальный размер [4].

Агрегативная устойчивость водонефтяных эмульсий по Ребиндеру, как показывают авторы [3,4], определяется временем их существования и рассчитывается как отношение высоты столба эмульсии (H , см), к средней линейной скорости самопроизвольного расслоения системы (v , см/с). А интенсивность разрушения эмульсии может быть охарактеризована разностью между плотностями воды и нефти $\Delta\rho$, а также отношением суммарного содержания асфальтенов (a) и смол (c) к содержанию парафинов (p) в нефти $(a+c)/p$. Последний показатель не только характеризует углеводородный состав нефтей, но и предопределяет способ деэмульсирования нефтяных эмульсий. Показатель $\Delta\rho$, как физическая характеристика их разделения, характеризует движущую силу гравитационного отстаивания. Оба показателя служат качественными характеристиками извлекаемых эмульсий и позволяют разделять их на группы.

По разности в плотностях воды и нефти процесс разделения эмульсий классифицируется на:

- трудно расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,200-0,250$ г/см³),
- расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,250-0,300$ г/см³)
- легко расслаиваемый ($\Delta\rho = 0,300-0,350$ г/см³).

По отношению суммарного содержания асфальтенов и смол к содержанию парафина нефти разделяются на:

- смешанные ($(a+c)/p = 0,951-1,400$)
- смолистые ($(a+c)/p = 2,759-3,888$)
- высокосмолистые ($(a+c)/p = 4,774-7,789$).

Вязкость эмульсии определяют различными методами, принятыми для вязких жидкостей. Динамическая вязкость μ измеряется в пуазах или Па·с (в технической и физической системах единиц соответственно). Кинематическая вязкость ν определяется отношением динамической

вязкости эмульсии к ее плотности при той же температуре и измеряется в стоксах или $\text{м}^2/\text{с}$ (в технической и физической системах единиц соответственно). Исследованиями различных ученых выявлен ряд зависимостей величины вязкости эмульсии от содержания воды. Так Монсон установил для наиболее распространенных эмульсий типа В/Н следующую зависимость: наибольшая вязкость эмульсии для сырой нефти любых сортов приблизительно равна вязкости сырой нефти, умноженной на коэффициент 1,3; 1,8; 2,7; 4,1 для эмульсий, содержащих соответственно 10, 20, 30, 40 % воды.

В зависимости от размера глобул воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на:

- легко расслаивающиеся
- средней стойкости
- стойкие.

На рисунке 1.2 показан вид таких эмульсий под микроскопом. В легко расслаивающихся эмульсиях обычно большинство глобул крупные – размером от 50 до 100 мкм (рисунок 1.2, а), в то время как стойкие эмульсии содержат в основном мелкие глобулы размерами от 0,1 до 20 мкм (рисунок 1.2, в). Эмульсии средней стойкости занимают промежуточное положение (рис. 1.2, б).

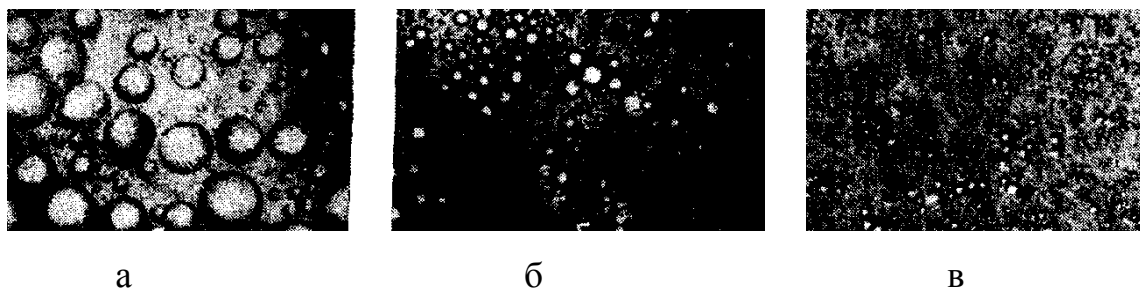


Рисунок 1.2 – Вид водонефтяных эмульсий под микроскопом: а – легко расслаивающаяся эмульсия; б – эмульсия средней стойкости; в – стойкая эмульсия [3]

Считается, что на стойкость водонефтяных эмульсий оказывает большое влияние интенсивность перемешивания нефти с водой, которая при различных способах добычи отличается.

Так при фонтанном способе добычи нефти в результате постепенного выделения газа в подъемных трубах и соответственного увеличения скорости потока могут образоваться весьма стойкие эмульсии. Дополнительное перемешивание нефти происходит при резких поворотах потока в фонтанной арматуре и при прохождении через штуцеры. Степень диспергирования капель воды при прохождении через штуцер тем больше, чем больше перепад давления в штуцере [3,4].

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

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

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

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

Особенно сильное влияние на стойкость эмульсии при насосной эксплуатации оказывают неисправности оборудования – утечки в насосах, не герметичность соединений. В случае пропуска добываемой продукции в клапанных узлах за счет давления столба жидкости над клапаном истечение жидкости происходит с большой скоростью, что вызывает явление

турбулизации потока и эмульгирование нефти. Так же сильное эмульгирование жидкости происходит при увеличенном зазоре между плунжером и цилиндром глубинного насоса.

Немалую роль в повышении стойкости эмульсий играет и наземное оборудование, куда входят: система нефтесборных труб, распределительные коллекторы групповых замерных установок, штуцеры, задвижки, клапаны, уголки, тройники и сепараторы.

Всё выше перечисленное диктует необходимость обезвоживать нефть как можно раньше с момента образования эмульсии, не допуская ее старения.

Второй, наиболее важной причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи является высокая стоимость транспорта пластовой воды. Стоимость транспорта обводненной нефти возрастает не только в результате перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, что вязкость эмульсии типа В/Н выше, чем чистой нефти. Так, например вязкость безводной нефти Ромашкинского месторождения при 15 °С в три раза ниже, чем ее эмульсии, содержащей 20 % воды. При увеличении содержания воды в нефти на 1 % транспортные расходы возрастают в среднем на 3–5 % при каждой перекачке [3].

1.2 Методы разрушения эмульсий

В работах авторов [2,3,4] отмечаются следующие способы разрушения нефтяных эмульсий:

- Гравитационное холодное разделение (отстаивание)

осуществляется за счет гравитационного осаждения диспергированных капель воды и применяется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. На промыслах применяют отстойники разнообразных конструкций, периодического и непрерывного действия. В качестве отстойников периодического действия обычно используются сырьевые резервуары, при заполнении которых сырой нефтью происходит

осаждение воды в их нижнюю часть. В отстойниках непрерывного действия отделение воды происходит при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. В зависимости от конструкции и расположения распределительных устройств, движение жидкости в отстойниках осуществляется в некотором преобладающем направлении – горизонтально или вертикально.

- **Фильтрация**

применяется для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материала фильтров используются материалы, не смачиваемые водой, но смачиваемые нефтью. Конструктивно фильтры выполняются в виде колонн размером зависящим от объёма, вязкости и скорости движения прокачиваемой эмульсии. Эмульсия вводится в колонну снизу и проходит через фильтр, где вода удерживается, а нефть свободно проходит и отводится через верх. Отфильтрованная вода сбрасывается через низ колонны.

- **Разделение в поле центробежных сил (центрифугирование)**

производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. Эмульсия в ротор подается по полуму валу. Под действием сил инерции эмульсия разделяется, так как капли воды и нефти имеют разные плотности.

- **Воздействие на эмульсии электрическим полем**

производится в электродегидраторах, снабженных электродами, к которым подводится высокое напряжение постоянного либо переменного тока промышленной частоты. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капли притягиваются, сливаются в более крупные и оседают на дно емкости.

- **Термическое воздействие**

заключается в том, что нефть, подвергаемую обезвоживанию, перед отстаиванием нагревают до температуры 45...80 °С. При нагревании

уменьшается прочность бронирующих оболочек на поверхности капель, что облегчает их слияние. Кроме того, уменьшается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует более быстрому разделению эмульсии. Подогрев осуществляется в резервуарах, теплообменниках и трубчатых печах различных конструкций.

- Внутритрубная деэмульсация

основана на действии физико-химических и гидродинамических процессов. В эмульсию добавляется химический реагент – деэмульгатор. Это позволяет разрушить эмульсию в трубопроводе, что снижает ее вязкость и уменьшает гидравлические потери. Чем сильнее разрушается эмульсия в трубопроводе, тем меньше ее вязкость и больше воды окажется в свободном или грубодисперсном состоянии, при котором она способна отделиться. Для каждого состава нефти подбирают наиболее эффективный деэмульгатор, предварительно оценив результаты отделения пластовой воды в лабораторных условиях. Эффективность процесса внутритрубной деэмульсации зависит от физико-химических свойств, гидродинамического режима течения и температуры эмульсионной системы, а так же времени движения эмульсии. Эти параметры могут компенсировать друг друга. Так увеличивая время обработки, можно получить те же результаты при меньшей интенсивности турбулентного перемешивания системы. Это особенно важно для осуществления предварительного сброса воды при относительно низких температурах.

В ряде нефтегазодобывающих предприятий применяется также метод искусственного увеличения обводненности нефти. Сущность данного метода заключается в возврате на прием насоса некоторой части добываемой воды, отделившейся в отстойной расширительной камере или в поле центробежных сил. Избыток водной фазы, образовавшейся в насосе, приводит к переходу водонефтяной смеси из одной структуры потока в другую, т. е. переходу эмульсии В/Н в эмульсионную структуру типа Н/В. Вязкость образовавшейся прямой эмульсии в десятки и сотни раз меньше вязкости обратных эмульсий.

Соответственно этому резко снижается и стойкость прямых эмульсий, что создает благоприятные условия для отделения водной фазы и возвращения некоторого ее объема вновь на прием насоса.

1.3 Технологии гравитационного холодного разделения

В ряде случаев нефтесодержащая жидкость, поступающая с добывающих скважин, может содержать значительное количество свободной воды. Или же химический реагент подается на значительном удалении от установки подготовки нефти, то в этом случае, из продукции скважин может отделиться весьма большое количество свободной воды. Тогда, как показывают авторы [3], на первой ступени сепарации устанавливают сепараторы с предварительным сбросом свободной воды.

В работе Байкова с соавторами [4] отмечается, что эффективность процесса предварительного сброса воды определяется не только глубиной обезвоживания нефти, но и качеством отделяемой пластовой воды. Которая должна быть пригодна к закачке в продуктивные горизонты без дополнительной сложной очистки и подготовки, что исключает необходимость строительства очистных сооружений на объектах системы сбора. На рисунке 1.3 показана простейшая технологическая схема предварительного обезвоживания нефти в системе сбора.

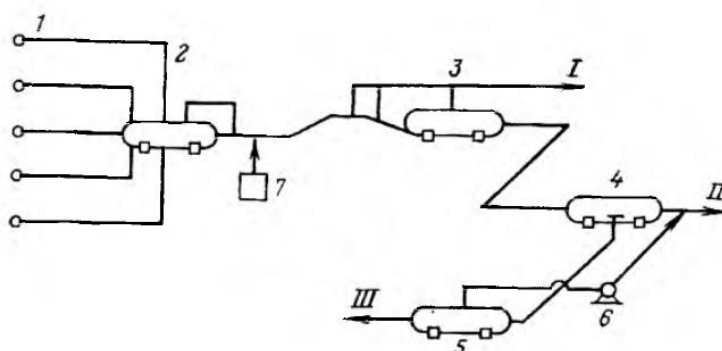


Рисунок 1.3 – Технологическая схема предварительного обезвоживания нефти [4]:

1 – скважины; 2 – замерная установка типа «Спутник»; 3 – сепаратор I ступени с устройством предварительного отбора газа (депульсатором); 4 – аппарат предварительного обезвоживания нефти (типа СПОНиВ или АСП); 5

– буферная емкость; 6 – насос откачки уловленной нефти и некондиционной пластовой воды на ЦПС; 7 – блок дозирования реагента-деэмульгатора; I – газ потребителю; II – жидкость на ЦПС; III – вода на КНС

При организации предварительного обезвоживания нефти на центральном пункте сбора нефти используют как напорные (рисунок 1.4, а) аппараты предварительного сброса воды, так и резервуары-отстойники (рисунок 1.4, б), оборудованные специальными распределительными устройствами для ввода сырья, отбора обезвоженной нефти, отделившейся воды и промежуточного слоя.

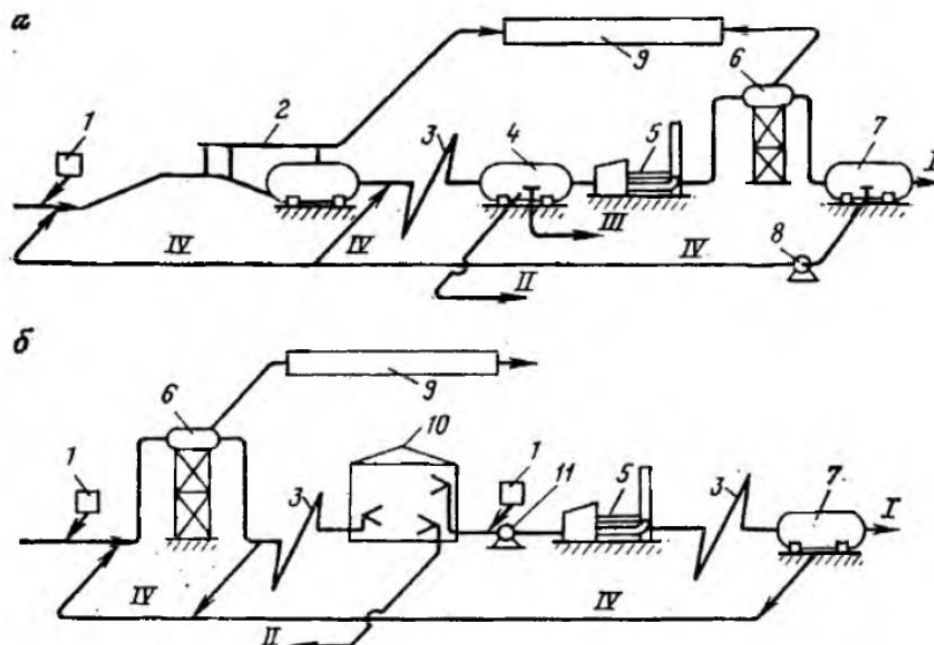


Рисунок 1.4 – Схема предварительного обезвоживания нефти на ЦПС [4]

а – в напорных отстойниках типа СПОНиВ и АСП; **б** – резервуарах-водоотделителях: 1 – точка дозирования реагента-деэмульгатора; 2 – сепаратор с устройством предварительного отбора газа; 3 – контактный трубопровод; 4 – отстойник (СПОНиВ или АСП); 5 – блок нагрева; 6 – концевой сепаратор; 7 – блок глубокого обезвоживания; 8 – насос рециркуляции горячих дренажных вод; 9 – установка подготовки газа; 10 – резервуар; 11 – сырьевой насос; I – товарная нефть; II – вода на КНС; III – вода на УОВ; IV – горячая дренажная вода

Использование резервуаров-отстойников в качестве аппаратов предварительного обезвоживания нефти предполагает установку перед ними сепараторов для практически полного разгазирования эмульсионной

системы. Процесс предварительного обезвоживания интенсифицируют подачей (рециркуляцией) горячих дренажных вод, содержащих реагент-деэмульгатор.

При этом эффективность процесса предварительного обезвоживания нефти будет зависеть от степени подготовленности к расслоению обрабатываемой эмульсионной системы.

Для определения возможности осуществления предварительного обезвоживания нефти в системе сбора или на центральном пункте сбора нефти необходимо знать температурные колебания эмульсионной нефти в течение года, ее вязкостные характеристики, состав и свойства природных стабилизаторов [4].

На рисунке 1.5 показана технологическая схема совместной подготовки нефти и воды, предложенная институтом Гипровостокнефть. По данной схеме предварительное обезвоживание нефти, прошедшей сепаратор, осуществляется в отстойнике, оборудованном специальными распределительными устройствами для ввода эмульсионной нефти, отбора предварительно обезвоженной нефти и чистой воды, а также периодического (или постоянного) отбора уловленного шлама и промежуточного слоя.

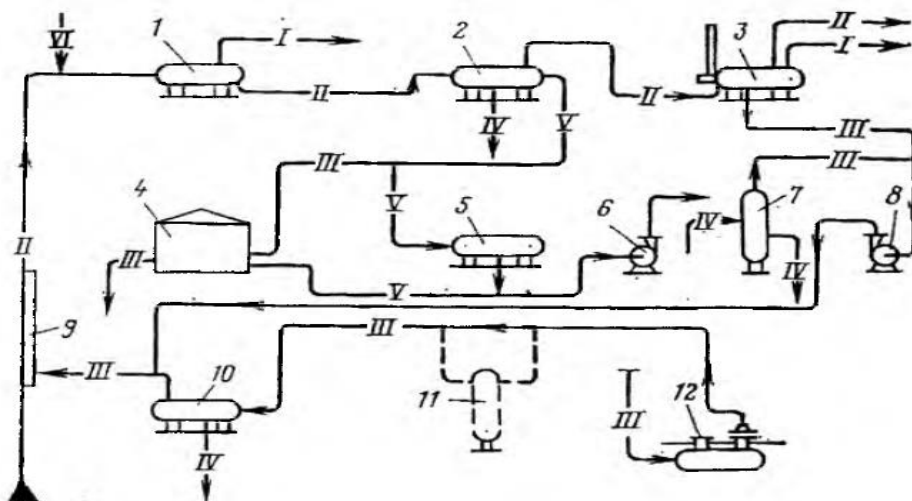


Рисунок 1.5 – Принципиальная технологическая схема совместной подготовки нефти и воды [4]

1 – сепаратор; 2 – отстойник; 3 – деэмульсатор; 4 – резервуар для некондиционных продуктов; 5 – приемная емкость; 6, 8 – насосы; 7 – емкость

для разделения механических примесей; 9 – трубчатый контактор; 10 – напорный отстойник; 11 – деаэратор; 12 – приемочная емкость промливневых стоков; I – газ; II – нефть; III – некондиционная сточная вода; IV – шлам; V – вода; VI – реагент-деэмульгатор.

Режим работы предварительного обезвоживания нефти регулируется по качеству дренируемой воды. Вода из аппарата предварительного обезвоживания нефти через промежуточную емкость насосами подается в систему заводнения. Шлам, отделившийся в аппарате предварительного обезвоживания нефти, и промежуточные слои периодически откачивают в буферную емкость, откуда после отстаивания шлам сбрасывают на иловую площадку, а нефтеводяную смесь откачивают насосом в трубчатый контактор. При нарушении режима работы аппарата предварительного обезвоживания нефти предусмотрен сброс некондиционной воды в резервуар-отстойник. Технологическая схема совместной подготовки нефти и воды предусматривает очистку промышленно-ливневых и ливневых стоков, накапливаемых в приемной емкости в контактном трубопроводе. Для этого промышленно-ливневые стоки подвергают предварительной деаэрации и очистке от механических примесей в мультигидроциклоне и через напорный отстойник подают в контактный трубопровод.

2. Аппараты обезвоживания нефтяных эмульсий

2.1 Конструкции аппаратов для разгазирования и частичного обезвоживания нефти

- Автоматизированная концевая совмещённая сепарационная установка (КССУ).

Установка схематично показана на рисунке 2.1.

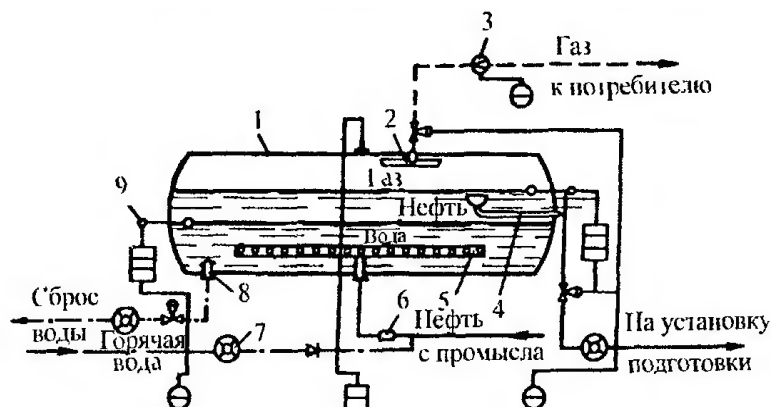


Рисунок 2.1 – Автоматизированная концевая совмещённая сепарационная установка

1 – сепаратор, 2 – брызгоуловитель, 3 – счётчик газа, 4 – отвод нефти, 5 – распределитель, 6 – смеситель, 7 – счётчик жидкости, 8 – насадка, 9 – регулятор уровня [1]

Сырая нефть обводнённостью 30% и более, прошедшая первую ступень сепарации и содержащая остаточный газ в количестве $2-10 \text{ м}^3/\text{м}^3$, смешивается с горячей дренажной водой установки подготовки нефти. Затем смесь поступает в сепаратор через распределитель под уровень воды, который поддерживается на высоте 1-2 м. в сепараторе происходит дегазация и частичное обезвоживание нефти до остаточного содержания воды 10-20% при температуре $25-30^\circ\text{C}$ без применения реагента деэмульгатора. При объёме аппарата равном 80 м^3 производительность установки по сырой нефти составляет 2000 т/сут. Автоматическое регулирование уровней осуществляется пневматическими регуляторами. Количество частично обезвоженной нефти и дренируемой воды измеряется турбинными

счётчиками жидкости, а количество отсепарированного газа измеряется счётчиком типа РГ [1-5].

- Блочные автоматизированные установки БАС-1.

Установки имеют две модификации: БАС-1-100 и БАС-1-200.

Установка БАС-1-100 (рисунок 2.2) используется на месторождениях с содержанием воды в нефти более 30% при однотрубной напорной герметизированной системе сбора. Ёмкости этих установок имеют газосепарационный отсек рассчитанный на работу при газовом факторе до $120 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

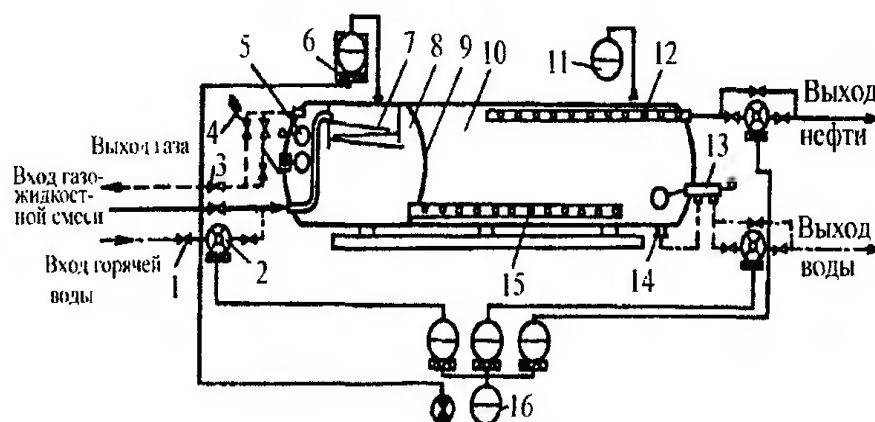


Рисунок 2.2 – Блочная автоматизированная установка БАС-1-100 [1]

1 – задвижка, 2 – турбинный счётчик, 3 – регулятор уровня, 4 – предохранительный клапан, 5 – датчик предельного уровня, 6 – манометр электроконтактный, 7 – сепарационные полки, 8 – газосепарационный отсек, 9 – перегородка, 10 – водоотделительный отсек, 11 – манометр технический, 12 – труба для отбора нефти, 13 – регулятор уровня «вода-нефть», 14 – патрубок для отбора воды, 15 – распределитель, 16 – счётчик импульсов

Установка БАС-1-200 (рисунок 2.3) разработана для работы на месторождениях, где уже имеются центральные сепарационные сосуды и появляется необходимость предварительного сброса воды.

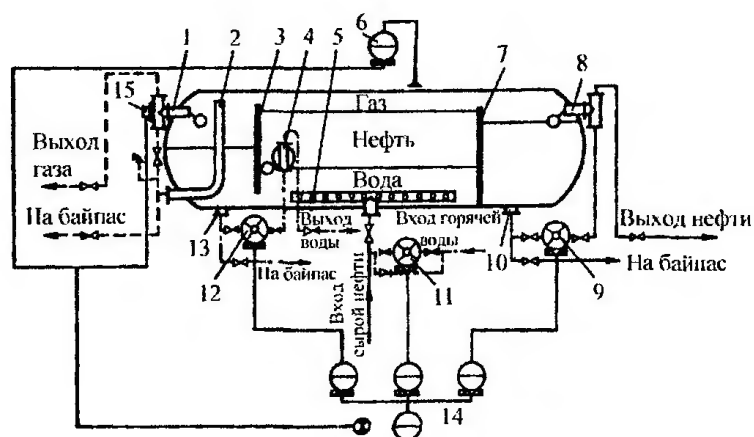


Рисунок 2.3 – Установка БАС-1-200 [1]

1 – газовый отсекаль, 2 – труба для отбора газа, 3,7 – перегородки, 4 – регулятор уровня «вода-нефть», 5 – распределитель, 6 – манометр электроконтактный, 8 – регулятор уровня нефти, 9 – счётчик нефти, 10 – патрубок выхода нефти, 11 – счётчик горячей воды, 12 – счётчик дренируемой воды, 13 – патрубок сброса воды, 14 – счётчик электрических импульсов, 15 – датчик предельного уровня

Сепаратор установки БАС-1-200 обеспечивает частичное обезвоживание нефти с содержанием газа не более $10 \text{ м}^3/\text{м}^3$ безводной нефти.

В установках БАС-1 реализован тот же процесс что и в КССУ. Производительность установок БАС-1-100 и БАС-1-200 по сырой нефти составляет 3000 и 5000 т/сут соответственно [1-5].

- установки предварительного сброса воды типа УПС.

Установка УПС-2000/6 (рисунок 2.4) состоит из одного моноблока, включающего газосепаратор, смонтированный на технологической ёмкости, которая разделена глухой сферической перегородкой на два отсека; приёмный и водоотделительный. Приёмный разделен на два отсека продольной перегородкой, в которой предусмотрена щель для измерения количества поступающей на установку продукции. Для успокоения жидкости в одном из отсеков расположены две перегородки.

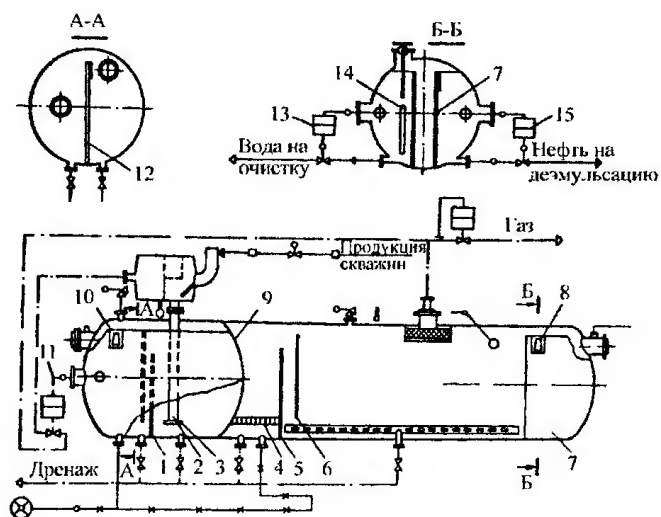


Рисунок 2.4 – Установка УПС-2000/6 [1]

1,5,6,7,12 – перегородки; 2 – вертикальная труба; 3 – распределительный козырёк; 4 – распределитель; 8,10 – щели; 9 – сферическая перегородка; 11 – регулятор перепада давления; 13,15 – регуляторы уровня; 14 – трубка гидростатического регулирования уровня

Жидкость в промывочный отсек поступает через перфорированный распределитель и через перегородки перетекает в отсек отстоя, в котором уровень раздела сред «вода-нефть» поддерживается трубкой гидростатического регулирования уровня. Часть водоотделительного отсека разделена перегородками на водосборную камеру и нефтяной отсек.

Отстоявшаяся эмульсия и отделившаяся вода через регуляторы уровня направляются на концевую ступень сепарации и очистные сооружения. Отсепарированный газ, проходя через брызгоулавливатель из колец Рашига, поступает в газовый коллектор [1-5].

Имеется модернизированный вариант установок УПС-2000/6 и УПС-3000/6, которые выпускают как УПС-3000/6М (16М) и УПС-6300/6М (16М) (рисунок 2.5).

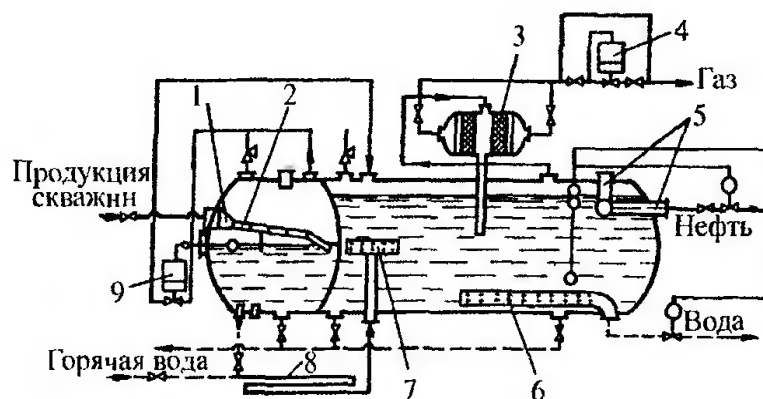


Рисунок 2.5 – Технологическая схема установок УПС-3000/6М и УПС-6300/6М [1]

1 – сопло; 2 – нефтеразливная полка; 3 – каплеотбойник; 4 – регулятор давления; 5 – штуцеры выхода нефти; 6 – перфорированный патрубок; 7 – входной распределитель; 8 – каплеобразователь; 9 – регулятор уровня; А, Б – отсеки

Водонефтяная эмульсия из отсека А поступает в отсек Б через входной распределитель под действием перепада давления. Допустимый перепад давления между отсеками А и Б – не более 0,2 МПа. Для интенсификации процесса отделения воды из эмульсии продукция скважин предварительно смешивается с горячей водой, которая поступает из установок термохимической подготовки нефти и содержит остаточный деэмульгатор.

Трубопровод-каплеобразователь между отсеками А и Б изготавливают в виде петли определённой длины в зависимости от требуемого времени контакта эмульсии и горячей дренажной водой. Иногда допускается работа установок без каплеобразователя при условии подачи горячей воды с установок подготовки нефти за 200-300 м до входа в технологическую ёмкость. В этом случае роль каплеобразователя выполняет коммуникационный трубопровод.

Отстоявшаяся вода отводится из аппарата через перфорированный патрубок. Предварительно обезвоженная нефть выводится через штуцер на днище, который связан с перфорированной трубкой, расположенной в верхней части ёмкости.

При работе в режиме полного заполнения (при незначительных газовых факторах) предварительно обезвоженную нефть отводят через верхний штуцер, связанный с перфорированной трубой, а штуцер на днище глушат.

Система контроля и управления осуществляет регулирование: уровней «нефть-газ» и «нефть-вода»; давления в технологической ёмкости; сигнализации предельных (аварийных) значений давления и уровня нефти; отключения установки при достижении аварийных уровня и давления в ёмкости; измерения давления и температуры.

При параллельной работе допускается использование не более двух установок [1-5].

- Аппарат ОГ-200С.

Был сконструирован как отстойник для окончательного обезвоживания нефти с отбором газа (рисунок 2.6). однако он нашел применение и как аппарат для предварительного сброса воды.

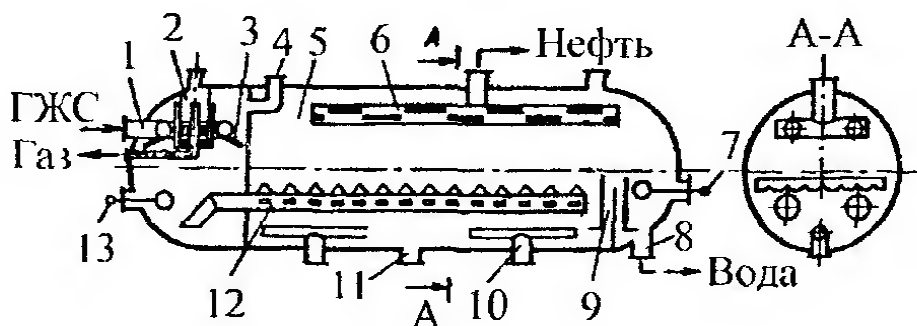


Рисунок 2.6 – Аппарат ОГ-200С [1]

1 – ввод газожидкостной смеси, 2 – сепаратор, 3 – сливная полка, 4 – предохранительный клапан, 5 – перегородка, 6 – сборник нефти, 7 – регулятор уровня вода-нефть, 8 – штуцер выхода пластовой воды, 9 – переливное устройство, 10 – штуцер для пропарки, 11 – штуцер для зачистки; 12 – распределитель эмульсии; 13 – регулятор уровня нефть-газ

Технологическая ёмкость аппарата имеет объём 200 м³ и разделена сплошной перегородкой на газосепарационный и водоотделительный отсеки. В газосепарационном отсеке расположен сепаратор, из которого отбирают основную часть свободного газа. Оставшаяся часть газа отделяется в ёмкости

газосепарационного отсека за счёт гравитационных сил. Дегазированная эмульсия через отверстия в нижней части перегородки направляется в распределитель, представляющий собой две параллельно перфорированные трубы диаметром 426 мм каждая. Над трубами, перпендикулярно к ним, расположены уголкового конструкции, предназначенные для более равномерного распределения эмульсии по объёму аппарата. Эмульсия в аппарате проходит через слой воды и движется вертикально к расположенным в самой верхней части ёмкости перфорированным трубам для вывода частично обезвоженной нефти. Отделившаяся вода проходит переливное устройство и через штуцер выводится из аппарата [1-5].

- Аппарат для совместной подготовки нефти и воды Гипровостокнефти.

В аппарат заложена технология, предусматривающая разделение эмульсии после её разгазирования и обработки деэмульгатором при динамическом отстаивании в течении 5-10 мин с формированием двух потоков: частично обезвоженной эмульсии и загрязнённой свободной воды. Затем эти потоки контактируют при их встречном движении за счет подачи потока частично обезвоженной эмульсии в слой воды, а потока загрязнённой воды – в слой частично обезвоженной нефти (рисунок 2.7).

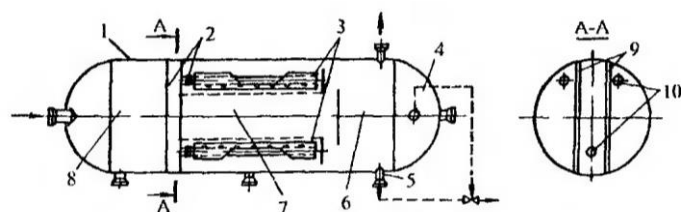


Рисунок 2.7 – Аппарат для совместной подготовки нефти и воды Гипровостокнефти [1]

1 – корпус, 2 – поперечные перегородки, 3 – распределители, 4 – регулятор уровня вода-нефть, 5 – штуцер выхода воды, 6 – секция отстаивания, 7 – секция обезвоживания нефти и очистки воды

Аппарат для совместной подготовки нефти и воды представляет собой горизонтальную цилиндрическую ёмкость, разделённую двумя близко расположенными поперечными перегородками на секции расслоения,

обезвоживания нефти и очистки воды, причём первая занимает лишь 10% общего объёма сосуда. Продукцию скважин, предварительно отсепарированную и обработанную реагентом-деэмульгатором, вводят в секцию расслоения, где поток разделяется на нефтяную эмульсию и воду, требующую очистки. Из секции расслоения по специальным каналам, образованным поперечными и продольными перегородками, нефтяная эмульсия и отделившаяся вода попадают, соответственно, в нижнюю и верхнюю части секции обезвоживания и очистки воды. Потоки распределяются по сечению аппарата для предотвращения формирования застойных зон и максимального использования единицы объёма сосуда в технологических целях. Выйдя из них, нефтяная эмульсия и загрязнённая вода контактируют при встречном капельном гравитационном движении. При этом капли нефти, загрязняющие воду, соприкасаются с распределённым потоком всплывающей эмульсии, укрупняются и переходят в состав нефти, уменьшая содержание нефти в воде. Дисперсные включения воды и эмульсии подвергаются воздействию потока осаждающейся воды. Процесс взаимоочистки идёт почти по всей высоте аппарата. Восходящий поток нефти интенсифицирует очистку воды, эффективность обезвоживания при этом так же повышается. Уровень раздела фаз «нефть-вода» в секции обезвоживания нефти и очистки воды поддерживается регулятором, а в секции расслоения устанавливается за счёт разности высот столбов жидкости во второй секции и переточных каналах. Частично обезвоженную нефть с содержанием воды до 10% выводят из верхней части аппарата, а очищенную воду – через штуцер [1-5].

Характерно, что введение в верхнюю часть аппарата загрязнённой воды не ухудшает, а повышает эффективность обезвоживания нефти. В пластовой воде содержание нефти составляет $(10-30) \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Это соответствует аналогичному показателю сточной воды, выделившейся при разрушении эмульсии. Дополнительная очистка воды при этом не требуется.

- Аппарат предварительного обезвоживания нефти.

Аппарат для предварительного обезвоживания нефти института СИБНИИНП (рисунок 2.8) предназначен для работы в условиях, когда в технологическом оборудовании возможно отложение минеральных солей (карбонатов), запарафинивание и значительный привнос механических примесей и шлама из системы нефтегазосбора. В этих случаях все рассмотренные выше конструкции аппаратов, оборудованные распределителями в виде перфорированных труб или лотков, непригодны к эксплуатации из-за быстрого забивания отверстий.

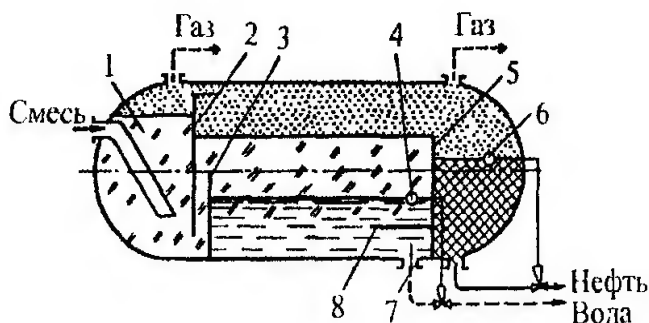


Рисунок 2.8 – Аппарат предварительного обезвоживания нефти СИБНИИНП
1 – газосепараторный отсек, 2,3,5 – вертикальные перегородки, 4 – регулятор уровня «вода-нефть», 6 – регулятор уровня «нефть-газ», 7 – патрубок для сброса воды, 8 – горизонтальная перегородка [1]

Аппарат СибНИИНП работает следующим образом. Водонефтяную эмульсию, разгазированную на предыдущей ступени и частично разрушенную, подают в газосепарационный отсек. В нём происходит отделение остаточного газа. Затем эмульсия за счёт разности уровней перетекает под вертикальной перегородкой в водоотделительный отсек, в котором водная зона отгорожена другой перегородкой для устранения возмущений, вносимых входным потоком жидкости. При движении разрушенной эмульсии в водоотделительном отсеке происходит отделение воды за счёт гравитационных сил. Воду выводят из аппарата через патрубок, расположенный под горизонтальной перегородкой, предотвращающей унос нефти потоком воды. Частично обезвоженная нефть переливается через третью вертикальную перегородку в буферный отсек, откуда её подают на дальнейшую подготовку. Уровень воды в водоотделительном и уровень

нефти в буферном отсеках поддерживают с помощью регуляторов. Уровни нефти в газосепарационном и водоотделительном отсеках не нуждаются в автоматическом поддержании, так как их постоянство обеспечивается вертикальными перегородками [1-5].

2.2 Перспективы развития отстойных аппаратов

Как отмечают авторы [3], в последние годы одной из наиболее актуальных проблем стала проблема создания высокопроизводительной отстойной аппаратуры. Увеличение объемов добычи и подготовки нефти, ее концентрация в огромных количествах на центральных сборных пунктах, потребовали создания отстойных аппаратов высокой производительности. Применение отстойной аппаратуры с прежними технологическими характеристиками неизбежно приводит к созданию дорогостоящих и металлоемких промышленных комплексов, отчуждению под технологические площадки больших земельных участков, использованию значительного числа контрольной, регулирующей аппаратуры и запорных устройств, усложнению обслуживания и т.д.

Совершенствование конструкции отстойных аппаратов до недавнего времени развивалось в двух направлениях:

- улучшение гидродинамики потока внутри аппаратов для более полного использования их полезного объема (распределительные устройства, отстойники и т.д.);
- интенсификация процессов коалесценции глобул пластовой воды и отделения ее от нефти (перегородки, изменяющие направление потока, ввод эмульсии под слой воды, применение электрического поля, вибровоздействия на граничный слой и т.д.).

Однако достигнутый уровень производительности при этом оказывался невысоким, и задача по-прежнему оставалась практически нерешенной. Так, загрузка лучших отстойных аппаратов по жидкости

объемом 200 м^3 составляет 1,2 - 1,3 млн.т/год. Задача же состоит в том, чтобы создать аппараты производительностью, превышающей этот уровень в несколько раз.

Производительность горизонтальных аппаратов цилиндрической формы может быть рассчитана по формуле, пригодной для капель размером менее 0,1 мм при ламинарном режиме осаждения (2.1).

$$Q_{\text{л}} = \frac{gd^2 \Delta \rho L \left\{ \pi R^2 + 2 \left[R + \sqrt{h(2R - h)} \right] (R - h) \right\}}{36R \nu \rho_{\text{н}}}, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{л}}$ - производительность;

g - ускорение свободного падения;

d - диаметр глобул пластовой воды;

$\Delta \rho$ - разница плотностей воды и нефти;

L - длина аппарата;

R - радиус аппарата;

h - высота водяной подушки;

ν - кинематическая вязкость нефти;

$\rho_{\text{н}}$ - плотность нефти.

При $h = 0$ формула принимает вид:

$$Q'_{\text{л}} = \frac{0,143 R g d^2 \Delta \rho L}{\nu \rho_{\text{н}}}. \quad (2.2)$$

Из формулы (2.2) видно, что производительность отстойника зависит от размеров глобул пластовой воды во второй степени. Так увеличение размеров капель только в 3,3 раза приведет к повышению производительности отстойников в 10 раз. Другие же параметры влияют на производительность отстойников линейно. Отсюда следует, что для увеличения производительности отстойных аппаратов последние должны быть снабжены устройствами, способными укрупнять капли еще до того как эмульсия попадает в зону отстоя. Этому должно предшествовать завершение

массообменных процессов по доведению реагента до каждой глобулы пластовой воды и разрушению на них бронирующих оболочек. При увеличении размеров капель до 0,1 мм и более скорость осаждения возрастает, режим осаждения становится турбулентным и производительность отстойника определяется формулой (2.3)

$$Q_T = \frac{2,75LR\sqrt{gd\Delta\rho}}{\sqrt{\rho_H}} \quad (2.3)$$

Анализ формул (2.2) и (2.3), а также их сопоставление показывает, что Q_T на два порядка больше Q_L . Следовательно, теоретически производительность отстойных аппаратов при условии предварительного укрупнения капель может быть повышена в 100 раз. Если учесть ряд факторов, ограничивающих возможность увеличения производительности отстойных аппаратов до этого уровня в практических условиях, то возможная загрузка аппаратов оказывается в 10 раз выше достигнутой. Для этого необходимо:

- осуществлять предварительное укрупнение капель эмульсии до их введения в зону отстоя или расслоение эмульсии;
- обеспечивать верхний торцевой ввод жидкости по сечению аппарата, а также равномерный отбор жидкости;
- поддерживать низкий уровень водяной подушки или практически исключать ее;
- исключать из отстойной зоны аппарата операцию «промывки» эмульсии через слой дренажной воды.

Устройствами, которые позволяют увеличить размер капель перед поступлением эмульсии на отстой, могут быть трубчатые и объемные каплеобразователи гидродинамического типа. Трубчатые каплеобразователи уже получили широкое распространение на месторождениях, объемные находятся на стадии разработки. Их применение позволило в отдельных

случаях повысить производительность отстойных аппаратов объемом 200 м^3 до 4,05 млн.т/год (Бирючевская ТХУ объединения Татнефть).

При сохранении производительности без изменения использования каплеобразователей позволяет улучшить качество нефти в 5-10 раз.

Применявшаяся ранее промывка эмульсии через водный слой при обработке неразрушенной эмульсии, безусловно, играла положительную роль, так как способствовала снижению прочности бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и переходу значительного их числа в объем дренажных вод. При осуществлении процесса разрушения эмульсии и коалесценции капель в каплеобразователях необходимость в промывке отпадает, а ее исключение позволяет повысить производительность отстойников, так как при этом становится невозможным вынос части капель восходящим потоком нефти.

2.3 Расчёты при выборе объемных отстойных аппаратов

Производительность отстойной аппаратуры промысловых и заводских установок подготовки нефти определяется степенью дисперсности капель воды, вязкостью нефти и другими параметрами, влияющими на скорость расслоения водонефтяных эмульсий. Решающее влияние на увеличение производительности отстойных аппаратов при прочих равных условиях оказывают технологические приемы, направленные на степень укрупнения капель пластовой воды перед отстоем эмульсии. При осаждении большого числа капель скорость стесненного падения ω определяется не только параметрами, входящими в выражение закона Стокса, но и соотношением объемов фаз эмульсии. На основе экспериментальных исследований стесненного осаждения предложена учитывающая этот фактор эмпирическая зависимость, которая после некоторых преобразований может быть представлена следующим образом:

$$\omega = \frac{\Delta\rho g d^2 (1-w)^{4,75}}{18\mu_n \left[1 + \frac{1}{30} \sqrt{\frac{\Delta\rho g d^3}{\nu_n^2 \rho_n}} (1-w)^{4,75} \right]}, \quad (2.4)$$

где μ_n - фактическая вязкость нефти, П;

$\Delta\rho$ - разность плотностей воды и нефти, г/см³;

g - ускорение свободного падения;

d - диаметр капель, см;

w - относительная величина обводненности нефти;

ν_n - кинематическая вязкость нефти, Ст;

ρ_n - плотность нефти, г/см³.

При этом ошибка для интервала изменения размера капель воды от 50 до 500 мкм не превышает 4-5 %. Построенная с учетом рассмотренных выше факторов номограмма позволяет быстро определить тип и необходимое число отстойников. В этом случае расчет отстойных аппаратов сводится к определению числа и типа отстойников, необходимых для осуществления обезвоживания и обессоливания нефти при заданных технологических параметрах процесса и выбранных секциях каплеобразователей. Порядок расчета числа аппаратов для ступени обезвоживания по номограмме (рисунок 2.10): задаваясь размером капель на выходе из каплеобразователя и вязкостью нефти, определяют точку пересечения перпендикуляра, восстановленного от значения μ_n с кривой для заданного диаметра капель (точка I). Проводя от полученной точки вправо горизонталь до кривой, соответствующей выбранному объему отстойного аппарата, получаем точку II. Перпендикуляр из этой точки на ось Q дает величину производительности отстойника выбранного объема $Q_{пр}$.

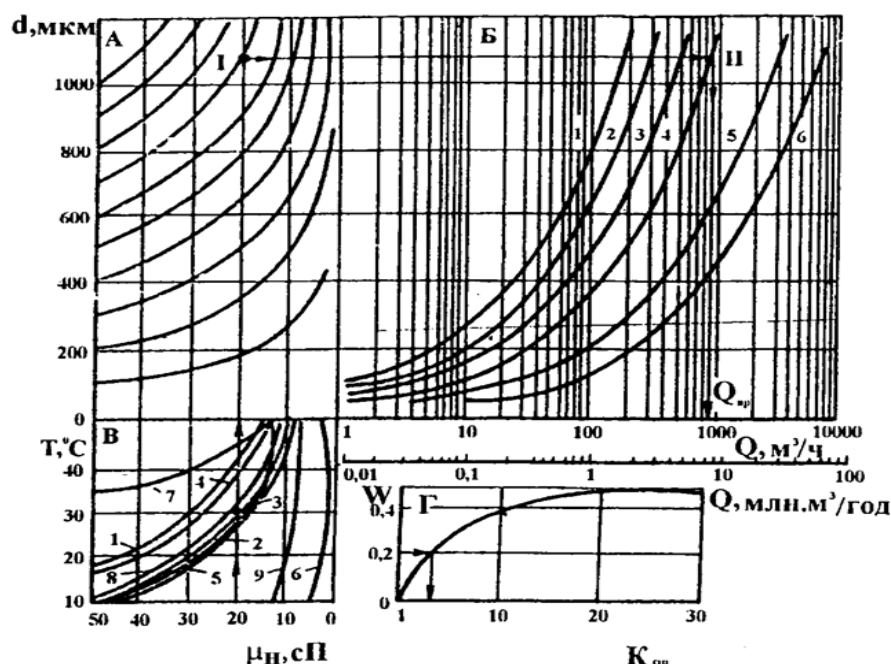


Рисунок 2.10 – Номограмма для расчета производительности отстойных аппаратов [3]

квадрант А: кривые размеров капель; квадрант Б: 1-6 – отстойники объемом 28, 50, 100, 200 м³ и резервуары объемом 2000 и 5000 м³; квадрант В: 1-9 – зависимость вязкости от температуры, соответственно для нефтей ромашкинской угленосной, бавлинской угленосной, ромашкинской девонской, западносургутской, усть-балыкской, самотлорской, мангышлакской, арланской месторождения Красный Яр

Поправка на стесненные условия осаждения $K_{ст}$, учитывающая обводненность поступающего в отстойники сырья, берется на вспомогательном графике Γ номограммы (рисунок 2.10). Окончательно производительность определяется как:

$$Q = Q_{пр} / K_{ст} \quad (2.5)$$

Необходимый тип отстойника выбирают, исходя из производительности аппаратов, размеров площади для их установки и других факторов. Число отстойников определяют по формуле:

$$n = Q / V \quad (2.6)$$

3. Характеристика установки предварительного сброса воды «Юг»

Установка предварительного сброса воды Юг (УПСВ-Юг) с УПН производительностью XXX млн. м³/год по жидкости, входит в состав Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) ООО «РН-Ванкор».

ООО «РН-Ванкор» — дочернее общество ОАО «НК «Роснефть».

Объекты УПСВ Юг Ванкорского месторождения предназначены для:

1. Подготовки нефти до товарной кондиции и перекачки ее через узел учета на объекты головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС).

2. Откачки пластовой воды после дополнительной подготовки на установке, на объекты цеха поддержания пластового давления (ЦППД).

3. Обеспечения подачи попутного газа на объекты цеха компримирования газа (ЦКГ).

Ввод в эксплуатацию – 2009 г.

Подготовка нефти на объектах УПСВ-Юг ЦППН заключается в сепарации нефтегазовой эмульсии, промежуточном подогреве и подогреве нефти для магистрального транспорта, ее окончательном разгазировании, стабилизации, обезвоживании и обессоливании. Далее товарная нефть обводненностью до XX %, поступает на ЦПС, а затем через узел учета нефти – на сооружения головной насосной станции.

Режим работы объектов УПСВ-Юг ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году (8760 часов) [6].

3.1 Геологическая характеристика Ванкорского месторождения

Данный раздел удален по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну.

3.2 Характеристика пластового флюида

Все таблицы в данном разделе удалены по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну.

Фракционный состав и физико-химические характеристики обезвоженной нефти представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Фракционный состав и физико-химические свойства нефти [6]

Компонентный состав нефтяного газа приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Компонентный состав газа первой ступени сепарации (однократное разгазирование) [6]

Компонентный состав сепарированного газа пластовой воды приведен в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Компонентный состав сепарированного газа пластовой воды [6]

Пластовая вода, отделенная от нефти в процессе обезвоживания проходит очистку от нефти и механических примесей на установке подготовки пластовой воды. Пластовая вода по степени минерализации относится к **XXX** воде, имеет **XXX** реакцию [6].

Физико-химический состав пластовой воды приведен в таблицах 3.4, 3.5, 3.6.

Таблица 3.4 – Физико-химический состав пластовой воды песочной свиты [6]

Таблица 3.5 – Физико-химический состав пластовой воды свиты **XXX** [6]

Таблица 3.6 – Физико-химический состав пластовой воды свиты **XXX** [6]

3.3 Технология процесса предварительного сброса воды на установке УПСВ Юг

Все значения давлений, температур, расходов заменены на буквенные обозначения по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну.

Для улучшения расслоения эмульсии в трубопровод нефтяной эмульсии перед сепараторами-пробкоуловителями **Х, Х** производится ввод деэмульгатора (рисунок 3.2) в соответствии с утвержденными по предприятию нормами.

УДАЛЁН

Рисунок 3.2 – Точка ввода деэмульгатора

Описание технологии процесса предварительного сброса воды на установке УПСВ Юг выполнено в соответствии с принципиальной технологической схемой УПСВ Юг (приложение А **«удалено по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну»**) и технологическим регламентом [6].

Продукция нефтяных скважин поступает на узел приема и запуска очистных устройств. В пределах площадки УПСВ-Юг с УПН предусмотрена зона установки узлов приема СОД на коллекторах DN 800, DN 300, DN 500, DN 800. Средства очистки используются в целях периодической очистки внутренней полости нефтепроводов от парафина и других отложений, а также для выявления дефектов сварных соединений во время эксплуатации. На площадке узла СОД расположены узлы регулирования давления УРД-1 и УРД-4, которые обеспечивают выравнивание и поддержание давления поступающей на УПСВ-Юг нефтяной эмульсии, в зависимости от режима работы фонда скважин и режима работы УПСВ.

От узлов приема СОД нефтегазовая эмульсия под давлением **XXX** МПа двумя параллельными потоками поступает в пробкоуловители **Х, Х**, в которых происходит первичное разгазирование. Выделившийся газ направляется на узел учета газа **XXX**, подается на узел приема запуска очистных устройств, и далее на ЦПС. В случае пуска/остановки УПСВ Юг или остановки/снижения производительности газопровода УПСВ Юг – ЦПС газ сбрасывается через факельный сепаратор высокого давления **XXX, XXX** на факел открытого типа ФОТ и в факельный коллектор высокого давления,

далее через факельные сепараторы XXX, узел учёта газа на горизонтальную горелочную установку ГГУ (приложение А).

Давление в аппаратах поддерживается клапанами регуляторами, в зависимости от режима работы фонда скважин. Жидкость с выхода пробкоуловителей X, X подается на дальнейшее разгазирование в пробкоуловитель X и поступает на нагрев в путевые подогреватели и блочные трубчатые печи ПТБ

В путевых подогревателях и блочных трубчатых печах происходит нагрев нефтяной эмульсии до температуры X °С. Нагретая эмульсия с выхода путевых подогревателей и блочных трубчатых печей под давлением X МПа поступает в сепараторы-каплеотбойники. Каплеотбойник представляет собой горизонтальный аппарат номинальным объемом X м³ с перегородками. Поступающая в каплеотбойники эмульсия с температурой X °С, разделяется на нефть, воду и газ [6].

Нефть от каплеотбойников направляется в дегазатор, где при давлении X МПа происходит окончательное разгазирование нефти.

Газ из каплеотбойников через факельный сепаратор низкого давления, сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа ФЗТ.

Вода от каплеотбойников поступает в уравнильный резервуар пластовой воды для отстоя. После отстаивания в уравнильном резервуаре пластовая вода поступает на прием насосов повысительной насосной станции(перспектива) для дальнейшей подачи на установки подготовки пластовой воды. Также предусмотрена подача пластовой воды из резервуара насосами на установку фильтрации.

Второй поток нефти, через электрифицированные задвижки и клапан регулятор расхода подается на прием нефтегазоводоразделителей с прямым подогревом. Распределение потока жидкости между НГВРП и площадками нагрева (путевые подогреватели и блочные трубчатые печи) осуществляется клапаном регулятором расхода, работающим от показаний расходомеров установленных на входе ПП и ПТБ [6].

Назначением НГВРП является нагрев, сепарация, обезвоживание нефти и очистка отделившейся воды. Поступающая в НГВРП эмульсия разогревается до температуры X °С, что обеспечивает эффективное разделение смеси на нефть, воду и газ. Обводненность нефти на выходе не должна превышать X %.

Топливным газом для аппаратов является собственный газ, выделившийся в процессе нагрева. Может быть также использован газ от альтернативного источника, например газ после пробкоуловителя или каплеотбойников. Газ из нефтегазоводоразделителей через факельный сепаратор высокого давления ФСВД, сбрасывается для сжигания в факеле закрытого типа ФЗТ или через УУГсжигается на горизонтальной горелочной установке ГГУ.

Отделенная от нефти пластовая вода от аппаратов НГВРП в самотечном режиме под давлением X по трубопроводу подается в уравнительный резервуар для отстоя. Сброс подтоварной воды с аппаратов НГВРП можно также производить по аварийно-резервному трубопроводу в буферные резервуары.

Нефть от установок НГВРП собирается в коллектор и направляется в дегазаторы, где при давлении до X МПа происходит окончательная дегазация нефти. Газ из дегазаторов через факельный сепаратор низкого давления сбрасывается для сжигания на факел ФЗТ [6].

Из дегазатора нефть при давлении до X МПа поступает в электростатический коагулятор для обессоливания и обезвоживания при воздействии электрического поля.

Для получения товарной нефти с остаточным содержанием воды X % необходимо обеспечить содержание воды в нефти на входе в электрокоагуляторы не более X %. Не рекомендуется включать электрическое поле в электрокоагуляторе при содержании воды в нефти более X %, т.к. возможен пробой между электродами. Для обеспечения

необходимого содержания солей, предусмотрена подача очищенной подпиточной воды в трубопровод на входе в электрокоагуляторы.

Нефть из электрокоагуляторов через регулирующие клапаны и задвижки направляется на прием 3-х насосов (2 рабочих плюс 1 резервный), с помощью которых откачивается в технологические резервуары для нефти.

Пластовая вода из электрокоагуляторов поступает на прием 3-х насосов (2 рабочих, 1 резервный) и откачивается в уравнительный резервуар пластовой воды для отстоя. Также предусмотрена возможность подачи пластовой воды из электрокоагуляторов в самотечном режиме под остаточным давлением в уравнительный резервуар через предусмотренную для этих целей перемычку диаметром X мм.

Резервуары предназначены для окончательной подготовки нефти. Оборудование резервуара позволяет производить отбор товарной нефти со стояков X м, X м и некондиционной нефти с уровня X м. Товарная нефть из резервуара самотеком подается на прием магистральной насосной.

Некондиционная нефть из резервуара откачивается насосом на прием аппаратов НГВРП.

Подтоварная вода из резервуаров для нефти периодически забирается насосами и подается в уравнительные резервуары пластовой воды [6].

В связи с возможностью выпадения парафина и увеличения вязкости товарная нефть после магистральной насосной и насосной внешней перекачки нагревается в блочных трубчатых печах. Нефть после подогрева в печах ПТБ подается на площадку узла регулирования давления. После этого нефть поступает на узел учета нефти и откачивается на ЦПС.

4. Предлагаемая реконструкция установки предварительного сброса воды «Юг»

В связи с планируемым вводом в эксплуатацию добывающих скважин, ожидается повышение объёма поступающей на установку нефтегазоводяной жидкости. Объёмы входящей на УПСВ Юг жидкости, нефти и пластовой воды, как предыдущих лет, так и прогнозные до XXX года приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные объёмов поступающих на УПСВ Юг

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну.

Для наглядности роста объёмов поступления жидкости и роста обводнённости по данным таблицы 4.1 построен график, который приведён на рисунке 4.1.

Рисунок удален по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Рисунок 4.1 – График роста объёмов поступления жидкости на УПСВ Юг

Проектная производительность установки по жидкости составляет XXX м³/сут. На 2016год УПСВ Юг, судя по данным таблицы 4.1, работает с превышением параметров по входному объёму жидкости на 11,2 % (XXX м³/сут.). Из этого следует вывод, что существующей технологической мощности УПСВ Юг недостаточно. Для поддержания нормального технологического режима работы было предложено провести реконструкцию УПСВ Юг по одному из вариантов:

- расширение УПСВ Юг путём установки дополнительного оборудования (сепаратора-каплеотбойника объёмом X м³ с расчётным давлением X МПа, электрокоагулятора, с обвязкой сосудов технологическими трубопроводами).

- реконструкция УПСВ Юг путём модернизации действующего сепаратора-пробкоуловителя.

Реализация реконструкции УПСВ Юг по первому варианту позволяет повысить производительность установки по объёму входящей жидкости на **XXX** м³/сут.

4.1 Обоснование второго варианта реконструкции

При существующем режиме работы, сепаратор выполняет функцию разгазирования поступающей жидкости, без сброса воды.

При поступлении жидкости **XXX** м³/сут, с содержанием воды **XXX** м³/сут, обводненность на входе установки составляет **XX** %. По пробам жидкости, отобраным на выходе с сепаратора (рисунок 4.2) можно видеть, что уже при отборе имеется свободная вода в пробе в объеме **XX** % от объема поступающей жидкости.

Рисунок удален по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Рисунок 4.2 – Пробы жидкости отобранные на выходе с сепаратора

Для исключения дальнейшей перекачки данного объема воды по технологической схеме подготовки нефти предлагается произвести модернизацию сепаратора (рисунки 4.3; 4.4): нарастить патрубок выхода частично обезвоженной нефти из сепаратора на высоту 3,5 м от нижней обечайки, демонтировать секции пеногашения на высоту 1,5 м, смонтировать уровнемеры раздела фаз.

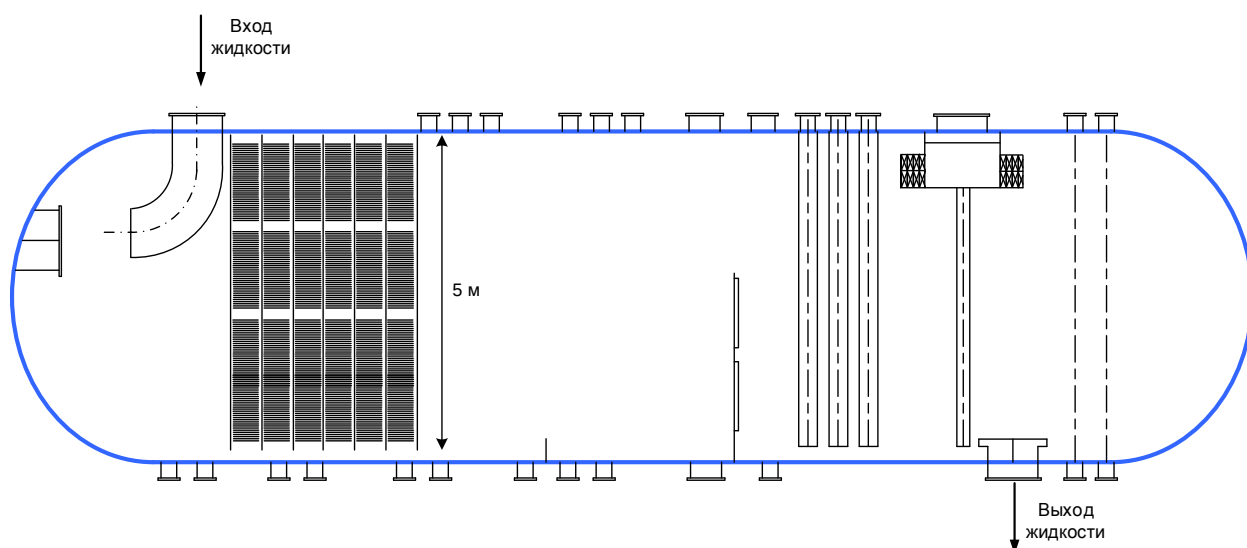


Рисунок 4.3 – Схема сепаратора до модернизации

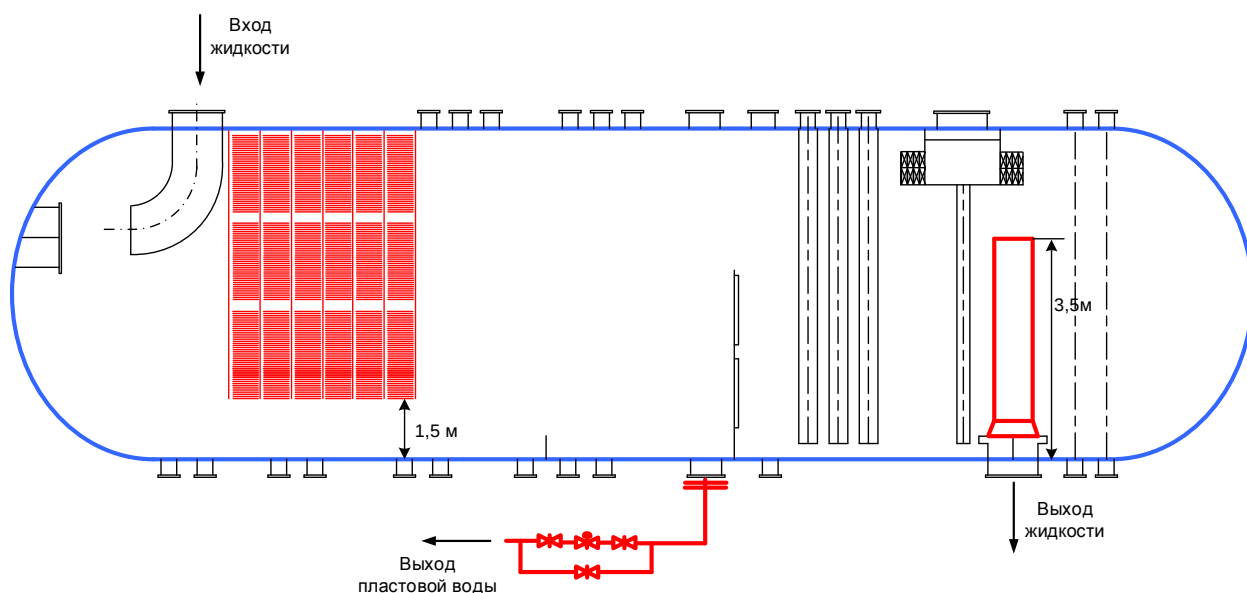


Рисунок 4.4 – Схема сепаратора после модернизации

Также необходимо выполнить монтаж участка технологического трубопровода, для выхода воды с сепаратора-пробкоуловителя С-1, в действующий трубопровод Ду-500. Совместно с запорной, регулирующей и замерной арматурой на смонтированных опорах, согласно предлагаемой схеме переобвязки (рисунок 4.5).

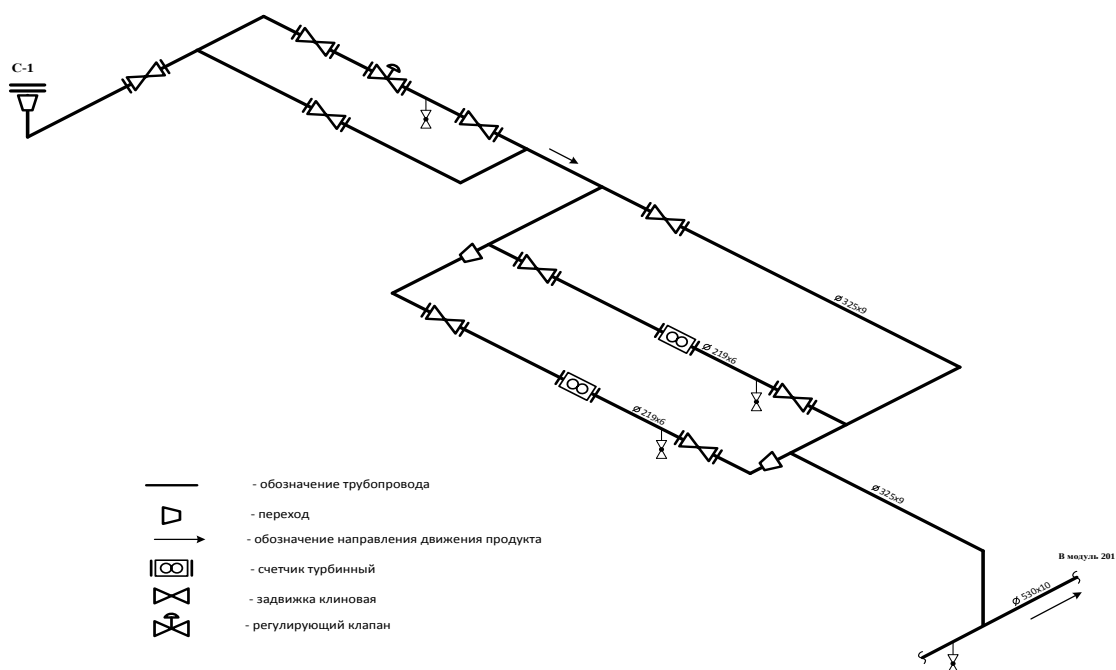


Рисунок 4.5 – Предлагаемая схема переобвязки сепаратора С-1 по воде

Таким образом, подтоварная вода не будет проходить всю технологическую цепочку, а будет сбрасываться с сепаратора в резервуары, затем в модуль подготовки воды, далее в буферные резервуары и на прием БКНС (рисунок 4.6).

Рисунок удален по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Рисунок 4.6 – Принципиальная схема УПСВ Юг после реконструкции

Проектный рабочий уровень жидкости в сепараторе составляет X метра с рабочим объемом в X м³. Нарастив патрубок выхода нефти из сепаратора на высоту 3,5 м, (рабочий объем в аппарате достигнет значения X м³), уменьшаем горизонтальную скорость потока жидкости в аппарате. Скорости потока приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Скорости потока жидкости по аппарату

Параметр	Значение, м/с
Скорость в трубе на входе	2,054
Скорость в аппарате до реконструкции	$2,7 \cdot 10^{-6}$
Скорость в аппарате после реконструкции	$1,2 \cdot 10^{-6}$

Это в свою очередь приводит к переходу потока жидкости в ламинарный режим течения, что способствует улучшению отделения свободной воды из эмульсии. Тогда производительность сепаратора как отстойника будет составлять **XXX** м³/сут. по жидкости. Данный рассчитанный объём жидкости больше прогнозного объёма поступления жидкости на установку в **XX** г на 9,5 %. Следовательно производительность сепаратора как отстойника по сбросу воды будет ограничена пропускной способностью трубопровода для сброса воды.

По материальному балансу (таблица 4.3), проведённому по методике Леонтьева [11], после первой ступени сепарации на сепаратор в **XX** г. поступит **XXX** т/час жидкости.

Таблица 4.3 – Материальный баланс сепарации первой ступени на **XX** г

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

На основании проб жидкости, отобранных на выходе с сепаратора (рисунок 4.2), **XX** % от объёма поступающей жидкости будет занимать свободная вода. Следовательно, необходимо рассчитать диаметр трубопровода, обеспечивающего пропускную способность в **XXX** м³/сут. а так же перепад давления между сепаратором и точкой врезки в действующий трубопровод (рисунок 4.5) в **XX** МПа

Решая данную задачу графоаналитическим методом (рисунок 4.7), предложено выполнить трубопровод диаметром **X** м.

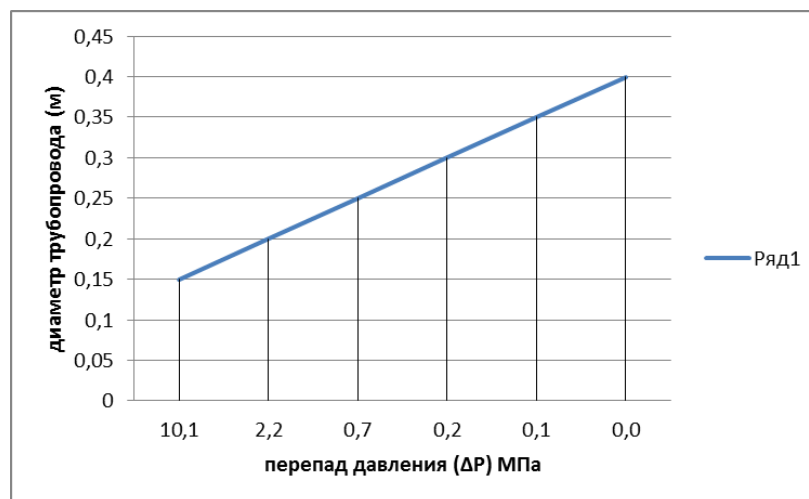


Рисунок 4.7 – Графоаналитический метод выбора диаметра трубопровода

Таким образом реализация данного технического решения позволяет обеспечить пропускную способность УПСВ по входящей жидкости в прогнозных значениях на **XX** г. (**XX** м³/сут). Материальный баланс сепаратора со сбросом воды на **XX** г приведён в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Материальный баланс сепаратора со сбросом воды на **XXX** г

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1 Основное предназначение установки предварительного сброса воды Юг Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения

Установка предварительного сброса воды Юг (далее – УПСВ-Юг) производительностью по жидкости XXX млн. м³/год, входит в состав Цеха подготовки и перекачки нефти (далее – ЦППН) Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения.

Режим работы объектов УПСВ-Юг ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году (8760 часов).

Для повышения производительности установки были предложены два варианта:

- Расширение УПСВ путём установки дополнительного оборудования.
- Реконструкция УПСВ путём модернизации действующего сепаратора-пробкоуловителя С-1.

Полная стоимость первого варианта (закуп, доставка, монтаж трёхфазного сепаратора объёмом XX м³ с расчётным давлением XX МПа и электрокоагулятора, обвязка сосудов технологическими трубопроводами) составляет XXX млн. руб.

5.2 Расчёт нормативной продолжительности работ

При планировании работ по реконструкции УПСВ Юг, путём модернизации сепаратора-пробкоуловителя, на основании «Единых норм и расценок на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы» сборник Е22 (выпуск 2); сборник 26 [12, 13], были построены календарный и линейный графики выполнения работ. Графики представлены в виде таблиц 5.1 и 5.2

Таблица 5.1 – Календарный график выполнения работ

Наименование работ (операций)	время выполнен ия, час	время выполнен ия, дни	должность, количество исполнителей
1. Подготовительные работы			
Выполнить монтаж опор перспективного трубопровода выхода воды с сепаратора	8	1	мастер-1; сварщик-1; слесарь-1
Выполнить монтаж участка технологического трубопровода Ду-300 выхода воды с сепаратора в т/п Ду-500 "Вода в м-201" совместно с запорной арматурой и клапанной сборкой на смонтированных опорах без врезки в существующие сети согласно схемы переобвязки	330	30	мастер-1; сварщик-1; слесарь-2
Выполнить прокладку силовой и контрольной кабельных линий в защитных футлярах (электрообогрев т/п, управление клапаном-регулятором, межфазным уровнемером)	30	3	мастер-1; сварщик-1; электромонтёр-3
2. Основные работы			
Произвести снижение уровня в сепараторе-пробкоуловителе до минимального	0,5	1	мастер-1; оператор ООУ-2
Выполнить технологические переключения по выводу сепаратора из работы	8,0		мастер-1; оператор ООУ-2
Произвести дренирование аппарата	1,0		мастер-1; оператор ООУ-1
Произвести пропарку аппарата	24,0	1	мастер-1; оператор ООУ-1
Произвести повторное дренирование аппарата после пропарки	0,5		мастер-1; оператор ООУ-1

Продолжение таблицы – 5.1

Установить заглушки на задвижки №№ X, X1, X2, X3, X4, X5, X6, X7, X8, X9, на фланцевое соединение Ду-500 выход СППК, клапан-отсекатель № XX	24,0	2	мастер-1; слесарь-2; оператор ООУ-2
---	------	---	--

Вскрыть люки-лазы на аппарате	4,0	1	мастер-1; слесарь-2
Провести очистку сепаратора от донных отложений	6,0		мастер-1; оператор ООУ-2
Демонтировать секции пеногашения на высоту 1,5 от нижней обечайки	5,0		мастер-1; сварщик-1; слесарь-2
Нарастить патрубок выхода частично обезвоженной нефти из сепаратора на высоту 3,5 м от нижней обечайки	12,0	1	мастер-1; сварщик-1; слесарь-2
Нанести АКЗ на смонтированные металлоконструкции	1,0		мастер-1; слесарь-2
Выполнить подключение смонтированного участка трубопровода с клапанной сборкой Ду-300 к патрубку Ду-450 выхода воды с	2,0		мастер-1; слесарь-2
Произвести огневую врезку трубопровода Ду-300 вода с в трубопровод Ду-500 вода с РВС на повысительную насосную, смонтировать усиливающую накладку в месте подключения	8,0	1	мастер-1; сварщик-1; слесарь-2
Закрыть люки-лазы	5,0	1	мастер-1; слесарь-2
3. Заключительные работы			
Провести гидравлические испытания сосуда с составлением акта	24,0	1	мастер-1; оператор ООУ-2
Провести гидравлические испытания смонтированного трубопровода с составлением акта	2,0		мастер-1; слесарь-2
Установить греющий кабель на смонтированный трубопровод, запустить в работу	3,0		мастер-1; электромонтёр-3
Смонтировать теплометаллоизоляцию на смонтированный трубопровод	44,0	4	мастер-1; слесарь-2
Смонтировать площадки обслуживания вновь смонтированной клапанной сборки и клапана №XX с необходимым количеством лестниц, переходов и перильных ограждений.	72,0	8	мастер-1; сварщик-1; слесарь-2

Продолжение таблицы – 5.1

Демонтировать заглушки с задвижек №№ X, X1, X2, X3, X4, X5, X6, X7, X8, X9, фланцевое соединение Ду-500, выход СППК, клапан-отсекатель № XX	24,0	2	мастер-1; слесарь-2; оператор ООУ-2
---	------	---	-------------------------------------

Произвести заполнение сепаратора пластовой водой с сепараторов до уровня 150 см	6,0	1	мастер-1; оператор ООУ-2
Запустить в работу отстойник подтоварной воды, для чего произвести плавное открытие задвижек №№ X, XX, XXX, затем плавное закрытие задвижки № 3X, собрать схему сброса подтоварной воды	4,0		мастер-1; оператор ООУ-2
Продолжительность работ ИТОГО	698,0	63	

Таблица 5.2 – Линейный график проведения работ на объекте

Наименование работ	дни	часы	Месяцы											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
подготовительные	39	418												
основные	8	101												
заключительные	16	179												

5.3 Расчёт сметной стоимости работ

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, затраты на заработную плату работников и страховые взносы, амортизация основных фондов, затраты на электроэнергию, накладные расходы.

Основная заработная плата работников занятых на работах по реконструкции УПСВ Юг рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ООО «РН-Ванкор» предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется предприятием. В ООО «РН-Ванкор» оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями. Базовый оклад Z_6 определяется исходя из размеров окладов, определенных штатным расписанием предприятия.

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты; районный коэффициент, северная надбавка.

Найдем основную заработную плату за период выполнения работ для работников. Результаты расчёта приведены в таблице 5.3.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) находится по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{м}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (5.1)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ в часах, выполняемых работником;

$Z_{\text{м}}$ – часовой оклад работника с учётом надбавок, руб.

Таблица 5.3 – Расчёт заработной платы персонала

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Страховые взносы на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot Z_{осн}, \quad (5.2)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды: пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и фонд социального страхования. Равный 30,5%, так как УПСВ Юг входящая в состав ООО «РН-Ванкор» является опасным производственным объектом. Результаты расчёта приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчёта социальных отчислений

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Расчёт стоимости материалов, монтируемого оборудования и транспортно – заготовительных отчислений (составляющих 5% от затрат на материалы и оборудование) приведён в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчёт стоимости материалов и монтируемого оборудования

Наименование	Параметры, марка	Ед.изм.	Кол-во	Цена за ед.изм. (с НДС) тыс.руб	Стоимость тыс.руб
1	2	3	4	5	6
ЗКЛ с ответными фланцами и крепежом	Ду300/16	шт	5	30,000	150,000
ЗКЛ с ответными фланцами и крепежом	Ду200/16	шт	4	25,000	100,000
ЗКЛ с ответными фланцами и крепежом	Ду50/16	шт	4	10,431	41,724
Клапан регулирующий пневматический	Ду300/16	шт	1	456,000	456
Отвод П90	Ду200x10 09Г2С	шт	2	8,500	17
Отвод П90	Ду300x10 09Г2С	шт	5	9,769	48,846

Фланец Ду 450	Ду450/16 09Г2С	шт	1	11,161	11,161
Фланец Ду 300	Ду300/16 09Г2С	шт	2	10,000	20,000
Труба стальная бесшовная горячедеформированная	Ду530x10 09Г2С	м	3	6,899	20,697
Труба стальная бесшовная горячедеформированная	Ду325x10 09Г2С	м	40	5,226	209,040
Труба стальная бесшовная горячедеформированная	Ду 114x8 09Г2С	м	10	3,465	34,655
Труба стальная бесшовная горячедеформированная	Ду 50x6 09Г2С	м	5	1,500	7,500
Тройник неравнопроходной	530x325x10 09Г2С	шт	1	30,000	30,000
Тройник равнопроходной	325x10 09Г2С	шт	4	10,000	40,000
Тройник неравнопроходной	325x219x10 09Г2С	шт	2	10,000	20,000
Переход стальной	К 325x12-219x10 09Г2С	шт	2	3,500	7,000
Переход стальной	К 426x12-325x10 09Г2С	шт	1	6,000	6,000
Греющий кабель	BSX 8-2-OJ	м	150	0,390	58,500
Коробка соединительная	Terminator ZP-S-XP	шт.	2	13,300	26,600
Коробка концевая	Terminator	шт.	1	19,267	19,267

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6
Комплекс автономный измеритель уровня	Альбатрос ДУУ4МА	шт.	1	170,000	170,000
Расходомер "МИГ-200"	МИГ-200 Ду200 Ру16	шт.	2	167,914	335,828
Кабель силовой	ВБбШнг-ХЛ-(4*4)	м.п.	10	0,154	1,540
Коробка зажимов взрывозащищенная	КЗП4.2-124/5-35/5 (ВК-Л- ВЭЛ1БТ-М40-Ехе-G1 1/4"внут.)*1(А)-(ВК-Л- ВЭЛ1БТ-М25-Ехе-G1 3/4"внут.)*2(С)-В1,5	шт.	1	7,858	7,858
Провод заземления	ПВЗ-ХЛ-1*6	м	5	0,046	0,230
Грунт-эмаль	Антикор ХИМ	кг	5	0,160	0,800
Теплоизоляция	Маты теплоизоляционные "ТЕХМАТ" 50мм	м ³	10	6,000	60,000
Оцинкованный лист	0.8мм	м ²	100	247,650	24,765
Уголок равнополочный 45мм	45x4мм	м	150	0,144	21,600
Уголок равнополочный	75x5мм	м	150	0,383	57,450

75мм					
Швеллер 100мм	П10	м	70	0,491	34,370
Полоса металлическая монтажная 40мм	40х4мм	м	100	0,025	2,500
Полоса отбортовочная 150мм	150х2мм	м	100	0,060	6,084
Лист просечно- вытяжной		м ²	100	0,246	24,664
Электроды сварочные	ЛБ-52 2,6мм	кг	50	0,309	15,490
Электроды сварочные	ЛБ-52 3.2мм	кг	50	0,338	16,940
Круг армированный отрезной	230х2,5х22	шт	20	0,060	1,200
Круг армированный шлифовальный	230х6х23	шт	20	0,075	1,500
Опоры скользящие	325-KX-A11-BCт3пс	шт	12	2,000	24,000
Сумма:					2130,810
Транспортно – заготовительные отчисления 5%					106,540
ИТОГО:					2237,350

Все необходимое спецоборудование для работ по реконструкции УПСВ Юг уже находилось на балансе ООО «РН-Ванкор», поэтому стоимость этого оборудования, будет учитываться в виде амортизационных отчислений. При расчете был использован линейный способ начисления амортизационных отчислений на основании «Классификатора основных средств» [14] и учёта амортизации спецоборудования за весь период выполнения работ по реконструкции УПСВ Юг. Расчет амортизации спецоборудования для проведения работ приведён в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет амортизации спецоборудования для проведения работ

Наименование оборудования	Код ОКОФ	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Амортизационная стоимость оборудования, руб.
Сварочный аппарат EWM Pico 180	330.30.20.31.117	1	68144,00	588,09
Угловая шлифмашина BOSCH GWS 22-230 JH	330.28.1	2	8500,00	146,71
Таль	330.28.22.18	1	5300,00	45,73

грузоподъёмная цепная Vorel				
ИТОГО:				780,53

При расчётах затрат на электроэнергию при реконструкции УПСВ Юг учитывался тариф 2,48 руб/кВт*ч, принятый для взаиморасчётов при потреблении электроэнергии мощностью более 10 МВт. Расчет затрат на электроэнергию для проведения работ приведён в таблице 5.3.5.

Таблица 5.7 – Затраты на электроэнергию

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Потребляемая мощность, кВт/ч	Количество часов работы	Количество потребляемой энергии, кВт	Стоимость эл.энергии за период работ, руб.
Сварочный аппарат EWM Pico 180	1	7,20	412	2966,40	7356,67
Угловая шлифмашина BOSCH GWS 22-230 JH	2	2,20	355	781,00	3873,76
ИТОГО:					11230,43

Определяем общую сумму затрат на проведение реконструкции УПСВ Юг. Расчет общей суммы затрат приведён в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет общей суммы затрат

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.
Материальные затраты	2237,350
Затраты на оплату труда	XXX
Социальные отчисления 30,5% от затрат на оплату труда	XXX
Амортизационные отчисления (спецоборудование)	0,780
Затраты на электроэнергию	11,230
Накладные расходы (20%)	XXX
Итого планируемые расходы:	XXX

5.4 Возникающая экономия затрат по УПСВ Юг после реконструкции

В связи с реконструкцией изменяется технологический режим УПСВ Юг и ряд оборудования, задействованного ранее в постоянном режиме, переводится в резерв. За счёт этого сокращается потребление электроэнергии и топливного газа. Был проведён расчёт экономии затрат на потребление этих показателей. Результаты расчётов приведены в таблицах 5.9 и 5.10.

- Затраты на электроэнергию: за счет перевода части воды на модуль 201, выводится в резерв один насос «ZULZER BBS 8x12x23H-1».

Таблица 5.9 – Расчёт экономии затрат на электроэнергию

Насос	Мощность, кВт/ч	Цена 1кВт/ч, руб.	Стоимость, руб./ч.
ZULZER BBS 8x12x23H-1	250	2,48	620
Итого в год:			5431200

- Затраты на потребление газа: не смотря на то, что при подготовке нефти до товарной кондиции для подогрева нефтесодержащей эмульсии используется собственный попутный газ, необходимо рассчитать затраты на потребление газа в рублёвом эквиваленте. Так как сэкономленный газ можно подготовить и направить на продажу (ООО «РН-Ванкор» за 2016 г. направило в единую систему газоснабжения России 5,8 млрд. м³ товарного газа [15]). При расчётах была взята средняя цена реализации газа компанией «Роснефть» за 2016 год в размере 3,24 тыс.руб./1000м³ (по данным годового отчёта компании «Роснефть» за 2016г. [16]).

Техническое предложение по реконструкции УПСВ Юг уменьшает объем жидкости необходимый в 2016 г. для нагрева с XXX до XXX м³/сут. В

следствии чего останавливается одна печь ПТБ-10, которая потребляет 1050м³/ч газа.

Также три НГВРП переводятся в режим отстойников без подогрева. Каждый аппарат потребляет 160 м³/ч.

Таблица 5.10 – Затраты на потребление газа

Аппарат	Кол-во	Потребление газа, м ³ /ч	Цена 1 м ³ газа, руб	Затраты на потребление, тыс.руб./год
НГВРП	3	160	3,24	13623,55
ПТБ-10	1	1050	3,24	29801,52
Итого:				43425,07

Результаты расчётов возникающей экономии по статьям затрат на потребление электроэнергии и газа были сведены в общую таблицу 5.11.

Таблица 5.11 – Результаты расчётов возникающей экономии

Состав затрат	Сумма затрат, тыс.руб.
Затраты на потребление электроэнергии	5431,2
Затраты на потребление газа	43425,07
Итого:	48856,27

5.5 Оценка экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности реконструкции УПСВ Юг показатели обоих вариантов были сведены в таблицу 5.12.

Таблица 5.12 – Показатели вариантов реконструкции

Показатель	Единица измерения	Вариант 1	Вариант 2
Планируемые затраты	Тыс. руб.	XXX	XXX
Увеличение пропускной способности УПСВ по входной жидкости	м ³ /сут.	XXX	XXX
Возможная экономия энергозатрат	Тыс.руб./год	0,00	48856,27

Гистограмма на рисунке 5.1 наглядно отражает сравнение показателей вариантов реконструкции УПСВ Юг.

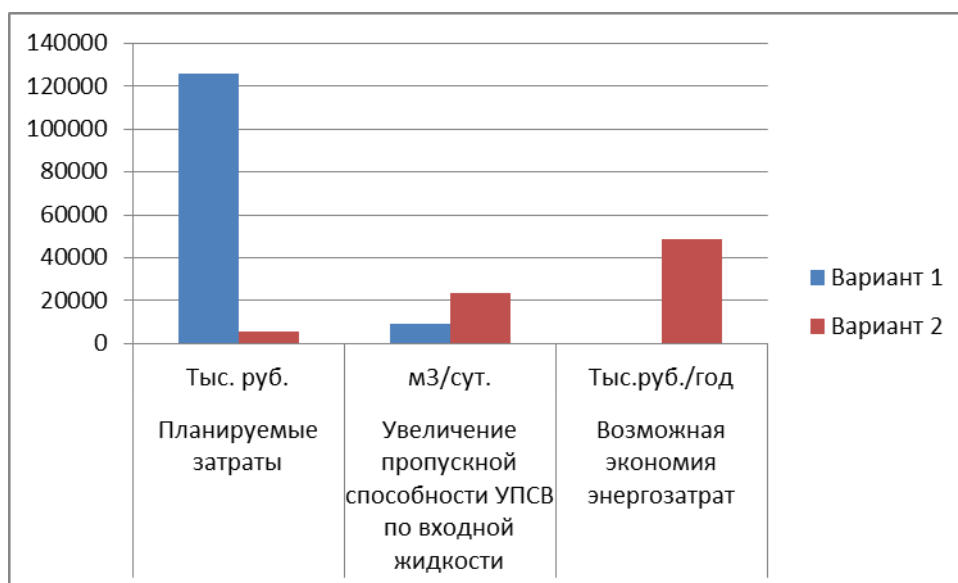


Рисунок 5.1 – Сравнение вариантов реконструкции УПСВ Юг

Эффективность = затраты вариант 1 – затраты вариант 2 + возможная экономия энергозатрат = **XXXX** тыс. руб.

6. Социальная ответственность

Рабочим местом является Установка предварительного сброса воды Юг (УПСВ-Юг) с УПН, входящая в состав Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) Ванкорского месторождения. Режим работы объектов УПСВ-Юг ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 365 днях в году (8760 часов).

При выполнении работ на объектах УПСВ-Юг могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

6.1 Производственная безопасность

Согласно Федеральному Закону от 21.07.1997 г №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [17] (с изменениями внесёнными ФЗ №22 от 22.02.2017 [18]) УПСВ Юг с УПН является опасным производственным объектом ООО «РН – Ванкорнефть», так как в оборудовании обращаются опасные вещества, и подлежит регистрации в Государственном Реестре опасных производственных объектов.

- Нефть

Нефть является взрывопожароопасным веществом. По степени воздействия на организм нефть сырая относится к 3 классу опасности, пары нефти – к 4 классу по ГОСТ 12.1.007-76* (с изменениями №1,2) [19]. Пары нефти обладают наркотическим и судорожным действием. Ароматические углеводороды нефти могут угрожать хроническими бензольными отравлениями с изменениями крови. Сырая нефть раздражает кожу, обладает

канцерогенным действием, обусловленным наличием многоядерных ароматических углеводородов.

- Нефтяной газ

Нефтяной газ это смесь легких углеводородов с преимущественным преобладанием метана, с небольшим содержанием двуокиси углерода и азота. Нефтяной газ - это горючий газ и при его содержании в воздухе помещения от 4,5 до 15% образуется взрывоопасная концентрация, которая при наличии источника огня взрывается. Предельно допустимая концентрация – 300 мг/м³.

По степени воздействия на организм нефтяной газ относится к 4 классу опасности. Нефтяные газы, не содержащие сероводород, рассматриваются обычно, как безвредные. Серьезные расстройства, связанные с недостатком кислорода, начинаются при содержании в воздухе 25-30 % природного газа. Обладают слабым наркотическим действием. Острые отравления маловероятны.

При повышенной концентрации нефтяного газа применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

- Газовый конденсат

Конденсат газовый относится к воспламеняющимся веществам. Представляет собой смесь углеводородов метанонафтенного типа. Легковоспламеняющаяся жидкость. По степени воздействия на организм относится к 4 классу опасности. Горит. Запах специфический. Пары газового конденсата обладают наркотическим и судорожным действием. Ароматические углеводороды могут угрожать хроническими бензольными отравлениями с изменением крови. Конденсат раздражает кожу, обладает канцерогенным действием, обусловленным наличием ароматических углеводородов.

- Химические реагенты

Все применяемые в процессе подготовки нефти на УПСВ Юг химические реагенты по воздействию на организм человека относятся к 3 классу умеренно опасных веществ по ГОСТ 12.1.007-76* (с изменениями №1,2) [19], являются малотоксичными, взрывобезопасными, трудногорючими. Они могут вызвать местнораздражающее и кожнорезобитивное действие, ингаляционное отравление.

6.1.1 Анализ вредных факторов

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К вредным производственным факторам по ГОСТ 12.0.003 -74 [20] относятся:

- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
 - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
 - повышенный уровень шума, вибрации на рабочем месте
 - отклонения допустимых параметров освещения.
- Загазованность

Попавшие в организм человека парообразные нефтепродукты могут вызвать острые и хронические отравления. Поэтому на УПСВ ЮГ согласно ГОСТ 12.1.005-88* «Общие санитарно-гигиенические требования» [21] установлены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

- Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Ванкорское месторождение расположено в зоне многолетнемерзлых пород, в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск. Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Работы на открытом воздухе регулируются МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в не отапливаемых помещениях» [22]. Персонал, работающий на открытой территории в холодный период года, должен быть обеспечен комплектом СИЗ от холода. Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих тепловпотерь с поверхности тела, их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

- Повышенный уровень шума, вибрации на рабочем месте

На персонал воздействуют повышенные уровни шума и вибрации. Нормирование шума происходит по ГОСТ 12.01.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» [23] и СП 51.13330.2011 "Защита от шума" [24], в которых даются нормы уровней звука и уровней звукового давления в октавных полосах частот.

Источниками шума и вибрации на УПСВ Юг являются: электродвигатели (до 100 дБ); компрессоры, оборудование систем ППД (до 115 дБ); элементы вентиляционных установок, трубопроводы для перекачки нефти и газа при открытом истечении (более 120 дБ).

Шум на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Средством защиты от шума у персонала установки являются: противושумные вкладыши (беруши), наушники и шлемофоны. Способом снижения уровня шума является сокращение времени нахождения в шумовых условиях.

Нормирование общей вибрации на рабочих местах выполняется в соответствии с ГОСТ 12.01.012-2004 [25] и уровень общей вибрации по виброускорению составляет не более 112 дБ по осям x,y,z. К средствам защиты от вибрации могут быть отнесены всякого рода оградительные устройства, виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие устройства автоматического контроля, сигнализации и дистанционного управления.

Для насосных агрегатов, установленных на УПСВ Юг, предусмотрена виброизолирующая компенсирующая система (ВКС). Система ВКС предназначена для повышения надежности работы электронасосных агрегатов посредством снижения динамических нагрузок в узлах, элементах агрегатов, несущих конструкциях модуля, снижения уровней шума агрегатов, трубопроводов, запорной арматуры и соответственно улучшения условий труда обслуживающего персонала. Насосные агрегаты установлены на рамы,

имеющие амортизаторы арочного типа. На вспомогательных трубопроводах установлены компенсаторы из гибких металлорукавов, для возможности регулирования нагрузки на патрубки насоса предусмотрены специальные опоры, для основных трубопроводов – сильфонные компенсаторы.

Все основные составные элементы комплекса ВКС не требуют специального обслуживания и проведения каких-либо регулировочных работ в течение всего срока службы.

– Производственное освещение

Для обеспечения оптимальных санитарно-гигиенических условий труда должен поддерживаться нормируемый уровень освещенности в соответствии с разрядом и подразрядом производимых работ, в том числе, для наружно установленных технологических аппаратов и запорной арматуры, приборов контроля вне зданий.

При проектировании осветительных установок на месторождении следует руководствоваться документом ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности» [26].

На основании ВСН34-82 для освещения производственных площадок УПСВ Юг применяются светильники типа СПП-200. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники имеют взрывозащищенное исполнение.

6.1.2 Анализ опасных факторов

Основными опасностями технологического оборудования и трубопроводов являются:

- высокое давление в трубопроводах и аппаратах;
- высокая температура нефтепродуктов на выходе;
- поражение электрическим током;
- травмирование посторонними предметами.

— Высокие давление и температура

Основной технологический процесс УПСВ Юг протекает при высоких давлениях в трубопроводах и аппаратах, а так же высоких температурах нефтепродуктов на выходе. При неконтролируемой аварийной разгерметизации оборудования возможно травмирование обслуживающего персонала. Для предупреждения аварийной разгерметизации технологического оборудования и трубопроводов обслуживающий персонал должен выполнять следующие условия:

а) Все технологическое оборудование, работающее под давлением выше 0,07 МПа, должно эксплуатироваться в соответствии с установленным порядком.

б) Технологическое оборудование, работающее под давлением, должно быть немедленно остановлено в случаях:

- если давление в сосуде поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом;
- при выявлении неисправности предохранительных клапанов;
- при обнаружении в сосуде неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- при неисправности приборов КИПиА и невозможности определить давление по другим приборам;
- при выходе из строя всех указателей уровня жидкости;

- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением.

с) Запрещается эксплуатация технологического оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики.

– Поражение электрическим током

Снабжение установки электроэнергией по постоянной схеме осуществляется от ПС 110/35/10кВ-2х40МВА «УПСВ Юг». Резервным источником электроснабжения для сооружений 1 очереди строительства является ДЭС-2х5,2 МВт. Две дизель-генераторные установки ДЭС подключаются непосредственно на выключатели вводов РУ-10кВ. Технологические электроприемники напряжением 10кВ и КТП 10/0,4кВ запитаны от РУ-10кВ. Потребители 0,4кВ запитаны от КТП 10/0,4кВ.

Подача электроэнергии осуществляется электротехническим персоналом организации, эксплуатирующей электрооборудование, в соответствии с правилами эксплуатации электротехнических установок

Надежность электроснабжения по I и II категории должна быть обеспечена питанием взаиморезервируемых электроприемников от разных секций шин распределительных устройств 10кВ и 0,4кВ; наличием АВР между секциями шин; питанием разных секций шин от разных источников питания. Главные щиты систем контроля, управления и противоаварийной защиты должны быть запитаны двумя кабельными вводами с устройством АВР на вводе и с автоматическим переключением на источник бесперебойного питания при потере напряжения на обоих вводах.

Для защиты от прямого прикосновения к токоведущим частям, от косвенного прикосновения при повреждении изоляции, от пожароопасных

перегрузок и токов короткого замыкания в электрической сети предусмотрено электроснабжение потребителей по системе TN-C-S в сочетании с защитным заземлением, автоматическим отключением питания, уравниванием потенциалов, применением электрооборудования с достаточной степенью изоляции в соответствующем исполнении по взрывозащите.

Все электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 1(В-1а, В-1г) и 2(В-1г) применены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси;

Для защиты от короткого замыкания и перегрева проводников и электрооборудования предусматривается автоматическое отключение питания при отклонении параметров сети от номинальных. Характеристики аппаратов, проводников и электрооборудования должны соответствовать номинальным токам потребителей, а также расчетным параметрам сети в режимах короткого замыкания;

В качестве защитных мероприятий против высокого напряжения при соприкосновении предусмотрено защитное понижение напряжения и защитное заземление, а также применение защитных предметов одежды. Устранение опасности достигается, если токопроводящие части достаточно изолированы и защищены от протекания;

В соответствии с требованиями РД 39-22-113-78 [27] для защиты от накопления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должен предусматриваться отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечение постоянного электрического контакта нефти и тела человека с

заземлением. Для постоянного отвода зарядов статического электричества металлическое и электропроводное неметаллическое оборудование и трубопроводы должны представлять собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая должна быть присоединена к заземляющему устройству не менее, чем в двух точках. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного для стекания статических зарядов, не должно превышать 100 Ом.

Система молниезащиты состоит из молниеприемников, токоотводов и заземляющих устройств. В качестве молниеприемников на площадке УПСВ Юг используются молниеотводы, установленные на прожекторных мачтах, в качестве токоотводов – специально предусмотренные проводники и строительные металлоконструкции сооружений, в качестве заземляющих устройств – искусственные заземлители.

– Пожаровзрывобезопасность

К главным возможным причинам возгораний на УПСВ Юг можно отнести следующие факторы:

- нарушение технологического процесса работы установки;
- нарушение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

Процессы сепарации, подготовки и транспорта нефти и газа по трубопроводам являются взрывопожароопасными. Разгерметизация оборудования и трубопроводов ведет к выбросу легковоспламеняющихся жидкостей и воспламеняющихся газов в производственные помещения и на территорию УПСВ ЮГ с возможностью последующего воспламенения или взрыва от источника воспламенения. По характеру протекания процессов

опасность внутренних взрывов в оборудовании, работающем под давлением маловероятна.

Для предотвращения пожаров, а также быстрой их ликвидации в случае возникновения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- на установке должен быть составлен план ликвидации аварий, утвержденный главным инженером Общества и согласованный в установленном порядке;
- помещения с взрывопожароопасными и вредными производствами изолированы от помещений, не имеющих факторов и категории повышенной опасности;
- для предотвращения разлива продукта вокруг резервуаров предусмотрено обвалование;
- помещения, где размещается технологическое оборудование, оснащаются огнетушителями. Для тушения электропроводки и электрооборудования применяются углекислотные огнетушители или порошковые (при тушении электрооборудования напряжением до 1000 В), при напряжении свыше 1000 В (до 10000В) – только углекислотные;
- при возникновении пожара технологический персонал установки должен принять меры по ликвидации очага пожара или ограничению его распространения, пользуясь первичными средствами пожаротушения и одновременно вызвать пожарную часть по телефону.
- ручные средства пожаротушения должны быть размещены в доступных местах, обозначены знаками пожарной безопасности, в том числе знаком "НЕ ЗАГРОМОЖДАТЬ";
- противопожарные устройства должны быть исправными и готовыми к применению в любое время суток;
- молниеотводы и защитное заземление установки должно быть постоянно в исправности и соответствовать предъявляемым к ним

требованиям, их регулярно необходимо проверять с составлением актов и отметкой в журнале;

- территория УПСВ Юг должна содержаться в чистоте. Горючий мусор, отходы производства должны систематически убираться с производственной территории в установленные места, не допускается скопление разлитого нефтепродукта в лотках, колодцах и на технологических площадках;
- вокруг обозначенной границы территории УПСВ Юг должна скашиваться трава в зоне радиусом не менее 5 метров;
- на территории УПСВ Юг запрещается применять открытый огонь и курить. Курение допускается только в определенных руководством местах, оборудованных согласно требований и норм пожарной безопасности;
- огневые работы разрешается проводить только в исключительных случаях по наряду допуску, утвержденному техническим руководителем предприятия (организации);

Так же УПСВ Юг должна быть оснащена первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями ППБ 01-03 [28] по утвержденному перечню, согласованному с местными органами пожарного надзора. Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря на территории предприятия на наружных технологических установках, удаленных от наружных источников противопожарного водоснабжения на расстояние более 100 м, оборудуются пожарные щиты.

Количество и тип пожарных щитов выбраны в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 23.06.2014) "О противопожарном режиме" [29] (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации") Норма комплектации пожарных щитов немеханизированным инструментом и инвентарем приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Норма комплектации пожарных щитов типа ЩП-В, ЩП-Е немеханизированным инструментом и инвентарем

Наименование	Количество	Количество
	ЩП-В	ЩП-Е
Огнетушитель порошковый, емкостью 10 л	1	1
Крюк с деревянной рукояткой	-	1
Лом	1	-
Ведро	1	-
Асбестовое полотно, войлок	1	1
Лопата штыковая	1	-
Лопата совковая	1	1
Ящик с песком	1	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	-	1

Ящики с песком устанавливаются рядом с щитами, запас песка в ящиках должен быть не менее 0,5 м³. Асбестовые полотна, размерами 2х2 м, должны храниться в водонепроницаемых чехлах, позволяющих быстро применить эти средства в случае пожара.

6.2 Экологическая безопасность

Процесс работы УПСВ Юг непосредственно связан с появлением производственных отходов.

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются:

- «дыхание» резервуарного и емкостного оборудования;
- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения на наружных площадках;
- дымовые трубы печей, нефтегазоразделителей, ДЭС, путевых подогревателей;
- факельные установки;
- вентиляционные выбросы от технологических блоков сооружений на наружных площадках.

Основные (по всей УПСВ) технологические и вентиляционные выбросы в атмосферу при нормальной эксплуатации сооружений приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Выбросы в атмосферу

Таблица удалена по причине содержания сведений представляющих коммерческую тайну

Шлам очистки трубопроводов, аппаратов и резервуаров от нефти, шлам нефтеотделительных установок (песочный шлам) – вывозится для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории Ванкорского месторождения.

Обтирочный материал, загрязненный маслами, твердые бытовые отходы (мусор из бытовых помещений) собираются в контейнеры и направляются для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории Ванкорского месторождения.

На очистных сооружениях производственно-дождевых стоков используются нефтесорбирующие боны, которые после отработки направляются для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.) расположенную на территории Ванкорского месторождения.

Отходы (осадки) при механической и биологической очистке сточных вод вывозятся для утилизации на установку по переработке (обезвреживанию) отходов (инсинератор ИН-50.2.), расположенную на территории Ванкорского месторождения.

Отработанные трансформаторные масла, образующиеся при замене в трансформаторах ТМГ-250/10/0,4, масла моторные отработанные; абразивная

пыль и порошок от шлифования черных металлов (с содержанием металла менее 50 %), абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов; стружка черных металлов незагрязненная, пыль (или порошок) от шлифования черных металлов с содержанием металла 50 % и более передаются специализированной организации, имеющей лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению отходов I-IV класса опасности.

Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак собираются в закрытые металлические контейнеры, лампы электрические и электронные отработанные и брак по мере накопления передаются специализированной организации, имеющей лицензию на деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению отходов I-IV класса опасности.

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

- приняты герметичные схемы подготовки и перекачки нефти;
- размещение резервуаров нефти и подтоварной воды выполнено в обваловании;
- дыхание емкостного оборудования выполнено через клапаны дыхательные с встроенными огнепреградителями;
- объем КИПиА позволяет полностью держать под контролем технологические процессы на площадке УПСВ Юг;

Согласно «Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)» [30] – величины ПДВ подлежат обязательному контролю при эксплуатации объекта.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – происшествие техногенного, экологического происхождения, заключающееся в резком отклонении от нормы протекающих процессов или явлений и оказывающих значительное отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную среду и природную среду. [31]

Причины возникновения аварийных ситуаций и неполадок технологического процесса можно условно объединить в следующие группы:

- отказы (неполадки технологического оборудования), повреждения технологических трубопроводов и арматуры;
- ошибочные действия персонала;
- внешние воздействия природного и техногенного характера.

К внешним воздействиям природного и техногенного характера относятся:

- грозовые разряды и разряды статического электричества в резервуарах и других емкостях при перекачке нефти;
- смерч, ураган, лесные пожары;
- тепловое проявление электрической энергии в электрооборудовании;
- искры удара и трения, высоко нагретая поверхность обрабатываемого материала при техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования;
- снежные заносы и понижение температуры воздуха;
- подвижка, посадка, пучение грунта;
- опасности, связанные с опасными промышленными производствами, расположенными в районе объекта;
- опасности, связанные с перевозкой опасных грузов в районе расположения объекта;

- аварии воздушных судов;
- специально спланированная диверсия или иные преднамеренные действия.

Оценивая степень опасности сооружений Установки предварительного сброса воды «Юг» с УПН, с точки зрения масштабы аварий, можно сделать вывод, что наиболее опасными являются резервуарные парки. Повышенная опасность резервуаров связана с наличием больших объемов опасного вещества – нефти, которая способна образовывать горючую смесь в газовом пространстве резервуаров, что является условием возникновения пожаров и даже взрывов.

Пожары в резервуарах с горючей жидкостью, как правило, являются масштабными, сложными, ликвидируются с большим трудом и наносят значительный ущерб.

Для предупреждения ЧС необходимо соблюдать следующие требования:

- Все оборудование и трубопроводы должны быть герметичны, пропуски газов и течи жидкостей должны быть немедленно устранены.
- В процессе эксплуатации следует осуществлять систематический контроль за осадкой фундаментов емкостей, насосов, трубопроводов, факела, основания резервуаров.
- Эксплуатацию сепарационного оборудования следует осуществлять по «Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» (ПБ 03-576-03) [32] и инструкциям по эксплуатации на оборудование.
- В операторной УПСВ ЮГ должно быть постоянное наблюдение за системой сигнализации и блокировок. Сигнализация об отклонении параметров работы технологического оборудования от номинальных

значений позволяет своевременно предупредить персонал о возможности возникновения аварийных ситуаций.

- Обслуживающий персонал должен постоянно контролировать технологические параметры в емкостях по приборам, а также производить каждые 2 часа обход и осмотр установки.
- Должны быть исправными и надежными связь, аварийная сигнализация и пожарная сигнализация.
- Подъезды к объектам УПСВ ЮГ должны быть исправны и очищены в любое время года.

6.4 Правовые и организационные вопросы

Все работы на объектах УПСВ Юг должны проводиться на основании законов, актов, нормативных стандартов РФ в области промышленной и пожарной безопасности. А так же отраслевых стандартов компании, с применением инструкций безопасности разработанных в компании на основании выше перечисленного.

Примером нормативных документов применимых при ремонтных работах на УПСВ Юг служат следующие документы:

- ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности» [33];
- ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности».
- ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы».

На текущее время в ООО «РН – Ванкор» разработаны, утверждены и введены в действие установленным порядком:

- декларация промышленной безопасности;
- декларация пожарной безопасности;
- паспорта безопасности ОПО;
- планы ликвидации АРН ОПО;

- ПЛА (ПЛАС) производственных подразделений Общества.

Заключены договора с профессиональными аварийно-спасательными формированиями:

- по обеспечению пожарной охраны;
- по предотвращению ГНВП и ОФ;
- по предотвращению и ликвидации АРН

Созданы собственные нештатные аварийно-спасательные формирования (НАСФ):

- аварийно-техническая команда 1/35 чел. в вахту;
- ДПД – 1/11 чел. в вахту.

Общество прошло сертификацию на соответствие требованиям международных стандартов: ISO 14001:2004 «Системы экологического менеджмента – Требования и руководство по использованию»; OHSAS 18001:2007 «Системы менеджмента профессионального здоровья и безопасности – Требования»;

Заключение

В результате проделанной работы были сделаны следующие выводы:

- при всём многообразии методов и различных аппаратов для разделения нефтяных эмульсий на нефть и воду, для каждого конкретного случая необходимо подбирать как методы, так и оборудование для данных целей, исходя из расчётов на основании физико-химических свойств нефтяных эмульсий.
- несмотря на широкий спектр наличия аппаратов для разделения нефтяных эмульсий на нефть и воду, ещё существуют возможности для оптимизации процессов обезвоживания нефтяных эмульсий с целью увеличения производительности и уменьшения металлоёмкости аппаратов для обезвоживания нефтяных эмульсий.
- на XXX год установка предварительного сброса воды «Юг» уже работала с превышением параметров по входному объёму жидкости на 11,2 % от проектной производительности, что несомненно негативно отражается на качестве обезвоживания нефтяной эмульсии.
- для поддержания нормального технологического режима работы было предложено провести реконструкцию УПСВ Юг по одному из вариантов:
 - а) расширение УПСВ Юг путём установки дополнительного оборудования (сепаратора-каплеотбойника объёмом XX м³ с расчётным давлением XX МПа, электрокоагулятора, с обвязкой сосудов технологическими трубопроводами).
 - б) реконструкция УПСВ Юг путём модернизации действующего сепаратора-пробкоуловителя с монтажом технологического трубопровода, для выхода воды с сепаратора-пробкоуловителя, в действующий трубопровод Ду-500. Совместно с запорной, регулирующей и замерной арматурой.

- по результатам расчётов первый вариант обеспечивает увеличение производительности установки по объёму входящей жидкости лишь на XXX м³/сут. Тогда как реализация реконструкции по второму варианту позволяет обеспечить пропускную способность УПСВ по входящей жидкости в прогнозных значениях на XX г. (XXX м³/сут).

- при анализе экономической эффективности реконструкции установки предварительного сброса воды «Юг» Ванкорского месторождения менее металлоёмким и наиболее выгодным является второй вариант. Так как при расширении установки по первому варианту, затраты составляют XXX млн. рублей. При реализации расширения установки по второму варианту, затраты составляют XXX млн. рублей. Также при реконструкции по второму варианту, возможно получить дополнительную выгоду за счет экономии газа не используемого для нагрева жидкости с последующей его реализацией и экономии электроэнергии за счёт вывода одного насоса в резерв.

Экономический эффект при реконструкции УПСВ «Юг» по второму варианту составит XXX млн. рублей.

- объекты и условия технологического процесса установки предварительного сброса воды Юг, безусловно, негативно влияют на обслуживающий персонал и окружающую среду. Беспрекословное и неукоснительное выполнение персоналом законов, актов, нормативных стандартов РФ в области промышленной и пожарной безопасности, а так же отраслевых стандартов компании, с применением инструкций безопасности разработанных в компании, минимизирует риски в области ПБОТиОС.

Список использованных источников

1. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В.П. Тронов. – Казань: ФЭН, 2002. – 408 с.
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. Сбор, подготовка и хранение нефти. Технология и оборудование. Учебное пособие. / А.Р. Хафизов, Н.В. Пестрецов, В.В.Чеботарев и др.; Под ред. А.Р.Хафизова, Н.В. Пестрецова, В.В.Шайдакова. 2002
4. Байков Н. М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. М., Недра, 1981. – 261 с.
5. Нефтепромысловое оборудование: Справочник. / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
6. Технологический регламент «Установка предварительного сброса воды Юг с УПН» П1-01.05 ТР-1736 ЮЛ-054 Версия 3.00 с изменениями от 23.05.2016г. – 628с. [Электронный ресурс] – Загл. с экрана.
7. Обзорная схема Ванкорского месторождения. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.dela.ru/lenta/190401/>– Загл. с экрана.
8. Историческая справка ОАО «Роснефть» об этапах развития Ванкорского месторождения. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://vankorneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/vankorneft/history/– Загл. с экрана.
9. Федеральный закон "Об информации, информационных технологиях и о защите информации" от 27.07.2006 N 149-ФЗ (последняя редакция). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_61798/– Загл. с экрана.

10. Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. ЗАО «Ванкорнефть», ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». Март 2013г., 709с.

11. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Фоминых О.В. Расчет технологических установок системы сбора и подготовки скважинной продукции / Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с. [Электронный ресурс] – Загл. с экрана.

12. ЕНиР. Сборник Е22. Сварочные работы. Вып. 2. Трубопроводы/Госстрой СССР. - М.: Стройиздат, 1987. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://tehlit.ru/1lib_norma_doc/2/2587/index.htm – Загл. с экрана.

13. ЕНиР. Сборник Е26. Монтаж технологических трубопроводов. Трубопроводы/Госстрой СССР. - М.: Стройиздат, 1987. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://tehlit.ru/1lib_norma_doc/2/2602/index.htm – Загл. с экрана.

14. Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы Список изменяющих документов (в ред. Постановления Правительства РФ от 07.07.2016 N 640) [Электронный ресурс] – Загл. с экрана.

15. Пресс-релиз «ПАО НК Роснефть» С Ванкорского месторождения поставлено 15 млрд м3 товарного газа [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/185631/>– Загл. с экрана.

16. Пресс-релиз «ПАО НК Роснефть» Результаты по МСФО за 4 кв. и 12 мес. 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/185779/>– Загл. с экрана.

17. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. и доп., вступ. в силу с 25.03.2017). Официальный сайт компании

"КонсультантПлюс". [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=213198&dst=0&rnd=0.8360869178545498�> – Загл. с экрана.

18. Федеральный закон от 22.02.2017 N 22-ФЗ "О внесении изменения в Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов". Официальный сайт компании "КонсультантПлюс". [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=213159&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.6562721652955807#0> – Загл. с экрана.

19. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/1048> – Загл. с экрана.

20. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131> – Загл. с экрана.

21. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/1583> – Загл. с экрана.

22. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/stroyka/doc/49253/> – Загл. с экрана.

23. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/803> – Загл. с экрана.

24. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200084097> – Загл. с экрана.

25. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/44030> – Загл. с экрана.

26. ВСН 34-82. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://snipov.net/database/c_4294956053_doc_4293834294.html – Загл. с экрана.

27. Руководящий документ. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. РД 39-22-113-78 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=ESU;n=14528;dst=10001/#0> – Загл. с экрана.

28. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://snipov.net/c_4746_snip_103811.html – Загл. с экрана.

29. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 21.03.2017) "О противопожарном режиме" (вместе с "Правилами противопожарного режима в Российской Федерации"). [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_129263/ – Загл. с экрана.

30. Рекомендации по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на

выброс)» Москва. Министерство охраны окружающей среды и природных ресурсов РФ, 1995 г.

31. Безопасность жизнедеятельности. Чрезвычайные ситуации: Задания и методические указания по выполнению практических работ №1 и №2 для студентов всех направлений и специальностей. Томск: Изд-во ТПУ, 2005 – 20 с.

32. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/stroyka/doc/39862/> – Загл. с экрана.

33. ГОСТ 12.3.003-86 «Работы электросварочные. Требования безопасности»

Приложение А. Принципиальная технологическая схема УПСВ-Юг

**Рисунок удален по причине содержания сведений представляющих
коммерческую тайну**