

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении»

УДК 622.276.6(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Трусов Д.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Никульчиков В.К.	К. т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.п.н, доцент		

Томск – 2018 г.

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) О.В. Брусник
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗД	Трусов Дмитрий Вячеславович

Тема работы:

«Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№3033/с от 27.04.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Центральный Пункт сбора Ванкорского месторождения; 60000 тонн товарной нефти в сутки; режим работы непрерывный; скважинная продукция; доведение до товарной нефти соответствующей ГОСТ 51858-2002;

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Краткая характеристика объекта. 2. Описание технологического процесса. 3. Специальная часть по модернизации технологической схемы. 4. Технологический расчет нефтепроводов. 5. Финансовый менеджмент. 6. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(если необходимо, с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Трусов Дмитрий Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Трусов Дмитрий Вячеславович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Распределение сметной стоимости производства очистных мероприятий
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Распределение эксплуатационных расходов, направленных на очистку нефтепровода
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать ставку на социальные нужды в размере 30 процентов.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить стоимость производства очистных работ двумя различными методами
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение сметы затрат производства очистных работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка итоговых затрат на производство очистных работ двумя методами очистки

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Д	Трусов Дмитрий Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Д	Трусов Дмитрий Вячеславович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный.
При работе на Центральном Пункте Сбора могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия нефтепроводного транспорта нефти.
Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу).
Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое

1.1 Вредные факторы:

1. Климатические условия;
2. Превышение уровня шума;
3. Превышение уровня вибрации;
4. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;
6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;

1.2 Опасные факторы:

1. Механизмы производственного оборудования, очистные устройства;
2. Электрическая дуга и искры при сварке;
3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
4. Взрывоопасность и пожароопасность;
5. Электрический ток.
6. Аппараты работающие под давлением.

электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	<i>При разгерметизации трубопроводов и оборудования воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</i> <i>Разгерметизация трубопроводов и оборудования сопровождается:</i> <i>1. загрязнением атмосферного воздуха;</i> <i>2. загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</i> <i>3. повреждением почвенно-растительного покрова;</i> <i>4. изъятием земель.</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<i>Чрезвычайные ситуации на ЦПС Ванкорского месторождения могут возникнуть в случае коррозии или износа стенок трубопровода на внутренней полости, что может привести к прорыву нефтепровода и к разливу продукта.</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<i>Стандарт компании «Управление отходами» №ПЗ-05 С-0084 ЮЛ-098(актуальная версия);</i> <i>Инструкция ОРГАНИЗАЦИИ «Организация безопасного проведения газоопасных работ» № ПЗ-05 И-0014ЮЛ-098.</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗД	Трусов Дмитрий Вячеславович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2018	<i>Состояние вопроса исследования</i>	10
28.03.2018	<i>Общие сведения об объекте исследования</i>	10
15.04.2018	<i>Анализ технических решений по реконструкции обвязки технологического трубопровода.</i>	30
29.04.2018	<i>Расчет технологических трубопроводов и оборудования</i>	15
05.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
19.05.2018	<i>Заключение</i>	5
25.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
преподаватель	Никульчиков В.К.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 97 страницу, 10 рисунков, 18 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: месторождение, коллектор, запасы, нефть, газ, дебит, обводненность, фонд , сброс пластовой воды, эксплуатационный манифольд.

Объектом исследования являются оптимизация технологической схемы предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Целью является реконструкция технологической схемы подготовки товарной нефти и снижение себестоимости транспортируемой нефти.

Задачами работы являются: анализ нормативной и технологической документацией по методам очистки нефти от примесей, подготовки нефти до товарного состояния, анализ действующей технологической схемы сброса пластовой воды в систему поддержания пластового давления (ППД) на Центральный пункт сбора (ЦПС) Ванкорского нефтяного месторождения, разработка новой схемы сброса воды, предполагающей упрощение технологического процесса, а именно переход работы на безнасосную схему за счет давления создаваемого в дегазаторе и нескольких других предложенных технических решений. Работа является актуальной, т.к. разработанная и внедренная схема безнасосной подачи пластовой воды в систему ППД позволит получить прибыль от экономии средств на ведение технологического процесса по предложенной схеме и приведет к снижению себестоимости нефти на Ванкорском месторождении.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microft Office XP, текстовая часть выполнена в Microft Word, расчеты и графики в – Microft Excel, рисунки в – Visio 2013. Презентация создана в Microft Power Point.

					Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.	Трусов Д.В.				Реферат	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Никульчиков В.К.						10	98	
Консульт.						ТПУ гр. 3-2БЗД			
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								

Оглавление

Введение	13
1. Общая часть	14
1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении	14
2. Технологическая часть	29
2.1 Описание системы сбора и подготовки скважинной	
Продукции на Ванкорском месторождении	19
2.2 Характеристика исходного сырья	25
2.3 Принципиальная схема ЦПС	26
2.4 Описание технологического процесса	27
3. Специальная часть	30
3.1 Проблемы подготовки нефти на ЦПС	30
3.2 Предлагаемые изменения подготовки и очистки	
нефти на ЦПС	33
4. Расчетная часть	36
4.1 Технологический расчет технологических	
трубопроводов Ду-305мм.	37
4.2 Расчет нефтепровода Ду-800мм.	43
4.3 Потери напора в трубопроводе	49
4.4 Расчет давления в дегазаторе	50
4.5 Проверочный расчет соблюдения условий самотека	
для нефти	51
4.6 Расчет трубопроводов блока УПСВ	53
4.7 Расчет трехфазного сепаратора	54
4.8 Проверочный расчет напорного нефтепровода	58
5. Экономическая часть. Экономическая эффективность от	
мероприятий по модернизации системы подготовки и	
очистки нефти	59
6. Социальная ответственность	71
6.1 Производственная безопасность	72

6.2 Экологическая безопасность	81
Заключение	86
Список литературы	87

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

ГВК – газо-водонефтяной контакт

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

ГРР – геологоразведочные работы

ППД – поддержание пластового давления

АРМ – автоматизированное рабочее место

ЦПС – центральный пункт сбора

РВС – резервуар вертикальный стальной

УПСВ-С(Ю) – установка предварительного сброса воды Сервер (Юг);

БКНС – блочная кустовая насосная станция

ТЭГ – триэтиленгликоль

ППК – пружинный предохранительный клапан

ЦДП – центральный диспетчерский пункт

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти.

					Список сокращений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Введение

В условиях быстрого развития нефтяной промышленности проблемы дальнейшего совершенствования систем промыслового сбора, процессов и аппаратов подготовки нефти, газа и воды весьма актуальны.

Современная мировая практика освоения нефтяных месторождений в осложненных условиях характеризуется использованием широкого набора различных технических и технологических решений и средств добычи, сбора, подготовки нефти, газа и воды на промыслах. При этом во многих технологических процессах широко применяют высокопроизводительное автоматизированное оборудование, работающее на месторождениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала, всевозможные химические реагенты и т. д. Разработаны и успешно внедряются унифицированные технологические комплексы сбора и подготовки продукции нефтяных скважин.

Многие нефтяные месторождения находятся на поздней (завершающей) стадии разработки и характеризуются высоким содержанием воды в продукции добывающих скважин. Высокое содержание воды в добываемой продукции приводит к излишним материальным, топливно-энергетическим и трудовым затратам, связанным с подъемом воды на поверхность, ее внутрипромысловым сбором, транспортом, подготовкой на установках подготовки нефти и последующей утилизацией отделившейся пластовой воды. Поэтому любое снижение количества жидкости (пластовой воды), поступающей на установки комплексной подготовки нефти имеет важное значение.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Трусов Д.В.				Введение				Лит.	Лист	Листов	
Руковод.	Никulyчиков В.К.										13	98
Консульт.												
Рук-ль ООП	Брусник О.В.								ТПУ гр. 3-2БЗД			

Цель дипломной работы: Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском нефтегазовом месторождении.

Задачи:

- Снижение себестоимости товарной нефти за счет реконструкции технологической схемы;
- Реконструкция технологической обвязки оборудования, переход на работу по безнасосной схеме, расчеты технологических нефтепроводов, сепараторов, дегазатора, другого оборудования технологической схемы.
- Расчет экономии средств, связанных с оптимизацией технологической схемы, затратами на электроэнергию, запчасти, техническое и сервисное обслуживание.

1. Общая часть

1.1 Общие сведения о Ванкорском месторождении

Ванкорское нефтегазовое месторождение открыто в 1988 году и административно расположено на территории Туруханского района Красноярского края и лишь его северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Владелец лицензии на право геологического изучения и добычи нефти и газа в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка является ООО «Таймырнефть» (лицензия ДУД № 10891 НР от 16.05.2000г.). В настоящее время деятельность на территории Северо-Ванкорского участка осуществляет ЗАО «Ванкорнефть», на основании агентского соглашения между ним и недропользователем (рисунок 1.1)[1].

					Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Трусов Д.В.			Общая часть		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						14
Консульт.								98
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2БЗД	

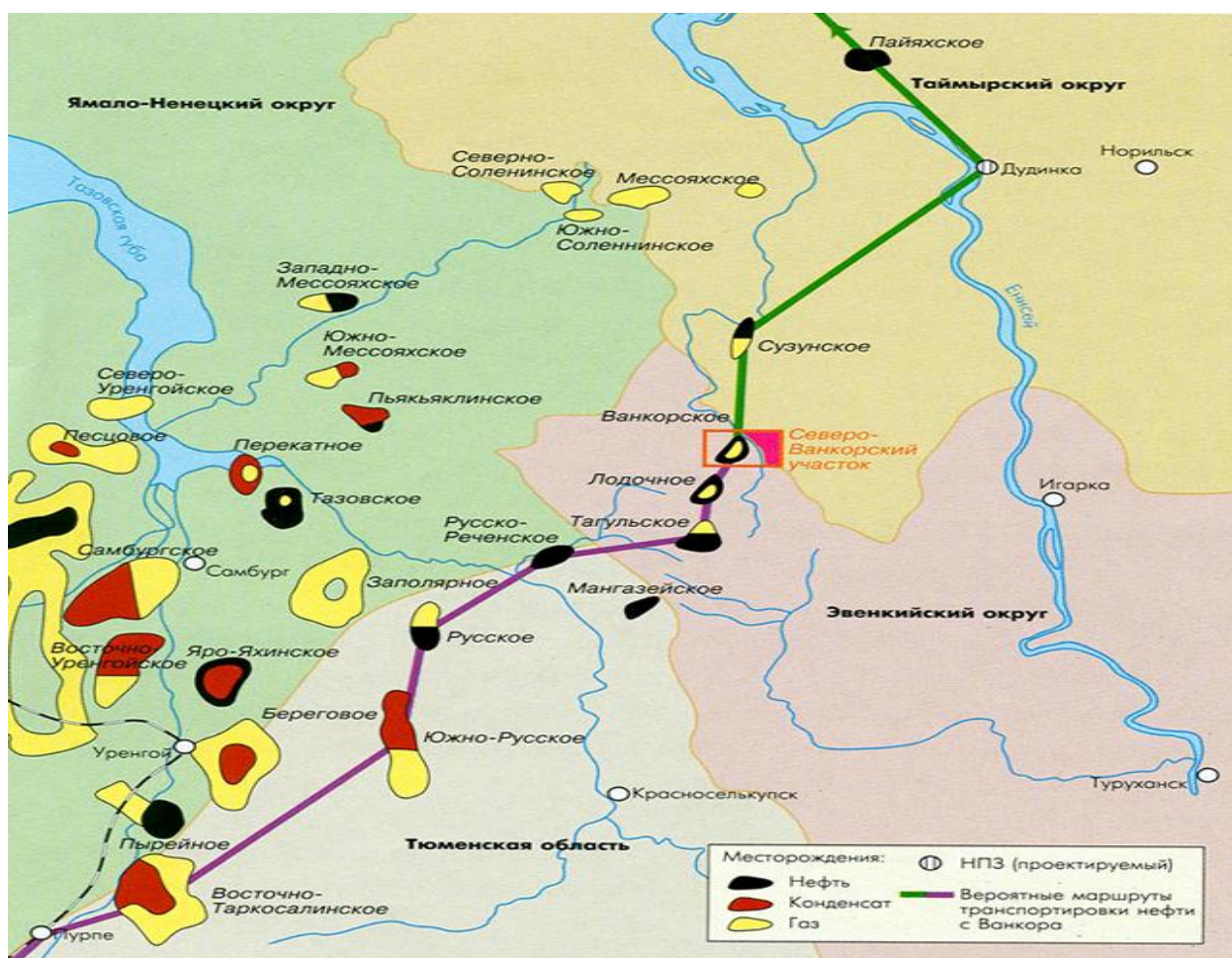


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

Рельеф местности равнинный (преобладающие высоты 20-60 м, макс. 100м). Значительная площадь ее сильно заболочена, имеются многочисленные озера. Поверхность равнины плоская и лишь изредка возвышаются одиночные холмы (сопки) высотой до 100 м. Вершины холмов округлые или плоские, склоны расчленены густой сетью речных долин.

Район изобилует реками и озерами. Наиболее крупной рекой в районе работ является р. Лодочная, протекающая в 1 км на юго-восток от места заложения скважины. Р. Лодочная является притоком р. Большая Хета, не судоходна, ширина до 50 м, глубина от 0,3 до 2 м, скорость течения 0,3-0,5 м/сек. Самые крупные озера имеют площадь 15-20 км². Берега озер низкие, дно песчаное или вязкое, вода в них пресная.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Снабжение буровой питьевой и технической водой будет осуществляться из ближайшего озера, расположенного в 300 м. По данным

Игарской научно-исследовательской мерзлотной станции Сибирского отделения АН РФ, основанным на температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах Ванкорского и Сузунского месторождений определено, что толщина многолетнемерзлых пород на лицензионном участке составляет 470-575 м, при средней их температуре -2,5°C. Температурный режим верхнего слоя грунтов формируется исключительно под влиянием современных условий теплообмена в системе грунт-атмосфера. Особая роль в этом принадлежит толщине снежного покрова. Исследования показали, что при средней толщине снега 64 см среднегодовая величина отепляющего влияния снежного покрова составляет около 7°C при средней многолетней температуре этого региона -8,7°C.

Величина геотермического градиента ниже зоны отрицательных температур составляет 2,37-2,78 °C/100 м. Прогнозная температура пород на глубинах 2 км и 3 км соответственно равна 44°C и 68°C.

Растительный и животный мир характерен для зоны лесотундры. Деловой древесины в районе работ нет. Площадь сельхозугодий менее 20 %.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: -10, -11 °C. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле +16°C, в отдельные дни до +30°C. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура -26°C, а в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C. Сумма температур воздуха за период с температурой воздуха выше 10°C (агроклиматические ресурсы) от 400 до 1000, что предопределяет следующие характерные для данного пояса с/х культуры: редис, салат, лук на перо, очагово ранний картофель. Возможно

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

овощеводство в закрытом грунте. Почвы глеевые в сочетании с заболоченными [1].

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, в среднем 250-500 мм в год. Наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах, распадках - до 3,0 м.

На протяжении всего года на данной территории дуют сильные ветры. В весенне-летний период преобладают ветры северного и северо-западного направления, зимой - южного и юго-западного. Максимальная сила ветра достигает 25 м/сек, средняя скорость ветра - 5-7 м/сек. Среднее давление воздуха на уровне моря: январь – 1018-1021, июль – 1006-1009 миллибар

(1 мм. рт. ст. = 1,33 г/см²). Район участка относится к VI климатической зоне. Отопительный сезон начинается с 1 сентября и длится 289 суток (г. Игарка). Длительность периода с температурой выше 10°C 60-90 дней.

Крупных населенных пунктов на площади работ нет. Ближайшие: г. Игарка в 180 км на юг-восток, г. Дудинка в 220 км на северо-восток. База организации подрядчика работ расположена в г. Дудинка. Кроме того существуют: продовольственная база Сузун-берег в 138 км, Ванкор-берег в 18 км, Прилуки в 230 км и Геологический в 256 км (среднее удаление)

Коренное население: селькупы, ненцы, нанайцы - занимаются рыболовством, охотой и оленеводством. Доля трудоспособного населения 50-55 %. Плотность населения менее 1 чел. на 1 км². Главные промысловые звери соболь, песец и северный олень. Основные промысловые рыбы – сиговые.

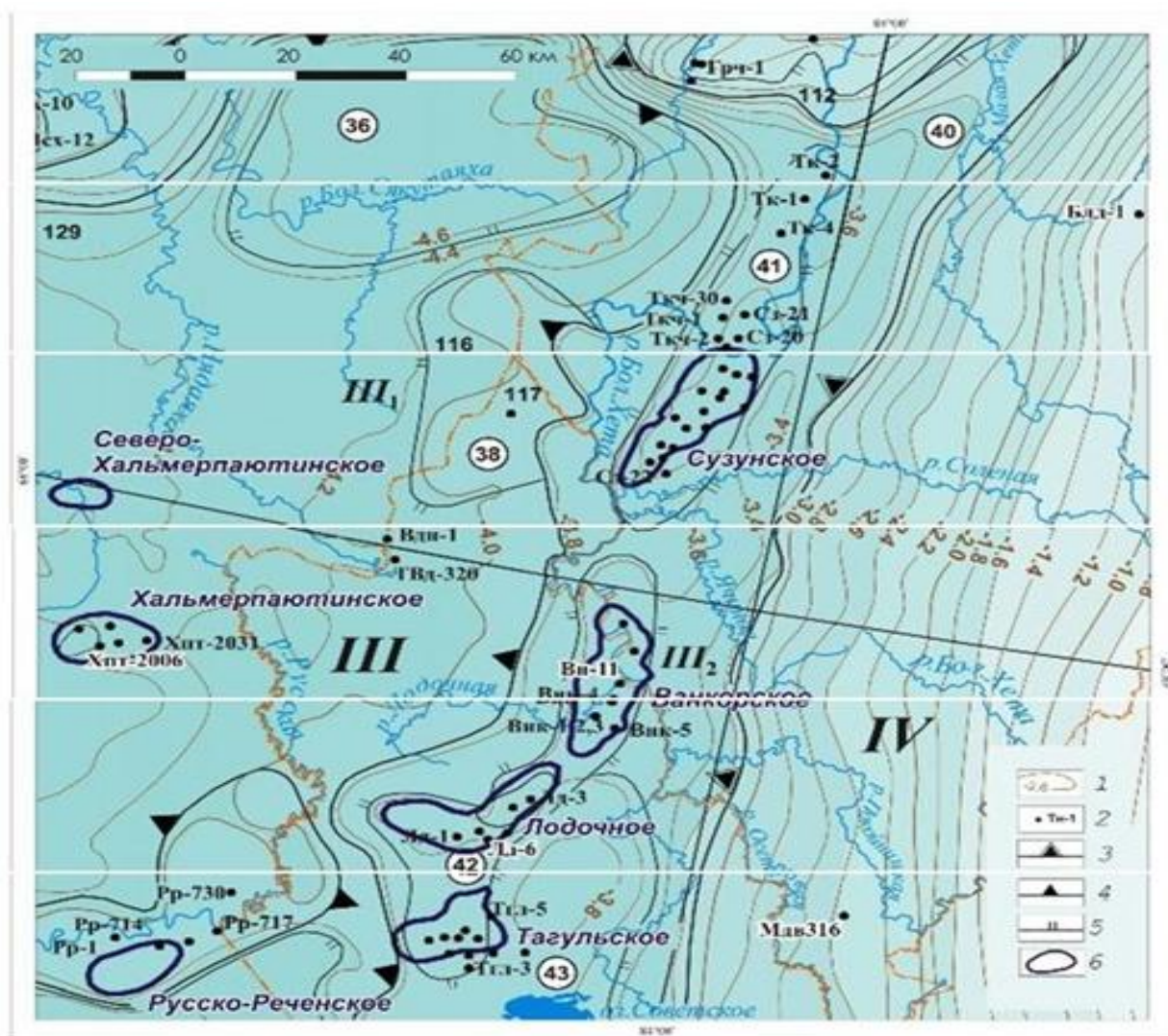
Ванкорское месторождение рассматривается как первоочередной объект создания нового центра нефтедобывающей промышленности на севере Красноярского края и от скорейшего его вовлечения в промышленную разработку зависит развитие нефтяной промышленности края в целом.

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тектоническая характеристика

Ванкорское месторождение расположено в северо-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в пределах ее составной части — Пуртазовской нефтегазоносной области, на территории Сузунского нефтегазоносного района.

Если посмотреть на тектоническую карту (вверх), то видно что Ванкорский блок месторождений находится в пределах Большехетской структурной террасы, это восточный борт Надым-Тазовской синеклизы, терраса имеет субмеридиальное расположение (рисунок 2.2)[1].



. Рисунок 1.2 – Тектоническое строение Ванкорского месторождения

Западный склон Большехетской структурной террасы осложнен Сузунским и Лодочным валом и сочленяется с Пендомаяхской впадиной.

Пендомаяхская впадина имеет крутые борта и глубокое, достаточно пологое ложе.

В северной части Лодочного вала находится Ванкорское куполовидное поднятие, эта структурная ловушка и образует Ванкорское месторождение.

Ванкорское месторождение, вместе с Лодочным, Тагульским и Сузунским месторождениями образует так называемый Ванкорский блок месторождений.

Площадь Ванкорского месторождения составляет 447 кв. км.

В центральной части Лодочного вала располагается Лодочное месторождение, в южной его части – Тагульское месторождение.

Севернее Лодочного вала находится Сузунский вал, он ориентирован так же как и Лодочный — субмеридионально.

2. Технологическая часть

2.1 Описание системы сбора и подготовки скважиной продукции на Ванкорском месторождении

Принципиальная схема ЦПС Ванкорского месторождения представлена на рисунке 2.1

2.2 Общая характеристика

Объекты Центрального пункта сбора (ЦПС) Цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) Ванкорского месторождения предназначены для:

1. Подготовки нефти до товарной кондиции и перекачки ее через узел учета на объекты ЦЭНС.

2. Откачки пластовой воды после дополнительной подготовки на установке на объекты ЦППД.

3. Обеспечения подачи попутного газа на объекты ЦПиКГ.

Ввод в эксплуатацию – 2012 г.

					Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.	Трусов Д.В..				Технологическая часть			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.	Никульчиков В.К.									19	98	
Консульт.								ТПУ гр. 3-2БЗД				
Рук-ль ООП	Брусник О.В.											

Установка подготовки нефти производительностью 21,69 млн. м³/год, входящая в состав ЦПС ЦППН, состоит из трех технологических линий производительностью 7,5 млн. м³/год каждая.

Подготовка нефти на объектах ЦПС ЦППН заключается в ее окончательном разгазировании, стабилизации, обезвоживании и обессоливании. Далее товарная нефть обводненностью 0,5 %, поступает в три технологических резервуара V = 20 тыс. м³ каждый, а затем через узел учета нефти - на сооружения головной насосной станции.

Режим работы объектов ЦПС ЦППН круглосуточный, круглогодичный при 350 днях в году (8400 часов).

Объекты ЦПС ЦППН Ванкорского месторождения расположены в северо-восточной части Западно-Сибирской низменности на границе со Среднесибирским плоскогорьем, на левобережье реки Енисей, в центральной

Объекты ЦПС ЦППН Ванкорского месторождения, на которые распространяется действие настоящего Регламента, предназначены для:

- сбора сырой нефти и пластовой продукции от УПСВ и кустов скважин;
- сепарации пластовой продукции с получением попутного газа, пластовой воды и сырой нефти;
- подготовки сырой нефти до товарной кондиции;
- учета и подачи товарной нефти в резервуары;
- сбора и подготовки пластовой воды до требований, позволяющих подавать ее в систему поддержания пластового давления (ППД);
- улавливания паров нефти и компримирования до низкого давления;
- подачи аварийных и периодических сбросов газа на факел;
- хранения и дозированной подачи химреагентов, используемых в процессе подготовки нефти, воды для ППД, подпиточной воды, подготовки газа, приготовления теплоносителя, транспортировки нефти.

В состав ЦПС ЦППН входят следующие системы:

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- система 10. Сбор нефти;
- система 14. Узел коммерческого учета нефти;
- система 20. Сепарация и подготовка нефти (3 технологические линии);
- система 22. Технологические резервуары хранения нефти;
- система 35. Подготовка подпиточной воды;
- система 40. Подготовка пластовой воды (3 технологические линии);
- система 41. Установка фильтрации пластовой воды;
- система 59. Закрытая дренажная система;
- система 60. Открытая дренажная система опасных стоков и поверхностных стоков;
- система 62. Аварийная дренажная система;
- система 69. Хранение химреагентов;
- система 76. Пенное пожаротушение.
- система 77. Автоматическое пожаротушение и пожарная вода.

В состав систем входит следующее оборудование:

1. Система сбора нефти:
 - входной питающий манифольд;
 - входные пробкоуловители V-1010A/B/C [C-1/C-2/C-3];
 - эксплуатационный манифольд.
2. Коммерческий узел учета нефти.
3. Сепарация и подготовка нефти:
 - сепараторы 1-й ступени V-2010-1/2/3 [C-1/1; C-2/1; C-3/1];
 - кожухотрубные теплообменники нефть/нефть E-2020-1A...1L/2A...2L/3A...3L [T-1/1..6; T-2/1..6; T-3/1..6];
 - сепараторы 2-й ступени V-2030-1/2/3 [C-1/2; C-2/2; C-3/2];
 - водяные насосы 2-й ступени P-2040-1A,B/2A,B/3A,B;
 - подогреватели нефть/теплоноситель E-2050-1/2/3 [T-1/2/3];
 - дегазаторы 3-й ступени V-2060-1/2/3 [ДГ-1/2/3];
 - электростатические коагуляторы V-2070-1/2/3 [ЭКГ-1/2/3];

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

- водяные насосы 3-й ступени Р-2080-1А,В/2А,В/3А,В;
- насосы перекачки товарной нефти Р-2070-1А,В/2А,В/3А,В.

4. Технологические резервуары:

- технологические резервуары Т-2210 [Р-1], Т-2220 [Р-2], Т-2230 [Р-3] ;
- насосы перекачки нефти технологических резервуаров Р-2280А/В/С;
- насосы перекачки воды технологических резервуаров Р-2285А/В/С;
- насосы перекачки некондиционной нефти технологических

резервуаров Р-2290А/В;

- зачистные насосы Р-2281А,В,С,Д;
- дренажная емкость V-2205-1;
- дренажная емкость V-2205-2;

5. Подготовка подпиточной воды:

- гидроциклон удаления песка V-3510;
- дегазатор V-3520;
- насосы дегазатора Р-3530 А/В.

6. Подготовка пластовой воды:

- гидроциклон удаления песка V-4010-1/2/3;
- емкость сбора твердых частиц V-4080-1/2/3;
- гидроциклон удаления нефти V-4020-1/2/3;
- индукционная газонапорная флотационная установка V-4030-1/2/3;
- насосы перекачки пластовой воды Р-4040-1А,В /2А,В /3А,В;
- насосы уловленной (восстановленной) нефти Р-4045-1А,В /2А,В

/3А,В;

- уравнительные резервуары пластовой воды Т-4050А/В [Р-8/9];
- насосы пластовой воды Р-4060А/В;
- дренажные насосы Р4070А/В;
- насосы перекачки пластовой воды Р-4315 А/В на УПСВ Север.

7. Установка фильтрации пластовой воды:

- горизонтальные фильтры с наполнителем V-4101А/В;
- емкости-отстойники воды обратной промывки фильтров Т-4101А/В;

					Технологическая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- насосы перекачки воды обратной промывки фильтров Р-4101А/В.

8. Закрытая дренажная система:

- дренажных емкостей V-5910 [Е-1], V-5920 [Е-2], V-5930 [Е-3];
- насосов Р-5915А/В.

9. Открытая дренажная система опасных стоков:

- дренажные емкости V-6083...6089, V-6091...6093, V-6100, V-6101;
- насосы дренажных емкостей Р-6083 А(В)...Р-6101А(В).

10. Открытая дренажная система поверхностных стоков:

- дренажные емкости V-6002...6025;
- насосы дренажных емкостей Р-6002А(В)...Р-6025А(В);
- резервуар – накопитель производственно-дождевых стоков Т-6030;
- насосы Р-6040-1,2;
- очистные сооружения.

11. Аварийная дренажная система:

- коллектора диаметром Ду-400мм, размещаемого на эстакадах № 5, 1, 4 и 17;
- трубопроводов от отдельных сооружений и объектов ЦПС ЦППН до коллектора;
- аварийной емкости V-6210;
- насосов Р-6215А/В.

12. Система хранения и закачки химреагентов и метанола:

- насосы откачки химреагентов и метанола из тары в резервуары хранения Р-6913, Р-6918, Р-6938, Р-6923, Р-6948, Р-6928, Р-6953, Р-6933, Р-6943, Р-6958, Р-6963, Р-6968, Р-6973, Р-6978, Р-6080, Р-6983, Р-6988;
- резервуары хранения химреагентов Т-6910, Т-6915, Т-6945, Т-6955, Т-6965, Т-6980, Т-6920, Т-6925, Т-6930, Т-6940, Т-6960, Т-6985, Т-6935, Т-6950, Т-6975, Т-6970;
- насосы закачки химреагентов из резервуаров хранения в точки ввода Р-6914А/В, Р-6919А/В, Р-6924А/В, Р-6929А/В, Р-6934А/В, Р-6939А/В,

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

P-6944A/B, P-6949A/B, P-6954A/B, P-6959A/B, P-6964A/B, P-6969A/B, P-6974A/B, P-6979A/B, P-6984A/B, P-6989A/B, P-6994A/B;

- блоки дозирования химреагентов 183/1, 183/2, 183/3.

13. Система автоматического пенотушения и пожарной воды

- резервуары противопожарного запаса воды T-7710A/B;
- насосы пожаротушения электроприводные P-7720A/B/C;
- дизельные насосы пожаротушения P-7720D/E/F;
- насосы пожаротушения P-7730A/B;
- лафетные стволы ЛС-1...21;
- баки дозаторы для пенообразователя T-7610A/B/C, T-7620A/B/C.

Основные технико-экономические показатели установки подготовки нефти:

- максимальный объем подготовки нефти – 19000 тыс. т/год;
- максимальный объем поступление товарной нефти от УПСВ-Юг – 12639 тыс. т/год;
- максимальный объем поступление товарной нефти от УПСВ-Север – 7683 тыс. т/год;
- максимальный уровень добычи попутного газа – 6897 млн. нм³/год;
- максимальный уровень закачки газа – 2500 млн. нм³/год;
- максимальный уровень закачки воды – 8961,5 тыс. м³/год;
- количество кустов скважин – 35 шт.

2.3 Характеристика исходного сырья

Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции приведены в приложении А.

Нефти Ванкорского месторождения отбираются из двух горизонтов Нижнехетского и Яковлевского. Нефти Нижнехетского горизонта относятся к легким нефтям, малосернистым, малосмолистым, маловязким, парафинистым с высокой температурой застывания. Нефти Яковлевского

					Технологическая часть	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

цгоризонта битуминозные, малосернистые, смолистые, вязкие, малопарафинистые с низкой температурой застывания.

Физико-химическая характеристика и фракционный состав товарных нефтей и их смесей представлены в **приложении В**.

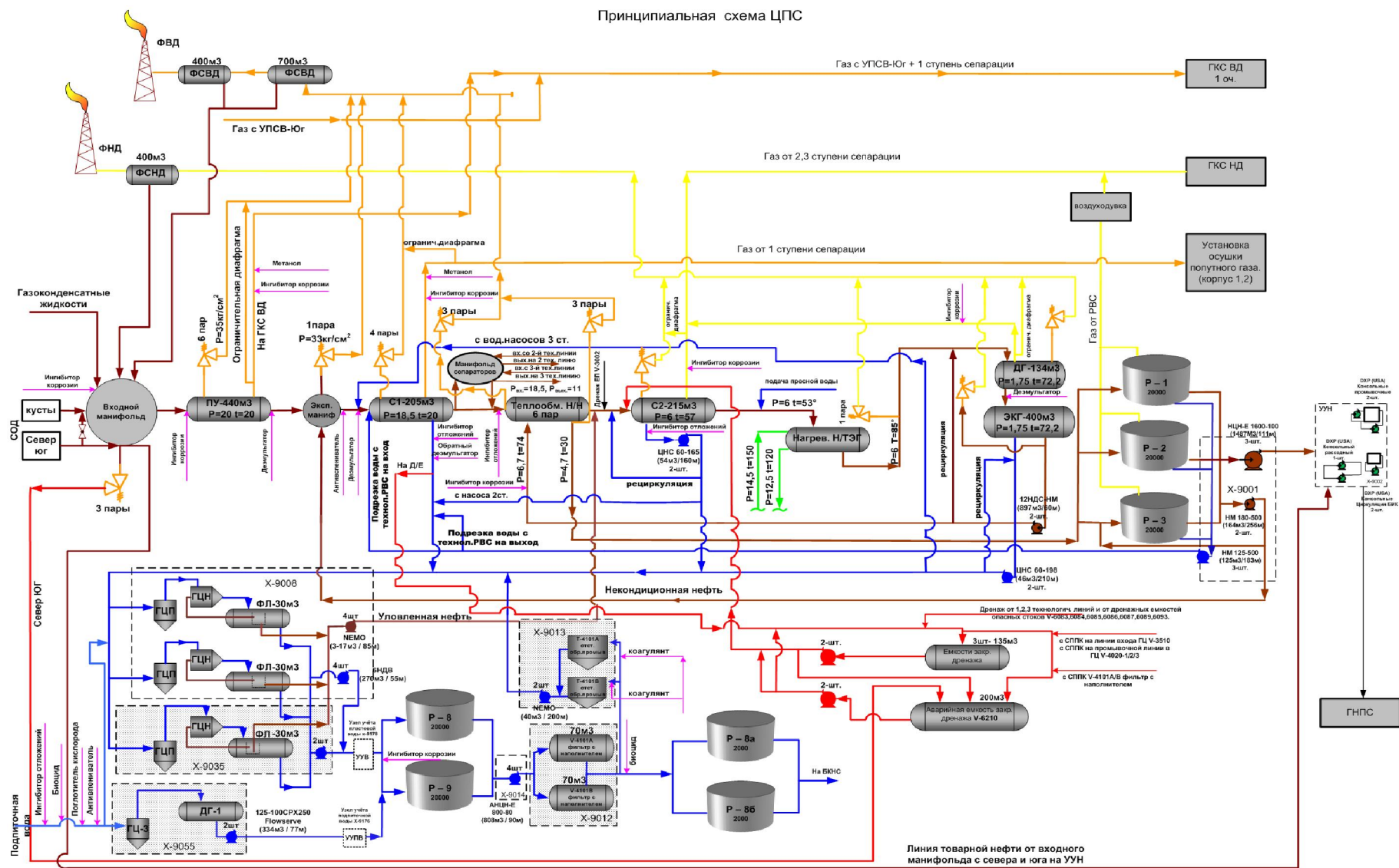


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема ЦПС Ванкорского месторождения

Таблица 2.1 - Динамическая вязкость смеси нефтей Нижнехетской и Яковлевской свит Ванкорской группы месторождений (при максимальной скорости сдвига)

ТЕМПЕРАТУРА, °С	ДИНАМИЧЕСКАЯ ВЯЗКОСТЬ, МПА-С		
	НХ/ЯК=70/30	НХ/ЯК=50/50	НХ/ЯК=40/60
минус 5	59,54	84,21	97,82
0	49,97	56,57	62,99
10	24,62	32,91	38,19
20	17,13	23,43	27,52
30	11,04	14,46	17,01
40	7,61	9,81	11,25

2.4 Описание технологического процесса

Процесс подготовки и очистки нефти заключается в отделении от нее попутного газа, пластовой воды и механических примесей.

Основными процессами, происходящими при подготовке нефти, являются: теплообмен, сепарация, отстой, коагуляция.

Основными процессами при подготовке воды, предназначенной для закачки в пласт, являются: сепарация, дегазация, фильтрация.

Нефтяная эмульсия на ЦПС ЦППН с обводненностью 10 % поступает от установок предварительного сброса воды (север, юг). Одновременно во входной коллектор поступает продукция скважин кустов К6, К6-бис, К3, К3-бис, К4, К4-бис (всего добывающих скважин - 35 шт.).

При подготовке нефти до товарных кондиций используются процессы ступенчатой сепарации с промежуточным нагревом в подогревателях нефти. Помимо нагрева для более быстрой и качественной деэмульсации, на установке подготовки нефти предусматривается использование деэмульгаторов. Наряду с термохимическими методами для доведения концентрации солей в товарной нефти до соответствующих требований, используются электростатические коагуляторы.

Состав сооружений одной технологической линии:

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

- 1-я ступень сепарации (трехфазный сепаратор);
- теплообменник нефть/нефть;
- 2-я ступень сепарации (трехфазный сепаратор);
- подогреватель нефти;
- 3-я ступень сепарации (дегазатор);
- электростатический коагулятор;
- насосы перекачки нефти (1 раб. + 1 рез.) в технологические резервуары;
- насосы перекачки пластовой воды (1 раб. + 1 рез.).

Дополнительно к вышеперечисленному оборудованию предусматривается установка трех входных пробкоуловителей для сепарации свободного газа в поступающем флюиде.

Подогрев продукции на каждой технологической линии осуществляется в теплообменниках (между 1-й и 2-й ступенями сепарации) и подогревателях нефти (между 2-й и 3-й ступенями сепарации). На первой стадии подогрев сырой холодной нефти производится в кожухотрубчатых теплообменниках горячей подготовленной нефтью. На второй стадии подогрева пластовая смесь подогревается теплоносителем. В качестве теплоносителя используется состав ЯТС/08АН (смесь гликолей). Температура продукции на выходе из подогревателя нефти 70 °С.

Пластовая вода, отделившаяся в трехфазных сепараторах 1-й и 2-й ступеней сепарации, направляется на установку подготовки пластовой воды U-4000.

Окончательное отделение пластовой воды до содержания ее в нефти максимально 0,5 % производится под действием электрического поля в электростатических коагуляторах. Они располагаются под дегазаторами 3-й ступени сепарации. Пластовая вода после электростатических коагуляторов направляется в U-4000 или может возвращаться на 1-ю ступень сепарации для повышения температуры в сепараторах.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Подготовленная нефть из коагуляторов через теплообменники нефть/нефть поступает в технологические резервуары $V = 20000 \text{ м}^3$. Из технологических резервуаров кондиционная нефть насосами перекачки нефти подается через СИКН в резервуары товарной нефти $V=30000 \text{ м}^3$ или на прием насосов ГНПС. В случае появления некондиционной нефти на выходе из технологической линии, она направляется в отдельный технологический резервуар, откуда некондиционный слой насосами перекачки некондиционной нефти откачивается на трехфазный сепаратор 1-й ступени сепарации каждой технологической линии.

Газ, выделившийся на 2-й и 3-й ступенях сепарации, дожимается на компрессорной станции низкого давления (ГКСНД) до давления газа 1-й ступени сепарации. ГКСНД имеет две ступени сжатия. Газ, выделившийся на 3-й ступени сепарации совместно с газом поступающим от системы улавливания паров направляется на прием 1-й ступени ГКСНД. Газ, выделившийся на 2-й ступени сепарации поступает на прием 2-й ступени ГКСНД. Попутный нефтяной газ после ГКСНД объединяется с газом поступающим от 1-й ступени сепарации и из пробкоуловителей и направляется на компрессорную станцию высокого давления (ГКСВД). Далее нефтяной газ проходит подготовку для использования в топливной сети и для закачки в пласт.

Пластовая вода на установке подготовки пластовой воды проходит очистку от песка и нефти на гидроциклонах и флотационной установке и поступает в уравнительные резервуары. В уравнительные резервуары так же поступает подпиточная вода от скважин водоносного горизонта прошедшая подготовку. Подготовленная подпиточная вода так же подается в систему пожарной воды и в систему производственного водоснабжения. Из уравнительных резервуаров пластовая вода подается в фильтры тонкой очистки от механических примесей и затем поступает в буферные резервуары. Подготовленная пластовая вода из буферных резервуаров

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

поступает в насосную зачатки пластовой воды откуда подается на кустовые площадки для зачатки в пласт и на УПСВ-Север.

3. Специальная часть

3.1 Проблемы подготовки нефти на ЦПС Ванкорского месторождения

Покажем существующую схему подготовки и очистки нефти на ЦПС в условиях Ванкорского месторождения на рисунке 3.1

Как видно по всей технологической цепочки перекачки жидкости , как воды так и нефти в модулях используется большое количество насосов. Так же в модулях есть большое количество оборудования. Остановимся конкретно на X-9008 и X-9035 модуле подготовки подтоварной воды. В модулях последовательно расположены гидроциклон-пескоотделитель, гидроциклон-нефтеотделитель и установки индукционной газовой флотации, в которой должна происходить окончательная очистка пластовой воды для достижения требуемых показателей. Компания поставщик Alderley Systems Ltd гарантировала получение на выходе воды с содержанием нефтепродукта не более 15 мг/л при условиях содержания НП на входе 2000-5000 мг/л , при максимальной производительности 359 м3/ч , минимальном размере частиц 30 мкм при этом должны соблюдаться параметры работы. Перепад давления на ГЦП, перепад давления на ГЦН, перепад давления в ИГФ и достаточный объем растворенного газа. Из отчета «Гипротюменьнефтегаз» видно, что установка воды Alderley Systems Ltd. при имеющихся условий эксплуатации не работает. Фактическое давление на входе в модуль подготовки воды на период обследования составляло от 0,34 до 0,52 Мпа изб. При этом содержание механических примесей в воде на входе и выходе из

					Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Трусов Д.В..			Специальная часть	Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков					30
Консульт.							98
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД	

гидроциклона было одинаковым (70-80 мг/л), т.е. удаление механических примесей в нем не происходило. Можно предположить, что причинами неработоспособности гидроциклона могут быть относительно невысокое содержание примесей и малый размер частиц. Как правило, гидроциклоны используются в качестве аппарата для предварительного удаления наиболее крупных частиц примесей с размерами более 35 мкм. В период обследования вода из ГЦП поступала непосредственно в ИГФ минуя ГЦН. Поскольку ГЦН не работал, то основная нагрузка по удалению НП приходилась на ИГФ. По данным обследования содержание НП поступающей на ИГФ воде составляло менее 200мг/л. Содержание НП на выходе из ИГФ по данным полученным в период обследования, не уменьшалось, а иногда и превышало содержание НП на входе, что свидетельствует о неработоспособности данного аппарата. Возможны следующие причины: 1. Недостаточный объем растворенного газа из-за низкого давления на входе в ИГФ. 2. Большой объем образующихся пузырьков. 3. Недостаточное время нахождения воды в аппарате.

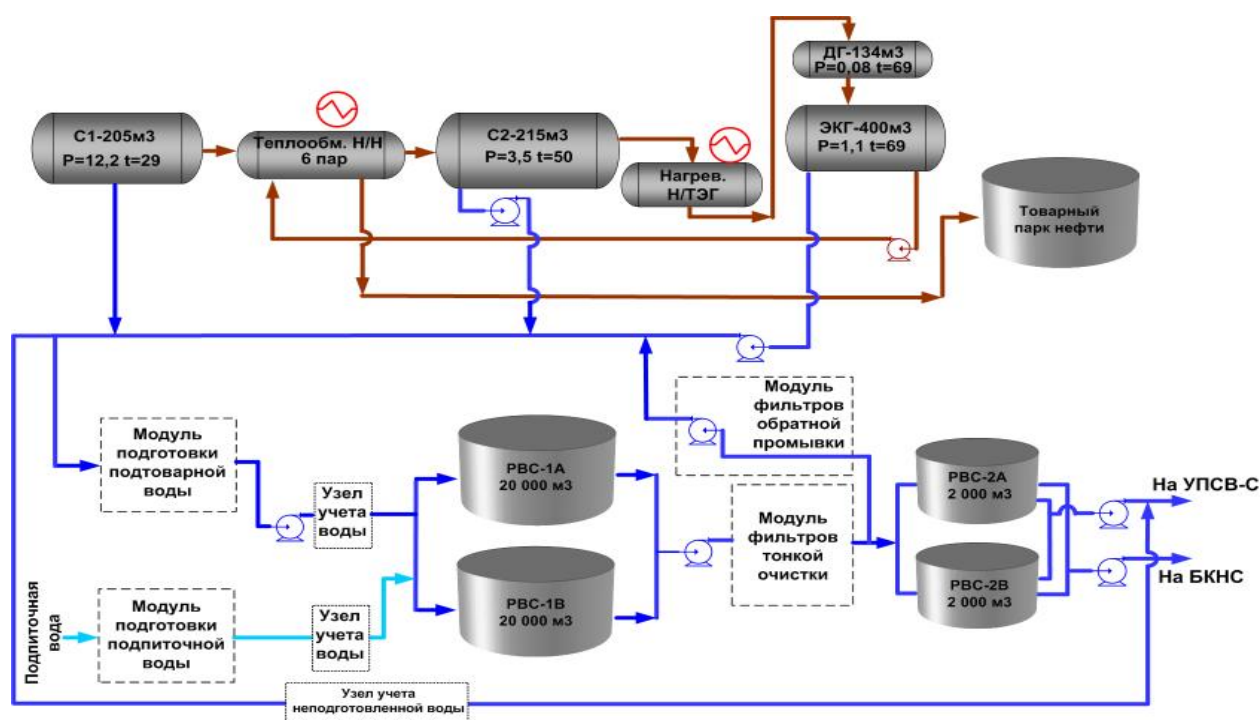


Рисунок 3.1 – Технологическая схема подготовки и очистки нефти ЦПС на Ванкорском месторождении

На данный момент существуют следующие проблемы водоподготовки:

1) На ЦПС Ванкорского месторождения с сепараторов 1-й ступени (холодный предварительный сброс воды) сбрасывается вода с остаточным содержанием нефтепродуктов в допустимых пределах для данного типа оборудования (менее 500 мг/л)

2) Со 2-й и 3-й ступени обезвоживания (горячее и окончательное электрообезвоживание) сбрасывается вода очень хорошего качества (с низким остаточным содержанием нефтепродуктов)

3) На установку подготовки подтоварной воды (Alderley System Ltd.) в среднем поступает вода с содержанием нефтепродуктов 100-200 мг/л и ТВЧ 50-150 мг/л.

4) С установки подготовки воды (Alderley System Ltd.) выходит вода примерно такого же качества, т.е. можно считать, что при имеющихся условиях эксплуатации установка не работает.

5) Далее проходя уравнительные и буферные РВС, качество воды не улучшается, что свидетельствует об отсутствии в резервуарах гравитационного разделения воды от нефтепродуктов и механических примесей. В то же время, простой гравитационный отстой отобранной пробы в бутылке показал, что за 24 часа остаточное содержание нефтепродуктов снизилось до 33 мг/л (вода на анализ отбиралась с уровня 1/3 от высоты бутылки).



Рисунок 3.2 - Пробы со входа и выхода модуля подготовки подтоварной воды

					Специальная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

3.2 Предлагаемые изменения подготовки и очистки нефти на ЦПС

В ходе анализа работы ЦПС, проводимой работы ОАО «Гипротюменнефтегаз», было предложены следующие мероприятия по улучшению работы и модернизации существующей системы подготовки нефти на Ванкорском метсорождении:

- 1) Добавление клапанной сборки на выходных линиях подтоварной воды с С-2 и ЭКГ
- 2) Переобвязка трубопроводов резервуарного парка воды.
С выхода
РВС-1А,В ко входу РВС-2А,В
- 3) Добавление трубопровода от выходного коллектора УУПВ во входной трубопровод РВС-2А,В

Предлагается сделать следующую технологическую схему подготовки и очистки нефти ЦПС(Рисунок 3.3)

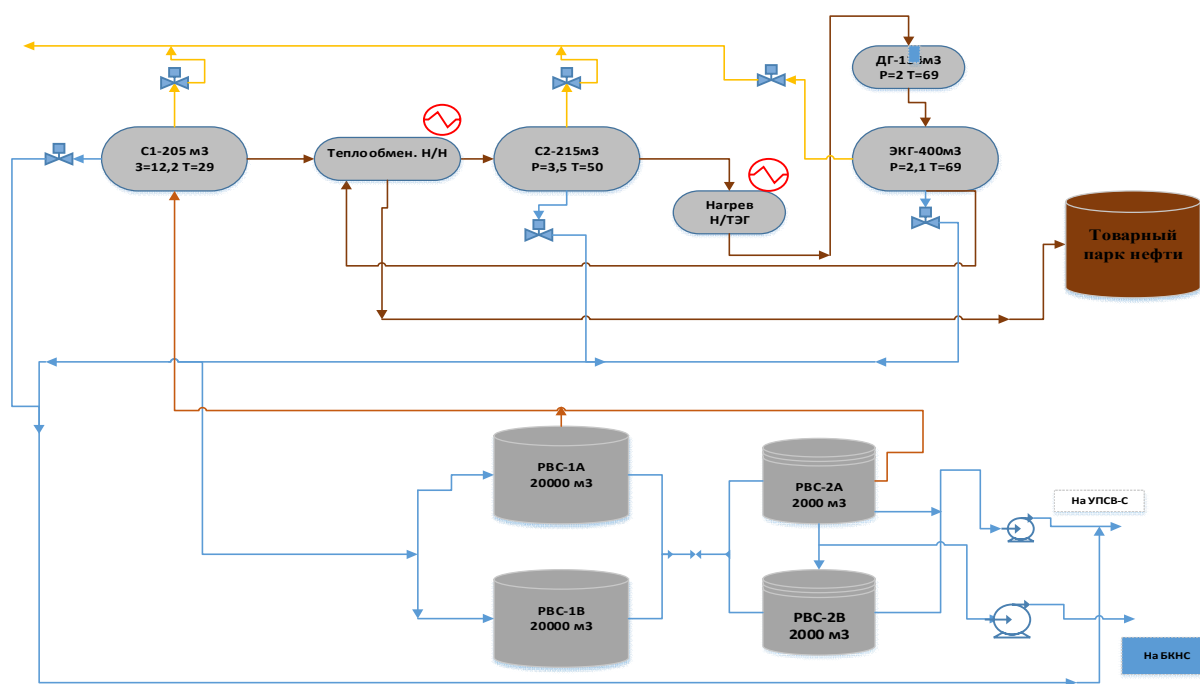


Рисунок 3.3 – Модернизированная технологическая схема подготовки и очистки нефти на Ванкорском месторождении

					Предлагаемые изменения подготовки и очистки нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Клапанные сборки.

Клапан регулирующий предназначен для управления параметрами рабочей среды на определенном участке технологической системы.

Он состоит из двух функционально связанных частей:

- регулирующего клапана, непосредственно воздействующего на поток проходящей рабочей среды путем изменения её пропускной способности
- исполнительного механизма, создающего управляющее воздействие на регулирующий орган.

Клапан регулирующий предназначен для ручного или автоматического управления технологическими процессами, с целью непрерывного регулирования параметров рабочей среды (расхода, давления и т.д.), а также для работы в качестве запорного устройства.

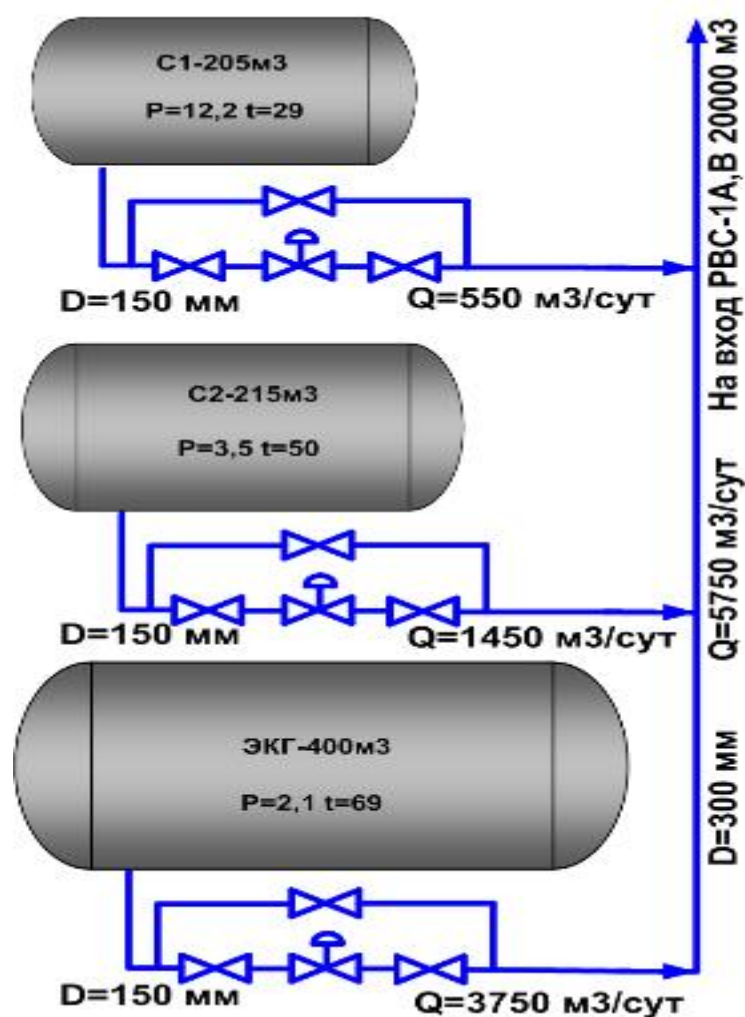


Рисунок 3.4 – Схема клапанных сборок на выходных линиях

					Клапанные сборки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Клапанные сборки обеспечат условия для безнасосной схемы тока жидкости от аппаратов. С их помощью можно задавать необходимый уровень разделения фаз и регулировать объемы откачки.

Таблица 3.1 - Таблица анализов подтоварной воды

Параметр	Место отбора пробы	Существующая схема	Модернизированная схема
Взвешенные частицы, мг/л	Вход МППВ*	31	-
	Выход МППВ	15	-
	Выход РВС 1А,В (20000 м3)	10	31
Нефтепродукты, мг/л	Вход МППВ	153	153
	Выход МППВ	171	171
	Выход РВС 1А,В (20000 м3)	132	≈33**
Давление насыщенных паров при давлении в ДГ 1,5 атм. и 2,1 атм, кПа	СИКН-1208	26 (195 мм.рт.ст.)	28,5 (214 мм.рт.ст.)

*Модуль подготовки подтоварной воды

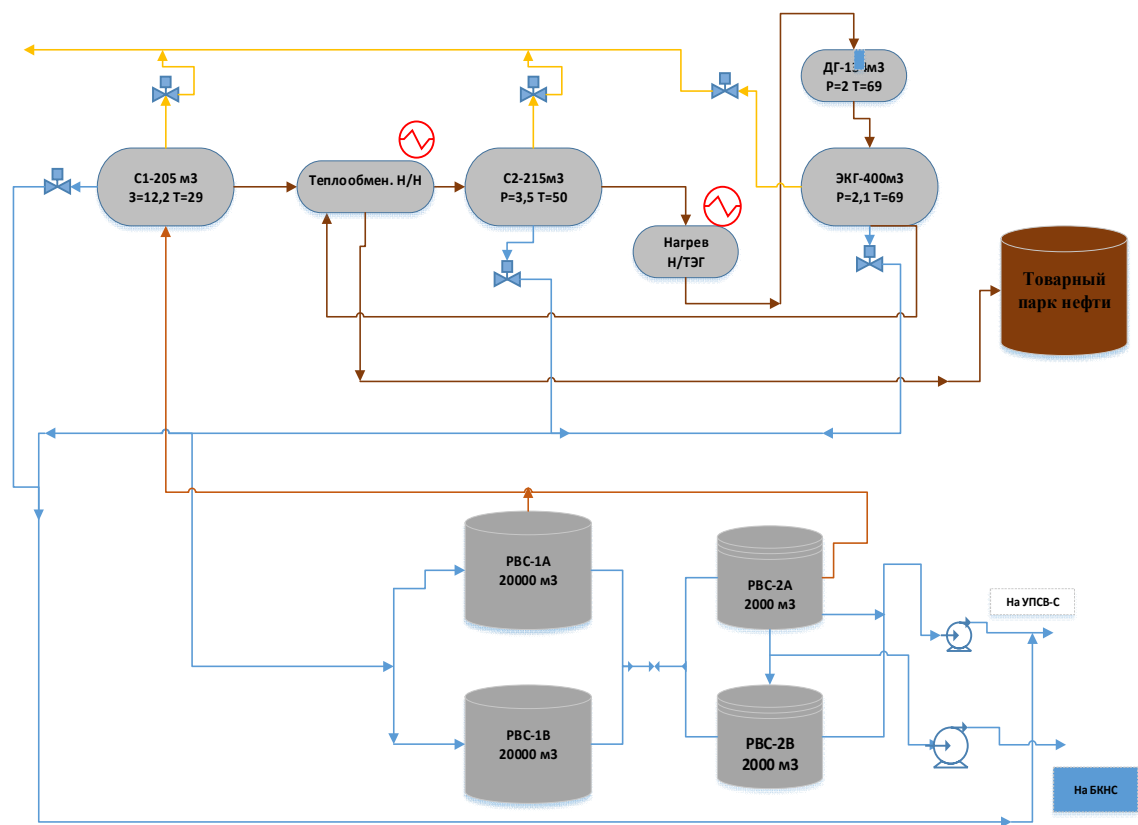
**количество нефтепродуктов снизится благодаря тому, что время нахождения воды в резервуарах увеличится

Как видно из таблицы анализов до модернизации и после модернизации модуль водоподготовки не работает при существующих условиях эксплуатации. Содержание нефтепродуктов на входе и выходе в модуль водоподготовки имеет практически одинаковые значения. В РВС

4050 время отстоя жидкости будет выше благодаря тому, что уровень наполнения составит 16 метров.

4. Расчетная часть

Рисунок 4.1 – Модернизированная технологическая линия подготовки и очистки нефти на Ванкорском месторождении



1 – сепаратор (C1); 2 – Теплообменник Н/Н; 3 - Сепаратор (C2); 4 – Нагреватель Н/ТЭГ; 5 – Дегазатор (ДГ); 6 – Электрокоагулятор (ЭКГ);

Гидравлический расчет модернизированной технологической линии подготовки и очистки нефти.

Для того чтобы соблюдалось условия течения жидкости из аппаратов без

Модернизация технологии очистки нефти предварительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.	Трусов Д.В..						
Руковод.	Никупльчиков						
Консульт.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						36	98
Расчетная часть					ТПУ гр. 3-2БЗД		

участия насосного оборудования необходимо произвести гидравлический расчет связанный с определением путевых потерь по длине трубопровода, а так же выполнить расчет минимально необходимого давления которое необходимо создать в дегазаторе. Потери давления будем учитывать с учетом внутренней шероховатости труб по всей длине. Данные необходимые для расчета были взяты с АРМа центрального пункта сбора системы подготовки нефти, по которым он работает на сегодняшний день.

4.1 Технологический расчет технологического нефтепровода ДУ-305

Исходные данные для расчета

Расчет нефтепровода диаметром 305 мм;

$p = 9$ МПа - расчетное рабочее давление;

$R^n_1 = 510$ МПа - минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R^n_2 = 355$ МПа - минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = 0,2$ - относительное удлинение при разрыве, %;

Категория 3 - категория участка трубопровода;

m - коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,990$;

$k_1 = 1,1$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 СП 36.13330.2011;

$k_n = 1,1$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 СП 36.13330.2011;

$k_2 = 1,1$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СП 36.13330.2011;

$\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 2000$ м.

Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

$$R_1 = \frac{m \cdot R^{n_1}}{k_1 \cdot k_n} = \frac{0,99 \cdot 510}{1,4 \cdot 1,1} = 327,8 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R^{n_2}}{k_2 \cdot k_n} = \frac{0,99 \cdot 355}{1,1 \cdot 1,1} = 290,5 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 30,5}{2 \cdot (290,5 + 1,10 \cdot 9,0)} = 0,5 \text{ см}$$

$p = 9 \text{ МПа}$ - расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1,10$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2011;

$D_H = 30,5 \text{ см}$ - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 0,5 \text{ см}$.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta = 30,5 - 2 \cdot 1,0 = 28,5 \text{ см}$$

3.2 Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}$$

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 28,5}{2 \cdot 0,5} = -14,235 \text{ МПа, где:}$$

$\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2011;

$E_0 = 206000 \text{ МПа}$ - модуль упругости материала трубы, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2011;

$\alpha = 0.000012, \text{ град}^{-1}$ - коэффициент линейного расширения.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{\text{КЦ}} = \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 28,5}{2 \cdot 0,5} = 282,15 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{КЦ}}^2 + \sigma_{\text{пр.Н}}^2 - \sigma_{\text{КЦ}} \cdot \sigma_{\text{пр.Н}}} \\ = \sqrt{282,15^2 + (-14,234)^2 - 282,15 \cdot (-14,234)} = 289,529$$

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

$$\varepsilon = 0,00125$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i = 0,00125 - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot 289,53 = 0,00107;$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{\frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{289,53}{0,00108}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{289,53}{0,00108}} = 229131,026 \text{ МПа};$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{289,53}{0,00108}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{289,53}{0,00108}} = 0,2821;$$

Тогда уточненное значение продольных осевых напряжений составит:

$$\sigma_{\text{пр.Н}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$\sigma_{\text{пр.N}} = -0,000012 \cdot 229131,03 \cdot 40 + 0,2821 \cdot \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 28,5}{2 \cdot 0,5}$$

$$= -30,39 \text{ МПа};$$

Принимаем для дальнейших расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,2821;$$

$$E = 229131,026 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{прN}} = -30,39 \text{ МПа};$$

3.3 Проверка трубопровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{\text{пр.N}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{пр.N}}}{R_1}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|30,3888944|}{327,8} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|30,3888944|}{327,8} = 0,9504$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 28,5}{2 \cdot (0,9504 \cdot 327,8 + 1,10 \cdot 9,0)} = 0,44 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta = 0,5 \text{ см}$.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.N}}| \leq \Psi_2 R_1 \text{ где:}$$

Ψ_2 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кш}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{282,15}{327,8} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{282,15}{327,8}$$

$$= 0,1411$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$\Delta t_{-} = \frac{R_1 - 0.25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{327.8 - 0.25 \cdot 1.10 \cdot 9.0 \cdot \frac{28.5}{0.5}}{0.000012 \cdot 229131.026} = 67.92$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\Delta t_{+} = \frac{\Psi_2 R_1 + 0.25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{BH}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{0.1411 \cdot 327.8 + 0.25 \cdot 1.10 \cdot 9.0 \cdot \frac{28.4}{0.5}}{0.000012 \cdot 229131.026} = 67.96$$

Условие прочности выполняется

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 R_1$$

$$30.39 < 0.1411 \cdot 327.8$$

$$30.39 < 46.25$$

3.4 Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} = \frac{4.9 \cdot 119.2}{2 \cdot 1.4} = 208.6 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0.9 \cdot k_n} R_2} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0.9 \cdot k_n} R_2};$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0.75 \cdot \left(\frac{208.6}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1.05} \cdot 355} \right)^2} - 0.5 \cdot \frac{208.6}{\frac{0.75}{0.9 \cdot 1.05} \cdot 355} = 0.3972.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R^{H_2} + \mu \frac{p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)};$$

$$= \frac{204384,5 \cdot 122}{2 \cdot \left(0,3972 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355 + 0,3016 \frac{4,9 \cdot 119,2}{2 \cdot 1,4} - 0,000012 \cdot 204384,5 \cdot 40 \right)}$$

$$= 162684 \text{ см};$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 2000 \text{ м}$

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^H(+)=\frac{\mu \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t+\frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} ;$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H(+)=\frac{0,3016 \cdot 4,9 \cdot 119,2}{2 \cdot 1,4}-0,000012 \cdot 204384,5 \cdot 40+\frac{204384,5 \cdot 122}{2 \cdot 200000}$$

$$= 27,25 \text{ МПа.}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^H(-)=\frac{\mu \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t-\frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} ;$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H(-)=\frac{0,3016 \cdot 4,9 \cdot 119,2}{2 \cdot 1,4}-0,000012 \cdot 204384,5 \cdot 40-\frac{204384,5 \cdot 122}{2 \cdot 200000}$$

$$= -97,24 \text{ МПа.}$$

Проверка по формуле (29) СП 36.13330.2011

$$\sigma_{\text{пр.Н}}^{(+)}=27,25 \text{ МПа} < \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R^{H_2}=1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355=281,75 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}}^{(-)}=|-97,24| \text{ МПа} < \Psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R^{H_2}=0,397 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355$$

$$= 111,91 \text{ МПа};$$

Проверка по формуле (30) СП 36.13330.2011

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R^{H_2}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$208,6 < 281,75$$

4.2 Расчет нефтепровода Ду-800

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

Расчет нефтепровода диаметром 800 мм;

$p = 9,0$ МПа - расчетное рабочее давление;

$R^n_1 = 510$ МПа - минимальное значение временного сопротивления металла трубы;

$R^n_2 = 355$ МПа - минимальное значение предела текучести металла трубы;

$\delta_5 = 0,2$ - относительное удлинение при разрыве, %;

Категория I - категория участка трубопровода;

m - коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,75$;

$k_1 = 1,4$ - коэффициент надежности по материалу принимаем по табл. 9 СП 36.13330.2011;

$k_n = 1,05$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 11 СП 36.13330.2011;

$k_2 = 1,15$ - коэффициент надежности по материалу, принимаемый по табл. 10 СП 36.13330.2011;

$\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад;

Принятый минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 2000$ м.

3.1 Определение толщины стенки нефтепровода

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{m \cdot R^n_1}{k_1 \cdot k_n} = \frac{0,825 \cdot 510}{1,4 \cdot 1,1} = 273,2 \text{ МПа}$$

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла трубы определяется по формуле:

$$R_2 = \frac{m \cdot R^n_2}{k_2 \cdot k_n} = \frac{0,825 \cdot 355}{1,2 \cdot 1,1} = 221,9 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 9,0 \cdot 80}{2 \cdot (273,2 + 1,1 \cdot 9,0)} = 1,398 \text{ см}$$

$p = 9,0$ МПа - расчетное рабочее (нормативное) давление;

$n = 1,10$ - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по табл. 13* СП 36.13330.2011;

$D_H = 80$ см - наружный диаметр трубопровода.

Принимаем предварительное значение толщины стенки $\delta = 1,4$ см.

Внутренний диаметр трубопровода равен:

$$D_{BH} = D_H - 2 \cdot \delta = 80 - 2 \cdot 1,4 = 77,2 \text{ см}$$

3.2 Определение переменных параметров - модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Промежуточное значение продольного осевого напряжения от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E_0 \cdot \Delta t + \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta}$$

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 206000 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 77,2}{2 \cdot 1,4} = -26,91 \text{ МПа, где:}$$

$\Delta t = 40$ - расчетный температурный перепад, °С;

$\mu_0 = 0,3$ - коэффициент Пуассона упругой стадии работы металла, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2011;

$E_0 = 206000$ МПа - модуль упругости материала трубы, принятый по таблице 12 СП 36.13330.2011;

$\alpha = 0,000012$, град⁻¹ - коэффициент линейного расширения.

Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления определены по формуле:

$$\sigma_{КЦ} = \frac{n \cdot p \cdot D_{BH}}{2 \cdot \delta} = \frac{1,10 \cdot 9,0 \cdot 77,2}{2 \cdot 1,4} = 272,9 \text{ МПа}$$

Интенсивность напряжений определена по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{КЦ}^2 + \sigma_{пр.N}^2 - \sigma_{КЦ} \cdot \sigma_{пр.N}}$$

$$= \sqrt{272,9^2 + (-26,91)^2 - 272,9 \cdot (-26,91)} = 287,3$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

Значение деформаций определено по нормированной диаграмме растяжения и составляет:

$$\varepsilon = 0,00125$$

Интенсивность деформаций от интенсивности напряжений определено по формуле:

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3 \cdot E_0} \cdot \sigma_i = 0,00125 - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot 287,3 = 0,00106;$$

Переменный параметр упругости (модуль Юнга) определяется для i-того приближения по формуле:

$$E = \frac{\frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{\frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{287,3}{0,00106}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{287,3}{0,00106}} = 230586,2 \text{ МПа};$$

Переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона):

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0}{3E_0} \cdot \frac{\sigma_i}{\varepsilon_i}} = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{287,3}{0,00106}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 206000} \cdot \frac{287,3}{0,00106}} = 0,3019;$$

Тогда уточненное значение продольных осевых напряжений составит:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta}$$

$$\sigma_{пр.N} = -0,000012 \cdot 230586,2 \cdot 40 + 0,3019 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,0 \cdot 77,2}{2 \cdot 1,4} = -25,55 \text{ МПа};$$

Принимаем для дальнейших расчетов следующие значения:

$$\mu = 0,3019;$$

$$E = 230586,2 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{прN} = -25,55 \text{ МПа};$$

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3 Проверка трубопровода на прочность

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\Psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.Н}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{пр.Н}}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|25,5513226127|}{273.2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|25,5513226127|}{273.2} \\ &= 0,9443\end{aligned}$$

Расчетная толщина стенки с учетом влияния осевых сжимающих напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (\Psi_1 \cdot R_1 + n \cdot p)} = \frac{1,1 \cdot 9,0 \cdot 80}{2 \cdot (0,9443 \cdot 273.2 + 1,1 \cdot 9,0)} = 1,37 \text{ см}$$

Принимаем значение толщины стенки $\delta=1,4$ см.

Проверка трубопровода на прочность производится по условию:

$$|\sigma_{пр.Н}| \leq \Psi_2 R_1 \text{ где:}$$

Ψ_2 -коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, определяемый по формуле:

$$\begin{aligned}\Psi_2 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{272.9}{273.2}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{272.9}{273.2} \\ &= 0,1411\end{aligned}$$

Максимальное значение отрицательного температурного перепада:

$$\Delta t_- = \frac{R_1 - 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{ВН}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{273.2 - 0,25 \cdot 1,1 \cdot 9,0 \cdot \frac{77.2}{1,4}}{0,000012 \cdot 230586.2} = 57,27$$

Максимальное значение положительного температурного перепада:

$$\begin{aligned}\Delta t_+ &= \frac{\Psi_2 R_1 + 0,25 \cdot n \cdot p \cdot \frac{D_{ВН}}{\delta}}{\alpha \cdot E} = \frac{0,1411 \cdot 273.2 + 0,25 \cdot 1,1 \cdot 9,0 \cdot \frac{77.2}{1,4}}{0,000012 \cdot 230586.2} \\ &= 63,97\end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Условие прочности выполняется

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \Psi_2 R_1$$

$$25,55 < 0,1411 \cdot 273.2$$

$$25,55 < 38.54$$

3.4 Проверка трубопровода на недопустимые пластические деформации

Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления определяются по формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta} = \frac{9.0 \cdot 77.2}{2 \cdot 1,4} 248.1 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} R_2} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9 \cdot k_n} R_2};$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{248.1}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{248.1}{\frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355} = 0,3972.$$

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$\rho = \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \left(\Psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} R_{n2} + \mu \frac{p \cdot D_{ВН}}{2 \cdot \delta} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \right)};$$

$$= \frac{230586.2 \cdot 77.2}{2 \cdot \left(0,3972 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355 + 0,3016 \frac{9.0 \cdot 77.2}{2 \cdot 1,4} - 0,000012 \cdot 230586.2 \cdot 40 \right)}$$

$$= 162684 \text{ см};$$

Принимаем для дальнейших расчетов минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода $\rho = 2000 \text{ м}$

Максимальные суммарные продольные напряжения растяжения от нормативных нагрузок и воздействий:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{\mu \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t+\frac{E \cdot D_{\text{Н}}}{2 \cdot \rho} ;$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(+)=\frac{0,3016 \cdot 9.0 \cdot 77.2}{2 \cdot 1,4}-0,000012 \cdot 230586.2 \cdot 40+\frac{230586.2 \cdot 77.2}{2 \cdot 200000}$$

$$=27,25 \text{ МПа.}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения сжатия от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)=\frac{\mu \cdot p \cdot D_{\text{ВН}}}{2 \cdot \delta}-\alpha \cdot E \cdot \Delta t-\frac{E \cdot D_{\text{Н}}}{2 \cdot \rho} ;$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}(-)=\frac{0,3016 \cdot 9.0 \cdot 77.2}{2 \cdot 1,4}-0,000012 \cdot 230586.2 \cdot 40-\frac{230586.2 \cdot 77.2}{2 \cdot 200000}$$

$$=-97,24 \text{ МПа.}$$

Проверка по формуле (29) СП 36.13330.2011

$$\sigma_{\text{пр.Н}}^{(+)}=27,25 \text{ МПа} < \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{Н}}} R^{\text{H}_2}=1 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355=281,75 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{пр.Н}}^{(-)}=|-97,24| \text{ МПа} < \Psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{Н}}} R^{\text{H}_2}=0,397 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,05} \cdot 355$$

$$=111,91 \text{ МПа;}$$

Проверка по формуле (30) СП 36.13330.2011

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{Н}}} R^{\text{H}_2}$$

$$248.1 < 281,75$$

Условия проверки на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняется.

4.3 Потери напора в трубопроводе

Исходные данные:

$$D_{\text{тр}}=305 \text{ мм;}$$

$$Q=17250 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} ;$$

$$\rho=1005 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} ;$$

					Потери напора в трубопроводе	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$z_1 = 79,8 \text{ метров;}$$

$$z_2 = 79,52 \text{ метра;}$$

$$l_{\text{тр}} = 450 \text{ метров;}$$

$$\Delta_{\text{экв}} = \text{эквивалент шероховатости труб, 0,1 мм;}$$

Формула, позволяющая вычислить потерю напора по длине трубопровода:

$$h = \lambda \frac{l_{\text{тр}}}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

h -потеря напора, м.

λ -коэффициент гидравлического трения

$l_{\text{тр}}$ -длина трубопровода, м.

D -внутренний диаметр трубы, м.

V -скорость потока жидкости, м/с.

g -ускорение свободного падения, 9,81 м/с².

Скорость потока в этих сечениях вследствие постоянства диаметра трубы одинакова и равна:

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 0,2}{3,14 \cdot 0,305^2} = 2,7 \text{ м/с}$$

Формулы для нахождения коэффициента гидравлического трения зависит от числа Рейнольдса и эквивалента шероховатости труб.

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{2,7 \cdot 0,305}{0,658 \cdot 10^{-6}} = 1\,269\,505,55$$

ν - кинематическая вязкость, при 40°С, м²/с

Режим течения жидкости турбулентный, т.к.

$$Re > 560 \frac{D}{\Delta_9}$$

При таком режиме течения для нахождения коэффициента гидравлического трения применима формула Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_9}{D} \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{0,0001}{0,305} \right)^{0,25} = 0,01$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$h = 0,01 \frac{450}{0,305} \cdot \frac{2,7^2}{2 \cdot 9,8} = 8,4 \text{ м.}$$

4.4 Расчет давления в дегазаторе

Жидкость по трубопроводу движется благодаря тому, что ее энергия в начале трубопровода больше, чем в конце. Этот перепад уровней энергии может создаваться несколькими способами: работой насоса, разностью уровней жидкости, давлением газа.

Запишем уравнение Бернулли. Поскольку скорость в обоих сечениях одинакова и $\alpha_1 = \alpha_2$, то скоростной напор можно не учитывать. При этом получим

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \sum h$$

Или

$$\frac{P_1}{\rho g} = z_2 - z_1 + \frac{P_2}{\rho g} + \sum h$$

$$P_1 = (z_2 - z_1) \cdot \rho g + P_2 + \sum h \cdot \rho g$$

$$P_1 = (79,52 - 79,8)1005 \cdot 9,8 + 160000 + 5,37 \cdot 1005 \cdot 9,8 = 239558,95 \text{ Па} \\ = 2,4 \text{ атм.}$$

Следовательно, для поддержания тока жидкости необходимым давлением которое будет 2,4 атмосферы.

4.5 Проверочный расчет соблюдения условия самотека для нефти

Исходные данные

$$D_{\text{тр}} = 800 \text{ мм;}$$

$$Q = 32400 \text{ м}^3/\text{сут;}$$

$$\rho = 875 \text{ кг/м}^3;$$

$$z_1 = 79,8 \text{ метров;}$$

$$z_2 = 85,25 \text{ метра; (при взливе в нефтяном РВС 15 метров)}$$

$$l_{\text{тр}} = 500 \text{ метров;}$$

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta_{\text{экв}}$ = эквивалент шероховатости труб, 0,1 мм;

Формула, позволяющая вычислить потерю напора по длине трубопровода:

$$h = \lambda \frac{l_{\text{тр}}}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

h-потеря напора, м.

λ -коэффициент гидравлического трения

$l_{\text{тр}}$ -длина трубопровода, м.

D-внутренний диаметр трубы, м.

V-скорость потока жидкости, м/с.

g-ускорение свободного падения, 9,81 м/с²

Скорость потока в этих сечениях вследствие постоянства диаметра трубы одинакова и равна:

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 0,375}{3,14 \cdot 0,8^2} = 0,7 \text{ м/с}$$

Формулы для нахождения коэффициента гидравлического трения зависит от числа Рейнольдса и эквивалента шероховатости труб.

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{0,7 \cdot 0,8}{27 \cdot 10^{-5}} = 2211,6$$

ν - кинематическая вязкость, при 20°C, м²/с

Режим течения жидкости ламинарный, т.к.

$$Re < 2300$$

При таком режиме течения для нахождения коэффициента гидравлического трения применима формула:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{2210,37} = 0,0289$$

$$h = 0,0289 \frac{500}{0,8} \cdot \frac{0,746^2}{2 \cdot 9,8} = 0,51 \text{ м.}$$

4.6 Расчет давления нефти в дегазаторе

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Жидкость по трубопроводу движется благодаря тому, что ее энергия в начале трубопровода больше, чем в конце. Этот перепад уровней энергии может создаваться несколькими способами: работой насоса, разностью уровней жидкости, давлением газа.

Запишем уравнение Бернулли. Поскольку скорость в обоих сечениях одинакова и $\alpha_1 = \alpha_2$, то скоростной напор можно не учитывать. При этом получим

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \sum h$$

Или

$$\frac{P_1}{\rho g} = z_2 - z_1 + \frac{P_2}{\rho g} + \sum h$$

$$P_1 = (z_2 - z_1) \cdot \rho g + P_2 + \sum h \cdot \rho g$$

$$P_1 = (85,25 - 79,8)875 \cdot 9,8 + 150000 + 0,687 \cdot 875 \cdot 9,8 = 201142 \text{ Па} \\ = 2,01 \text{ атм.}$$

Следовательно, для поддержания тока жидкости необходимым давлением которое будет 2,01 атмосферы.

4.7 Расчет трубопроводов блока УПСВ

Диаметры нефтепроводов, водоводов, трубопроводов газожидкостной смеси определяются по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}}$$

где: D - диаметр трубопровода, м;

Q - производительность, м³/сек;

V – скорость продукта, м/сек.

1. Диаметр трубопровода входа газожидкостной смеси на УПОГ:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0,116}{3,14 \times 1,5}} = 0,313 \text{ м}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Принимаем диаметр Ду 400мм.

2. Диаметр трубопровода входа газожидкостной смеси с УПОГ в трехфазные сепараторы С-21/1-3 ($V=200\text{м}^3$):

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.116}{3.14 \times 1.5}} = 0.313\text{м}$$

Принимаем диаметр Ду 400мм.

3. Диаметр трубопровода входа газожидкостной смеси с УПОГ в каждый трехфазный сепаратор С-21/1, С-21/2, С-21/3 ($V=200\text{м}^3$):

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.039}{3.14 \times 1.5}} = 0.18\text{м}$$

Принимаем диаметр Ду 200мм.

4. Диаметр трубопроводов выхода продукта с каждого сепаратора С-21/1, С-21/2, С-21/3 в сепаратор второй ступени:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.0135}{3.14 \times 1.5}} = 0.11\text{м}$$

Принимаем диаметр Ду 150мм.

5. Диаметр трубопроводов выхода продукта с сепараторов С-21/1-3 общий в сепаратор второй ступени:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.0405}{3.14 \times 1.5}} = 0.185\text{м}$$

Принимаем диаметр Ду 200мм.

6. Диаметр трубопроводов выхода воды с каждого сепаратора С-21/1, С-21/2, С-21/3 на КНС:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.023}{3.14 \times 1.5}} = 0.14 \text{ м}$$

Принимаем диаметр Ду 150 мм.

7. Диаметр трубопроводов выхода воды с сепараторов С-21/1-3 общий:

$$D = \sqrt{\frac{4 \times 0.069}{3.14 \times 1.5}} = 0.242 \text{ м}$$

Принимаем диаметр Ду 250 мм.

4.8 Расчет трехфазного сепаратора

Расчет разделения нефти, газа и воды в трехфазном сепараторе сводится к расчету процесса отстоя.

Поток сырой нефти производительностью $Q = 3150972$ тн/год входит в блок отстоя с содержанием нефти 39,8% и воды 60,2%. На выходе из блока отстоя первичный поток разделяется на два:

- некондиционная нефть – нефть 99,5%, вода 0,5%;
- пластовая вода – нефть 0,5%, вода – 99,5%.

Целью расчета является определение максимальной производительности отстойника, а также определение необходимого количества аппаратов для достижения заданной мощности.

Для предварительного отстоя примем сепаратор типа НГСВМ-А 100-1,0-3000-П-ХЛ1, со следующими характеристиками:

$V = 100 \text{ м}^3$; $H = 4,055 \text{ м}$; $D_{\text{вн}} = 3,0 \text{ м}$; $L = 15,515 \text{ м}$.

Расчетная температура – 23°C , давление -0,4 МПа

Рассчитывается плотность при расчетной температуре по формуле:

$$\rho_{23} = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta_p (t_{\text{дан}} - 20^\circ \text{N})},$$

где β - коэффициент объёмного расширения (при плотности $\rho_{20} = 825 \text{ кг/м}^3$
 $\beta = 0,000896 \text{ 1/K}$).

Тогда:

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\rho_{23} = \frac{825}{1 + 0,000896 \cdot (23 - 20)} = 822,85 \text{ (кг/м}^3\text{)}.$$

Вязкость при $t = 23^\circ\text{C}$ определяется по формуле Гросса:

$$\lg v_1 - \lg v_2 = k \cdot \lg \frac{t_2}{t_1},$$

где v_1 и v_2 – кинематические вязкости при различных температурах.

После преобразований формула имеет вид:

$$v_2 = 10^{\lg v_1 - k \cdot \lg \frac{t_1}{t_2}},$$

$v^{20} = 8 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; принимается $k = 1,084$, тогда

$$v^{30} = 10^{\lg 8 \cdot 10^{-6} - 1,084 \lg \frac{23}{20}} = 6,44 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Скорость осаждения капель воды $U_{\text{пок}}$ в неподвижной среде при ламинарном режиме осаждения ($Re < 0,4$) определяется формулой Стокса:

$$U_{\text{ос}} = \frac{d_{\text{к}}^2 \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ж}})}{18 v_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}}},$$

где $d_{\text{к}}$ – наименьший диаметр осаждаемых частиц. Экспериментально установлено, что капли воды в эмульсии, обработанной деэмульгатором имеют размер: $d_{\text{max}} = 300 \div 350 \text{ мкм}$. Примем $d_{\text{max}} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}$.

$$U_{\text{ос}} = \frac{(3 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 9,81 \cdot (1008,85 - 822,85)}{18 \cdot 6,44 \cdot 10^{-6} \cdot 822,85} = 17,22 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}.$$

При использовании этой формулы для определения скорости осаждения необходимо проверить значение Re по формуле:

$$Re = \frac{U_{\text{ос}} \cdot d_{\text{к}}}{v_{\text{ж}}},$$

$$Re = \frac{17,22 \cdot 10^{-4} \cdot 3 \cdot 10^{-4}}{6,44 \cdot 10^{-6}} = 0,08,$$

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$0,08 < 0,4$, следовательно условие $Re < 0,4$ соблюдается и использование формулы Стокса правильно.

Линейная скорость движения в отстойнике должна быть как минимум в 4 раза меньше рассчитанной скорости осаждения капель воды. Для гарантированного осаждения капель воды можно использовать четырехкратный запас:

$$U_i = \frac{U_{\text{н\acute{e}}}}{4} = \frac{17,22 \cdot 10^{-4}}{4} = 4,31 \cdot 10^{-4} \text{ м/с.}$$

Для эффективного отстоя должно соблюдаться соотношение: $\tau \geq \tau_{\text{н}}$, где τ - время пребывания нефти в отстойнике; $\tau_{\text{ос}}$ – время необходимое для осаждения капель воды.

Время пребывания нефти в отстойнике определяется по формуле:

$$\tau = \frac{h_{\text{y}}}{U_i},$$

где h_{y} – высота слоя эмульсии, которая рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{y}} = 0,5 \cdot (D_{\text{а\acute{i}}} - h_1),$$

где h_1 – расстояние от дна отстойника до поверхности раздела фаз, принимается $h_1 = 1,0$ м.

Рассчитывается время пребывания нефти в отстойнике:

$$\tau = \frac{0,5 \cdot (3,0 - 1)}{3600 \cdot 4,31 \cdot 10^{-4}} = 0,64 \text{ ч.}$$

Время необходимое для осаждения капель воды:

$$\tau_{\text{н}} = \frac{h_{\text{y}}}{U_{\phi}},$$

где U_{ϕ} – фактическая скорость осаждения капель воды, которая рассчитывается по формуле:

$$U_{\phi} = U_{\text{н\acute{e}}} - U_i,$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$U_{\phi} = 17,22 \cdot 10^{-4} - 4,31 \cdot 10^{-4} = 12,91 \cdot 10^{-4} \text{ (г / м}^3\text{)},$$

Тогда:

$$\tau_{oc} = \frac{0,5 \cdot (3,0 - 1,0)}{3600 \cdot 12,91 \cdot 10^{-4}} = 0,215 \text{ ч.}$$

Так как $0,64 > 0,215$, следовательно, условие $\tau \geq \tau_{oc}$ выполняется, значит, отстой проходит эффективно.

Максимальная поверхность осаждения в аппарате находится по:

$$S = D \cdot h = 3,0 \cdot 15,515 = 46,545 \text{ м}^2.$$

Максимальная производительность составит:

$$Q_{\max} = U_{\phi} \cdot S = 12,91 \cdot 10^{-4} \cdot 46,545 = 0,060 \text{ м}^3/\text{с} = 216,32 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Тогда количество аппаратов определяется по формуле:

$$n = \frac{\tau \cdot Q}{Q_0} = \frac{4 \cdot \tau \cdot Q}{\pi \cdot D^2 \cdot l},$$

где Q_0 – объем одного отстойника.

$$n = \frac{4 \cdot 0,64 \cdot 359,7}{3,14 \cdot 9 \cdot 15,515} = 2,1 \text{ шт.}$$

Таким образом, в результате расчета установки с производительностью на входе $Q = 3150972$ тонн/год и с обводненностью 60,2% принимается сепаратор НГСВМ-А 100-1,0-3000-П-ХЛ1 в количестве $n = 3$ шт. Расшифровка аппарата: НГСВМ-А 100-1,0-3000-П-ХЛ1: нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды модернизированный,

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

объёмом 100м³, рассчитанный на давление 1,0 МПа, с внутренним коррозионным покрытием, исполнения ХЛ1.

4.9 Проверочный расчет напорного нефтепровода

Перекачиваемая среда – обезвоженная нефть

Производительность нефтепровода составляет $Q = 3999 \text{ м}^3/\text{сут.} = 0.046 \text{ м}^3/\text{с}$

Давление в конце участка – $P_{\text{кон.}} = 1.0 \text{ МПа}$

Кинематическая вязкость – $\nu = 22 \text{ мм}^2/\text{с} = 22 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} = 0.22 \text{ ст}$

Температура перекачиваемой жидкости – $t = 20\text{-}30^\circ\text{C}$

Протяженность нефтепровода $L = 11800 \text{ м}$

Принимаем скорость течения эмульсии $v = 1.5 \text{ м/с}$.

Диаметр нефтепровода определяется по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.046}{3.14 \cdot 1.5}} = 0.198 \text{ м.}$$

Принимаем диаметр трубопровода $d = 200 \text{ мм}$.

Гидравлический уклон при $d = 200 \text{ мм}$, $Q = 140 \text{ л/с}$ и $\nu = 0.20 \text{ ст}$ равен $i = 0.00410$ (А.А. Зимин «Гидравлические расчеты нефтепродуктопроводов и насосных станций»).

Потери напора по длине составляют:

$$h = i \cdot L = 0.00410 \cdot 11800 = 48,38 \text{ м} = 0.48 \text{ МПа}$$

Потери на местные сопротивления составляют 5-10% от:

$$h_{\text{м}} = 0.1h = 0.048 \text{ МПа}$$

Потребный напор определяется:

$$H_{\text{потр}} = P_{\text{кон}} + h + h_{\text{м}} = 1.0 + 0.48 + 0.048 = 1.53 \text{ МПа}$$

Для определения режима течения жидкости вычислим число Рейнольдса по формуле:

$$\text{Re} = \frac{4Q}{\pi d \nu} = \frac{4 \cdot 0.046}{3.14 \cdot 0.4 \cdot 22 \cdot 10^{-6}} = 6659$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Т.к. $Re > 2000$ режим турбулентный.

Проверочный расчет показал, что для перекачки обезвоженной нефти после реконструкции ЦПС требуется Ду 200мм., существующий диаметр напорного нефтепровода – Ду 250м

5. Экономическая часть

5.1 Экономическая эффективность от мероприятий по модернизации системы подготовки и очистки нефти

Затраты

Капитальные затраты (Строительно-монтажные работы).

Монтирование клапанной сборки на трех технологических линиях

Таблица 5.1 - Стоимость работы персонала по установке оборудования

Рабочие	Чел./час, руб.	Время монтажа, часов	Сумма, руб. без НДС
Электрогазосварщик	346,9	504	174 817,4р.
Слесарь, 2 человека	693,7	504	349 634,9р.
Итого:			524 452,3р.

Стоимость аренды автокрана и стропальщиков – 2467,2 руб. в час

$2467,2 * 504 = 1\,243\,448,6$ руб.

					Модернизация технологии очистки нефти предвизарительного сброса пластовой воды на Ванкорском месторождении		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Трусов Д.В.			Экономическая часть	Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К					59
Консульт.							98
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 3-2БЗД	

Таблица 5.2 - Стоимость монтируемого оборудования

Наименование	Количество	Стоимость
Труба D=150 мм	500 метров(или 8 тонн)	594 772,3 руб.
Греющий кабель	500 метров	1 123 980,2 руб.
Теплоизоляция	7.5 м3	26 914,1 руб.
Окожушка трубопровода	500 метров	750 000 руб.
Клапан D=150 мм	6 шт.	1 542 632,3руб.
Задвижка, Ду=150 мм, 30с41нж Ру16	18 шт.	693 400,2 руб.
Итого:		4 731 699,2 руб.

Итого: 6 499 600,2руб.

Монтирование трубопровода от выходного коллектора узла учета подпиточной воды во входной трубопровод Т-4310 А,В.

Таблица 5.3 - Стоимость работы персонала по установке оборудования

Рабочие	Чел./час, руб.	Время монтажа, часов	Сумма, руб. без НДС
Электрогазосварщик	346,9	60	20811,6
Слесарь, 2 человека	693,7	60	41623,2

Итого: 62434,8руб.

Стоимость аренды автокрана и стропальщиков – 2467,2 руб. в час

$$2467,16 \cdot 60 = 148029,6 \text{ руб.}$$

Таблица 5.4 - Стоимость монтируемого оборудования

Наименование	Количество	Стоимость
Труба D=200 мм	10 метров	9 335,0 руб.
Греющий кабель	20 метров	44 949,2 руб.
Теплоизоляция	2 м3 метров	7 177,1 руб.
Окожушка трубопровода	10 метров	15000 руб.
Задвижка, Ду=200 мм, 30с41нж Ру16	1 шт.	124 865,3 руб.
Итого:		201 336,7 руб.

Итого: 411801,1 руб.

Затраты по монтированию трубопровода с выхода РВС Т-4050 А,В ко входу Т-4310 А,В.

Таблица 5.5 - Стоимость работы персонала по установке оборудования

Рабочие	Чел./час, руб.	Время монтажа, часов	Сумма, руб. без НДС
Электрогазосварщик	346,9	500	173430
Слесарь, 2 человека	693,7	500	346860
Итого:			520290

Стоимость аренды автокрана и стропальщиков – 2467,2 руб. в час

$$2467,16 \cdot 500 = 1\,233\,580 \text{ руб.}$$

Таблица 5.6 - Стоимость монтируемого оборудования

Наименование	Количество	Стоимость
Труба D=500 мм	100 метров (8,5 тонн)	1 178 099,9 руб.
Труба D=300 мм	10 метров (0,5 тонны)	24 200 руб.
Греющий кабель	110 метров	247 275,7 руб.
Теплоизоляция	167 метров	26 914,1 руб.
Окожушка трубопровода	167 метров	250 500 руб.
Задвижка, Ду=300 мм	2 шт.	1 006 336,4 руб.
Задвижка, Ду=500 мм	2 шт.	1 353 233,5 руб.
Итого:		4 086 559,6 руб.

Итого: 5 840 429,6руб.

Итого капитальные затраты: 12 751 830,8руб.

Операционные затраты.

Подтоварная вода отделившись в сепараторах и электрокоагуляторах технологических линий будет идти напрямую в РВС 4050А,В. Из-за этого объем механических примесей входящий в объем воды попадет в резервуары и создаст дополнительный объем донных отложений. В результате периодичность зачисток увеличится. Произведем расчет динамики прироста донных отложений с работой модулей водоподготовки и без них.

На сегодняшний день твердые фракции отделяются в гидроциклонах удаления песка находящийся в модулях Х-9008 и Х-9035. Песок отделившийся в них поступает в емкость гравитационного отстоя (для каждого модуля по одной емкости) установленную на открытой площадке рядом с модулем. Ежемесячно производится около 3 вывозов емкости. Объем скопившегося песка в общем итоге составляет 6 м³. Порядка 2 м³ на 1 линию водоподготовки.

3 вывоза в месяц * 12 = 36 вывозов в год

6 м³ * 36 вывозов в год = 216 м³ в год

В 1 сантиметре РВС 20000 содержится 12,5 м³

216 м³ / 12,5 м³/см = 17,28 см/год дополнительно механических примесей

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

без работы модулей по водоподготовке.

Расчет донных отложений на 15 лет,

Таблица 5.7 - Динамика прироста донных отложений в водяных РВСах за 15 лет с работой модулей Х-9008,Х-9035, согласно актов донных отложений и с учетом вывоза технологической емкости песка.

Год	с работой х-9008,см	без работы х-9008, см
2013	37,56	54,84
2014	75,12	108,84
2015	112,68	0
2016	0	54
2017	37,56	108
2018	75,12	0
2019	112,68	54
2020	0	108
2021	37,56	0
2022	75,12	54
2023	112,68	108
2024	0	0
2025	37,56	54
2026	75,12	108
2027	112,68	0
2028	0	54

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

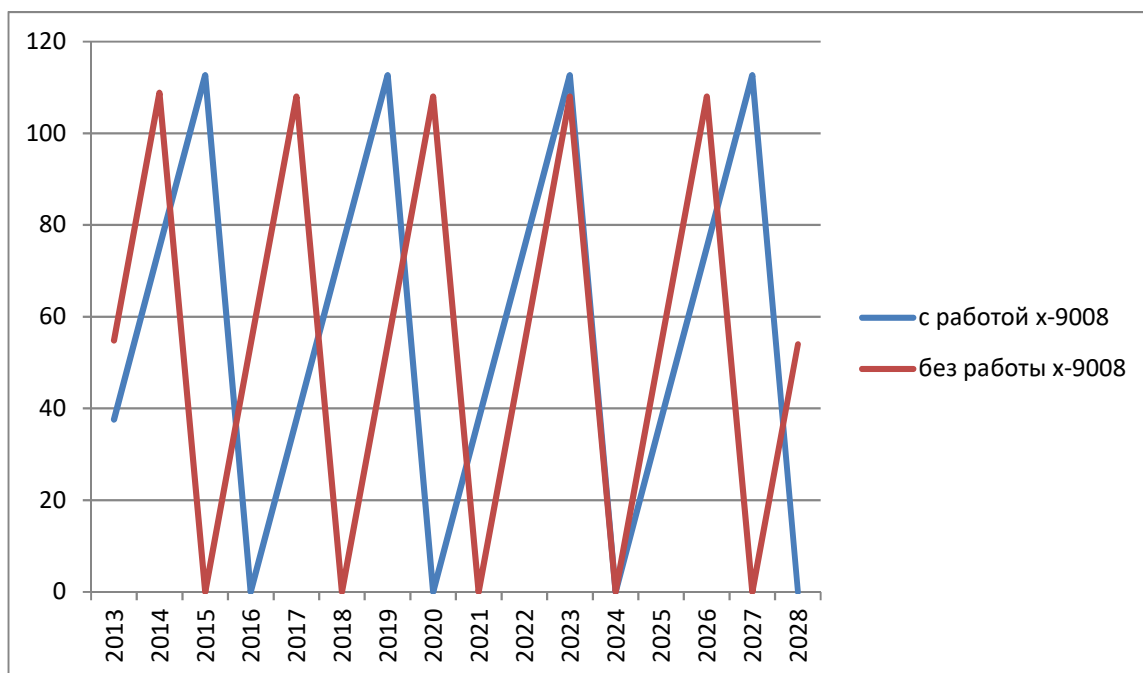


Рисунок 5.1 – Графики периодичности зачисток РВС от донных отложений

Зачистка РВС 20 000 производится при 1,3-1,5 метрах донных отложений. На графике видно, что при работе X-9008 и X-9035 модуля за 15 лет будет произведено 4 чистки , а без работы модулей 5 т.е. разница за 15 лет составит одна зачистка. Разница удельных зачисток в год по старой и предлагаемой схеме будет составлять 0,13 зачисток/год это 888888руб/год. Стоимость 1 зачистки РВС 20 000 составляет: 341,88 руб. * 20 000 м³ = 6 837600руб.

Экономия

2. Экономия на потреблении электроэнергии насосного оборудования.

Таблица 5.8 – Экономия потребления электроэнергии

Насос	Кол-во насосов постоянно в работе, шт.	Мощность, суммарная в кВт (паспор-т)	Фактич. мощность при номинальной загрузке, кВт	Цена эл. энергии за кВт, руб.	Стоимость фактич. потребляемой эл. энергии, руб./год
12НДс-НМ (нефть после ЭКГ)	3	750	561	2,1	10 320 156
ЦНСг 60-165 (вода после С-2)	3	165	144	2,1	2 649 024
ЦНСг 60-198(вода после ЭКГ)	3	165	146,7	2,1	2 698 693,2
ЦНСг 105-245(вода после ЭКГ)	3	396	309	2,1	5 684 364
6НДв-Б тт-Е (Х-9008)	3	225	196,5	2,1	3 614 814
НМО63SY02S12В(нефть из ИФУ в С-2)	3	33	46,5	2,1	855 414
Итого:					25 822 465,2

1. Экономия от ТО и ТР насосного оборудования.

Таблица 5.9 – Экономия потребления ТО и ТР

Насос	Кол- во, насосо в	Т О в го д	ТР в го д	Врем я ТО	Врем я ТР	чел./ча с руб. без НДС	Стоимос ть ТО за год, руб. без НДС	Стоимо сть ТР за год, руб. без НДС
12НДс-НМ	6	4	2	4,3	30,0	2374,4	242760,7	853936,4
NMO63SY02S1 2В	6	1	1	4,8	12,7	2374,4	68098,4	181500,7
6НДв-Б тт-Е	6	4	2	5	15,0	2374,4	284930,4	426255,9
ЦНСг 105-245	3	10	2	4,3	30,0	2374,4	303450,9	426968,2
ЦНСг 60-198	6	10	2	4,3	30,0	2374,4	606901,8	853936,4
ЦНСГ 60х165	6	4	2	4,3	30,0	2374,4	242760,7	853936,4
Итого:							1748902,8	3596534,0
							5 345 436,8	

Экономия на транспортных услугах подрядных организация по вывозу емкости гравитационного отстоя песка.

Таблица 5.10 – Экономия транспортных услуг

Транспорт вывоз мульды	Стоимость часа работы, руб. НДС	Кол-во часов в месяц	итог в год
Автокран г\п 25т с услугами стропальщиков	2467,2	20	592118,4
самосвал г\п 10 тн.	1055,2	20	253252,8
Агрегат для сбора конденсата нефти	1170,5	20	280920
Итого:			1 123068,2

Экономия на обслуживании гидроциклонов и флотационных установок.

Таблица 5.11 - Экономия на обслуживании гидроциклонов и флотационных установок

Наименование	Кол-во	Обслуживание, часов в год	чел/час.без НДС	Итог без НДС
ГЦ удаления песка	3	288	2374,4	683833,0
ГЦ удаления нефти	3	288	2374,4	683833,0
Флотационная уст- ка	3	288	2374,4	683833,0

Таблица 5.12 – Расходы

Расход гильз в год	Стоимость гильзы
100	30 000
Итого:	3 00 000

Итого: 5 051 498,9руб/год

Экономия на сервисном обслуживании «РН-Информ».

Таблица 5.13 – Экономия на сервисном обслуживании

	Количество во чел. часов	Сумма, руб. без НДС
Обслуживание модулей X-9008, X-9035.		
- гидроциклон удаления песка V-4010-1(2,3); 3 шт.	3,6	3504,7
- гидроциклон удаления нефти V-4020-1(2,3); 3 шт.	3,6	3504,7
- индукционная газонапорная флотационная установка V-4030-1(2,3); 3 шт.	6,5	6 366,9
- насосы перекачки пластовой воды Р-4040-1А,В (2А/В, 3А/В) ; 6 шт.	61,6	59 930,5
- насосы уловленной (восстановленной) нефти Р-4045-1А/В (2А/В, 3А/В); 6 шт.	9,5	9 258,3
Р-2040-1А/В (модуль Х-9003, 1-ая технологическая линия) – 2 шт.	14,4	13 999,4
Р-2040-2А/В (модуль Х-9004, 2-ая технологическая линия) – 2 шт.	14,4	13 999,4
Р-2080-1А/В/С (модуль Х-9004, 2-ая технологическая линия) – 3 шт.	21,5	20 911,4

Р-2080-1А/В/С (модуль Х-9005, 3-ая технологическая линия) – 3 шт.	21,5	20 911,4
Р-2070-1 А/В (модуль Х-9003, 1-ая технологическая линия) - 2 шт.	23,1	22 449,6
Р-2070-2 А/В (модуль Х-9004, 2-ая технологическая линия) - 2 шт.	23,1	22 449,6
Р-2070-3 А/В (модуль Х-9005, 3-ая технологическая линия) - 2 шт.	23,1	22 449,6
Итого:		3 605 790,8 руб.

Экономия на сервисном обслуживании - 4 500 000 руб./год.

Суммарная экономия при внедрении модернизированной схемы подготовки и очистки нефти на ЦПС составляет:

52647920,5 руб./год

Экономическая эффективность (Экономия минус капитальные затраты и операционные затраты) в первый год составит 30145897,5 руб.

В последующие годы (с учетом дополнительных чисток резервуаров): 42035364,5 руб.

					Экономическая часть	Лист
Изм.	Лис	№	Подпись	Дата		70

Часть безопасности жизнедеятельности

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность фирмы перед работниками по праву считается важной составляющей корпоративной стратегии и включает в себя ответственность за благополучие своих сотрудников в социальной сфере, ответственность за благополучие общества в целом (уплата налогов, выплата заработной платы, обеспечение необходимых условий труда). Социальная ответственность предприятия представляет собой уровень отклика на различные социальные потребности сотрудников. Необходимо отметить, что такие потребности работников не определяются законом или иными регулируемыми органами – эти действия производятся для общества на добровольной основе. Можно утверждать, что понятие социальной ответственности тесно связано с достижением коммерческой выгоды так, чтобы показать уважение к своим работникам и обществу в целом.

ООО «РН-Ванкор» – является одним из примеров социально–ответственных предприятий Сибирского федерального округа.

ООО «РН-Ванкор» ориентировано в проведении социальной политики как на работника (традиция ежегодно выбирать лучших по основным профессиям, проведение торжественных мероприятий, приуроченных ко Дню нефтяника, проведение спартакиад), так и на подрастающее и старшее поколение (создание совета ветеранов, ежегодное проведение торжественной церемонии в честь выпускников школ). Справедливо отметить, что социальная политика, проводимая ООО «РН-Ванкор», способствует совершенствованию отношений в сфере труда, создает основу благополучия Российской Федерации.

					Модернизация технологии очистки нефти предвиарительного сброса пластовой воды на Ванковском месторожден						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Трусов Д.В.									
Руковод.		Никульчиков В.К.								71	98
Консульт.								ТПУ гр. 3-2БЗД			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

6.1 Производственная безопасность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении очистных мероприятий внутренней полости нефтепровода в таблице 2.

Таблица 1

Таблица 5.1 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при реконструкции нефтепровода

Наименование видов работ			Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы	
			Вредные	Опасные		
1			2	3	4	
Реконструкция технологического нефтепровода			Физические			
				Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003 -2015	
				Электробезопасность	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [15] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [16] СП 70.13330.2012 [77]	
				Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	РД 03-29-93[45] ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [18] ПРИКАЗот 25 марта 2014 года № 116 [44]	
				Взрывоопасность и пожароопасность	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ [12] ФЗ №123 от 22.07.2008г. [84]	
			Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96[65] РД 102-76-87 [63]	
			Повышение уровней шума		ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [9] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [14] СП 51.13330.2011 [75] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [66]	
			Повышение уровней вибрации		ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [13]	
			Недостаточная освещенность рабочей зоны		СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03[64] СП 52.13330.2011 [76] ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ [17]	
			Химические			
			Повышенная запыленность		ГОСТ 12.1.005-88	
	и загазованность рабочей	ССБТ [10]				
	зоны	ГОСТ 12.1.007-76				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность	Лист
					ССБТ [11]	72

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
	Биологические		
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ

Анализ выявленных вредных факторов при ремонте и установке оборудования.

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении мероприятий по очистке внутренней полости нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочей зоны

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25 °С работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около +25 °С.

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В рабочих зонах помещения и площадки обслуживания температура воздуха различна в теплый и холодный периоды года.

Таблица 3 – Продолжительность пребывания на холоде

ТЕМПЕРАТУРА ВОЗДУХА, °С	СКОРОСТЬ ВЕТРА, М/С											
	1		2		4		6		8		10	
	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б	А	Б
0-10	не регламентируется											
10-15	не регламентируется										154	1
15-20	не регламентируется						180	1	130	1	98	2
20-25	не регламентируется				150	1	114	1	90	2	72	2
25-30	150	1	130	1	103	2	83	2	68	2	63	3
-35	106	1	95	2	79	2	66	3	55	3	47	4
-40	82	2	75	2	64	3	54	3	46	4	40	4
-45	67	3	62	3	53	3	46	4	40	4	35	5

Примечание:

А – продолжительность непрерывного пребывания на холоде, мин; Б – количество 10-минутных перерывов для обогрева за четырехчасовой период рабочей смены.

2. Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА(ГОСТ 12.1.003-83). Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

- совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

					Социальная ответственность		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			74

В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши (многократного или однократного пользования, вкладыши "Беруши" и др.), заглушающая способность которых составляет 6 В случаях более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину. Наушники могут быть независимыми либо встроенными в головной убор или в другое защитное устройство.

3. Превышение уровней вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 69 Гц. (ГОСТ 31192.1-2004)

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и ме-

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ханизмов.

5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³. (ГОСТ Р 54578-2011)

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

При работе с вредными веществами 1-, 2-, 3-го классов опасности (ртуть, одорант, сероводород, метанол, диэтиленгликоль и т.д.) должно быть обеспечено регулярное обезвреживание и дезодорирование СИЗ.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах. При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретить курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

6. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Анализ выявленных опасных факторов при ремонте и установке оборудования

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении мероприятий по очистке внутренней полости нефтепровода, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например двуручное управление), предотвращающие травмы.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

2. Электрический ток, электрическая дуга и металлические искры при сварке

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать следующих значений:

- переменный (50 Гц) – U не более 2,0 В, I не более 0,3 мА;
- переменный (400 Гц) – U не более 3,0 В, I не более 0,4 мА;
- постоянный – U не более 8,0 В, I не более 1,0 мА.

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Предусмотреть технических средств электробезопасности: применение малых напряжений (12–42 В), защитное заземление (4–10 Ом), устройство защитного отключения.

Для защиты от поражения электрическим током персонала необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

3. Оборудование и нефтепроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; не-исправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;

на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

4. Взрывоопасность и пожароопасность

Все работы по ремонту и установке оборудования производить искрозащищенным инструментом.

Первичные средства пожаротушения:

- переносные и передвижные огнетушители
- асбестовые покрывала
- кошма
- наполненные песком ящики
- пожарные краны расположенные внутри помещения
- противопожарные щиты, укомплектованные баграми, баками с водой, ведрами, вилами, емкостями с песком, кошмами, ломами, лопатами (штыковыми, совковыми), огнетушителями, топорами. Передвижные модели дополнительно комплектуются ручными насосами, защитными экранами и стойками, тележками, пожарными рукавами.

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Устанавливать технику необходимо с подветренной стороны.

Техника должна быть оснащена искрогасителями.

Для обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ обязаны ознакомить работающих с пожарной безопасностью каждого вида строительно-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оборудования, которые применяются на этих работах.

Персоналу иметь средства индивидуальной защиты. Для безопасной эвакуации предусмотреть необходимое количество эвакуационных выходов, соответствующие средства коллективной защиты.

Каждый производственный объект, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка, цеха, организации.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

6.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Работы по очистке очистных устройств от нефтешлама необходимо производить на специально отведенной территории, для предотвращения попадания нефтесодержащей жидкости на грунт.

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

					Экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Таблица 4 – План ликвидации аварии на Центральном Пункте Сбора

Вид аварии и место возникновения	Мероприятия по локализации и ликвидации аварии	Действия ответственных лиц аварийных служб и бригад по локализации и ликвидации аварий, оказанию помощи пострадавшим
1	2	3
Авария на объекте ЦПС – внезапный вылив или истечение нефти (утечки) в результате полного разрушения или частичного повреждения нефтепровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими событиями	1. Обнаружение аварии	1. Сообщить немедленно о происшествии по связи Начальнику смены, Диспетчеру РИТС
	2. Получение информации об аварии.	1. Уточнить у источника информации характер, размеры и место аварии, время обнаружения, обстановку на местности. 2. Убедиться в достоверности информации.
	3. Оповещение об аварии	1. Немедленно оповестить об аварии: - Старшего оператора - диспетчера РИТС
	4. Принятие оперативных мер	1. Остановить перекачку нефти по аварийному участку нефтепровода и отключить аварийный участок в режиме телеуправления в соответствии с Регламентом действия оперативного персонала при аварийных ситуациях. 2. Немедленно известить об аварии Руководство

1	2	3
		3. Организовать контроль за выездом аварийно-восстановительной бригады, патрульной группы. 4. Принять меры, исключающие возможность попадания нефти на территорию населенных пунктов, в водоемы, на автомобильные и железные дороги. 4. Принять меры по предотвращению возможности возгорания разлитой нефти; 5. Организовать сбор вытекшей нефти 6. Определить способ опорожнения дефектного участка нефтепровода от нефти.
	5. Проведение аварийно-восстановительных работ.	1. Определить способы и объемы восстановительных работ с привлечением специализированных организации, составить план производства восстановительных работ.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Регулирование проектных решений в законодательном аспекте, зачастую относится к человеку и охране окружающей среды.

Производство ремонтно-восстановительных работ проводится сотрудниками, которые работают вахтовым методом. Согласно статьи 299 НК [37], работа вахтовым методом приравнивается к сверхурочной и оплачивается в повышенном размере. Работникам организаций, финансируемых из федерального бюджета, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до

места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы (далее - надбавка) в следующих размерах: в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях –

75% тарифной ставки (оклада); в районах Сибири и Дальнего Востока

50% тарифной ставки (оклада); в остальных районах – 30% тарифной ставки (оклада).

Компенсационные выплаты, произведенные лицам, выполняющим работы вахтовым методом, не подлежат обложению налогом на доходы физических лиц и единым социальным налогом на основании п. 3 ст. 217 и подп. 2 п. 1 ст. 238 Налоговый кодекс [37].

Защита окружающей среды при ремонте магистральных нефтепровода чаще всего связана в обеспечении производства работ без значительных разливов нефти, а также в рекультивационных операциях возможных мест попадания нефтепродуктов в почву.

Законом об охране окружающей среды [38] регулируются следующие положения. Эксплуатирующая организация при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязана:

1) обеспечить в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, оповещение федеральных органов исполнительной власти, определяемых соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления на территориях, которые примыкают к участку разлива нефти и нефтепродуктов, о факте разлива нефти и нефтепродуктов;

2) обеспечить организацию и проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

3) принимать меры по защите жизни и сохранению здоровья работников эксплуатирующей организации и иных людей, находящихся непосредственно в районе разлива нефти и нефтепродуктов, а также при необходимости проводить их эвакуацию;

4) принимать меры по защите и сохранению водных биоресурсов;

5) обратиться в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, федеральные органы исполнительной власти, определяемые

соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, для привлечения дополнительных сил и средств в целях осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

6) возместить в полном объеме вред, причиненный окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов, а также расходы на привлечение дополнительных сил и средств для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В своем дипломном проекте я подробно описал Ванкорское нефтегазовое месторождение, а так же проанализировал текущую работу системы подготовки и очистки нефти на центральном пункте сбора нефти. Как проект модернизации я предложил новую систему обвязки нефтепровода с добавлением клапанных сборок. Показал как с помощью давления можно давить жидкость из сосудов в резервуары.

Как итог проделано работы, я могу сделать следующие выводы о анализе и модернизации системы подготовки и очистки нефти на Ванкорском месторождении:

Снижение себестоимости товарной нефти за счет реконструкции технологической схемы;

- Реконструкция технологической обвязки оборудования, переход на работу по безнасосной схеме, расчеты технологических нефтепроводов, сепараторов, дегазатора, другого оборудования технологической схемы.

- Расчет экономии средств, связанных с оптимизацией технологической схемы, затратами на электроэнергию, запчасти, техническое и сервисное обслуживание.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Список используемой литературы

- 1) Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование: учебное пособие / Р. С. Сулейманов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др. – Уфа: «Нефтегазовое дело», 2007. – 450с.
- 2) Лутошкин Г. С. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: учеб. пособие для вузов / Г. С. Лутошкин, И. И. Дунюшкин.– М.: Недра, 1985. – 135 с.
- 3) Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / Г. Г. Рабинович, П. М. Рябых, П. А. Хохряков и др.; под ред. Е. Н. Судака. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Химия, 1979. – 568 с.
- 4) Лутошкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. - М., «Недра», 1974, 184 с.
- 5) Сбор, транспорт и подготовка нефти/ Н. М. Байков, Б. В. Колесников, П. И. Челпанов. - М., «Недра», 1975. - 317 с.
- 6) Скобло А. И., Молоканов Ю. К., Владимиров А. И., Щелкунов В. А. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник для ВУЗов.- 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 677 с.
- 7) Дунюшкин И. И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 320 с.
- 8) ГОСТ 51858-2002 «Нефть, Общие технические условия (с Изменением № 1, 2)»;

- 9) РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»
- 10) РД-16.01-60.30.00-КТН-103-1-05 «Гидравлические испытания вновь построенных и эксплуатируемых нефтепроводов с изм №1,2.»;
- 11) СП 36.13330.2011 «Магистральные трубопроводы»;
- 12) СП 75.13330.2011 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»
- 13) Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
- 14) ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением № 1)»;
- 15) ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»;
- 16) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1)»;
- 17) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменением № 1, 2)»;
- 18) ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением № 1)»;
- 19) ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»;
- 20) ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума. Классификация»;
- 21) ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением № 1);

					Список литературы	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 22) ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов(с Изменением № 1)»;
- 23) ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ «Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
- 24) ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

					Список литературы	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Характеристика исходного сырья на Ванкорском метсорождении

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
Сырье					
1	Сырая нефть (нефтяная эмульсия)	Согласно ТУ	Содержание воды	Не нормируется определение обязательно	Сырье для системы сепарации и подготовки нефти
			Содержание мех. примесей		
2	Подпиточная вода	По данным лаборатории ООО «НК «Роснефть»- НТЦ»	Концентрация взвешенных веществ, мг/л	50...80	Для подпитки системы ППД
Продукты					
	Товарная нефть	ГОСТ Р 51858- 2002	Содержание воды, %	до 0,5	Товарный продукт для поставки потребителям
			Массовое содержание серы, %	до 0,6	
			Плотность при 20 °С, кг/м ³	870,1...895,0	
			Массовая концентрация хлористых солей, г/дм ³	не более 100	
			Содержание мех. примесей, % масс	не более 0,05	
			Давление насыщенных паров, кПа	66,7	
			Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, ppm	10	
			Содержание сероводорода, ppm	20	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
			Содержание меркаптанов, ppm	40	
3	Вода в систему закачки воды в пласт	ОСТ 39-225-88	Содержание свободной нефти, мг/л, не более	30	Для заводнения пласта
			Содержание мех. примесей, мг/л, не более	30	
4	Пластовая вода	По данным лаборатории ООО «НК «Роснефть»- НТЦ»	Содержание свободной нефти, мг/л, не более	1500	На УПСВ-Север
			Содержание мех. примесей, мг/л, не более	150	
5	Попутный нефтяной газ	Проект	Компонентный состав, % объемные: - метан - этан - пропан - изо-бутан - норм-бутан - изопентан - пентан - гексаны - C ₇₊ - углекислый газ - азот	86,32...89,25 3,83...2,75 3,31...3,07 1,96...1,31 2,00...1,52 0,98...0,42 0,75...0,28 0,11...0,04 0,08...0,01 0,12...0,12 0,54...0,51	На прием ГКС ВД
Материалы, реагенты и катализаторы					
	Ингибитор коррозии (нефть, вода)	Согласно ТУ	Содержание метанола, %	30...60	Снижение скорости коррозии

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
	CRW82275				трубопроводов и оборудования
			Содержание солей имидазолинов, %	10...30	
			Содержание солей аммония, %	1...5	
6	Ингибитор парафинообразования СНПХ5312	Согласно ТУ	Внешний вид	жидкость светло- желтого цвета	Снижение парафиноотложений на стенках трубопроводов
			Плотность при 20 °С, кг/м ³	1080...1170	
			Температура застывания, °С, не выше	минус 45	
			pH марки «С»	1,0...1,8	
			pH марки «Т»	5,5...7,0	
			Содержание метанола, %	20...32	
7	Дезэмульгатор СНПХ4315Д	Согласно ТУ	Содержание метанола, %	30...35	Для предотвращения образования эмульсий сырой нефти
			Содержание ПАВ, %	45...55	
			Содержание сольвента, %	8...15	
			Содержание бутилцеллозольв, %, не более	5	
8	Антивспениватель SILPEG Antifoam		Плотность при 20°С, г/см ³	0,78	
			Вязкость при 20 °С, сП	500	
9	Метанол	ГОСТ 2222-95	Внешний вид	бесцветная жидкость	Для предотвращения образования
			Плотность при 20°С,	0,791... 0,792	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
			г/см ³		кристаллогидратов
			Температура кипения, °С	64,0...65,5	
			Массовая доля воды, %, не более	0,05	
			Цветность, ед. Хазена, не более	5	
10	Диспергент- ингибитор парафиноотложений ХПП-004	ТУ 39-43122541- ОП-14-98	1. Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от светло- желтого до желтого цвета. Допускается опалесценция.	Для ингибирования
			2. Плотность при 20 °С, г/см ³ , пределах	0,82 - 0,87	
			3. Вязкость кинематическая, при 20 °С, мм ² /с, не более	50	
			4. Температура застывания, °С, не выше	минус 50	
11	Ингибитор/ растворитель гидратообразований СОНГИД 1803	ТУ 2458-034 00151816-2007	1 Внешний вид	Однородная прозрачная жидкость от бесцветного до светло- коричневого цвета	* - определяется при типовых испытаниях, а также по требованию потребителя
			2 Плотность при 20°С, г/см ³ , не менее	0,750	
			3 Кинематическая вязкость при 20°С, мм ² /с, не более	7	
			4 Температура застывания, °С, не выше	минус 60	
			5 Активная основа, не менее, % *	не нормируется	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
			6 Коррозионная активность, г/м ² ·час, не более*	не нормируется	
			7 Эффективная концентрация, %, не более*	не нормируется	
12			Массовая доля триэтиленгликоля, %, не менее	98	Для осушки нефтяного газа
			Сумма массовых долей этиленгликолей, %, не более	2 0,1	
			в т. ч. моноэтиленгликоля		
			Массовая доля воды, %, не более	0,1	
			Плотность при 20 °С, г/см ³	1,123...1,124	
			Массовая доля альдегидов в пересчете на ацетальдегид, %, не более	0,01	
			Массовая доля кислот в пересчете на уксусную кислоту, %, не более	0,002	
			Массовая доля перекисных соединений (в пересчете на йод), %, не более	0,005	
13	«Состав ЯТС/08АН»	ТУ 2422-015- 13923249-2010	Внешний вид	Прозрачная жидкость	В качестве теплоносителя для поддержания температуры
			Плотность, кг/см ³	1,085...1,115	
			Содержание гликолей, %	60...95	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
			Кинематическая вязкость, сСт при 20 °С, не более	20	
			Температура начала кристаллизации , °С	минус 60	
			Температура кипения, °С	170	
			Удельная теплоемкость, кДж/кг×°С	2,4...3,5	
			Удельная электропроводность, мкСм/см	400...500	
14	Ингибитор солеотложения		Плотность при 20°С, г/см ³	1,125	
			Вязкость при 20 °С, сП	20	
15	Ингибитор коррозии (газ)		Плотность при 20°С, г/см ³	0,895	
			Вязкость при 20 °С, сП	100	
16	Обратный деэмульгатор		Плотность при 20°С, г/см ³	1,0	
			Вязкость при 20 °С, сП	150	
17	Коагулянт		Плотность при 20°С, г/см ³	1,02	
			Вязкость при 20 °С, сП	100	
18	Биоцид		Плотность при 20°С, г/см ³	1,058	
			Вязкость при 20 °С, сП	50	

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕННОГО ИЛИ ОТРАСЛЕВОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
19	Поглотитель кислорода		Плотность при 20°С, г/см ³	1,19	
			Вязкость при 20 °С, сП	5	
20	Азот газообразный от установки АДА-6600	ГОСТ-9293-74 1-го сорта	Объемная доля азота, % не менее	99,98	Для очистки фильтров V-4101A/B, на продувку емкостей отстойников
			Объемная доля кислорода, % не более	0,02	
			Объемная доля водяного пара, % не более	0,0007	
21	Азот газообразный от установки МВА-1,4- 300-99-B1	ГОСТ-9293-74 2-го сорта	Объемная доля азота, % не менее	99,0	Для поддержания азотной подушки, продувки факельного коллектора. Для технологических нужд
			Объемная доля кислорода, % не более	1,0	
			Объемная доля водяного пара, % не более	0,0007	
22	Воздух КИП и А	ГОСТ 17433-80	Класс загрязненности Точка росы, °С	0 минус 70	Для пневматической системы управления технологическими процессами

Приложение В - Физико-химическая характеристика и фракционный состав товарных нефтей

НАИМЕНОВАНИЕ	ЕДИ НИЦ	МЕТОД ИСПЫТА	СКВ. 9, ГОР. НХ III,	СКВ. СВ-1, ГОР.	СМЕСЬ
--------------	------------	-----------------	-------------------------	--------------------	-------

ПОКАЗАТЕЛЯ	Ы ИЗМ ЕРЕН ИЯ	НИЯ	ИНТ. ПЕРФ. 2812-2816, 2802-2807 М	ЯК - VI, ИНТ. ПЕРФ. 1665-1672 М	% ОБ. НХ=40 ЯК= 60	% ОБ. НХ=50 ЯК= 50	% ОБ. НХ=70 ЯК=30
Плотность при температуре: 20 °С 15 °С	кг/м ³	ГОСТ 3900-85 ГОСТ Р 51069-97	851, 5	910,0 913,4	890,2 893,6	884,6 888,1	876,3 879,8
Массовая доля серы	%	ГОСТ 1437-75	0,41	0,09	0,19	0,20	0,28
Массовое содержание асфальтенов	%	ГОСТ 11851-85	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Массовое содержание парафина	%	ГОСТ 11851-85	2,8	0,5	1,4	1,6	2,4
Массовое содержание силикагелевых смол	%	ГОСТ 11851-85	9,2	12,7	П,1	10,9	10,0
Кинематическая вязкость при 20 °С	мм ² /с	ГОСТ 33- 2000	16,62	141,2	53,9	39,96	35,57
Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	+ 8	-46	-28	-5	+ 4
Температура начала кипения	°С	ГОСТ 2177-99	64	233	99	92	90
Выход фракций до температуры:		ГОСТ 2177-99					
100 °С	%		4,5	-	-	0,5	1,0
120 °С	%		8,3	-	2,0	2,0	4,0
150 °С	%		14,0	-	4,0	4,0	8,0
160 °С	%		16,0	-	5,0	5,0	9,0
180 °С	%		20,0	-	6,0	7,0	11,0
200 °С	%		22,5	-	7,5	9,0	13,0
220 °С	%		26,0	-	9,0	11,0	16,0
240 °С	%		29,8	1,0	12,5	14,0	19,0
250 °С	%		31,8	2,2	14,0	16,0	21,0
260 °С	%		33,8	4,8	16,0	19,0	22,5
280 °С	%		38,0	9,2	19,0	22,5	26,0
300 °С	%		43,0	17,0	25,0	27,5	31,0

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕДИ НИЦ Ы ИЗМ ЕРЕН ИЯ	МЕТОД ИСПЫТА НИЯ	СКВ. 9, ГОР. НХ III,	СКВ. СВ-1, ГОР.	СМЕСЬ		
			ИНТ. ПЕРФ. 2812-2816, 2802-2807 М	ЯК - VI, ИНТ. ПЕРФ. 1665-1672 М	% ОБ. НХ=40 ЯК= 60	% ОБ. НХ=50 ЯК= 50	% ОБ. НХ=70 ЯК=30
350 °С	%		56,5	38,5	44,0	44,0	47,5
Массовая доля сероводорода	млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0
Массовая доля метил - и этилмеркаптанов	млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0	менее 2,0
Температура плавления парафина	°С	ГОСТ 23683-79	+ 62	+ 58	+ 62	+ 62	+ 62
Давление насыщенных паров	кПа/ мм рт.	ГОСТ 1756-2000	22,3/167,3	3,7/27,8	9,2/69	10,1/76	14,2/ 107
Температура насыщения нефти па- рафином	°С		+20	+16	+ 20	+ 21	+ 14