

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ КОМПЛЕКСНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.276.8(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа (основы процесса подготовки сырой нефти на месторождении, общие сведения о технологии подготовки нефти и газа, выбор режима комплексной установки подготовки нефти). -Анализ текущих показателей разработки Ванкорского месторождения (общие сведения о месторождении, анализ состояния фонда скважин, физико-химические свойства нефти, газа, воды, описание системы сбора и подготовки скважиной продукции на Ванкорском месторождении, характеристика исходного сырья). - Модернизация оборудования комплексной установки подготовки нефти в промышленных условиях на Ванкорском нефтегазовом месторождении в целях оптимизации режима работы оборудования (описание технологического процесса сбора, сепарации, подготовки нефти, описание режима работы технологического оборудования, входной питающий манифольд, входные пробкоуловители V-1010 А/В/С, эксплуатационный манифольд, сепаратор 1-й ступени (трехфазник) V-2010-1/2/3, теплообменник нефть/нефть Е-2020-1/2/3, сепаратор 2-й ступени (трехфазный) V-2030-1/2/3, насосы перекачки воды 2-й ступени Р-2040-1/2/3, подогреватель нефти Е-2050-1/2/3, дегазатор 3-й ступени V-2060-1/2/3, электростатический коагулятор V-2070-1/2/3, насосы перекачки воды 3-й ступени Р-2080-1/2/3, модернизация оборудования подготовки нефти, расчет загрузки производственных мощностей, технологическое обоснование модернизации, аппаратные расчеты, расчет высоты разделительной перегородки сепаратора 1й ступени, технология путевого сброса воды). - Заключение
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Приложение Д (Принципиальная схема ЦПС Ванкорского месторождения)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа.	

Анализ текущих показателей разработки Ванкорского месторождения.
Модернизация оборудования комплексной установки подготовки нефти в промышленных условиях на Ванкорском нефтегазовом месторождении в целях оптимизации режима работы оборудования.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.03.2019г.
--	--------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа	30
	Анализ текущих показателей разработки Ванкорского месторождения	25
	Модернизация оборудования комплексной установки подготовки нефти в промысловых условиях на Ванкорском нефтегазовом месторождении в целях оптимизации режима работы оборудования	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Прокопьеву Владимиру Дмитриевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен.	Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов.
2. Система налогов и платежей.	Заработная плата работников ГКС Нормативные затраты на энергоносители Нормативный показатель затрат на смазочные материалы Нормативные показатели затрат на гидравлическую жидкость Стоимость эксплуатации машины в год
3. Расчет экономической эффективности мероприятия	Экономический эффект от проведения конкретных мероприятий
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет затрат на производство продукции	Структура и расчет текущих затрат по статьям калькуляции
2. Анализ безубыточности	Определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков
3. Расчет экономической эффективности инновационного проекта	Сопоставление технико-экономических показателей до и после модернизации оборудования УПН
Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3 - 2Б4Г	Прокопьеву Владимиру Дмитриевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 "Нефтегазовое дело"

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i>	Работа оператора по подготовке нефти и газа на установке подготовки нефти. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично. Вредные факторы – метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля. Опасные факторы – пожар, взрыв, поражение электрическим током, температурное воздействие, высокие давления. Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – наводнение, ГНВП, лесные пожары
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i> - <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> - <i>действие фактора на организм человека;</i> - <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> - <i>предлагаемые средства защиты;</i> - <i>(сначала коллективной защиты, затем –</i>	Анализ вредных и опасных факторов. Вредные факторы: – Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу; – Отклонения показателей климата на открытом воздухе; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.
---	--

<i>индивидуальные защитные средства).</i> 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 электричество, молниезащита – источники, средства защиты)	Опасные факторы: – Движущиеся машины и механизмы, острые кромки, подвижные части технологического оборудования; – Электрический ток, повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – Химически опасные – мутагенные, влияющие на репродуктивную функцию. – Статическое электричество. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.
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.	Анализ воздействия на атмосферу. Анализ воздействия на гидросферу. Анализ воздействия на литосферу.
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.	Анализ вероятных ЧС на месте проведения работ. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.
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.	Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже: - Конституция Российской Федерации; - Закон Российской Федерации «О недрах»; - «Правила охраны недр»; - «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
Перечень графического материала:	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 - 2Б4Г	Прокопьев Владимир Дмитриевич		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Обозначения, определения, сокращения

УКПГ – установка комплексной подготовки газа
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.

Реферат

Бакалаврская работа состоит из 96 страниц, 10 рисунков, 20 таблиц, 47 источников литературы, 5 приложений.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ПУНКТ СБОРА, СЕПАРАТОР ТРЕХФАЗНЫЙ, ТРУБНЫЙ ВОДООТДЕЛИТЕЛЬ.

Объектом исследования является текущее состояние разработки Ванкорского нефтегазового месторождения.

В данной бакалаврской работе даны общий обзор одного из нефтегазовых месторождений в Восточной Сибири, геолого-физическая характеристика, описано текущее состояние разработки месторождения, выявлены основные отклонения показателей от проектных и определено их влияние на процесс подготовки нефти и оборудование.

Основное внимание уделено аппаратным расчетам загрузки оборудования сепарации жидкости по стадиям и поиску вариантов технической модернизации производственного процесса сброса пластовой воды. Предложены технические решения разного уровня.

Целью работы является анализ фактических данных работы оборудования Цеха подготовки и перекачки нефти Ванкорского месторождения, выявление "узких" мест технологической схемы и разработка оптимального и эффективного режима работы оборудования.

Бакалаврская работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА.....	20
1.1 Основы процесса подготовки сырой нефти на месторождении	20
1.2 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа. Выбор режима комплексной установки подготовки нефти.....	22
2. АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	28
2.1 Общие сведения о месторождении	28
2.2 Анализ состояния фонда скважин	30
2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды	32
2.3 Описание системы сбора и подготовки скважиной продукции на Ванкорском месторождении.....	35
2.4 Характеристика исходного сырья.....	35
3. МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ.....	38
3.1. Описание технологического процесса сбора, сепарации, подготовки нефти.....	38
3.2 Описание режима работы технологического оборудования	42
3.2.1 Входной питающий манифольд.....	42
3.2.2 Входные пробкоуловители V-1010 А/В/С.....	43
3.2.3 Эксплуатационный манифольд.....	45
3.2.4 Сепаратор 1-й ступени (трехфазник) V-2010-1/2/3	46
3.2.5 Теплообменник нефть/нефть Е-2020-1/2/3.....	47
3.2.6 Сепаратор 2-й ступени (трехфазный) V-2030-1/2/3.....	49

3.2.7 Насосы перекачки воды 2-й ступени Р-2040-1/2/3	50
3.2.8 Подогреватель нефти Е-2050-1/2/3	51
3.2.9 Дегазатор 3-й ступени V-2060-1/2/3	52
3.2.10 Электростатический коагулятор V-2070-1/2/3	54
3.2.11 Насосы перекачки воды 3-й ступени Р-2080-1/2/3.....	55
3.3 Модернизация оборудования подготовки нефти.....	56
3.3.1 Расчет загрузки производственных мощностей.....	57
3.3.2 Технологическое обоснование модернизации.....	59
3.3.3 Аппаратные расчеты.....	61
3.3.3.1 Расчет высоты разделительной перегородки сепаратора 1й ступени.....	61
3.3.3.2 Технология путевого сброса воды.....	66
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен	70
4.2 Система налогов и платежей.....	71
4.3 Расчет затрат на производство продукции.....	73
4.4 Анализ безубыточности.....	76
4.5 Определение потребности в инвестициях в проектном году.....	78
4.6 Расчет экономической эффективности инновационного проекта.....	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
5.1 Ответственность при выполнении работ на установке подготовки нефти.....	83
5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	84
5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	113

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность России играет значительную роль в социально-экономическом развитии страны последние 50 лет, является важным элементом мирового рынка нефти. Пик добычи нефти в Советском Союзе был достигнут в 1986 – 1988 гг. Тогда в стране добывалось более 625 млн тонн нефти и газового конденсата, что превышало 21 % от общемирового показателя, в том числе в Российской Федерации – почти 570 млн тонн, или свыше 19 % мировой добычи.

Главный центр нефтяной промышленности – Западная Сибирь. Здесь добывается около 68 % всей нефти в стране, объем добычи в 2008 г. составил 332 млн тонн нефти. Начиная с середины 1980-х гг., 67 – 72 % российской нефти добывается в Западной Сибири [1]. Однако, в последнее десятилетие в рамках реализации программ устойчивого развития нефтедобывающих компаний, поддержания ресурсной базы, набирают вес месторождения Восточной Сибири. Ярким представителем новых месторождений является Ванкорское месторождение.

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1988 году при бурении скважины Ванкорская-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в 1991 году при испытании скважины Ванкорская-6.

Месторождение расположено в Туруханском районе и Таймырском муниципальном районе Красноярского края на территории трех лицензионных участков – Ванкорского, Северо-Ванкорского и Восточно-Лодочного. Лицензии на Ванкорский и Северо-Ванкорский лицензионные участки выданы ЗАО «Ванкорнефть» (дочернее общество ОАО «НК «Роснефть»).

Первые сейсморазведочные работы начаты в 1970 году, а в 1972 году Ванкорское поднятие было подготовлено и передано под глубокое поисковое бурение. Поисковое бурение было начато в 1988 году, а с 2004 года начато

разведочное бурение.

В 2006 году специалистами Нефтяной Компании «Роснефть», Корпорацией «Шлюмберже Лоджелко Инк» и Компанией «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед» подготовлена и защищена «Технологическая схема разработки Ванкорского месторождения».

В 2008 году подготовлены и защищены «Подсчет запасов Ванкорского месторождения» (ЗАО «Красноярскгеофизика» [2] и «ТЭО КИН Ванкорского месторождения» (ООО «РН-УфаНИПИнефть»).

В разработку Ванкорское месторождение введено в 2009 году. В настоящее время ведется эксплуатационное бурение на основных объектах разработки: пластах Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV.

В 2009 году ООО «РН-УфаНИПИнефть» подготовлено «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения», а ООО «РН- КрасноярскНИПИнефть» подготовлен «Оперативный подсчет запасов Ванкорского месторождения». По состоянию на 01.01.2010 года начальные геологические и извлекаемые запасы нефти (категорий В+С1+С2) составили 1 199 742 и 522 268 тыс.т. соответственно.

В данной работе рассматриваются актуальные вопросы разработки Ванкорского месторождения с учетом наличия существенных отклонений от проектных данных, предлагаются и подтверждаются расчетами оперативные меры до принятия и реализации новых проектных решений.

Целью работы является анализ фактических данных работы оборудования Цеха подготовки и перекачки нефти Ванкорского месторождения, выявление "узких" мест технологической схемы и разработка оптимального и эффективного режима работы оборудования.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

1.1 Основы процесса подготовки сырой нефти на месторождении

Подготовка нефти на месторождении заключается в удалении механических примесей, воды, и газообразных углеводородов. Отделение от нефти легких газообразных углеводородов стабилизирует нефть и снижает ее испаряемость. Завышенное содержание в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей способствует более интенсивному коррозионному износу оснащения перекачивающих станций трубопроводов и аппаратов нефтеперерабатывающих заводов, понижает пропускную способность трубопроводов.[2]

В зависимости от содержания в товарной нефти хлористых солей, воды и механических примесей они разделены на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТом 99-65-76 и в частности 2002 году был принят ГОСТ Р 51858-2002. [3].

Извлеченная совместно с нефтью на поверхность пластовая вода считается вредоносной примесью, которую нужно удалять из нефти. В случае если вода формирует сплошную фазу, то эмульсию именуют прямой, или же эмульсией на подобии «нефть в воде», в случае если вода считается дисперсной фазой, то эмульсию именуют обратной, или же эмульсией на подобии «вода в нефти»[4]. Пластовая вода формирует с нефтью эмульсии разной степени стойкости, и со временем происходит старение эмульсии, стойкость эмульсий в соответствии с этим увеличивается. Под процессом старения понимают упрочнение пленки эмульгатора с течением времени. Процесс старения эмульсии имеет возможность протекать быстро или медленно от нескольких часов до 2-5 дней. В начальных стадиях данный процесс идет довольно активно, но по мере насыщения поверхностного слоя глобул эмульгаторами замедляется или, даже прекращается. По истечению

конкретного времени пленки вокруг глобул делаются довольно крепкими и не просто поддаются разрушению [5].

Это считается одной из главных причин того, что добытую нефть нужно обезвоживать как возможно скорее с этапа образования эмульсии, не допускать ее старения. Особенно важно проводить обезвоживание нефти на месторождениях. Второй, более необходимой причиной обезвоживания нефти в районах ее добычи считается высочайшая цена транспортировки балласта -пластовой воды. Транспортировка обезвоженной нефти удорожается не только в итоге перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и вследствие того, собственно, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. При повышении содержания воды в нефти на 1 % транспортные затраты возрастают в среднем на 3—5% при каждой перекачке [6].

Совместно с водой удаляются хлористые соли и механические примеси, которые считаются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождениях из нее удаляется основная масса воды, солей и механических примесей, и нефтепроводным управлениям нефть сдается с содержанием воды, как правило, не выше 1%. Но данная норма не остается постоянной и имеется тенденция к ее понижению до 0,5[7].

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

Список основных операций используемых в системе подготовки скважинной продукции включает:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);

- обессоливание;
- подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
- гравитационное осаждение механических примесей;
- перекачка и учет;
- подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

1.2 Общие сведения о технологии подготовки нефти и газа. Выбор режима комплексной установки подготовки нефти

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

- кусты скважин
- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- ДНС, УПСВ, МПС (многофазные перекачивающие станции)
- Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий:

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

Процесс отделения от нефти легких углеводородов и сопутствующих газов называется сепарацией. Сепарация происходит при снижении давления и повышении температуры, а также вследствие молекулярной диффузии

углеводородных и других компонентов, содержащихся в нефти, в пространство с их меньшей концентрацией, находящееся над нефтью. Процесс сепарации газа имеет место на всем пути движения нефти от скважины до газосепаратора, в резервуарах на промысле и за его пределами, а также при транспорте нефти [8].

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

Установки подготовки нефти УПН являются необходимым оборудованием на нефтяных месторождениях, нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях, так как предназначаются для предварительной подготовки добытой нефти перед ее отправкой на нефтеперерабатывающие заводы.

Назначение установок подготовки нефти - это подготовка товарной нефти путем обессоливания, обезвоживания и нагрева нефтяной эмульсии.

Современные комплексные установки подготовки нефти УПН позволяют совместить сразу несколько технологических процессов. Это ведет к:

- экономии энергоресурсов и материально-технических затрат
 - уменьшению обслуживающего персонала на объекте
 - высокой степени автоматизации технологического процесса подготовки нефти
 - повышению качества товарной нефти на выходе
- Конструкция и принцип работы технологических установок подготовки нефти.

Установки подготовки нефти УПН поставляются в блочном исполнении максимальной заводской готовности, что сокращает сроки проведения монтажных работ.

Установка УПН - это комплекс оборудования, обеспечивающий проведение всех необходимых процессов:

- подогрев нефтяной эмульсии
- глубокое термическое и химическое обезвоживание нефти
- обессоливание нефти
- снижение упругости паров товарной нефти
- отбраковку некондиционной нефти и повторную ее подготовку
- рециркуляцию реагентов, теплоносителя и др. для повторного использования
- стабилизация нефти

Все вышеперечисленные процессы происходят в одной сепарационной емкости с патрубками входа нефтяной эмульсии, воды и топлива. Внутри емкость условно поделена на секции, в которых происходит поэтапная подготовка нефти к транспорту.

В секции нагрева располагаются жаровые трубы U-образной формы. Нефтяная эмульсия, поступающая через входной патрубок, омывает трубы и направляется вниз емкости. За счет нагрева разность плотностей нефти и воды возрастает, при этом уменьшается вязкость нефти. В результате частицы воды оседают, а частицы нефти поднимаются. Параллельно также происходит первичное выведение газа из нефтяной эмульсии.

Секция коалесценции необходима для полного отделения капельной жидкости, частицы которой собираются в крупные капли на нержавеющей сетке.

После предварительного обезвоживания воды нефтяная эмульсия поступает по желобам в секцию обессоливания, в которой располагается система водораспределения, состоящая из трубок с распределительными

насадками. Нагретая в секции нагрева вода впрыскивается в нефтяную эмульсию и смешивается с ней.

В секции окончательной коалесценции и отбора нефти происходит последний этап отделения влаги. Затем при помощи насосов нефть откачивается насосами в нефтеотборник.

В сепарационной емкости также происходит очистка нефтяной эмульсии от песка, грязи и различных механических примесей, при помощи инжекционных трубок, которые подают под высоким давлением воду в нижнюю часть емкости, откуда суспензия песка и воды уже попадает в накопители песка, а затем полностью выводится из установки.

Кроме сепарационной емкости в установку подготовки нефти УПН входит блок регулирования и управления всеми процессами, происходящими в установке. Блок регулирования представляет собой блочно-модульную конструкцию из сварного пространственного каркаса, обшитого сэндвич-панелями. Внутри располагаются трубопроводы входа нефтяной эмульсии, выхода товарной нефти и воды и другое оборудование, необходимое для автоматического управления процессом.

В блоке подготовки топлива осуществляется его очистка, регулирование его давления и расхода.

Схема установки подготовки нефти УПН

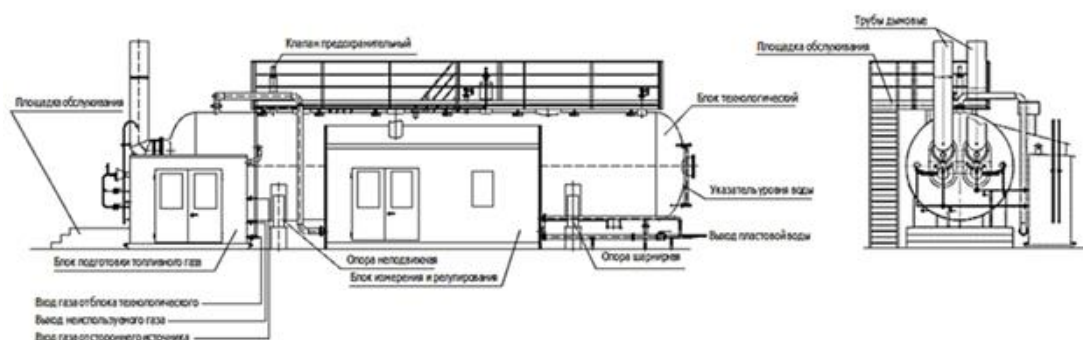


Рисунок 1.1 - Оборудование установки подготовки нефти УПН

Для осуществления своих функций в типовую схему установки подготовки нефти входят:

- технологический блок с горелкой - это секция нагрева и коалесценции
- блок регулирования
- блок подготовки топлива
- система автоматизации

Современные установки подготовки нефти оснащены дополнительным оборудованием: блоком коммерческого учета, блоком дозирования реагентов, установкой подготовки пластовой воды, подогревателями нефти, дегидраторами, отстойниками воды, факельными установками и др.

Система автоматического управления размещается в блоке регулирования. Специально разработанная и внедренная система автоматизации измеряют и регулируют температуру в секции нагрева, давление газа и жидкости, расход газа, нефти и воды, а также уровень нефти и уровень раздела фаз "вода-нефть" в емкости и другие параметры.

Приборы КИПиА позволяют эксплуатировать установку УПН в автоматическом режиме без постоянного присутствия человека. Вся информация о параметрах собирается и архивируется в журнале событий.

Особое внимание уделяется охранной и пожарной сигнализации, которая подает предупредительные и аварийные сигналы в случае неконтролируемых изменений технологических параметров.

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до ЦПС. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок: кусты скважин; выкидные линии; узлы ввода реагентов, замерные установки; внутривыпускные трубопроводы; ДНС, УПСВ, МПС (многофазные перекачивающие станции); Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий: сепарация нефти; предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%; глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%. стабилизация нефти.

2. АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение большей частью площади расположено в Туруханском районе Красноярского края. Часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск в 300 км к юго-западу от месторождения (рисунок 2.1)



Рисунок 2.1 - Обзорная карта района месторождения

Район месторождения характеризуется зоной распространения многолетнемерзлых пород, толщина которых достигает 450-480 м, при толщине деятельного слоя не более 0,5-1,0 м. Основными мерзлотно-геологическими процессами и явлениями на территории являются: морозобойное растрескивание, термоэрозия, термокарст, пучение. По долинам рек развиты солифлюкция, нивация, оползни и оплывины. По берегам озер происходит термоабразия.

Климат района работ является арктическим, характеризующимся суровой и продолжительной зимой, и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура отрицательная, минус 10-11⁰С. Наиболее теплый месяц года июль, средняя температура воздуха в июле +16⁰С, при максимальных значениях до +30⁰С. Наиболее холодные месяцы – январь и февраль, со средней температурой воздуха около –26⁰С, и максимальной – 57⁰С.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, составляет 450-470 мм в год. Наименьшее их количество приходится на август – сентябрь. Толщина снегового покрова неравномерна: до одного метра на равнинных участках и до 3 м и более в оврагах и распадках.

На протяжении всего года на рассматриваемой территории дуют сильные ветры, преимущественно северных и северо-западных румбов зимой и южных (юго-западных) летом, со средней скоростью до 5-7 м/с, при максимальных – 25 м/с.

Крупных населенных пунктов на данной территории нет, отсутствуют так же автомобильные и железные дороги. Близлежащие населенные пункты гг. Игарка, Дудинка и п. Туруханск имеют аэропорты круглогодичного действия. Время полета на вертолете от аэропорта Игарка до участка работ около 1 часа, от Туруханска – 1 час 40 мин. Транспортировка грузов может осуществляться водным путем непосредственно до месторождения в течении

весеннего периода, или водным путем до г. Игарки с последующим вывозом на площадь по зимникам или воздушным транспортом.

Электроснабжение объектов Ванкорского месторождения осуществляется ГТЭС, работающей на природном газе и с помощью дизельных электростанций.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа не обнаружено.

2.2 Анализ состояния фонда скважин

По состоянию на 01.01.18 г. пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-Ш-УП, 82 скважины на Нх-Ш-1У, 41 скважина - на Нх-1, 22 газовых - Дл-1-Ш, 172 - нагнетательных (81 - Як-Ш-УП, 54 - Нх-Ш-1У, 37- Нх-1) и 76 водозаборных. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2015 г. приведена в таблице 2.1. [1]

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин по состоянию на 2018г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин					
		Як-Ш-УП	Нх-Ш-1У	Нх-1	Дл-1-Ш	Нс	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд добывающих скважин	Пробурено	230	82	41	0	0	353
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	45
	Всего	244	102	52	0	0	398
	В том числе:						
	Действующие, дающие нефть	237	90	51	0	0	378
	из них фонтанные	2	22	1	0	0	25
	ЭЦН	235	68	50	0	0	353
	ШГН	0	0	0	0	0	0
	газлифт:	0	0	0	0	0	0
	- бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0
	- внутрискважинный	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие т.г.	4	1	0	0	0	5
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0

	Наблюдательные	2	11	1	0	0	14
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	1	0	0	0	0	1

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	81	54	37	0	0	172
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	2
	Всего	82	55	37	0	0	174
	В том числе:						
	Под закачкой	68	34	26	0	0	128
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	наблюдательные	0	1	0	0	0	1
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	45
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	22
	В том числе:						
	Действующие	0	0	0	21	0	21
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	0	1	0	1
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0
	В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0
	Ликвидированные	0	0	0	0	0	0
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	22	76

Основным способом эксплуатации скважин пласта Як-III-УП, Нх-1 и Нх- III-ТУ является ЭЦН (99%, 98% и 76 % от действующего фонда объекта соответственно). Доля фонтанирующих скважин по пласту Нх-III-IV снизилась с 77 % с конца 2012 до 24 % на начало 2018 года.

2.3 Физико-химические свойства нефти, газа, воды

Отбор и исследование глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов на Ванкорском НГКМ проводился как в процессе разведки, так и после начала эксплуатации месторождения. Начиная с 2007 г., практически все глубинные пробы отбирались в процессе бурения с помощью приборов MDT в скважинах заполненных буровым раствором, после чего пробы переводились в контейнеры для транспортировки и хранения проб в однофазном состоянии (SSB), которые поступали в лабораторию для проведения дальнейших исследований.

Определение основных физико-химических свойств поверхностных проб и качественных характеристик товарных нефтей проводилось согласно ГОСТ Р 51858-2002.

Состав и свойства свободного газа определены по одной поверхностной пробе, отобранной в начальный период геологоразведочных работ в скв. ВН-4 из нижнехетского горизонта Нх-III. Газ по своему составу относится к сухим, содержанием метана в среднем равно 91,1%. Плотность свободного газа в стандартных условиях, в среднем составляет 0,715 кг/м³.

Нефти пласта Як-II-VII являются смолистыми (6,7%), малопарафинистыми (2,7 %), малосернистыми (0,15 %) с низким выходом легких фракций (17% до 300 °С), с повышенной плотностью (0,902 г/см³). Повышенная плотность нефти характерна для пластов группы Як всего региона.

Нефти в пластах Нх-I и Нх-III-IV легкие, плотность – 0,722 г/см³, парафинистые (4,6 - 4,8 %), малосмолистые (0,08 - 0,11 %), с высоким выходом легких фракций (43 - 47 % до 300 °С), с температурой замерзания не выше -30 °С.

Разведочные работы на месторождении продолжаются. Учитывая довольно значительные размеры поднятия и, как следствие, выявленных в его пределах нефтяных и газонефтяных залежей, в новых скважинах

планируются обширные исследования по опробованию продуктивных пластов и, в том числе отбору керна и проб флюидов, что позволит в последующем уточнить соответствующие параметры.

Имеющиеся данные по физико-химическим свойствам нефтей и газов тщательно проанализированы в работе по подсчету запасов УВ. При этом отмечено различие свойств нефтей на юге и на севере структуры, что дало основание дифференцировать их по указанным участкам с последующим использованием при оценке запасов и в технологических расчетах.

Свойства газа принимаемые в дальнейших технологических расчетах соответствуют принятым в подсчете запасов.

В приложении 1 представлен состав нефти Ванкорского месторождения в пластовых условиях при принятом газосодержании.

Гидрохимические исследования пластовых вод Ванкорского месторождения проводились по общепринятой методике и заключались в опробовании как разведочных, так и эксплуатационных скважин и анализе результатов, базирующихся на обобщении имеющихся геолого-геофизических данных, позволяющих использовать их для разностороннего изучения месторождения и среды его формирования на основе выяснения целого ряда ее параметров: геолого-гидрохимических, геотермических, гидродинамических и др. Этим обеспечивается не только констатирующий, но и достаточно уверенно прогнозируемый характер получаемых выводов и рекомендаций.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды Нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

Для вод Яковлевского горизонта, при гидрокарбонатно-натриевом типе, характерна повышенная минерализации (13,7г/л), следствием чего, в разрезе месторождения имеет место гидрохимическая инверсия, проявляющаяся в некотором снижении минерализации пластовых вод с глубиной (Денисов С.Б. 2005г). Содержание ионов и примесей в пластовой воде приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде

Ионы и примеси	Количество исследованных		Содержание мг/л
	скважин	проб	
Cl-	2	1	2698.3
SO ₄ --	2	1	14.7
HCO ₃ -	2	1	200,7
Ca ⁺⁺	2	1	148.8
Mg ⁺⁺	2	1	18.87
Na ⁺ +K ⁺	2	1	1761.8
Примеси	2	1	н.о.
РН	2	1	8.1

Из микрокомпонентов присутствует бром (170,2мг/л), йод (12,7мг/л), бор (40мг/л), кадмий (0,05мг/л), содержание которых ниже пороговых концентраций, являющихся основанием для отнесения их к промышленным.

В газовом составе преобладает метан (94-99%), при невысоких содержаниях этана (до 0,44%) и бутана (др 0,04%). Доля азота не превышает 5%, а гелия – 0,015-0,03%.

Конденсатогазовый фактор (КГФ) фактор по стабильному конденсату составил 177,32 г/м³, плотность дегазированного конденсата – 719,4 кг/м³, молярная масса 107,18 г/моль. Содержание метана в пластовом газе -89,8%; C5+ фракции - 3,9.

2.3 Описание системы сбора и подготовки скважинной продукции на Ванкорском месторождении

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.

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).

2.4 Характеристика исходного сырья

Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции приведены в приложении 2.

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

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

Физико-химическая характеристика и фракционный состав товарных нефтей и их смесей представлены в приложении 3.

Принципиальная схема ЦПС Ванкорского месторождения представлена в приложении 4.

Таблица 2.3 - 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

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение большей частью площади расположено в Туруханском районе Красноярского края. Часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск в 300 км к юго-западу от месторождения.

По состоянию на 01.01.18 г. пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-Ш-УП, 82 скважины на Нх-Ш-1У, 41 скважина - на Нх-1, 22 газовых - Дл-1-Ш, 172 - нагнетательных (81 - Як-Ш-УП, 54 - Нх-Ш-1У, 37- Нх-1) и 76 водозаборных.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды Нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

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.

3. МОДЕРНИЗАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЕГАЗОВОМ В ЦЕЛЯХ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Описание технологического процесса сбора, сепарации, подготовки нефти

Процесс подготовки нефти заключается в отделении от нее попутного газа и пластовой воды.

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, отстой

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 более глубокого процесса обезвоживания и доведения концентрации солей в товарной нефти до требований ГОСТ Р 51858-2002 [7], используются электростатические коагуляторы.

Помимо нагрева, для более быстрой и качественной деэмульсации, на установке подготовки нефти предусматривается использование деэмульгаторов. Наряду с термохимическими методами для доведения концентрации солей и содержания воды в товарной нефти при проектировании используются электростатические коагуляторы. Состав сооружений технологических линий УПН показан в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Состав сооружений технологических линий установки подготовки нефти

Наименование оборудования	Технологическая линия		
	1-я ступень сепарации	2-я ступень сепарации	3-я ступень сепарации
1-я ступень сепарации (трехфазный аппарат)	V-2010-1	V-2010-2	V-2010-3
Теплообменник нефть/нефть (кожухотрубчатый)	E-2020-1A-1L	E-2020-2A-2L	E-2020-3A-3L
2-я ступень сепарации (трехфазный аппарат)	V-2030-1	V-2030-2	V-2030-3
Подогреватель нефти (нефть/ТЭГ).	E-2050-1	E-2050-2	E-2050-3
Насосы перекачки пластовой воды 2-й ступени (1раб., 1рез.)	P-2040-1 A/B	P-2040-2 A/B	P-2040-3 A/B
3-я ступень сепарации. Дегазатор	V-2060-1	V-2060-2	V-2060-3
Электростатический коагулятор.	V-2070-1	V-2070-2	V-2070-3
Насосы перекачки нефти 3-й ступени (1раб., 1рез.)	P-2070-1 A/B	P-2070-2 A/B	P-2070-3 A/B
Насосы перекачки пластовой воды 3-й ступени (1раб., 1рез.)	P-2080-1 A/B	P-2080-2 A/B	P-2080-3 A/B

Дополнительно к вышеперечисленному оборудованию установлены три входных пробкоуловителя 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 40...75оС.

Пластовая вода, отделившаяся в трехфазных сепараторах 1-й и 2-й ступеней сепарации, направляется на установку подготовки пластовой воды U- 4000 (X-9008, X9035).

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 на установку подготовки пластовой воды U 4000 (X-9008, X9035) или может возвращаться на 1-ю ступень сепарации для повышения температуры в сепараторах.

Выделение газа в электростатических коагуляторах не наблюдается.

Подготовленная нефть из коагуляторов через теплообменники нефть/нефть поступает в технологические резервуары $V = 20000$ м³. Из технологических резервуаров кондиционная нефть насосами перекачки нефти подается через СИКН в резервуары товарной нефти $V=30000$ м³ 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 пробкоуловителях и 1-й ступени сепарации направляется на ГКС ВД. 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 в объеме, не превышающем производительность установки подготовки пластовой воды, поступает в модули X-9008 и X-9035, где проходит очистку от песка и нефти на гидроциклонах и флотационной

установке и затем поступает в уравнильные резервуары. Остальная пластовая вода поступает на вход насосов Р-4315 А,В, производящих ее перекачку на УПСВ-Север. В уравнильные резервуары так же поступает подпиточная вода от скважин водоносного горизонта прошедшая подготовку на установке подготовки подпиточной воды (модуль Х-9055). Подготовленная подпиточная вода так же подается в систему пожарной воды и в систему производственного водоснабжения. Из уравнильных резервуаров пластовая вода подается в фильтры тонкой очистки от механических примесей и адсорбции нефтепродуктов и затем поступает в буферные резервуары. Подготовленная пластовая вода из буферных резервуаров поступает в насосную закачки пластовой воды откуда подается на кустовые площадки для закачки в пласт и на УПСВ-Север.

Подачу технологического воздуха и воздуха КИП обеспечивает ЦВВКИПАиА.

Товарная нефть от УПН направляется в один из технологических резервуаров $V = 20$ тыс. м³, из которого через коммерческий узел учета нефть поступает в один из резервуаров товарной нефти $V = 30$ тыс. м³ и, далее к сооружениям головной нефтеперекачивающей станции.

Поступающая продукция подаётся в трубопроводы с температурой не ниже 20 °С, во избежание отложения парафинов на стенках. Все трубопроводы на площадке ЦПС прокладываются надземно, по эстакадам, в теплоизоляции и с электрообогревом.

Категории трубопроводов определяются по ПБ 03-585-03 в зависимости от транспортируемой среды и ее параметров [8].

Технологические трубопроводы системы сепарации и подготовки нефти проектируются в соответствии с требованиями ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [8].

Учитывая минимальную температуру окружающей среды минус 60 °С, оборудование, используемое на ЦПС, имеет климатическое исполнение ХЛ1

по ГОСТ 15150-69 [8].

3.2 Описание режима работы технологического оборудования

3.2.1 Входной питающий манифольд

Входной питающий манифольд предназначен для приема углеводородных флюидов, поступающих из системы сбора. Распределение потоков на манифольде происходит следующим образом:

- продукция системы сбора ВЛУ направляется в пробкоуловитель V-1010-С;
- продукция системы сбора южной зоны, ВЛУ и скважин центральных кустов направляется в пробкоуловитель V-1010-А или в пробкоуловитель V-1010-В.

На входном манифольде располагаются маршрутные автоматизированные пневмоприводные клапаны, позволяющие направлять флюиды на один из трех пробкоуловителей.

Взаимоблокировка клапанов, сконфигурированная в РСУ, обеспечивает и гарантирует, что флюиды из однопоточного трубопровода могут направляться только на один пробкоуловитель. Данные клапаны также выполняют функции защиты технологического процесса при аварийных ситуациях.

Каждый маршрутный клапан снабжен автоматизированным пневмоприводным перепускным клапаном и датчиком перепада давления.

В случае поступления товарной нефти от УПСВ-Ю и УПСВ-С продукция от входного манифольда через электроприводные клапаны и узлы регулирования давления после себя поступает напрямую в приемный коллектор коммерческого узла учета нефти.

На линиях входного питающего манифольда выполняется контроль давления и температуры углеводородных флюидов.

Одновременно на входной манифольд периодически поступают

газоконденсатные жидкости:

- от установки подготовки подпиточного газа;
- от вторых ступеней трёх линий компрессорной станции НД;
- от второй и третьей ступеней линий установок компримирования

инжекционного газа.

3.2.2 Входные пробкоуловители V-1010 А/В/С

От входного питающего манифольда продукция скважин поступает в три одинаковых по объему входных пробкоуловителя V-1010-А/В/С, в которых происходит сепарация основного объема свободного газа, характеристика пробкоуловителей показана в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Характеристики режима работы пробкоуловителей V-1010 А/В/С

Производительность по жидкости	ст.м3/сут	65000
Производительность по газу	ст.м3/сут	85000
Рабочее давление	МПа (изб)	2,0
Расчетное давление	МПа (изб)	3,5
Рабочая температура	оС	20
Унос газа с жидкостью	% (объемный) от объема жидкости	1
Унос жидкости с газом	л/тыс. ст. м3	13,5
Макс. объем пробки	м3	180
Объем аппарата	м3	445
Диаметр	мм	5000
Длина	мм	19200

Вышеуказанные данные по расходу газа, жидкости включают, как минимум, 10 % запас.

Каждый пробкоуловитель защищен от превышения давления в нем выше расчетного предохранительными клапанами сброса давления с установкой на давление 3,5 МПа (избыточное). Сбросы от предохранительных клапанов направляются в теплый коллектор факела ВД.

Давление газа в аппарате контролируется датчиком давления, установленным на линии выхода газа из аппарата и поддерживается

регулирующим клапаном, установленным на выходной линии, подающей газ в приемный манифольд газовой компрессорной станции высокого давления (ГКС ВД).

При дальнейшем подъеме давления газа после регулирующего клапана, для обеспечения требуемого давления на входе в ГКС ВД включается в работу контур регулирования давления, установленный на линии сброса газа в систему факела ВД.

Кроме этого предусмотрена отдельная линия аварийного (экстренного) остаточного сброса газа на факел ВД через ограничительную диафрагму.

Уровень жидкости в пробкоуловителях контролируется датчиками уровня и поддерживается регулирующими клапанами, установленными ниже по потоку на входных линиях эксплуатационного манифольда.

Температура в пробкоуловителе контролируется датчиком температуры. Предусмотрен сигнал тревоги по температуре ниже 20 °С для предупреждения о возможности отложений парафинов, замерзания и образования гидратов.

Расход отходящего газа контролируется расходомером, работающим по методу переменного перепада давления (четырёхдырочная измерительная диафрагма). Для отображения расхода газа при нормальных условиях предусмотрена дополнительная установка датчика температуры, подключаемого к многопараметрическому датчику массового расходомеру для сужающего устройства. Для вычислительных операций используется микропроцессорный многоканальный вычислитель, на который поступают сигналы о расходе, приведенном к нормальным условиям с расходомеров, установленных на трех пробкоуловителя, а также предусматривается ввод с клавиатуры коэффициентов сжимаемости газа.

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на пробкоуловителях датчиков давления и уровня, аварийных клапанов-отсекателей на линиях выхода газа на прием

ГКС ВД, аварийного сброса газа на факел ВД и выхода нефти из пробкоуловителей.

Для снижения коррозионной активности пластовых флюидов на входе пробкоуловителей в трубопроводы подается ингибитор коррозии (нефть).

В трубопроводы отвода газа от аппаратов для предотвращения образования гидратов подается метанол, для снижения коррозионной активности газа – ингибитор коррозии (газ).

Пробкоуловители V-1010-A/B/C оборудуются системой для размыва песка. Для этого к аппаратам подводится вода для струйной промывки и предусмотрен отвод промывочной воды с мех. примесями.

Дренаж пробкоуловителей предусмотрен в закрытую дренажную систему опасных стоков.

Проектом предусмотрена теплоизоляция аппаратов и поддержание температуры в заданном режиме греющими элементами [11].

Аппарат будет установлен на раме, укомплектован трубной обвязкой, арматурой, контрольно-измерительными приборами.

3.2.3 Эксплуатационный манифольд

После пробкоуловителей жидкости направляются в эксплуатационный манифольд. Состоит он из трех входных линий, забирающих жидкость из пробкоуловителей V-1010 A/B/C, общего коллектора и трех выкидных линий, поток с которых направляется в три технологические линии сепарации и подготовки нефти. На выкидных линиях обеспечивается регулирование расхода в потоках из манифольда (равномерное распределение потоков), реализованное установкой ультразвуковых расходомеров и регулирующих клапанов на каждой выкидной линии.

На общий коллектор предусмотрена периодическая подача некондиционной нефти в объёме до 20 % от насосов P-2290-A/B технологических резервуаров V = 20 тыс. м³. На перспективу предусмотрено

подключение четвертой и пятой технологических линий сепарации и подготовки нефти.

Для защиты манифольда и трубопроводов от превышения давления в результате температурного расширения флюида (случай пожара) на манифольде установлен предохранительный клапан с уставкой на давление 3,3 МПа. Предусмотрен дренаж трубопроводов в закрытую дренажную систему.

3.2.4 Сепаратор 1-й ступени (трехфазник) V-2010-1/2/3

От эксплуатационного манифольда продукция поступает в сепараторы 1-й ступени:

- V-2010-1 (1-я технологическая линия);
- V-2010-2 (2-я технологическая линия);
- V-2010-3 (3-я технологическая линия);

В них происходит отделение воды и газа. Характеристика сепараторов показана в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Характеристика режима работы сепаратора 1-й ступени V-2010-1/2/3

Техническая характеристика	Единица измерения	Показатели
Производительность по жидкости	ст.м3/сут	30500
Производительность по газу	ст.м3/сут	90000
Рабочее давление	МПа	1,85
Расчетное давление	МПа	2,3
Рабочая температура	°С	20
Расчетная температура	°С	минус 60 / 180 (с учетом пропарки)
Унос газа с жидкостью	% (об.) от объема	1
Унос жидкости с газом	л/тыс. ст. м3	13,5
Унос нефти с водой	мг/л	1500
Максимальная обводненность нефти на входе	% (объемных)	70
Остаточная обводненность нефти на выходе	% (объемных)	10
Объем аппарата	м3	205
Диаметр	мм	3900
Длина	мм	15600

Параметры аппарата приведены с учетом дополнительного до 20 % запаса при повторной переработке некондиционной нефти. Данные по расходам газа, жидкости включают, как минимум, 10 % запас.

Внутренняя перегородка в сепараторе разделяет нефть и воду. Нефть перетекает через перегородку и собирается в отделении для нефти. И нефть, и вода, вытекают из емкости под давлением емкости. Нефть проходит к сепаратору второй ступени через теплообменник нефть/нефть E-2020, тогда как вода направляется на модуль очистки пластовой воды.

Для возможности вывода одного из трех сепараторов 1-ой ступени на ремонт от каждого сепаратора предусмотрен трубопровод к манифольду-перемычке. При отключении одного из трех сепараторов 1-ой ступени продукция от двух работающих сепараторов собирается в манифольде-перемычке и равномерно распределяется на три технологические линии перед входом в теплообменники нефть/нефть E-2020. Распределение потоков реализовано установкой массовых расходомеров и регулирующих клапанов на каждой выкидной линии.

3.2.5 Теплообменник нефть/нефть E-2020-1/2/3

После сепараторов 1-й ступени сырая нефть направляется в кожухотрубные теплообменники нефть/нефть:

- E-2020-1A-1L (1-я технологическая линия);
- E-2020-2A-2L (2-я технологическая линия);
- E-2020-3A-3L (3-я технологическая линия).

В данных теплообменниках происходит нагрев сырой холодной нефти, подаваемой от сепаратора 1-й ступени, горячей подготовленной нефтью, подаваемой нефтяными насосами P-2070-1/2/3 A/B/C от электростатического коагулятора V-2070-1/2/3. Подогретый поток поступает на 2-ую ступень сепарации, охлаждённый – в технологические резервуары. Холодная нефть подается в трубное, а горячая – в межтрубное пространство теплообменника.

На каждой технологической линии установлено по шесть сдвоенных теплообменников.

Межтрубное и трубное пространства защищены от превышения давления в результате температурного расширения жидкости (при пожаре) предохранительными клапанами.

Предусмотрен контроль температуры, давления питающих и выкидных линий каждого счетверенного теплообменника нефть/нефть.

Для контроля эффективности работы теплообменников, на питающих и выкидных линиях предусмотрена установка датчиков перепада давления на каждом сдвоенном теплообменнике.

Таблица 3.4 - Расчетные данные и характеристики режима работы теплообменника нефть/нефть

Рабочие характеристики одного агрегата		Горячий флюид (межтрубное пространство)		Холодный флюид (трубное пространство)	
		впуск	выпуск	впуск	выпуск
Прокачиваемый флюид		Подготовленная нефть		Сырая нефть	
Расход массовый	кг/ч	747834	747834	867072	867072
Расход жидкости	кг/ч	747834	747834	867072	863106
Расход пара массовый	кг/ч	-	-	-	3966
Жидкость – плотность масс.	кг/м3	829,55	861,37	875,23	622,23
Вязкость	сП	2,91	8,54	11,78	-
Молекулярный вес		219,67	219,67	92,49	92,49
Температура	оС	73,84	30	19,78	54,63
Давление	(абс.)	0,67	0,47	1,85	1,1
Расчетное давление	МПа	2,5	2,5	2,5	2,5
Расчетная температура	оС	минус 60/180		минус 60/180	
Габариты	м	7,95 x 4,1 x 1,6			

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на входном потоке холодной нефти перед теплообменниками аварийного пневмоприводного клапана.

3.2.6 Сепаратор 2-й ступени (трехфазный) V-2030-1/2/3

От теплообменников нефть-нефть Е-2020 подогретая продукция направляется в сепараторы 2-ой ступени:

- V-2030-1 (1-я технологическая линия);
- V-2030-2 (2-я технологическая линия);
- V-2030-3 (3-я технологическая линия).

Здесь происходит дальнейшее разгазирование и обезвоживание нефти.

Кроме этого на вход сепаратора 2-й ступени периодически подаются потоки от насосов уловленной нефти установки подготовки пластовой воды У- 4000, от водяных насосов 2-й ступени сепарации Р-2040, от дренажной емкости V-3002 установки переработки природного газоконденсата и от насосов емкости закрытого дренажа Р-5915 А/В и Р-6215 А/В.

Таблица 3.5 - Расчетные данные и характеристики режима работы сепаратора 2-й ступени

Техническая характеристика	Единица измерения	Показатели
Производительность по жидкости	ст.м3/сут	27000
Производительность по газу	ст.м3/сут	240000
Рабочее давление	МПа	0,6
Расчетное давление	МПа	0,7
Рабочая температура	°С	57
Расчетная температура	°С	минус 60 / 180 (с учетом пропарки)
Унос газа с жидкостью	% (об.) от объема	1
Унос жидкости с газом	л/тыс. ст. м3	13,5
Унос нефти с водой	мг/л	1500
Максимальная обводненность нефти на входе	% объемных	20
Остаточная обводненность нефти на выходе	% объемных	5
Объем аппарата	м3	215
Диаметр	мм	4300
Длина	мм	12900

Параметры аппарата приведены с учетом дополнительного запаса при повторной переработке некондиционной нефти. Данные по расходам газа, жидкости включают, как минимум, 10 % запас.

Внутренняя перегородка сепаратора разделяет нефть и воду. Нефть перетекает через перегородку, собирается в отделении для нефти и направляется к дегазатору 3-й ступени V-2060 через нагреватель нефти/ТЭГ Е-2050. Вода поступает на прием водяных насосов 2-й ступени Р-2040 и далее направляется в модуль подготовки пластовой воды.

Уровень нефти в сепараторе контролируется датчиком уровня и поддерживается регулирующим клапаном, расположенным ниже по потоку после нагревателя нефти/ТЭГ Е-2050.

Аппарат установлен на раме, укомплектован трубной обвязкой, арматурой, контрольно-измерительными приборами.

3.2.7 Насосы перекачки воды 2-й ступени Р-2040-1/2/3

После сепаратора 2-ой ступени вода направляется на прием водяных насосов 2-й ступени:

- Р-2040-1 А/В (1-я технологическая линия);
- Р-2040-2 А/В (2-я технологическая линия);
- Р-2040-3 А/В (3-я технологическая линия).

Для перекачки на модуль подготовки пластовой воды. На каждой технологической линии предусмотрен 1 рабочий насос плюс 1 резервный. Для возможности работы насоса с минимальной производительностью вода по линии рециркуляции минимального потока возвращается в сепаратор 2-й ступени. Отключение водяных насосов 2-ой ступени Р-2040 предусмотрено при уровне водонефтяного раздела в сепараторе 2-ой ступени ниже нижнего.

Техническая характеристика насосов приведена в Таблице 3.8.

Таблица 3.6 - Технические характеристики режима работы водяных насосов 2-й ступени

Техническая характеристика	Показатели
Тип насоса	центробежный
Производительность, м ³ /ч	54,1
Напор, м	160,3
Давление на входе, МПа	0,525

Температура перекачки, °С	57,5
Максимальное давление на выходе, МПа	1,945

На общем выходном коллекторе продукции от насосов, предусмотрена установка регулирующего клапана для регулирования уровня раздела фаз нефть/вода в сепараторе 2-й ступени V-2030.

3.2.8 Подогреватель нефти Е-2050-1/2/3

После сепараторов 2-й ступени сырая нефть направляется в подогреватели:

- Е-2050-1 (1-я технологическая линия);
- Е-2050-2 (2-я технологическая линия);
- Е-2050-1 (3-я технологическая линия).

В подогревателе происходит нагрев нефти, поступающей из сепаратора 2-ой ступени с температурой 57,5 °С, промежуточным теплоносителем. В качестве теплоносителя применяется ТЭГ с водой в пропорции 42/58.

Таблица 3.7 – Технические характеристики режима работы подогревателя Е-2050-1/2/3

Рабочие характеристики одного агрегата	Единица измерения	Горячий флюид (трубное пространство)		Холодный флюид (межтрубное пространство)	
		впуск	выпуск	впуск	выпуск
Прокачиваемый флюид		ТЭГ/вода		Сырая нефть	
Расход пара	кг/ч	-	-	-	3100
Расход жидкости	кг/ч	506265	506265	806400	803300
Общий расход	кг/ч	506265	506265	806400	806400
Жидкость - Плотность	кг/м ³	970,1	1002,00	845,3	822
Вязкость	сП	1,92	2,82	4,92	2,36
Пар (молекулярный вес)		-	-	-	36,2
Плотность	кг/м ³	-	-	-	6,94
Вязкость	сП	-	-	-	0,011
Эксплуатационная температура	°С	150	120	53	85
Эксплуатационное давление	МПа (абс.)	1,45		0,6	
Расчетное давление	МПа	3,1		0,9	
Расчетная температура	°С	-60/200		-60/100	

Межтрубное пространство подогревателя защищено от превышения давления в результате температурного расширения жидкости (при пожаре) предохранительными клапанами с установкой давления 0,9 МПа (избыточное). Подача теплоносителя регулируется клапаном, установленным на выходной линии теплоносителя, в зависимости от температурной характеристики нагретой нефти на выходе из подогревателя.

Предусмотрен контроль температуры, давления питающих и выкидных линий теплообменника нефть/теплоноситель. Для контроля эффективности работы теплообменника, на линии подачи нефти предусмотрена установка датчика перепада давления. На линии подачи теплоносителя контроль перепада давления выполняется системой управления путем сравнения значений давлений на входе и выходе.

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на входной линии теплоносителя перед теплообменником аварийного пневмоприводного клапана.

3.2.9 Дегазатор 3-й ступени V-2060-1/2/3

Нагретая нефть после подогревателя E-2050 направляется в дегазатор 3-й ступени:

- V-2060-1 (1-я технологическая линия);
- V-2060-2 (2-я технологическая линия);
- V-2060-3 (3-я технологическая линия).

В дегазаторе происходит окончательное разгазирование нефти.

Кроме этого на вход дегазатора 3-й ступени периодически подаются потоки:

- конденсат от установки компримирования газа U-2700;
- конденсат от установки компримирования отходящего газа U-2600;
- конденсат от установки осушки газа и выделения газоконденсатной жидкости U-2800;

- от линии рециркуляции насосов перекачки сырой нефти Р-2070.

Характеристика дегазатора 3-й представлена в Таблице 3.8.

Таблица 3.8 - Характеристики режима работы дегазатора 3-й ступени

Техническая характеристика	Единица измерения	Показатели
Производительность по жидкости	ст.м3/сут	26000
Производительность по газу	ст.м3/сут	321000
Рабочее давление	МПа	0,175
Расчетное давление	МПа	0,7
Рабочая температура	°С	72,2
Расчетная температура	°С	минус 60 / 180 (с учетом пропарки)
Унос газа с жидкостью	% от объема жидкости	0,2
Унос жидкости с газом	л/тыс. ст. м3	13,5
Объем аппарата	м3	134
Диаметр	мм	3700
Длина	мм	11100

Параметры аппарата приведены с учетом дополнительного 20 % запаса при повторной переработке некондиционной нефти. Данные по расходам газа, жидкости включают, как минимум, 10 % запас.

Жидкость из дегазатора направляется напрямую в электростатический коагулятор, расположенный под дегазатором.

Выделившийся газ направляется на манифольд отходящего газа газовой компрессорной станции низкого давления (ГКС НД).

В трубопровод отвода газа от (дегазатора) аппарата для снижения его коррозионной активности подается ингибитор коррозии (газ).

Уровень жидкости в дегазаторе контролируется датчиком уровня и поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии рециркуляции минимального потока нефти после нефтяных насосов Р-2070.

Аппарат установлен на раме, укомплектован трубной обвязкой, арматурой, контрольно-измерительными приборами.

3.2.10 Электростатический коагулятор V-2070-1/2/3

От дегазатора 3-й ступени V-2060 жидкость направляется напрямую в электростатический коагулятор:

- V-2070-1 (1-я технологическая линия);
- V-2070-2 (2-я технологическая линия);
- V-2070-3 (3-я технологическая линия).

В нем происходит окончательное обезвоживание нефти. В поток жидкости от дегазатора 3-й ступени к электростатическому коагулятору при необходимости предусмотрен ввод деэмульгатора. Техническая характеристика ЭКГ приведена в Таблице 3.9.

Товарная нефть от электрокоагулятора направляется на прием насосов перекачки товарной нефти Р-2070.

Пластовая вода направляется на прием водяных насосов 3-й ступени Р-2080. Уровень раздела фаз нефть/вода в электростатическом коагуляторе контролируется датчиком межфазного уровня нефть/вода и поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода потока воды после водяных насосов Р-2080.

Таблица 3.9 – Технические характеристики ЭКГ V-2070

Техническая характеристика	Единица измерения	Показатели
Производительность по жидкости	ст.м3/сут	19200
Рабочее давление	МПа	0,175
Расчетное давление	МПа	0,7
Рабочая температура	°С	72,2
Унос нефти с водой	мг/л	1500
Максимальная обводненность нефти на входе	% объемные	10
Остаточная обводненность нефти на выходе	% объемные	0,5
Объем аппарата	м3	400
Диаметр	мм	4950
Длина	мм	19000

Аппарат защищен от превышения давления в нем выше расчетного предохранительными клапанами сброса давления с уставкой на давление 0,7 МПа (избыточное). Сброс от предохранительных клапанов направлен в

коллектор факела НД. Температура и давление в электрокоагуляторе контролируется датчиками температуры и давления.

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на электростатическом коагуляторе датчиков уровня раздела фаз нефть/вода и аварийных клапанов-отсекателей на линиях выхода нефти на прием насосов Р-2070, выхода пластовой на прием насосов Р-2080.

Предусматривается защита трансформаторов от появления «газовой подушки» [11]. Проектом предусмотрена теплоизоляция аппаратов и поддержание температуры в заданном режиме греющими элементами.

Аппарат установлен на раме, укомплектован трубной обвязкой, арматурой, контрольно-измерительными приборами.

3.2.11 Насосы перекачки воды 3-й ступени Р-2080-1/2/3

От электрокоагулятора отделившаяся вода направляется на прием водяных насосов 3-й ступени:

- Р-2080-1 А/В (1-я технологическая линия);
- Р-2080-2 А/В (2-я технологическая линия);
- Р-2080-3 А/В (3-я технологическая линия).

На каждой технологической линии предусмотрен 1 рабочий насос, плюс 1 резервный. Для возможности работы насоса с минимальной производительностью вода по линии рециркуляции минимального потока возвращается на выход электростатического коагулятора.

От насосов вода направляется на модуль подготовки пластовой воды или возвращается в сепаратор 1-й ступени. На линии рециркуляции минимального расхода предусмотрена установка ограничительных диафрагм, на общем коллекторе линии выкида воды (с подачей воды на установку подготовки пластовой воды) предусмотрен регулирующий клапан для регулирования уровня раздела фаз нефть/вода в электростатическом

коагуляторе V-2070.

Для обеспечения защиты технологического процесса при аварийных ситуациях предусмотрена установка на общем выкидном коллекторе насосов Р-2070 аварийного пневмоприводного клапана-отсекателя. Техническая характеристика насосов приведена в Таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Технические характеристики водяных насосов 3-й ступени

Техническая характеристика	Показатели
Тип насоса	центробежный
Производительность, м ³ /ч	46,7
Напор, м	209,6
Давление на входе, МПа	0,17
Температура перекачки, оС	74
Максимальное давление на выходе, МПа	2,069

Насосные агрегаты поставляются на рамах, укомплектованы необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Принципиальная схема установки подготовки нефти центрального пункта сбора Ванкорского месторождения представлена в приложении 4.

3.3 Модернизация оборудования подготовки нефти

На данный момент нефть центрального пункта сбора в объеме 29 291 м³/сутки, с обводненностью 69,2%, после прохождения 1-ой, 2-ой и 3й ступеней сепарации, обезвоживается до 0,5%. При этом, на мой взгляд, основным фактором риска является предельная работа технологического оборудования до момента реализации комплексных мер, направленных на снижение обводненности: изменение системы ППД, проектирование и запуск дополнительных мощностей по подготовке и перекачки нефти. Целью представленной работы является комплексный анализ загрузки производственных мощностей, выявление производственных показателей требующих корректировки, подготовка технических решений, подтверждение актуальности принятых мер расчетами производительности оборудования.

3.3.1 Расчет загрузки производственных мощностей

По результатам анализа данных о состоянии фактической разработки месторождения можно сделать вывод о наличии отклонений от проекта в части модели геологического строения залежей, снижения пластового давления, кратном непроектном росте обводненности. В результате вышеперечисленных отклонений неизбежно растет нагрузка на инфраструктуру цеха подготовки и перекачки нефти.

Для определения степени загрузки проектных мощностей проведем сравнительный анализ проектных решений и фактических данных в объемных единицах.

Добыча нефти на ВПУ - 21,09 млн. т

Плотность нефти 50/50 Як III/ Нх II: 0,884 кг/см³

Для расчета объемного показателя добычи необходимо использовать формулу:

$$Q_{\text{нефти м3}} = Q_{\text{нефти т}} / R_{\text{нефти}} \quad (3.1.)$$

Проектную обводненность примем равную за 25%, фактическую за 69,2%.

Для расчета объема добываемой жидкости при известном показателе добычи нефти используем формулу:

$$w = Q_{\text{вода}} / (Q_{\text{нефть}} + Q_{\text{вода}}) \quad (3.2.)$$

где w – начальная обводненность нефти, д. ед.;

$Q_{\text{нефть}}$ – производительность по нефти, м³/сут, м³/год; $Q_{\text{вода}}$ – производительность по воде, м³/сут, м³/год.

Для дальнейших расчетов принимаем, что объем подготовки нефти ВПУ на площадке ЦПС составляет 50%, оставшиеся 50% распределяются между УПСВ-Юг и УПСВ-Север исходя из данных по максимальной производительности установок. Так же для расчета принят тот факт, что товарная нефть, поступающая от УПСВ-Юг и УПСВ-Север на 100% кондиционная.

Для определения фактической загрузки оборудования по жидкости (м³/сутки, м³/час) каждой технологической линии подготовки необходимо годовые показатели (м³/год) разделить на 360 дней и на 3 (из расчета равной загрузки трех линий).

Значение газового фактора определяем из производственных сводок на уровне 396 м³/т, что в пересчете на объем составит 448 м³/м³. Показатель уноса газа с жидкостью из пробкоуловителя каждой из технологических линий принимаем из паспортных данных на уровне 1%, таким образом 99% свободного газа отбирается до сепаратора 1й ступени.

Учитывая проектные данные по резервированию мощности оборудования ЦППН в размере 20% под повторную сепарацию некондиционной нефти и 10% технологический резерв, принимаем резерв по производительности равный 30%.

После расчета данных по производительности оборудования при заданных объемах добычи нефти, обводненности, газовом факторе, количестве технологических линий и оговоренных допущений, сравниваем полученные результаты на технологическое соответствие мощностям соответствующего оборудования с примечанием использования резерва 30% или нет.

Из приведенных данных видно, что при проектном уровне обводненности 25% оборудование должно работать в нормальном режиме с сохранением резерва, однако, при фактическом уровне обводненности 69,2%:

- заявленных производственных мощностей трехфазного сепаратора на 1й ступени сепарации хватает только с учетом использования резерва 30%,
- объем сбрасываемой воды с 1й ступени на установку подготовки пластовой воды в количестве 986 м³/ч (рост в 9,4 раза от проектного уровня), что больше мощности откачивающих насосов 780 м³/ч (с учетом резерва 30%).

3.3.2 Технологическое обоснование модернизации

Возможными вариантами решения выявленных "узких мест" производственного процесса подготовки нефти могут являться:

- снижение обводненности, путем изменения системы ППД, проведения дополнительных исследований скважин на предмет водопроявлений, принятие комплексных решений. Учитывая большой объем предполагаемых исследований и отсутствие актуальных источников информации, значительных сроков реализации аналогичных программ, данный вариант не может быть рассмотрен в рамках данной работы.
- разработка технических решений по модернизации сепаратора 1й ступени с целью переноса нагрузки по сбросу воды с 1й стадии на 2ю и 3ю в рамках заявленных технологических ограничений.
- разработка и промежуточных решений по сбросу пластовой воды на пути сбора продукта.
- проектирование, строительство и ввод в эксплуатацию дополнительных мощностей подготовки нефти, в том числе насосных станций. Учитывая длительный срок реализации (3-5 лет) данное решение не является предметом рассмотрения данной работы.

В данной работе была предложена следующая модернизация оборудования:

- снизить высоту забора нефти на 1-й ступени, так как расчетная величина меньше проектной на 450 мм. Уменьшив высоту забора нефти, тем самым мы уменьшим время нахождения эмульсии в аппарате, следовательно, уменьшим отделение воды от нефти в дисперсной зоне и перенесем избыточный на 1й ступени объем отделения воды на 2ю и 3ю ступени сепарации.
- предложено промежуточное решение по отбору пластовой воды до момента поступления жидкости на ЦПС в виде трубного водоотделителя.

Электронно-ионные технологии применяются при обезвоживании

сырой нефти и нефтепродуктов. Вода в нефть попадает при добыче нефти из нефтяных скважин, а также в ходе технологических процессов переработки нефти в нефтепродукты. Для обеспечения высокого качества нефтепродуктов необходимо в ходе технологического процесса обезвоживания вывести в максимально доступном количестве соли и воду из нефти [12].

Удаление воды из нефти может происходить в результате организации направленного движения капель воды из объема нефти.

Первым направлением является использование седиментации капель воды. Иными словами, в процессе отстоя капли воды под действием силы тяжести осаждаются на дно резервуара.

Второе направление - зарядка и организация движения частиц воды в электрическом поле таким образом, чтобы капли воды ушли за пределы объема нефти.

Капельки воды могут под действием сил электрического поля собираться на электродах или специальных пористых перегородках и стекать на дно сосудов. Удаление воды со дна резервуара производится путем слива.

Третье направление - процессы укрупнения капель воды в нефти играют очень важную роль, так как приводят к существенному возрастанию скорости седиментации. Процесс слияния капель воды, или коалесценция, может происходить в результате соударения частиц разного размера при седиментации, при взаимодействии поляризованных частиц в электрическом поле или при соударении частиц, участвующих в турбулизированном движении среды. Таким образом, ясно, что эффективность коалесценции растет с увеличением радиуса частиц при одновременном увеличении различия в их размере. На процесс слияния капель воды при столкновении оказывает влияние слоя нефти, который препятствует этому слиянию.

Удаление воды из нефти основано на том, что вода имеет большую плотность, чем нефть, и в процессе отстоя капли воды падают на дно резервуара. Нефть всплывает и остается в верхней части резервуара.

Эффективность процесса удаления воды из объема нефти зависит от вязкости нефти. Вязкость определяется температурой, и, чем выше температура, тем меньше вязкость и больше скорость седиментации. Также скорость процесса зависит в значительной мере от размера капель воды: чем больше радиус капли, тем выше скорость оседания капель [13].

Основываясь, на все 3 направления в дипломном проекте предложена модернизация 1-ой ступени сепарации в процессе подготовки нефти и установка трубных водоотделителей, для более эффективного распределения отделения воды, нефти и газа по ступеням сепарации.

Изучив распространенные в открытых источниках множественные технические решения и патенты по модернизации трехфазных сепараторов можно заключить что все решения (установка дополнительных внутренних емкостей сбора фаз, установка коалесцирующих устройств, установка седиментационных труб, увеличение уровня отбора фаз и т.д.) направлены на увеличение производительности самого сепаратора по фазам, однако, в данном случае, с учетом ограничений по производительности отводящих насосов, необходимо рассматривать обратные технические решения. Модернизация сепаратора 1-ой ступени заключается в следующем:

- перфорирование верхней части существующей перегородки на высоте от 1750мм до 2200 мм с установкой струйных наклонных маточников для увеличения извлекаемого в сепаратор 2й ступени потока отделившийся смешенной фазы дисперсной фракции нефть+вода.

3.3.3 Аппаратные расчеты

3.3.3.1 Расчет высоты разделительной перегородки сепаратора 1й ступени

В ранее полученную модель расчетов методом индукции подберем значения обводненности нефти на ступенях сепарации таким образом, чтобы производственные показатели были не больше проектных мощностей

оборудования на всех этапах подготовки нефти.

Таким образом полученные значения обводненности нефти можно представить в следующем виде в Таблице 3.11.

Таблица 3.11 - Сводные данные по обводненности в вариантах расчета

Наименование показателя/варианта	Обв. 25%	Обв. 69,2%	Обв. 69,2%
	проектные данные 2018г.	Факт 2018г.	Проект 2018г.
Обводненность на входе в 1й ст.	25%	69%	69%
Обводненность на входе 2й ст.	20%	20%	44%
Обводненность на выходе 2й ст.	10%	10%	31%
Обводненность на выходе 3й ст.	0,5%	0,5%	0,5%

Под параметры "Проекта 2018г." рассчитаны показатели сброса воды на каждой ступени. Так, например, для достижения вышеуказанных целей модернизации на 1й ступени сепарации должен быть осуществлен сброс воды в объеме 18,4 тыс. м³/сутки, вместо фактических 23,7 тыс. м³/сутки.

Используя полученные результаты вычислим скорость осаждения капли воды в слое нефти. Зададим дополнительное условие на размер капель воды в слое нефти, которые должны быть больше, чем 500 нм.

Скорость осаждения капли воды в слое нефти равна:

$$U_{\max} = 9,81 * (500 * 10^{-6})^2 * (988,4 - 884) / (18 * 8 * 10^{-3} * 0,7) = 2,52 * 10^{-3}$$

Данное уравнение обычно используется для расчёта максимальной осевой скорости потока, при этом обычно принимается, что данная скорость равна скорости осаждения/всплытия капли, умноженной на пятнадцать:

$$U_{\text{ax}} = 15 * U_{\max} = 3,79 * 10^{-2} \text{ м/с} \quad (3.5.)$$

Рассчитаем минимальную площадь сечения сепаратора для варианта "Проект 2018г.", необходимую для разделения водной и нефтяной фаз [14].

$$A_{\text{вода}} = Q_{\text{вода}} / U_{\text{ax}} \quad (3.6.)$$

где $Q_{\text{вода}}$ - производительность по воде, м³/с; U_{ax} - максимальная осевая скорость потока, м/с .

$A_{\text{вода}}$ - минимальная площадь сечения необходимая для воде, м²;

$$A_{\text{вода}} = 0,213 \text{ м}^3/\text{с} / 3,79 * 10^{-2} \text{ м/с} = 5,63 \text{ м}^2$$

Аналогично рассчитываем показатели для нефти и рассчитаем уровни раздела фазы нефть/вода, нефть/газ, как показано на Рисунке 3.1.

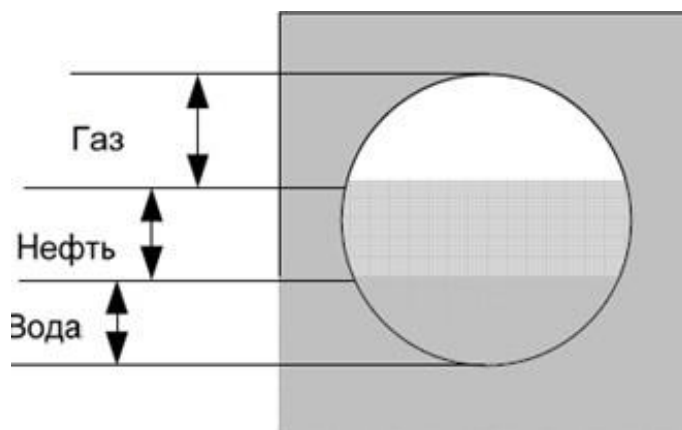


Рисунок 3.1 – Уровни раздела фаз

Нахождение высоты сечения при известной площади сегмента может быть решена в аналитической форме, однако более удобно пользоваться специальной диаграммой, которая позволяет легко переходить от площади, занятой фазой, к высоте сечения. Диаграмма показана на Рисунке 3.2. [15].

Отношение $A_{\text{вода}} / D^2 = 0,37$, далее по графику находим H/D , равное 0,45. Из отношения H/D находим H . Таким образом, уровень раздела фаз вода/нефть равен 1,75 м. Данные расчетов по всем трем рассматриваемым вариантам приведены в следующей Таблице 3.12.

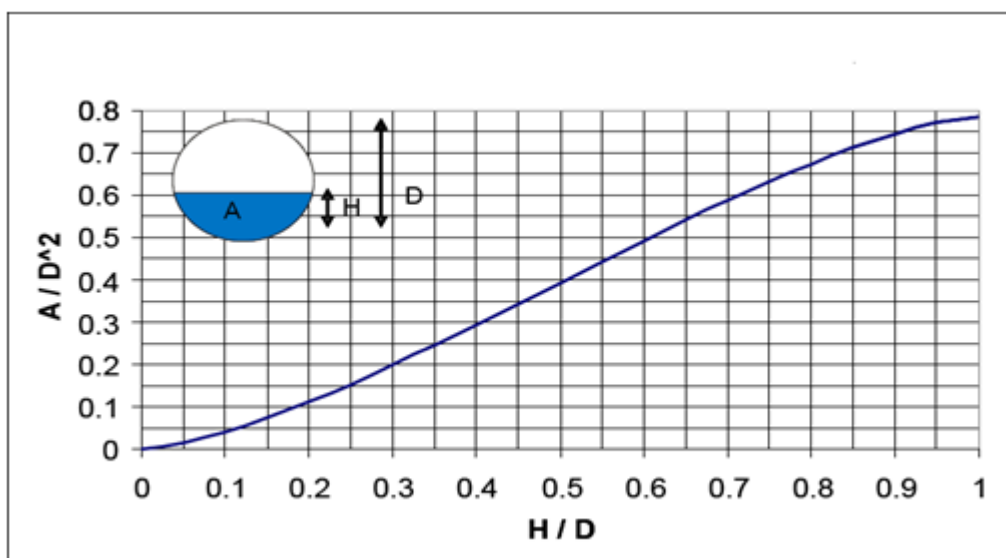


Рисунок 3.2 - Зависимость объема жидкости от уровня раздела фаз в горизонтальном сепараторе

Таблица 3.12 - Расчет высоты минимального уровня воды при известных объемах сброса

Наименование показателя/варианта расчета	Обв. 25%	Обв. 69,2%	Обв.69,2%
	Проектные данные 2018г.	Факт 2018г.	Проект 2018г.
Qнефти на входе в каждую линию ЦППН, м3/сут	9 764	9 764	9 764
Qводы на входе в каждую линию ЦППН, м3/сут	2 522	23 656	18 425
Qгаза в сепараторе первой ступени, при $t=20$ Ср=1,85МПа, тыс. м3	2,54	2,54	2,54
Общая производительность	14 823	35 957	30 727
Производительность по нефти, м3/с	0,113	0,113	0,113
Производительность по воде, м3/с	0,029	0,274	0,213
Диаметр сепаратора, мм	3 900	3 900	3 900
Размер капель, нм	500	500	500
g , м/с ²	9,8	9,8	9,8
Плотность дисперсной фазы (нефть+вода), кг/м ³	988,4	988,4	988,4
Плотность нефти, кг/м ³	884	884	884
коэфф	0,70	0,70	0,70
Скорость осаждения капли, 10-3 м/с	2,52	2,52	2,52
Скорость потока, 10-2 м/с	3,79	3,79	3,79
Мин. площадь сечения по фазе нефти, м ²	2,98	2,98	2,98
Мин. площадь сечения по фазе воды, м ²	0,77	7,23	5,63
Мин. площадь воды /D ²	0,051	0,475	0,370
Нвода/D	0,1	0,575	0,45
Нвода минимум, мм	390	2 243	1 755
Н воды по датчикам	450...1400 мм (номинальное значение 700 мм)		

По результатам анализа полученных расчетных данных можно сделать следующие основные выводы:

- о невозможности реализации фактического варианта сброса пластовой воды в сепараторе 1й ступени из-за минимального уровня воды в 2243мм, что выше уровня установленной перегородки для разделения фаз в 2200мм.

Таким образом, уровень раздела фаз нефть/вода будет выше перегородки и выход нефти в манифольд на следующие этапы сепарации

будет перекрыт.

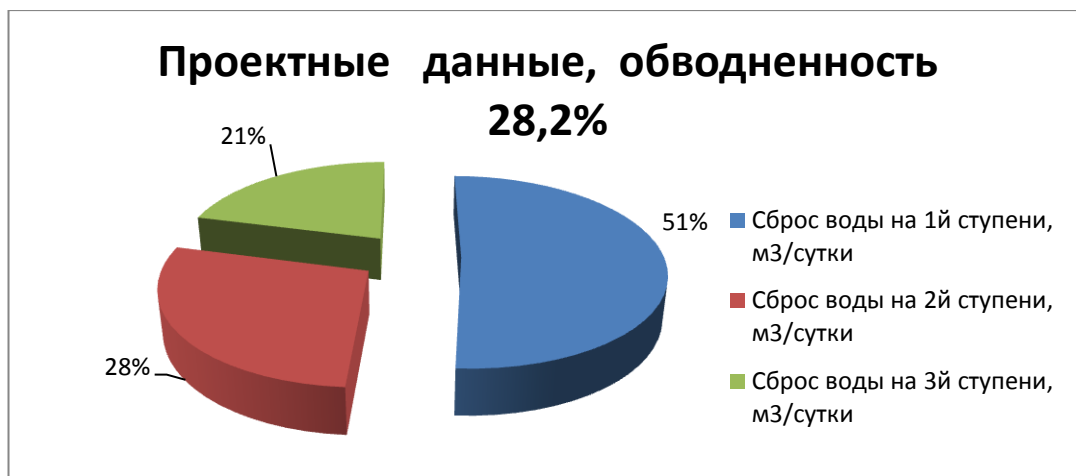
- о необходимости снижения уровня отбора жидкости на разделе фаз нефть/вода до значения 1755мм.

- о необходимости изменения регламента работы датчиков контроля уровня раздела фаз вода/нефть и нефть/газ.

С целью возможного возврата оборудования к первоначальным заводским параметрам с минимальными издержками предлагается реализовать снижение уровня перегородки путем перфорации соответствующего участка, а не демонтажа.

В результате предложенной модернизации сепаратора 1й ступени ЦПС решается вопрос о перераспределении загрузки оборудования до проектных уровней.

Результаты предлагаемой модернизации и перераспределения объемов сброса пластовой воды представлены наглядно на Рисунке 3.3.



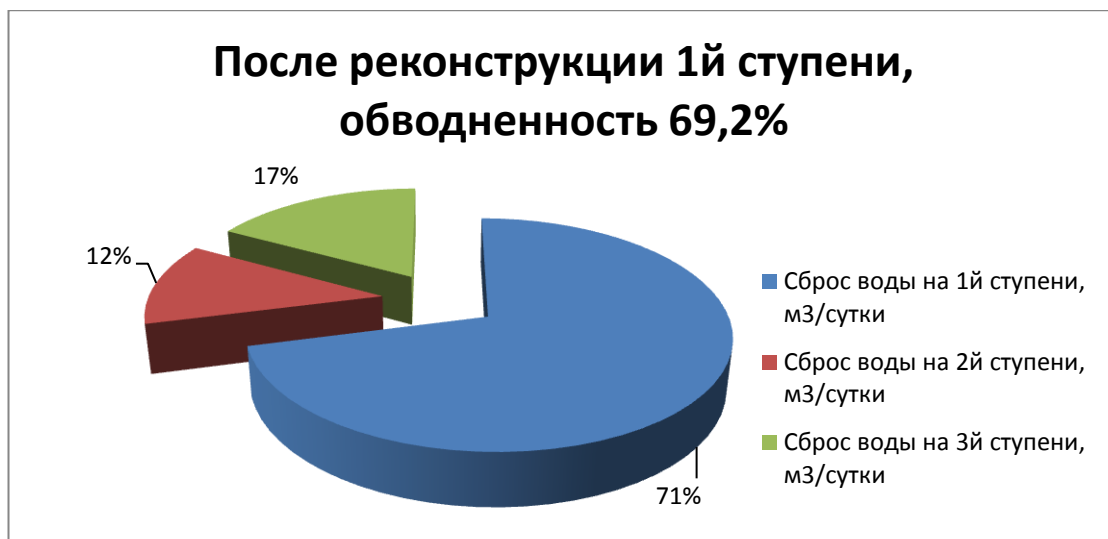


Рисунок 3.3. - Изменение объемов сброса пластовой воды между ступенями сепарации

3.3.3.2 Технология путевого сброса воды

Трубный водоотделитель представляет собой отрезок трубы диаметром 1020... 1420 мм и длиной 80... 120 м /80, 83, 85/. Труба имеет небольшой уклон, позволяющий водной фазе скапливаться в нижней ее части и отводиться под избыточным давлением емкости. Водоотделители могут размещаться как вблизи расположения кустов добывающих скважин, т.е. непосредственно на открытой местности с учетом ее рельефа, либо на узловых площадках внутрипромысловых трубопроводов, ДНС (дожимных насосных станций) или ЦПС (централизованных пунктов сбора). Газонефтяная смесь, скапливаясь в верхней части наклонной трубы и разделяясь, отводится самостоятельными линиями в нефтепровод [16]. ТВО не требуют специального обслуживания, строительства дополнительных площадок с коммуникациями, электроэнергией и т.д.

В виду вышесказанного трубные водоотделители могут быть использованы как промежуточное проектное решение возникших проблем и сброса воды до момента ее поступления в составе жидкости на инфраструктурные объекты подготовки и перекачки нефти.

Движение обводненной нефти в промысловых трубопроводах с одной

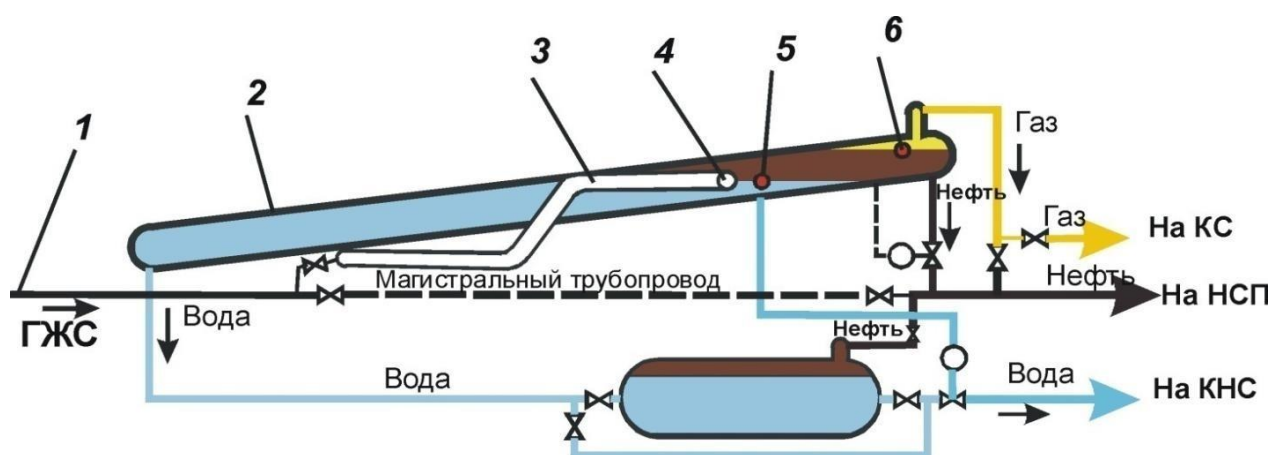
стороны сопровождается образованием подстилающего слоя воды в трубах в результате осаждения крупнодисперсной фракции капель. С другой стороны, разгазирование нефти и достаточно продолжительное время перекачки по трубопроводам сопровождается дальнейшей адсорбцией стабилизатора на межфазной поверхности, старением и увеличением агрегативной устойчивости эмульсии [13]. При достижении обводненности 75% и более вследствие инверсии фаз поток жидкости происходит практически в расслоенном состоянии. Согласно [12] основным источником образования эмульсий является насосное оборудование добывающих скважин и дожимных насосных станций. В трубопроводах ввиду небольших значений параметра Рейнольдса дополнительное эмульгирование не происходит, а, напротив, для жидкости создаются условия расслоения [17].

Ранний путевой сброс и утилизация воды в систему поддержания пластового давления (ППД) снижает нагрузки с трубопроводов и системы сбора и подготовки нефти в целом. Одновременно сброс воды из нижней части емкостей позволяет отводить одновременно значительное количество механических примесей, концентрирующейся вначале на поверхности глобул воды. В период расслоения механическая примесь переходит большей частью в водную фазу и попадает в сточную линию. БашНИПИнефтью выполнены исследования, проведенные на концевом участке технологического трубопровода (диаметром 1020 мм), которые показали, что при нагрузке по жидкости до 30000 м³/сут имеет место расслоение газоводонефтяной смеси, причем, граница раздела водной фазы находится на 370...450 мм выше нижней образующей трубы, граница нефтяной фазы - на 700...750 мм. Количество нефтепродуктов в пробах, отобранных с различных уровней, составило: 100 мм - 70 мг/л, 200 мм - 120 мг/л, 300мм - 400 мг/л.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о возможности сброса воды из нижней части трубопроводов большого диаметра [16]. На этом же принципе основана разработка трубных водоотделителей.

Для разрушения эмульсии, продукция обрабатывается реагентами-деэмульгаторами, которые вводятся в нее в системе сбора или непосредственно перед установкой. Степень предварительного обезвоживания нефти при путевом сбросе должна соответствовать агрегативной устойчивости эмульсии на входе в установку с тем, чтобы при дальнейшем транспорте выделение свободной воды из нее отсутствовало или было минимальным. Остаточная обводненность нефти после сброса воды в системе сбора колеблется от 5 до 30% объемных, что соответствует проектным параметрам ЦПС Ванкорского месторождения. Гидравлическая схема ТВО обеспечивает движение предварительно расслоенных нефти и воды в противоположных направлениях, что позволяет разделить аппарат по длине на отдельные отстойные зоны и создать для каждой фазы благоприятные условия разделения.

Оставшееся количество свободной воды вместе с отстоявшейся нефтью выводится в нефтепровод и транспортируется под собственным давлением или дожимными насосами на ЦПС для дальнейшей подготовки.



1 — нефтегазопровод; 2 — трубный разделитель; 3 — успокоительный коллектор; 4 — вход успокоительного коллектора в трубный разделитель; 5, 6 — датчики уровня;

Рисунок 3.5 - Принципиальная схема установки путевого сброса воды

Выводы

На данный момент нефть центрального пункта сбора в объеме 29 291 м³/сутки, с обводненностью 69,2%, после прохождения 1-ой, 2-ой и 3й ступеней сепарации, обезвоживается до 0,5%. При этом, на мой взгляд, основным фактором риска является предельная работа технологического оборудования до момента реализации комплексных мер, направленных на снижение обводненности: изменение системы ППД, проектирование и запуск дополнительных мощностей по подготовке и перекачки нефти. Целью представленной работы является комплексный анализ загрузки производственных мощностей, выявление производственных показателей требующих корректировки, подготовка технических решений, подтверждение актуальности принятых мер расчетами производительности оборудования.

В данной работе была предложена следующая модернизация оборудования:

- снизить высоту забора нефти на 1-й ступени, так как расчетная величина меньше проектной на 450 мм. Уменьшив высоту забора нефти, тем самым мы уменьшим время нахождения эмульсии в аппарате, следовательно, уменьшим отделение воды от нефти в дисперсной зоне и перенесем избыточный на 1й ступени объем отделения воды на 2ю и 3ю ступени сепарации.

- предложено промежуточное решение по отбору пластовой воды до момента поступления жидкости на ЦПС в виде трубного водоотделителя.

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Год ы	Цена нефти Юралс	Транспорт от КУУН до порта (трубопровод ный)	Таможен ная пошлина на нефть сырую	Коэффици ент перевода из тонн в баррели	Обменн ы й курс	Экспортны й нетбэк на нефть сырую	Цена на газ на внутренне м рынке (без НДС)
	долл./барр .	руб./т	руб./т	барр./т	руб./дол л .	руб./т	руб./ 1000 м ³
2019	41,6	2 855	4 394	7,3	67,1	13 110	1 823
2020 и т.д.	41,6	2 855	4 394	7,3	67,1	13 110	1 823

Величина транспортных расходов при экспортной реализации рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) № 1825/16 от 23.12.2016 г. Показатели экономической эффективности разработки Ванкорского месторождения определены в условиях действующей налоговой системы. Цена на газ представляет собой ожидаемую стоимость поставки газа сторонним потребителям в 2019 году по данным пользователя недр. Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

4.2 Система налогов и платежей

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 4.2 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки, и показан порядок их расчета.

Таблица 4.2 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	Расчетная ставка: Нефть 2019 г. – 6 584 руб. за тонну; 2020 г. – 6 635 руб. за тонну; 2021 г. – 6 706 руб. за тонну; с 2022 г. – 6 278 руб. за тонну. Налоговая ставка 919 – с 2019 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{Ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя D_M, характеризующего особенности добычи нефти. $K_{Ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_M = K_{НДПИ} * K_{Ц} * (1 - K_B * K_3 * K_d * K_{ДВ} * K_{КАН}) - K_K$, где $K_{НДПИ}$ равно 559 – с 1 января 2018 г. K_K равно 306 – с 1 января по 31 декабря 2019 г., 357 – с 1 января по 31 декабря 2020 г., 428 – с 1 января по 31 декабря 2021 г., 0 – с 1 января 2022 г. $K_B = 3,8 - 3,5 * N / V$, где N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.. В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент K_B принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_B принимается равным 0,3; В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (V_3) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов ($C_{ВЗ}$) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05,

	коэффициент K_3 рассчитывается по формуле: $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$ Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается: 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров; 2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров; 3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; 4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3. Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1. Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot N_{дв} / V_{дв}, \text{ где}$ $N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; $V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода; В случае, если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_v принимается равным 0,3; Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа х с и менее 10 000 мПа х с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского
--	--

	края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент $K_{\text{КАН}}$ принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.
2. Страховые взносы	Всего 2019-2021 гг. – 30 %. С 2022 г. – 34% от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2019-2021 гг. – 30 %. С 2022 г. – 26% от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 876 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 755 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным за 2018 год по Ванкорского месторождения и составляют 529 тыс. руб.
<i>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</i>	
1. Экспортная пошлина	С 2019г. – 4 394 руб. за тонну (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и с 2019 г. – 30% от разницы,).
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

4.3 Расчет затрат на производство продукции

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти за 2018 г. сложившиеся по Ванкорскому месторождению.

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;

- общехозяйственные и общепроизводственные затраты;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт складываются из затрат на закачку рабочего агента и затрат на обслуживание нагнетательных и скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную) промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общехозяйственные и общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин. Также по данной статье отражаются административно-управленческие расходы, рассчитываемые в зависимости от добычи нефти.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного

использования.

Исходные данные для расчета текущих затрат, отнесение затрат к условно-постоянным и условно-переменным, а также определение себестоимости действующего производства представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Структура и расчет текущих затрат по статьям калькуляции

Статья затрат калькуляции	Удельные норматив ы	Итого затрат в год, тыс. руб.	
		До реконструкции	После реконструкции
Энергия на извлечение жидкости			
условно-переменные, руб./т. жид.	43,0	50 675,8	50 675,8
Расходы по искусств. возд. на пласт			
условно-постоянные,тыс. руб./НФС	476,6	4 766,1	4 766,1
условно-переменные, руб./м³	28,9	34 105,0	34 105,0
Расходы по сбору и транспортировке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	376,3	11 289,8	11 289,8
условно-переменные, руб./т. жид.	38,2	45 005,4	45 005,4
Расходы по сбору и транспортировке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	214,2	6 425,8	6 425,8
условно-переменные, руб./м³	33,5	5 934,8	5 934,8
Расходы по техн. подготовке (нефть)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	381,1	11 431,8	11 431,8
условно-переменные, руб./т. Нефти	79,8	62 075,8	62 075,8
Расходы по техн. подготовке (газ)			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	853,5		25 603,6
условно-переменные, руб./1000м3	513,2		90 919,4
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	2 148,2	64 445,6	64 445,6
Капитальный ремонт			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	548,4	16 452,9	16 452,9
Общехозяйственные расходы			
условно-постоянные, тыс. руб./ДФС	1 772,2	53 166,8	53 166,8
Управленческие расходы			
условно-переменные, тыс. руб./т. Нефти	223,3	173 641,3	173 641,3
Зарплата ППП			
условно-постоянные, тыс. руб. /чел.-год	1 157,1	92 567,1	92 567,1
Прочие налоги (налог на землю, штрафы за УПНГ) в год, тыс .руб.	529,4	529,4	529,4
Итого, тыс. руб.		632 513,3	749 036,3
Себестоимость добычи 1 тут (текущие затраты+страховые взносы+налоги), руб./т		6 582,9	6 824,5

Для расчета годовой величины текущих затрат при оценке действующего и производства при модернизации оборудования УПН,

использовались технологические показатели, представленные в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Прогнозные годовые показатели разработки месторождения

Технологические показатели	ед. изм.	Значение
добыча нефти	тыс. т	778
добыча жидкости	тыс. т	1178
добыча газа	млн. м ³	177
закачка воды	тыс. м ³	1178
добывающие скв.	шт.	30
нагнетательные скв.	шт.	10

4.4 Анализ безубыточности

Цель анализа – определение точки безубыточности, т.е. минимального объема продаж, начиная с которого предприятие не несет убытков. В точке безубыточности выручка от продажи продукции ($V_{ПР}$) равна общим затратам на производство и реализацию продукции:

$$V_{ПР} = \text{Изд.пост} + \text{Изд.пер}$$

Определение точки безубыточности по действующему производству:

$$Q_{кр.} = \frac{\text{Изд}_{пост}}{C_{1ГП} - \text{Изд}_{пер1ГП}} = \frac{207908}{13110 - 7177} = 35 \text{ тыс. тонн}$$

где $C_{1ГП}$ – цена единицы готовой продукции (1 тонны);

$\text{Изд}_{пер1ГП}$ – удельные переменные издержки (сумма переменных издержек, рассчитанных в таблице 4.4 на единицу готовой продукции – 1 тонну нефти).

Определение точки безубыточности при модернизации оборудования УПН:

$$Q_{кр.} = \frac{\text{Изд}_{пост}}{C_{1ГП} - \text{Изд}_{пер1ГП}} = \frac{286679}{13110 - 7431} = 51 \text{ тыс. тонн}$$

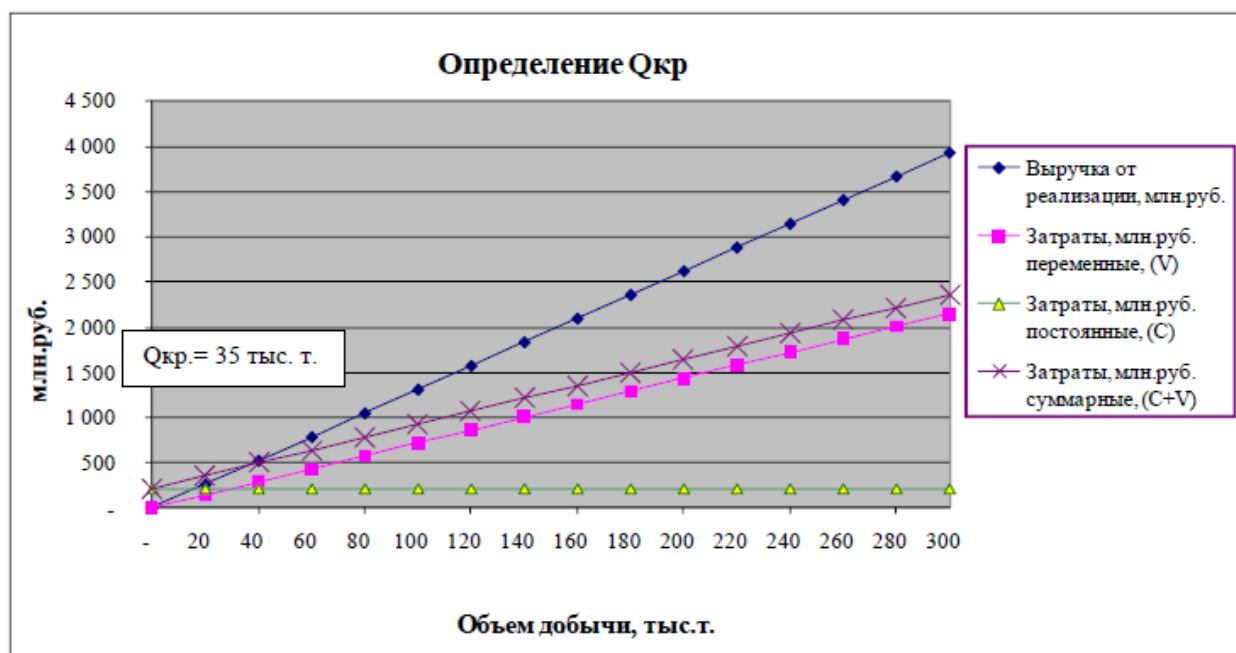


Рисунок 4.2 – Точка безубыточности до модернизации оборудования установки подготовки нефти

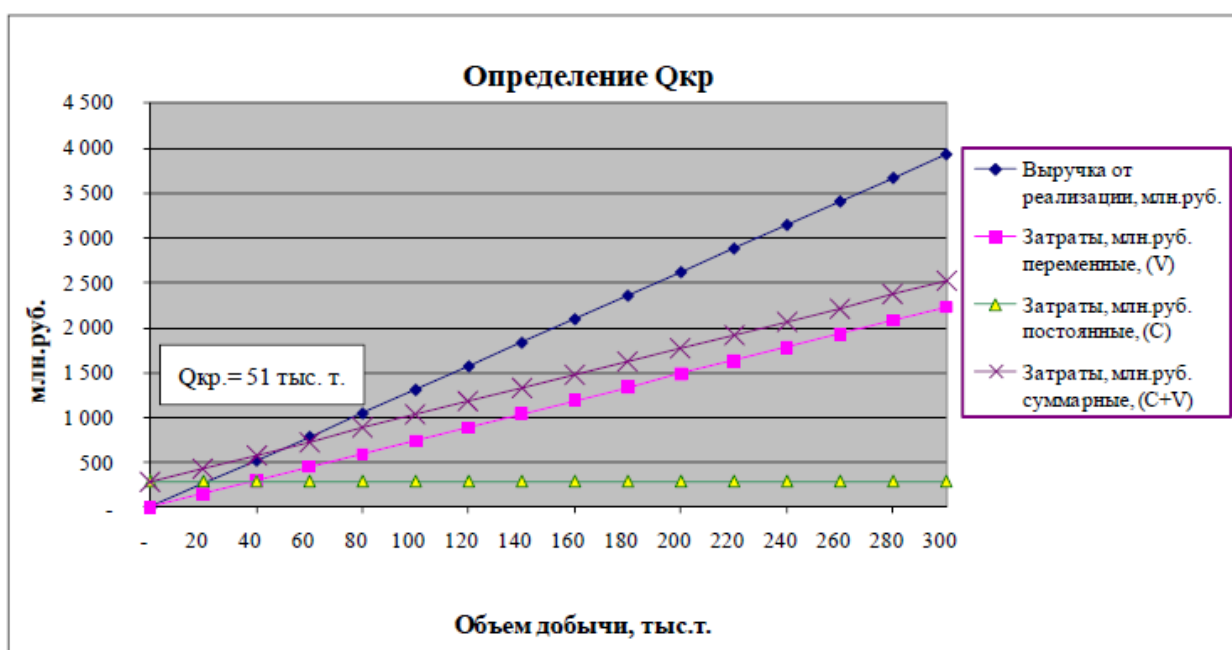


Рисунок 4.3 – Точка безубыточности после модернизации оборудования установки подготовки нефти

Доля условно-постоянных затрат увеличилась, что привело к росту критического объема добычи нефти, при котором предприятие не получает прибыли и не несет убытков.

Запас финансовой прочности можно выразить разницей добычи нефти

фактической и рассчитанным критическим объемом. Даже при модернизации оборудования УПН запас прочности составит $778-51=727$ тыс.тонн. или $727*13110/1000=9531$ млн. руб.

4.5 Определение потребности в инвестициях в проектном году

Капитальные вложения определяются по следующим направлениям: оборудование, не входящее в сметы строек и промышленное обустройство при расчете эффекта от модернизации оборудования УПН.

Затраты на оборудование не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования и составляют 383 тыс. руб на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Капитальные вложения на модернизацию оборудования УПН были рассчитаны по смете затрат, исходя из требуемой производственной мощности для Ванкорского месторождения. В расчете применены индексы Межрегионального сборника коэффициентов пересчета сметной стоимости строительно-монтажных работ по субъектам РФ (выпуск №3). Учтены непредвиденные затраты в размере 3%, согласно МДС81-35.2004. Расчет представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет стоимости модернизации оборудования УПН

Наименование оборудования	Строительно-монтажные работы, тыс. руб.	Стоимость оборудования, тыс. руб.	Прочие работы, тыс. руб.	Первоначальная стоимость, тыс. руб.
Модернизация оборудования	301 144	1 557 745	548 533	2 479 645

Динамика капитальных вложений представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Динамика капитальных вложений, млн. руб.

Показатель	Всего	2019	2020	2021	2022	2023
ИТОГО	2 556,2	2 494,9	15,3	15,3	15,3	15,3

4.6 Расчет экономической эффективности инновационного проекта

Технико-экономические и инвестиционные показатели рассчитаны на период 5 лет с целью вычисления экономического эффекта от инвестиционного проекта модернизации оборудования УПН на Ванкорском месторождении. Сопоставление показателей представлено в таблице 12 и на рисунке 4.6.

Таблица 4.7 – Сопоставление технико-экономических показателей до и после модернизации оборудования установки подготовки нефти

Показатели	до модернизации оборудования УПН	после модернизации оборудования УПН
Проектный срок разработки, лет	5	5
Проектная добыча нефти, тыс.т.	3 888	3 888
Проектная добыча газа, млн.м3.	886	886
Капитальные вложения, млн.руб.	77	2 556
в том числе:		
-на обустройство месторождения	0	2 480
-оборудование не входящее в сметы строек	77	77
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	30 090	32 065
в том числе:		
-текущие затраты	3 160	3 743
-отчисления и налоги в себестоимости	25 658	26 389
-амортизация	1 272	1 933
Выручка от реализации продукции, млн.руб.	50 969	52 514
Прибыль после выплаты налогов, млн.руб.	16 703	16 359
Поток наличности, млн.руб.	13 221	15 737
Срок окупаемости по не дисконт. потоку, лет	окуп. в год вложения	окуп. в год вложения
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб	34 511	30 479
Коэффициент дисконтирования 20%		
Дисконтированный поток наличности, млн.руб.	9 411	10 516
Индекс доходности дисконт. Затрат (PIE), доли ед.	1,35	1,39
Индекс доходности дисконтирован. инвестиций (PI), доли ед.	---	5,15
Срок окупаемости капитальных вложений, годы		0,7

Внутренняя норма рентабельности не рассчитывается, т.к. за весь период оценки денежный поток имеет положительное значение. Инвестиции

окупаются в первый год вложения, т.к. действующее производство приносит недропользователю большую прибыль, достаточную чтобы окупить затраты в первый год.

Таблица 4.8 – Сопоставление технико-экономических показателей до и после модернизации оборудования установки подготовки нефти

Наименование показателя	Годы				
	1	2	3	4	5...
1. Объем продаж нефти и ГК, тыс. т.	778	778	778	778	778
2. Объем продаж газа, тыс. м3	169 514	169 514	169 514	169 514	169 514
3. Цена 1 тонны, тыс. руб.	13,110	13,110	13,110	13,110	13,110
4. Цена 1 тыс. м3, тыс. руб.	1,823	1,823	1,823	1,823	1,823
5. Выручка от продажи, тыс. руб. (1*3+2*4)	10 502 799	10 502 799	10 502 799	10 502 799	10 502 799
6. Суммарные издержки, тыс. руб.	6 065 089	6 154 171	6 200 548	5 861 654	5 852 689
6.1. Условно-переменные издержки, тыс. руб.	5 778 410	5 867 492	5 913 869	5 574 975	5 566 010
6.2. Условно-постоянные издержки, тыс. руб.	286 679	286 679	286 679	286 679	286 679
7. Амортизация здания, тыс. руб.	248 309	248 309	248 309	248 309	248 309
8. Амортизация оборудования, тыс. руб.	-	168 370	171 431	174 492	177 553
9. Прибыль до вычета налогов, тыс. руб. (5-6)	4 189 401	3 931 949	3 882 511	4 218 344	4 224 248
10. Налог на прибыль, тыс. руб.	837 880	786 390	776 502	843 669	844 850
11. Чистая прибыль, тыс. руб. (9-10)	3 351 521	3 145 559	3 106 008	3 374 675	3 379 399
12. Амортизация, тыс. руб. (7+8)	248 309	416 680	419 741	422 801	425 862
13. Чистый денежный поток от операционной деятельности, тыс.руб. (11+12)	3 599 830	3 562 239	3 525 749	3 797 477	3 805 261
14. Чистый дисконтированный доход (i=20%)	1 105 305	2 956 132	2 438 103	2 189 002	1 827 923

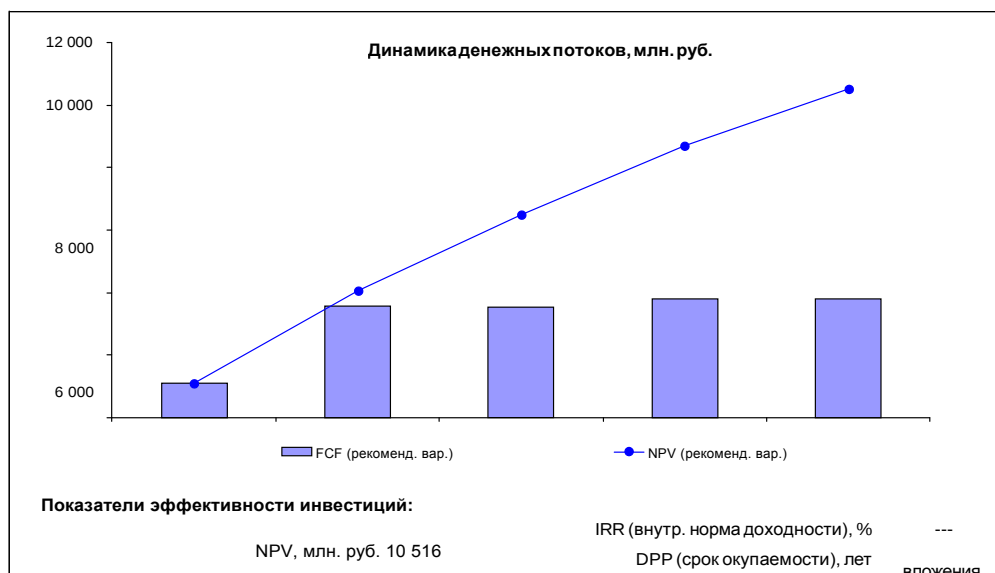


Рисунок 4.4 – Динамика денежного потока после модернизации оборудования установки подготовки нефти

В результате модернизации оборудования УПН предприятие получает дополнительную прибыль.

Выводы

Эффект от реализации нового проекта выражен не только в получении дополнительной прибыли в размере 1 106 млн. руб. за 5 лет эксплуатации модернизированного оборудования УПН, а так же в социально-экономической пользе обществу, путем предоставления новых рабочих мест.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Ответственность при выполнении работ на установке подготовки нефти

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [12].

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично.

Профессиональная социальная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1.

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; 2. Работы в емкостях, аппаратах и колодцах; 3. Установка и снятие заглушек; 4. Работы в местах возможного обитания медведей.	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	Статическое электричество Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.038-82[2] ГОСТ 12.1.005-88[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008-76[8]

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов.

Таблица 4.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства [13]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло промышленное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании внутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Дезэмульгатор- Сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие

в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливоналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;
- на наружных работах зимой дополнительно:
- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливоналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

6) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключаящим искрообразование.

7) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны.

Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше

+10°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории IIa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории IIb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий.

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [9] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с

осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 4.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
Метан	5 – 15
Этан	2.9 – 15
Пропан	2.1 – 9.5
Бутан	1.9 – 9.1
Пентан	1.4 - 7.8
Гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей. Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что

содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент. Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости

осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин. Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов).

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

Статическое электричество. Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися

хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[22] приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ]]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка узла подключения	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
2	Площадка подогревателей	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
3	Технологическая площадка	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
4	Блок УПТГ	A	III	B-1a	ПА-T1 ПА-T3
5	Резервуарный парк	A _н	-	B-1г	ПА-T1 ПА-T3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	ПА-T3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	ПА-T2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A _н	-	B-1г (укрытие насоса- B-1a)	ПА-T1 ПА-T3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A _н Г	- -	B-1г -	ПА-T1 ПА-T3 -
10	Площадка слива-налива нефти	A _н	-	B-1г	ПА-T3
11	Блок дозирования реагента	A	IV	B-1a	ПА-T3
12	Склад химреагентов	A _н	-	B-1г	ПА-T3
13	Резервуары метанола	A _н	-	B-1г	ПА-T2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем

месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его оперативная локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

Экологическая безопасность

Таблица 4.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон
	Засорение почвы и производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД

	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Модернизация оборудования УПН

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 4.7 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

Выводы

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.[25]

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации;
- Закон Российской Федерации «О недрах»;
- «Правила охраны недр»;
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение большей частью площади расположено в Туруханском районе Красноярского края. Часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа. Ближайший населенный пункт г. Игарка находится в 140 км, а районный центр п. Туруханск в 300 км к юго-западу от месторождения.

По состоянию на 01.01.18 г. пробурено 355 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 230 скважины на объект Як-Ш-УП, 82 скважины на Нх-Ш-1У, 41 скважина - на Нх-1, 22 газовых - Дл-1-Ш, 172 - нагнетательных (81 - Як-Ш-УП, 54 - Нх-Ш-1У, 37- Нх-1) и 76 водозаборных.

Как следует из материалов оперативной оценки запасов Ванкорского месторождения, пластовые воды обладают весьма однообразным химическим составом, характеризующимся преобладанием ионов хлора и натрия, невысокой (5-15г/л) минерализацией и низким (вплоть до полного отсутствия) содержанием сульфатов.

Воды Нижнехетского горизонта являются гидрокарбонатно-натриевыми, минерализация их 7,3г/л, содержание сульфатов менее 6мг/л, а на долю хлора и натрия приходится более 90%*экв/л.

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.

В данной работе был проведен анализ фактических данных работы оборудования Цеха подготовки и перекачки нефти Ванкорского месторождения, выявление "узких" мест технологической схемы и разработка оптимального и эффективного режима работы оборудования.

В процессе анализа была выявлена сверхзагруженность 1-ой ступени сепарации и наличие технологических резервов на последующих ступенях сепарации. Для решения данной проблемы в конструкторской части выпускной квалификационной работы предложена оперативная модернизация 1-ой ступени сепарации. В процессе комплексного подхода к решению выявленной проблемы в качестве промежуточных мер был предложен вариант установки трубных водоотделителей на пути транспорта жидкости от кустов до ЦПС.

Предложенные варианты модернизации не требуют существенных экономических затрат, просты в реализации и способствуют перераспределению производственных мощностей при сохранении эффективности разделения нефтяной эмульсии.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Горжубаев А.Г. Современные тенденции в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности России // Бурение и нефть. 2009. №1.С. 31-35.
2. ТЭО КИН Ванкорского месторождения, ООО «РН-УфаниПИнефть»/протокол ГКЗ Роснедра №1761, 2008г., 420 с.
3. Зайцев Ю.В., Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. - Москва: Недра, 1986г., 302 с.
4. Технологический регламент цех по подготовке и перекачке нефти (ЦППН) ванкорского месторождения центральный пункт сбора. ООО «НК «Роснефть» - Научно-технический центр» - 2012г., 851с.
5. Технологический регламент центральный пункт сбора нефти «Ванкорское месторождение – ООО «НК «Роснефть» - Научно-технический центр» 2012г., 1162 с.
6. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Введ. впервые; дата введ. 01.07.2002. М.: ИПК Издательство стандартов, 2006г., 16с.
7. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Введ. Впервые; дата введ. 10.06.2003. М.: ПИО ОБТ, 2003г., 24с.
8. ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. Введ. впервые; дата введ. 10.01.1986. М.: БашНИПИнефть., 198г., 48с.
9. ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1971. М.: ИПК Издательство стандартов, 1971г., 60с.
10. ПУЭ-2002 – Правила устройства электроустановок. Введ. впервые; дата введ. 08.07.2002. М.: ИПК Издательство стандартов, 2002г., 123с.

11. Каспарьянц К.С. Процессы и аппараты для объектов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. М.: изд-во Недра, 1977г., 136с.
12. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. учеб. М.: изд-во Недра, 1979г., 319с.
13. Дытнерский Ю. И. Основные процессы и аппараты химической технологии: Пособие по проектированию. – М.: Химия 1991г., 496 с.
14. ГОСТ Р 51330.11-99 – Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. Введ. впервые; дата введ. 16.12.1999. М.: ИПК Издательство стандартов, 2000г., 13с.
15. Сарваров Н.З., Сарваров А.Н., Шкляев С.Б. Патент на полезную модель №: 129015 - 2012г.
16. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. учеб. М.: Недра, 2002г, 622с.
17. ГОСТ 12.0.003-74 – Опасные и вредные производственные факторы. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1976. М.: ИПК Издательство стандартов, 1974г., 42с.
18. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1989. М.: Стандартинформ, 1990г., 48с.
19. Приказ Минздравсоцразвития №970н от 12.12.2009г.-Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением"
20. ГОСТ 12.01.012-2004 Вибрационная безопасность Введ. впервые; дата введ. 01.07.2008. М.: Стандартинформ, 2008г., 20с.
21. ГОСТ 12.4.026 - 2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики.

Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 01.01.2003. М.: Стандартиформ, 2001г., 76с.

22. ГОСТ 12.1.019-Система стандартов и безопасности труда.Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.Введ. впервые; дата введ. 10.12.2009г.Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 декабря 2009 г. N 681-ст,56с.

23. Г. А. Кирилов, В. М. Кудрявцев, Н. С. Чирков. К вопросу расчета газонефтяных сепараторов.- М: Недра, 1958г.

24. Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Учебное пособие для вузов. Л.: изд-во Химия, 1987. 576 с.

25. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей.учеб. Л.: Химия, 1982. 592 с.

26. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Введ. Впервые; дата введ. 18.12.2013. М.: ПИО ОБТ, 2015.30с.ОСТ 51.65-80 Конденсат газовый стабильный. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1982. М.: ВНИИгаз., 1982г., 34с.

27. Российская Федерация. Законы. Федеральным законом О промышленной безопасности опасных производственных объектов // Рос. Газ. -1997.- 21 июля.

28. СП 6.13130.2009 – Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности. Введ. впервые; дата введ. 25.03.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. 13с.

29. СП 5.13130.2009 – Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования. Введ. впервые; дата введ. 25.03.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. 122с.

30. ГОСТ Р 52931-2008 – Приборы контроля и регулирования

технологических процессов. Общие технические условия. Введ. Впервые; дата введ. 27.06.2008. М.: Стандартиформ., 2009.129с.

31. ГОСТ Р 53325-2009 – Технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. Впервые; дата введ. 01.05.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России., 2009.76с.

32. НПБ 57-97 – Нормы пожарной безопасности. Приборы и аппаратура автоматических установок пожаротушения и пожарной сигнализации. Помехоустойчивость и помехоэмиссия. Общие технические требования. Методы испытаний. Введ. впервые; дата введ. 27.07.1978. М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. 43с.

33. Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки. М.: изд-во Химия, 1980. 408 с.

34. ГОСТ Р 14249-89 – Нормы и методы расчета на прочность. Введ. впервые; дата введ. 01.01.1990. М.: ИПК Издательство стандартов, 1990. 55с.

35. ГОСТ 103-2006 – Прокат сортовой стальной горячекатаный полосовой. Сортамент. Введ. впервые; дата введ. 01.07.2009. М.: ИПК Издательство стандартов, 2009. 8с.

36. ПБ 08-624–03 - Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Введ. Впервые; дата введ. 30.06.2003. М.: ПИО ОБТ, 2003.30с.

37. Трудовой кодекс российской федерации: федер. Закон от 30 дек. 2001 г. № 197-ФЗ. М: ОТиСС, 2002. 142 с.

38. Горбунова, Л. Н. Безопасность труда в нефтегазодобывающем комплексе: учеб.пособие для студентов вузов. Красноярск: ИПЦ СФУ, 2009. 28 с.

39. СП 52. 13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Введ. впервые; дата введ. 20.05.2011. М.: НИИСФ РААСН, 2011. 72с.

40. ВСН–34-91 - Правила производства и приемки работ на строительстве новых, реконструкции и расширении действующих гидротехнических морских и речных транспортных сооружений. Введ.

впервые; дата введ. 01.07.1992. М.: Минтрасстрой , 1992. 43с.

41. ГОСТ 12.4.019 – 75 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук. Классификация. Общие требования. Введ. впервые; дата введ. 13.11.1975. М.: Госстандарт, 1975. 3с.

42. МУК 4.3.1901–04 Методика определения теплоизоляции средств индивидуальной защиты головы, стоп, рук на соответствие гигиеническим требованиям. Введ. впервые; дата введ. 01.05.2004. М.: НИИМТ РАМН, 2004. 8с.

43. Дунаев В.Ф. и др. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. – Москва.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006.-350с.

44. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных, нефтегазовых месторождений России: Том 2/ Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. - Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 320 с.

45. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
ППБ- 08-624-03

46. Инструкция ЗАО «Ванкорнефть» по промышленной безопасности и охране труда при работе с химическими веществами в химико-аналитической лаборатории ИОТПБ № 2.138

47. ППБО-85, НПБ 105, Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

- 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];
 - водяные насосы 3-й ступени P-2080-1A,B/2A,B/3A,B;
 - насосы перекачки товарной нефти P-2070-1A,B/2A,B/3A,B.
4. Технологические резервуары:
- технологические резервуары T-2210 [P-1], T-2220 [P-2], T-2230 [P-3] ;
 - насосы перекачки нефти технологических резервуаров P-2280A/B/C;
 - насосы перекачки воды технологических резервуаров P-2285A/B/C;
 - насосы перекачки некондиционной нефти технологических резервуаров P-2290A/B;
 - зачистные насосы P-2281A,B,C,D;
 - дренажная емкость V-2205-1;
 - дренажная емкость V-2205-2;

5. Подготовка подпиточной воды:

- гидроциклон удаления песка V-3510;
- дегазатор V-3520;
- насосы дегазатора P-3530 A/B.

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 P-4040-1A,B /2A,B /3A,B;
- насосы уловленной (восстановленной) нефти P-4045-1A,B /2A,B /3A,B;
- уравнительные резервуары пластовой воды T-4050A/B [P-8/9];
- насосы пластовой воды P-4060A/B;
- дренажные насосы P4070A/B;
- насосы перекачки пластовой воды P-4315 A/B на УПСВ Север.

7. Установка фильтрации пластовой воды:

- горизонтальные фильтры с наполнителем V-4101A/B;
- емкости-отстойники воды обратной промывки фильтров T-4101A/B;
- насосы перекачки воды обратной промывки фильтров P-4101A/B.

8. Закрытая дренажная система:

- дренажных емкостей V-5910 [E-1], V-5920 [E-2], V-5930 [E-3];
- насосов P-5915A/B.

9. Открытая дренажная система опасных стоков:

- дренажные емкости V-6083...6089, V-6091...6093, V-6100, V-6101;
- насосы дренажных емкостей P-6083 A(B)...P-6101A(B).

10. Открытая дренажная система поверхностных стоков:

- дренажные емкости V-6002...6025;
- насосы дренажных емкостей P-6002A(B)...P-6025A(B);
- резервуар – накопитель производственно-дождевых стоков T-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, Р-6944А/В, Р-6949А/В, Р-6954А/В, Р-6959А/В, Р-6964А/В, Р-6969А/В, Р-6974А/В, Р-6979А/В, Р-6984А/В, Р-6989А/В, Р-6994А/В;
- блоки дозирования химреагентов 183/1, 183/2, 183/3.

13. Система автоматического пенотушения и пожарной воды

- резервуары противопожарного запаса воды Т-7710А/В;
- насосы пожаротушения электроприводные Р-7720А/В/С;
- дизельные насосы пожаротушения Р-7720D/E/F;
- насосы пожаротушения Р-7730А/В;
- лафетные стволы ЛС-1...21;
- баки дозаторы для пенообразователя Т-7610А/В/С, Т-7620А/В/С.

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.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Состав нефти Ванкорского месторождения в пластовых условиях при принятом газосодержании

[illegible]

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Характеристика исходного сырья на Ванкорском месторождении

№	НАИМЕНОВАНИЕ СЫРЬЯ, МАТЕРИАЛОВ, РЕАГЕНТОВ ИЗГОТОВЛЯЕМОЙ ПРОДУКЦИИ	НОМЕР ГОСУДАРСТВЕН НОГО СТАНДАРТА, ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, СТАНДАРТА КОМПАНИИ	ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА, ОБЯЗАТЕЛЬН ЫЕ ДЛЯ ПРОВЕРКИ	НОРМА ПО ГОСТ, ТУ, СК (ЗАПОЛНЯЕТ СЯ ПРИ НЕОБХОДИМ ОСТИ)	ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИ Я ИЗГОТОВЛЯ ЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
1	Сырая нефть	-	1.Плотность 2.Содержание воды	- -	Подготовка нефти до показателей первой группы качества по ГОСТ Р 51858- 2002 (с Изменениями №1,2)
2	Товарная нефть	ГОСТ Р 51858- 2002 (с Изменениями №1,2)	1.Плотность 2.Массовая доля воды 3.Массовая доля механических примесей 4.Давление насыщенных паров 5.Концентрация хлористых солей 6.Содержание хлорорганичес- ких соединений 7.Фракционный состав. соединений 8.Содержание сероводорода 9.Содержание метил-этил- меркаптанов. 10.Содержание парафинов 11.Содержание серы	При 20 °С, при 15 °С. Не более 0,5 % Не более 0,05 % Не более 500 мм рт. ст. Не более 100 мг/дм ³ Не нормируется (определение обязательно) - Не более 20 ppm. Не более 40 ppm. - -	Транспортируе тся на ЦПС ЦППН №1 Ванкорской группы месторождений . До ввода в эксплуатацию ЦПС транспорт осуществляется по магистральном у нефтепроводу на НПС – 1.
3	Нефтяной газ	-	1.Плотность при 20 °С и 101,325 кПа 2.Компонентны й состав газа. 3.Высшая теплота сгорания. 4.Низшая теплота сгорания 5.Относительная	- - - - -	Используется в качестве топливного газа для горелок: 1.ПТБ-10Э, 2.Нефтегазовод оразделителей НГВРП 3.Факельных систем, для путевых

			плотность при 20 °С 6.Точка росы влаги 7.Точка росы углеводов	- -	4.Путевых подогревателей ПП – 4В. В качестве продувочного газа факельных коллекторов временного технологического комплекса.
4	Пластовая вода	ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»	1.Содержание остаточной нефти 2.Содержание механических примесей	Не более 30 мг/дм ³ Не более 30 мг/ дм ³	Используется для обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД)
5	Подпиточная вода	ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»	1. Содержание механических примесей	Не более 30 мг/ дм ³	Используется для обеспечения системы поддержания пластового давления (ППД)
6	Дезэмульгатор	ТУ 2458-253-05765670-2008 ТУ 2458-311-05765670-2005 ТУ 2226-001-347-43072-98 ТУ 2458-005-40666476-2001	1.Плотность 2.Массовая доля активной основы 3.Температура застывания 4.Кинематическая вязкость при заданной температуре	-	Способствует созданию наиболее эффективных и благоприятных условий для расслоения нефтяной эмульсии
7	Ингибитор коррозии	-	1.Плотность при заданной температуре	-	Способствует предотвращению коррозии трубопроводов и оборудования
8	Ингибитор солеотложения	ТУ 2458-261-05765670-2007 ТУ 2458-008-13006180-2009	1.Плотность 2.Температура застывания 3.Концентрация водородных ионов 4.Эффективность ингибирования осадкообразования сульфата кальция, при концентрации 20 мг/дм ³ .	-	Способствует предотвращению отложения солей в трубопроводах и оборудовании
9	Ингибитор парафиноотложения	-	1.Плотность при заданной температуре	-	Способствует предотвращению выпадения парафина в условиях транспорта нефти

10	Ингибитор гидратообразования	ТУ 39-43122541-ОП-14-98	1.Плотность при заданной температуре 2.Температура застывания 3.Вязкость кинематическая 4.Массовая доля активного вещества.	-	Предотвращает образование гидратов, разрушает гидратные пробки.
11	Коагулянт	ТУ 2163-368-05795731-2008	1. Массовая доля основного вещества в пересчете на Al_2O_3 2. Массовая доля хлоридов пересчете на Cl 4. pH	42 % 30 % 0,8 4±0.5	Способствует объединению мельчайших дисперсных механических частиц в более крупные соединения
12	Азот технический	ГОСТ 9293-74 (ИСО 2435-73) (с изменениями №1,2,3) Выходные технические характеристики установки	1. Точка росы 2. Объемная доля кислорода	Не выше минус 60 Не более 1%	Используется для пожаротушения печей, создания азотной подушки и продувки аппаратов
13	Инструментальный воздух	ГОСТ 17433-80 (СТ СЭВ 1704-79) (с Изменениями №1) Технические характеристики установки по ТУ 3643-364-51470687-2006	1. Точка росы	Не выше минус 70	Используется для приводов регулирующих клапанов.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Физико-химическая характеристика и фракционный состав товарных нефтей

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ	МЕТОД ИСПЫТАНИЯ	ЯК / НХ В СООТНОШЕНИИ 70/30 (%МАСС.)	ЯК / НХ В СООТНОШЕНИИ 60/40 (%МАСС.)	ЯК / НХ В СООТНОШЕНИИ 50/50 (%МАСС.)
1. Массовая доля воды	% масс.	ГОСТ 2477-2014 (с Изменениями 1)	0,25-0,37	0,28-0,42	0,31-0,45
2.Содержание хлористых солей	мг/дм ³	ГОСТ 21534-76 (с Изменениями №1,2,3)	30-40	30-40	30-40
3.Содержание механических примесей	% масс.	ГОСТ 6370-83 (с Изменением №1)	0,04-0,07	0,04	0,07
Плотность при температуре:	кг/м ³	ГОСТ 3900-85 (с Изменениями №1)			
минус 20 °С	кг/м ³		913,3	906,0	900,5
минус 10 °С	кг/м ³		905,7	898,6	893,3
0 °С	кг/м ³		896,2	890,8	885,6
10 °С	кг/м ³		888,9	883,4	877,8
15 °С	кг/м ³		885,5	879,3	873,2
20 °С	кг/м ³		881,8	876,1	869,6
30 °С	кг/м ³		875,0	869,0	862,7
40 °С	кг/м ³		868,2	862,2	855,7
50 °С	кг/м ³		861,8	856,1	849,0
60 °С	кг/м ³		853,1	847,8	840,7
70 °С	кг/м ³		845,7	840,6	833,2
4.Вязкость кинематическая при температуре	мм ² /с	ГОСТ 33-2016			
-20	мм ² /с		1002,0	1228,5	1449,4
-10	мм ² /с		315,410	326,900	325,800
0	мм ² /с		120,710	108,34	95,066
10	мм ² /с		56,489	45,813	36,916
15	мм ² /с		38,108	31,895	25,607
20	мм ² /с		31,889	24,905	19,558
30	мм ² /с		20,868	16,644	13,302
40	мм ² /с		14,485	11,813	9,640
50	мм ² /с		10,546	8,7604	7,273
60	мм ² /с		7,954	6,781	5,933
70	мм ² /с		6,193	5,314	4,623
5.Вязкость динамическая при температуре	мПа*с	ГОСТ 33-2016			
-20	мПа*с		915,130	1113,100	1305,100
-10	мПа*с		285,670	293,76	291,060
0	мПа*с		108,220	96,509	84,188
10	мПа*с		50,213	40,471	32,404
15	мПа*с		33,745	28,045	22,360
20	мПа*с		28,120	21,819	17,007
30	мПа*с		18,260	14,464	11,475
40	мПа*с		12,576	10,185	8,248
50	мПа*с		9,089	7,500	6,175
60	мПа*с		6,810	5,759	5,00
70	мПа*с		5,260	4,478	3,868
6. Содержание	% масс.	ГОСТ 51947-2002	0,152	0,149	0,142

серы общей		(с Изменением №1)			
7. Содержание асфальтенов	% масс.	Методика ВНИИНП	0,108	0,105	0,102
8. Содержание смол силикагелевых	% масс.	Методика ВНИИНП	6,62	6,51	6,28
9. Содержание парафина	% масс.	ГОСТ 11851-85 (с Изменениями №1,2)	2,38	2,87	3,37
10. Молекулярная масса	а.е.м.	Методика ВНИГНИ	275,2	260	242,4
11. Температура плавления парафина	°С	ГОСТ 23683-89 (с Изменениями №1)	52	52	51
12. Температура застывания	°С	ГОСТ 20287-91	-27	-30	-12
13. Температура застывания без термообработки	°С	ГОСТ 20287-91	-35	-28	-24
14. Температура вспышки в закрытом тигле	°С	ГОСТ 6356-75 (с Изменениями №1,2,3)	+12	-2	-8
15. Кислотное число	мг КОН/г	ГОСТ 6356-75 (с Изменениями №1,2)	0,73	0,7	0,62
16. Температура начала кипения	°С	ГОСТ 2177-99	66	61,0	64,0
17. Выход фракций до температуры	% об.	ГОСТ 2177-99			
100 °С			1,5	2,0	3,0
150 °С			2,5	7,0	9,0
200 °С			11,0	13,0	15,0
250 °С			19,0	21,0	23,0
300 °С			30,0	33,0	38,0
18. Давление насыщенных паров	кПа	ГОСТ 1756-2000	17,2	18,5	21,2
19. Массовая доля сероводорода	млн. ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	менее 2	менее 2	менее 2
20. Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн. ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 50802-95	менее 2	менее 2	менее 2
21. Температура насыщения нефти парафином	°С	ОСТ39.034-76	22,0	25,0	28,0

Принципиальная схема ЦПС

