

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело
 Специализация Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Реконструкция системы измерения количества и показателей качества нефти сырой на установке предварительного сброса воды на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (ХМАО)»

УДК 622.276.8:665.622.4(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело
Специализация Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лазареву Владимиру Юрьевичу

Тема работы:

«Реконструкция системы измерения количества и показателей качества нефти сырой на установке предварительного сброса воды на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (ХМАО)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021г. № 110-30/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объектом исследования является система измерений количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС), расположенной на территории действующей установки предварительного сброса воды № 2 (УПСВ-2) Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р.</i>
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1.Изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов Западно-Полуденного месторождения нефти. 2.Изучение технологического регламента установки предварительного сброса воды на Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р. 3.Изучение нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКНС. 4.Выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании СИКНС. Определение оборудования, подлежащего замене в процессе модернизации СИКНС. 5.Анализ современного технологического оборудования направленного на повышение эффективности эксплуатации СИКНС.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Технологическая схема УПСВ

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Елена Игоревна, доцент
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович, доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич

Школа		Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на приобретение массового расходомера «OPTIMASS 6400», расходомера счетчика ультразвукового «ВЗЛЕМ МР», влагомера поточного «ВСН-АТ» и пробоотборника автоматического «Отбор-А-Рслив»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	• Районный коэффициент-1,7 • Северная надбавка-1,5 • Доплата за вредность-1,12 • Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты-1,25 • Компенсационная выплата за вахтовый метод работы-1,1
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений во внебюджетные фонды – 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчеты материальных затрат на оплату труда, материальных затрат на НИ, отчислений во внебюджетные фонды, накладных расходов
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка календарного план-графика
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий по модернизации оборудования по нескольким вариантам.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма Ганта

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Реконструкция системы измерения количества и показателей качества нефти сырой на установке предварительного сброса воды на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (ХМАО)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: модернизация системы измерения количества и показателей качества нефти сырой. Область применения: установка предварительного сброса воды.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Вредные и опасные производственные факторы. Классификация» Межгосударственный стандарт ГОСТ 12.1.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования» ГОСТ 9965-76 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные и опасные факторы: -Взрывоопасность, пожароопасность; -Токсичность углеводородов; -Высокое давление; -Высокая температура; -Получение механических повреждений; -Поражение электрическим током; -Укусы ядовитых змей и насекомых; -Солнечный удар или обморожение;
3. Экологическая безопасность:	-Воздействие объекта на атмосферу (выбросы); -Воздействие объекта на гидросферу (сбросы); -Воздействие объекта на литосферу (отходы);

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-Возникновение ЧС в процессе реконструкции СИКНС возможны в результате разгерметизации оборудования. Наихудший вариант развития событий : Возникновение пожара.
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Лазарев Владимир Юрьевич		

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 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

Специализация Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Уровень образования Бакалавриат

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 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:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.04.2021	Характеристика месторождения и опасного производственного объекта	15
18.04.2021	Назначение и состав действующего оборудования СИКНС	20
29.04.2021	Анализ современного технологического оборудования направленного на повышение эффективности	25
18.05.2021	Финансовый менеджмент	10
25.05.2021	Социальная ответственность	10
28.05.2021	Заключение	10
01.06.2021	Презентация	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 107 с., 11 рис., 17 табл., 25 источников информации.

Ключевые слова: нефть, массовый преобразователь расхода, измерительная линия, влагомер, автоматический пробоотборник.

Объектом исследования является система измерений количества и параметров нефти сырой, расположенной на территории действующей установки предварительного сброса воды № 2 Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р.

В процессе исследования проводились:

Изучение действующей нормативно-технической документации в области эксплуатации и обслуживания СИКНС на УПСВ-2 «Западно-Полуденном» н.м.р. АО «Томскнефть» ВНК с целью:

- Выявление существующих недостатков при эксплуатации и обслуживании СИКНС.
- Определение оборудования, подлежащего замене в процессе проведения модернизации СИКНС.

Область применения: учет сдаваемой нефти на УПН «Малореченская»

Экономическая эффективность/значимость работы:

Проведение перевооружения СИКНС предназначено для автоматизации технологического процесса учета нефти сырой с целью:

- Повышения качества ведения технологического процесса и его безопасности;
- Повышения оперативности действия технического персонала, минимизации негативного действия «человеческого фактора»
- Улучшение технико-экономических показателей работы, снижение трудоемкости по контролю и управлению технологическими процессами;
- Улучшению условий труда технического персонала.

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В работе приняты следующие сокращения:

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

БИЛ – блок измерительных линий;

БИК – блок измерения показателей качества нефти;

ГСИ – Государственная система обеспечения единства измерений;

ЕП – емкость полупогружная;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

КИПиА – контрольно – измерительные приборы и автоматика;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

МАСТЕР ПСН – мастер подготовки и стабилизации нефти;

МИ – методика измерений;

МХ – метрологические характеристики;

ОБЩЕСТВО – АО «Томскнефть» ВНК;

ОПО – опасный производственный объект;

ОПЕРАТОР ООУ – оператор обезвоживающей обессоливающей установки;

ПЗУ – пробозаборное устройство;

РМ – расходомер массовый;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СИ – средство измерения;

СИКНС – система измерений количества и параметров нефти сырой;

СОИ – система обработки информации;

ТО – техническое обслуживание;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УППН – управление по подготовке и перекачки нефти;

ХАЛ – химико-аналитическая лаборатория АО «Томскнефть» ВНК;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

н.м.р. – нефтяное месторождение;

ДЕ – дренажная емкость;

ГОСТ - государственный стандарт;

СНиП – строительные нормы и правила;

Термины и определения

В данной работе применяются следующие единые термины с соответствующими определениями:

Система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС): совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для измерения массы брутто сырой нефти методом прямых или косвенных динамических измерений, определения массы нетто сырой нефти, измерений параметров сырой нефти, а также отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Измерительная линия: часть конструкции системы измерений количества и параметров нефти сырой, состоящая из преобразователей массового расхода, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром.

Измерительная линия рабочая: измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и параметров нефти сырой.

Измерительная линия контрольная: измерительная линия, применяемая для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и (или) для измерения количества нефти, протекающего через рабочую измерительную линию при поверке преобразователя расхода, установленного на этой линии.

Измерительная линия резервная: измерительная линия, находящаяся в ненагруженном резерве, которая в любой момент времени может быть включена в работу.

Измерительный преобразователь: техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в электрический измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения и дальнейшего преобразования

системой обработки информации. В составе СИКНС: расходомеры массовые, преобразователи влагосодержания, преобразователи температуры, преобразователи плотности, преобразователи давления.

Измерительный прибор показывающий: средство измерения, предназначенное для получения и индикации непосредственно на месте измерения значения измеряемой величины в установленном диапазоне. В составе СИКНС: манометры, термометры.

Диапазон расхода нефти рабочий: область значений расходов, в которой эксплуатируются расходомер массовый и нормированы их метрологические характеристики.

Контроль метрологических характеристик: определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, полученных при последней поверке, с целью установить пригодность средств измерений к дальнейшей эксплуатации.

Межконтрольный интервал: промежуток времени между двумя очередными актами контроля, проводимого для выявления отклонения значений метрологических характеристик средств измерений от значений, определенных при поверке.

Масса брутто нефти: общая масса нефти, включающая массу балласта.

Масса нетто нефти: разность массы сырой нефти и массы балласта.

Автоматизированное рабочее место оператора: персональный компьютер с соответствующим программным обеспечением в комплекте с монитором, клавиатурой и принтером, предназначенный для отображения мнемосхемы СИКНС, текущих технологических и качественных параметров нефти, измеренных и вычисленных системой обработки информации, формирования отчетных документов и вывода их на печать.

Система обработки информации: вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-

качественных параметрах нефти, измеренных первичными измерительными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений.

Фильтр грязеуловитель: фильтр предназначен для тонкой очистки нефти от механических примесей и представляет собой цилиндрическую емкость, закрытую сверху крышкой. Внутри фильтра установлен фильтрующий элемент, обеспечивающий задержание твердых механических частиц размером более 1,5 мм.

Расходомер массовый: предназначен для измерения массового расхода жидкости и газа, их плотности. РМ состоят из двух частей: первичных преобразователей и конвертера сигналов. Принцип измерения массового расхода основан на измерении силы Кориолиса, возникающей в трубках (трубке) первичного преобразователя расхода при прохождении через них (нее) измеряемой среды. Принцип измерения плотности основан на измерении резонансной частоты колебания трубок (трубки) первичного преобразователя. Измерение температуры осуществляется с помощью термосопротивления. Объемный расход и объем определяются на базе измеренных значений массового расхода, массы и плотности рабочей среды.

Блок измерения показателей качества нефти: комплект оборудования, включающий в себя; поточный влагомер, автоматический пробоотборник - «ОТБОР АРСЛИВ», преобразователь температуры. Предназначенные для определения качественных параметров нефти, проходящей через него (объёмной доли воды).

Сырая нефть: жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, содержащая свободный, растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и другие химические соединения.

Техническое обслуживание: комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности изделия при его использовании по назначению.

Периодическое техническое обслуживание: техническое обслуживание, выполняемое через установленные интервалы времени.

Сезонное техническое обслуживание: техническое обслуживание, выполняемое для подготовки изделия к эксплуатации (использованию) в осенне-зимних и весенне-летних условиях.

Техническое состояние: совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации свойств изделия, характеризующаяся в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на это изделие.

Примечание - видами технического состояния изделия являются исправность, работоспособность, неисправность, неработоспособность и т. д.

Технический отказ: отказ СИКНС в целом и отдельных изделий, входящих в их состав, для устранения последствий которого требуется ремонт.

Метрологический отказ: выход метрологической характеристики СИКНС, в том числе отдельных СИ, эксплуатируемых в их составе, за установленные пределы.

Резервное СИ: СИ, смонтированное в составе СИКНС, которое включается в работу в случае технического или метрологического отказа основного СИ.

Обменный фонд: технически исправное изделие, предназначенное для возможной замены изделия, смонтированного и эксплуатируемого в составе СИКНС, и хранящееся непосредственно на объекте.

Стандартные условия: значения температуры и давления, к которым приводятся значения различных количественных характеристик веществ, зависящих от давления и температуры.

Оглавление

Введение.....	20
1 Геологическая часть.....	21
1.1 Общие сведения о месторождении	21
1.2 Стратиграфия	22
1.3 Литолого-стратиграфический разрез.....	23
1.4 Тектоника.....	24
1.5 Нефтеносность	27
2 Технологическая часть	36
2.1 Общая характеристика установки предварительного сброса воды.....	36
2.2 Описание технологического процесса подготовки нефти	38
2.3 Особенности эксплуатации установки в зимнее время	42
2.4 Назначение и устройство СИКНС	44
2.5 Порядок взаимодействия с химико-аналитической лабораторией.	46
2.6 Режимы работы СИКНС	46
2.7 Приборы и оборудование СИКНС.....	47
2.8 Необходимость реконструкции СИКНС	48
3 Аналитический обзор.....	49
3.1 Расход.....	49
3.2 Расходомеры для измерения сырой нефти.....	49
3.3 Кориолисовые силовые расходомеры	50
3.4 Массовый расходомер OPTIMASS 6400.....	51
3.5 Ультразвуковые расходомеры.....	54
3.6 Расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР»	55
3.7 Влагомер	59
3.8 Влагомер поточный ВСН-АТ	60
3.9 Пробоотборник автоматический «Отбор-А-Рслив»	62
3.10 Перевооружение СИКНС	64
3.10 Основные функции СИКНС после реконструкции	64
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	67

4.2	Потенциальные потребители результатов исследования	68
4.3	Анализ конкурентных технических решений.....	68
4.4	SWOT- анализ	70
4.5	Планирование научно-исследовательских работ	72
4.6	Структура работ в рамках научного исследования.....	72
4.7	Определение трудоемкости выполнения работ.....	73
4.8	Разработка графика проведения научного исследования.....	73
4.9	Бюджет научно-технического исследования	76
4.10	Расчет материальных затрат НТИ.....	76
4.11	Расчет основной заработной платы исполнителей темы	79
4.12	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	81
4.13	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	81
4.14	Накладные расходы	82
4.15	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	83
4.16	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	83
5.	Социальная ответственность.	87
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.2	Производственная безопасность	88
5.3	Анализ вредных факторов при эксплуатации СИКНС.....	91
5.4	Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКНС.....	93
5.5	Экологическая безопасность	99
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
	Заключение	103
	Список используемой литературы	105

Введение

СИКНС – высокофункциональный комплекс сопряженных измерительных преобразователей, измерительных показывающих устройств, системы обработки данных, технологического оборудования, предназначенные с целью проведения учетно-вычислительных операций при транспортировке нефти от скважины к месту потребления. На сегодняшний день, метод динамических измерений массы нефти имеет допустимую погрешность по ГОСТ от 0,25-0,45%. При постоянном учете нефти в системах нефтепроводов от скважин и мест подготовки нефти, до потребителя суммарная погрешность может достигать до 2-3%. Решением данной проблемы может стать модернизация оборудования на узлах учета нефти.

Целью работы является выявление оборудования, подлежащего замене в процессе многолетней эксплуатации СИКНС.

Основной задачей модернизации является выявление недостатков СИКНС, минимизировать объем работ, связанных со строительством, а также внедрение современных технических процессов и современного технологического оборудования. В настоящее время существует множество современного оборудования, что в свою очередь облегчает работу не только обслуживающему персоналу, но и увеличивает эффективность установки.

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Западно-Полуденная (Акимкинская) структура и примыкающая к ней с востока Восточно-Полуденная площадь, объединяющая Былинское и Полуденное локальные поднятия, входят в состав Полуденного нефтяного месторождения. Месторождение открыто в 1983 г. бурением скважины №301Р (Полуденная структура). Введено в пробную эксплуатацию скважиной №303Р в апреле 1987 года, в этом же году началось эксплуатационное бурение. Объектами разработки являются горизонты АВ¹²⁶, АВ13, АВ2 и Ю11[1].

Западно-Полуденное н.м.р. в расположено в Нижневартовском районе Ханты-мансийского автономного округа Тюменской области в 50 км к югу от г. Нижневартовска и 70 км к западу от города Стрежевого (рисунк1.1).



Рисунок 1.1 - Обзорная карта Западно-Полуденного н.м.р.

Область представляет собой равнину покрытую лесомслабо пересеченную речками Акимкина и Большой Юган.

Месторождение расположено в 10–12 км от притока реки Оби – Большой Пасол (река судоходная на период паводка). Здесь находится населенный пункт Зайцева Речка. В ноябре начинается ледостав на реках, а в конце апреля – начале мая происходит вскрытие их ото льда. Абсолютный минимум температуры воздуха -57°C , за многолетний период среднегодовая температура воздуха составляет – 30°C , среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца января составляет -21°C , самого жаркого месяца июля $+17^{\circ}\text{C}$, климат района резкоконтинентальный. Самый жаркий месяц лета – июль, когда температура воздуха поднимается до $+35^{\circ}\text{C}$. Самый холодный месяц зимы – январь, температура опускается до -40°C . Среднегодовое количество осадков составляет 350–400 мм в год. Снег ложится в октябре месяце, исчезает в мае, высота снежного покрова до 75 см. грунт промерзает на глубину до 1,7 метра [1]. Осенью, зимой и в первую половину весны господствующими являются ветры западного и южного направления, летом и во вторую половины весны преобладают юго-западные и юго-восточные ветры. Скорость ветра достигает 13 – 18 м/с[1].

1.2 Стратиграфия

На Западно-Полуденном месторождении геологический разрез представлен породами двух структурных комплексов:

- метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента
- песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Девятью скважинами вскрыт полный разрез до фундамента, платформенный чехол – состоит из 40 поисково-разведочных скважин.

Минимальная углубленность залегания пород фундамента составляет 2642 м (скв.301), максимальная 3002 м (скв.363).

Неравномерная характерность разреза месторождения керновым материалом. Наиболее детально изучены отложения нижнего мела, к которым приурочены промышленно – нефтеносные горизонты: АВ2 – является верхней частью вартовской свиты ; в наименьшей степени – верхняя подсвита васюганской свиты (продуктивный горизонт Ю1); АВ1 – нижняя подсвита алымской свиты; [2].

1.3 Литолого-стратиграфический разрез

Типичное геологическое строение для месторождений ХМАО у Западно-Полуденного месторождения. Разрез его сложен мезокайнозойскими отложениями чехла и доюрскими образованиями фундамента. Стратиграфические комплексы в данной главе рассматриваются только те, к которым приурочены продуктивные пласты.

- Васюганская свита
- Юрская система
- Мезозойская группа.

Морские отложения свиты согласно литологическому составу подразделяются на верхневасюганскую – песчано-алевролитовую с прослоями аргиллитов и нижневасюганскую, сложенную плотными аргиллитами. Верхневасюганская соответствует объему продуктивного горизонта Ю1, состоящего из двух нефтеносных пластов Ю-11 и Ю-12 из трех песчаных пластов: Ю11, Ю12 и Ю13. Песчаники кварцполевошпатовые мелкозернистые и среднезернистые. Светло-серые, плотные алевролиты. Разрез свиты вскрыт в 28 скважинах, толщина ее составляет 63 -78 м.

- Вартовская свита
- Меловая система

Согласно залегающей на породах мегионской свиты нижняя часть сложена мелководными образованиями и прибрежно-морскими, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В ее составе выделяются пласты БВ0 – БВ7 [2]. Верхняя часть свиты

представлена переслаиванием алевролитов (пласты А2-А6), песчаников, а также аргиллитов прибрежно-континентального возникновения.

Продуктивный горизонт АВ2 приурочен к кровле вартовской свиты, характеризующийся литологическим неоднородным строением, включающий пласты АВ2А и АВ2Б. Его формирование связано с пойменными и русловыми фациями. Толщина свиты 320 – 400 м [2].

В прибрежно-морских условиях сформировались отложения свиты. По условиям литологическим и осадконакопления свойствам выделяются две подсвиты: верхняя, сложенная аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, индексируемая как кошайская пачка и нижняя, представленная песчано-алевролитовыми породами продуктивного горизонта АВ1.

В горизонте АВ1 выделяются два пласта АВ13 и АВ11-2, различающиеся условиями осадконакопления, степенью глинизации и неоднородности.

Базальный пласт АВ13 сформировался в условиях приливно-отливной равнины в основном представлен песчаниками мелко-среднезернистыми, иногда разномзернистыми и известковистыми алевролитами [2].

Пласт АВ11-2 сформирован в штормовых условиях морского мелководья, что определило сложную линзовидно-прерывистую текстуру пласта. Толщина свиты 67 – 93 м.

Остальная верхняя часть разреза толщиной около 1650 м типична для данного региона и не содержит продуктивных пластов.

1.4 Тектоника

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты Западно-Полуденное месторождение расположено в Южной части Нижневартовского свода, в пределах которого выделена структура II порядка – Зайцевское куполовидное поднятие. Представление о его структурном плане базируется на результатах работ с/п 1,72/83-84, так как в период с 1984 по 1994 гг.

практически все сейсморазведочные работы, за исключением горизонтов Б и Па, проводились только на сопредельных территориях, не затрагивая Западно-Полуденное месторождение. Плотность сети 2D сейсмических профилей на Западно-Полуденной площади 0,7 пог.км/кв.км.

По результатам этих работ установлено, что Зайцевское к.п. представляет собой линейно-вытянутую структуру субмеридионального простирания, осложненную четырьмя локальными поднятиями: Западно-Полуденным (Акимкинским), Былинским, Полуденным и Лесным.

Наиболее общую информацию о строениях различных горизонтов осадочного чехла дают материалы сейсморазведочных работ и связанных с ними отражающих границ.

Осадочная порода в разрезе, слагающая верхний структурный этаж, методами сейсморазведки четко прослеживается целый ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по литологии осадками от нижнего палеогена до нижней юры и возрасту [2]:

- Э (кровля талицкой свиты нижнего палеогена);
- С (кровля березовской свиты верхнего мела);
- Г (кровля верхнепокурской подсвиты верхнего мела);
- М (низы нижнепокурской подсвиты нижнего мела);
- dm (кровля мегионской свиты, подошва чеускинской пачки);
- Ач (кровля ачимовской пачки нижнего мела);
- Б и Па (кровля баженовской свиты и кровля васюганской свиты верхней юры);
- Т (верхи тюменской свиты нижней и средней юры);
- А (подошва осадочного чехла, кровля доюрских образований).

Верхнеюрский отражающий горизонт Б (кровля баженовской свиты) является более выдержанным и связанным с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Региональным геологическим репером является баженовская свита на большей части Западно-Сибирской плиты, а

сейсмический горизонт Б (кровля баженовской свиты), подходящий к кровле данных отложений, считается маркирующим[2].

По отражающему горизонту Б Зайцевскому к.п. соответствует достаточно обширная приподнятая зона, оконтуриваемая изогипсой -2400м и осложненная Былинским, Полуденным, Западно-Полуденным и Лесным локальными поднятиями III порядка, имеющими линейно-вытянутую форму субмеридионального простирания. Размеры Былинского - 2х13,5 км, Полуденного поднятия - 5х15,5 км, Западно-Полуденного - 4,5х19,5 км, амплитуды их соответственно 70м, 60 м, 90 м. Углы наклона крыльев Западно- Полуденной структуры варьируют в пределах 40' -2°30', Полуденной - в пределах 42' - 2°40'. Былинской - в пределах 1° - 1°15'.

Структурный план по продуктивному пласту – Ю 1-1 (отражающий горизонт Па - кровля васюганской свиты) практически повторяет план по отражающему горизонту Б, сохраняя при этом все элементы структурной карты. Углы наклона крыльев на Западно-Полуденном локальном поднятии изменяются от 52' до 2°, амплитуда поднятия - 80 м, на Полуденном - от 57' до 1°43', амплитуда поднятия - 40 м, на Былинском – от 1°16' до 2°3', амплитуда поднятия - 50 м. Вверх по разрезу структурный план Западно-Полуденного месторождения по кровле мегинской свиты продолжает сохранять очертания унаследованности, хотя углы наклона становятся более пологими. На Западно-Полуденном локальном поднятии они изменяются в пределах 29' - 1°28', на Полуденном -17' - 1°21', на Былинском - 1° - 1°11'. Амплитуды локальных поднятий уменьшаются на Западно- Полуденном до 34 м, на Полуденном - до 10 м, на Былинском - до 10 м.

Структурные планы по кровле продуктивного пласта АВ 1-3, а также по подошве покурской свиты, в целом, повторяют очертания поднятий по ниже залегающим горизонтам [2]. По этим горизонтам наблюдаются и некоторые изменения осей простирания и большая степень выполаживания структурных основных элементов, локальные поднятия и разделяющие их

прогибы выражены менее рельефно. По кровле покурской свиты Западно-Полуденная структура имеет углы наклона 34' -38', амплитуду - 20 м, тогда как Полуденная и Былинская начинают постепенно исчезать [2].

1.5 Нефтеносность

В юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района расположено Западно-Полуденное месторождение, промышленная нефтеносность месторождения определена в широком стратиграфическом спектре разреза юрских, меловых отложений и породах коры выветривания [3].

Залежи нефти на Западно-Полуденном месторождении выявлены в двух продуктивных горизонтах нижнего мела – AB_1 , AB_2 и одном верхнеюрском – $Ю_1$. Каждый из продуктивных горизонтов включает по два нефтеносных пласта. В верхах горизонта $Ю_1$ выделены пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$; в объеме горизонта AB_2 – пласты AB_2^A и AB_2^B и низах горизонта AB_1 – пласт AB_1^3 , подразделяющийся в свою очередь на два объекта подсчета AB_1^{3A} и AB_1^{3B} .

Отличительными чертами нижнемеловых залежей считаются небольшие эффективные нефтенасыщенные толщины, низкое насыщение, присутствие обширных зон замещения коллекторов. Для данных залежей свойственно также наличие локальных водоносных линз, контролируемых в одних случаях участками замещения пород, в других – существующих изолированно в границах нефтяного поля [3].

Пласт AB_1^{3A}

Пласт AB_1^{3A} вскрыт всеми пробуренными на площади скважинами на глубинах 1970.8 – 1813.0 м в вертикальных скважинах, имеет сложную картину распространения по площади и изменения толщин. Помимо мелких незакономерно распределенных локальных участков замещения коллектора, в пределах залежи выделяются три значительных по площади зоны глинизации: в районе скважин 511 – 435 в ее северо-восточной части, в районе скважин 317р, 192, 566 вдоль восточного склона структуры и в

центральной части в районе скважин 312-205, predetermined формированием в данной местности категории глинисто-алевритовых фаций приливно-отливных равнин и лагун. Из 253 пробуренных скважин в Западно-Полуденном месторождении 60 стали в зоне отсутствия коллектора [3].

Результативные нефтенасыщенные толщины пласта АВ13А меняются от 0 вплоть 10,1 м (скважина 313), создаются участки их высоких значений в северной и центральной частях площади рукавообразных и неправильных очертаний, связанных с фациями барьерных островов, приливных каналов и пореже дельт. Пласт проверен отдельно в 55 скважинах, вместе с нижележащим пластом АВ13Б в 27. Были получены притоки нефти дебитами 3-71 и 4-90 т/сут. Проанализированы толщины проверенных интервалов пласта, необходимо выделить, что в основном проверены пласты с толщиной более 3м; при толщине пласта около 2,0 м, он проверен вместе с нижележащим. В отдельных вариантах при проверке пластов ограниченной толщины получены притоки нефти дебитами от 8,2 до 18,5 т/сут в скважинах 538 и 421 соответственно [3].

Горизонтальное положение условного водонефтяного контакта на а.о. –1642 м, что соответствует подошве нефтенасыщенной части пласта в скважинах 314р, 320р, 364р, 428 и нижним отверстиям перфорации извлечения притоков нефти. Согласно принятому положению водонефтяного контакта размеры залежи составляют 17,5х3-8 км, высота–44м. Залежь по типу пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Ширина водонефтяной зоны колеблется от 0,1 до 1,250 км, доля водонефтяной площади составляет 23%.

Пласт АВ₁^{3Б}

В вертикальных скважинах вскрыт на глубинах 1718.8 – 1836.2 м.

По протяженности и относительно узкими рукавообразными распространение пласта как коллектора существенно ограничено, полосовидными, реже изометричными зонами замещения, занимающими

вплоть до 60 % области залежи. Отличием от пласта АВ₁^{3А} для данного объекта исследований характерны контролируемые зонами литологического замещения, развитые преимущественно в центральной и южной частях месторождения и многочисленные линзовидные водонасыщенные зоны, пространственно сопряженные. В пласте АВ13Б выделено три залежи нефти: южная – которая расположена на площади скважин 276, 365р, 264, 312р, 260, 317р, центральная – нефтяная залежь имеет небольшие размеры расположена в районе скважин 181, 182, 188, 190, ограниченная с 3-х сторон зоной отсутствия коллектора, а с юга - водонасыщенной линзой (район скважины 197) и основная, площадь которой занимает почти 90% от всей площади нефтяного бассейна.

Область развития повышенных эффективных значений нефтенасыщенных толщин до 7,4 м (скважина 174) имеют локальное распространение и прослеживаются узкими линейными, реже эллипсовидными формами субширотного и субмеридионального простирания. В литофациальном взаимоотношении эти аномальные зоны объединены с гидродинамически действующими приливными протоками и реже с береговыми валами приливных протоков прибрежно-морскими фациями барьерных островов.

Раздельно опробован пласт в 25 скважинах, вместе с верхним пластом АВ13А - в 26 скважинах. Такие опробования вызвали притоки нефти дебитами от 8,5 (скв.216) до 98,1 т/сут (скв.524). При раздельном опробовании дебиты составили от 1,9 (скв.433) до 68 т/сут (скв.554). Так же, как и в пласте АВ13А, если опробовать отдельные объекты ограниченной толщины (2,0 м) то тогда получает притоки нефти дебитами 8.0 -15,3 т/сут в скважинах 299 и 443. Все эти залежи пластовые литологически сводовые ограниченные [3].

Основная залежь. Как писалось выше, залежь занимает наибольшую часть нефтяного поля. Положение условного водонефтяного контакта на западном борту ее изменяется с юга на север подтверждено опробованием в

скважинах 364р, 320р до а.о -1646 м (подошва нефти в скважине 320р) с а.о. – 1650 м (раздел нефть – вода по ГИС в скв.364р). На восточном краю ВНК принят на а.о.– 1643 м (кровля воды по ГИС в скв. 332р). Пробуриванием ряда эксплуатационных скважин №410,434,444 путем опробования подтверждается абс.отм.

Не противоречат этому и данные эксплуатационных скважин 737 и 726, где кровля водонасыщенной части пласта встречена на а.о. – 1644 м. Размеры структуры в пределах контура нефтеносности равны 4,2х1,5-2 км, высота залежи 20-22 м [3].

Ширина водонефтяной зоны изменяется от 0,250 до 1,1 км в западной части, от 0,150 до 200 м - в восточной.

Центральная залежь нефти имеет небольшие размеры 1,2х1 км. ВНК на залежи не определен. Залежь контролируется с 3-х сторон зоной замещения коллектора, с юга - водонасыщенной линзой, являющейся также экраном. На залежи отсутствует водонефтяная зона. Условный уровень нефти принимается горизонтальным на а.о -1627 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта самой глубокой скважины, вскрывшей залежь (скважина 181). Высота залежи при таком гипсометрическом уровне нефти равна 13 м. Все скважины по ГИС нефтенасыщены и имеют толщины от 2,1 до 3,2 м. Опробованием пласт не охарактеризован.

Пласт АВ₂^А

Раздельно опробование пласта в 58 скважинах, а также нижележащий пласт АВ₂^В - в 29 скважинах. При совместном опробовании дебит нефти составляет 6 и 127 т/сут в скважинах 246 и 206 соответственно, при разделяющем методе – 2,1 и 139,3 т/сут в скважинах 249 и 205 соответственно. Залежь нефти в пласте АВ₂^А делится на две промышленные залежи: северную и южную с различными уровнями ВНК и 1 обособленно непромышленную залежь в районе скважины 332р. Северная залежь находится в районах скважин 524, 480, 441, а южная - в районе занимает площадь скважин 315р, 309р и 547.

Залежь северная вскрыта на глубинах 1715-1738 м (район скважин 331р, 438, 450, 490, 539). Ее нефтяное поле в краевых зонах и центральной части осложнено многочисленными зонами литологического замещения и водонасыщенными линзами. Вскрытые нефтенасыщенные толщины пласта имеют незначительные величины (1 - 4 м) и лишь в единичных скважинах достигают 6,3 – 9,9 м (скважины 513 и 525 соответственно). При опробовании получены притоки нефти дебитами соответственно 0,4 и 139,3 т/сут. Положение контура нефтеносности для северной залежи принято на а.о. –1643 м, что соответствует середине интервала между подошвой нефти (а.о.-1642,5 м) и кровлей воды (а.о.-1643,7м) в скважине 331р и подтверждается данными опробования. Размеры залежи в пределах данного гипсометрического уровня – 9,8 х 2,5-5,2 км, высота - 28 м. Пластовая залежь литологически ограниченная сводовая. Ширина водонефтяной зоны на западном обрамлении залежи узкая в пределах 200-250 м, на восточном расширяется до 1 км. Зона глинизации субширотного направления, вмещающая в себя в центральной части водонасыщенную линзу с толщинами до 6,4 м (скв.239), отделяет северную залежь от южной.

Южная залежь нефти. В пределах залежи пласт вскрыт в вертикальных скважинах на глубинах 1710-1746 м. Эта зона пласта характеризуется повышенными, в основном, выдержанными нефтенасыщенными толщинами в среднем 4-6 м, достигающими в отдельных скважинах 12,3 м (скважина 235), что связано с широким развитием здесь песчаных тел-коллекторов континентальных (русловых) фаций. Следует отметить наличие трех водонасыщенных линз по периферийным участкам южной залежи. Положение условного водонефтяного контакта принято на а.о. –1651 м, что соответствует середине интервала между подошвой нефти в скважине 311р (а.о.-1648,5м) и подошвой воды в скважине 314р (а.о.- 1653 м). Размеры залежи 5,3х 1,7-3,8 км, высота - 53 м. Ширина водонефтяной зоны незначительная: на

западном крыле она не превышает 200м, а на восточном борту она возрастает до 300-400 м. По типу залежь аналогична северной [4].

Залежь нефти (район скважины 332р) расположена на периферийном северо-восточном окончании структуры. Эффективные и нефтенасыщенные толщины имеют небольшой разброс от 1,6 м до 1,8 м. Только в скважине

417 эффективная толщина увеличивается до 6,4 м. Нефтенасыщенная толщина в ней равна 1,6 м. При опробовании интервала 1871,0 –1874,5м(а.о.-1640,5-1643,6м) получена нефть с водой, т.е. скважиной вскрыт ВНК на а.о. –1643 м, как и на северной залежи. Залежь имеет незначительные размеры 0,9х0,2 км, высота 7 м.

По типу залежь пластовая литологически ограниченная.

Пласт АВ₂^Б

Пять локальных нефтяных залежей расположено в пласте АВ₂^Б, все они пластовые сводовые литологически экранированные. Из них только три – центральная, южная и северная имеют промышленное значение.

Центральная залежь нефти в районе скважин 559-166-303-206-309р вытянута по простиранию с запада на юго-восток. Нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0 до 10,6 м(скважина 189), причем значительная площадь залежи характеризуется их значениями более 6 м.

При обосновании водонефтяного контакта учтены скважины 595, 559, 304, 309р, 192, в которых подошва нефтенасыщенной части пласта по данным ГИС вскрыта на а.о. –1651 –1652 м и насыщение подтверждено опробованием. Дебит нефти в скважине 166 при раздельном опробовании пласта АВ₂^Б составил 62 м³/сут. В скважине 309р получен фонтанирующий приток нефти дебитом 32,8 м³/сут с а.о. – 1637,0 –1652,0м, что соответствует принятому ВНК (а.о. –1652м). На западном участке центральной залежи при опробовании четырех скважин получены притоки нефти дебитами от 38,8 до 98,1 т/сут в скважинах 595 и 572 соответственно. Центральная часть залежи (район скважин: 186,190,195,196 и 197) характеризуется повышенными дебитами до 116т/сут., в основном, при совместном

опробовании с вышележащим пластом A_2^A . Размеры залежи 5х1.7 км, высота 29 м.

Северная залежь имеет промышленное значение лишь в районе скважины 438, вскрывшей нефтенасыщенную толщину пласта, равную 4,4 м и давшую при опробовании промышленный приток нефти дебитом 25 т/сут. Пласт залегает в интервале глубин 2029,2 - 2042,4 м (а.о. - 1645,1- 1654,8 м). Подошва нефтенасыщенной части пласта по ГИС отбивается на а.о.-1650 м. На этой абсолютной отметке принят контур нефтеносности. Размеры залежи 2.5х0.5 км, высота 6-7 м [4].

Южная залежь промышленное значение имеет в районе скважины 654, в которой при совместном опробовании с пластом AB_2^A получено 86,5 т/сут. нефти на ЭЦН. ВНК в скважине не вскрыт. Нефтенасыщенная толщина в опробованной скважине 654 равна эффективной и составляет 5,4 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины на залежи изменяются от 1,2 м (скважина 234) до 10,4 м (скважина 214). ВНК отбивается в неопробованных скважинах по результатам материалов ГИС на а.о. – 1645 м (скважины 248, 234). Не противоречат и данные ГИС эксплуатационных скважин 215, 243, и 244, в которых водонасыщенная кровля пласта вскрыта на а.о. – 1645 м. Размеры залежи 3,2х0,6 км, высота 15 м.

Остальные залежи: одна - в районе скважин 276, 273 ; другая - в районе скважин 496, 497, 510 и 511. Залежи небольших размеров представляют интерес только при объединении пласта AB_2^B в единый объект разработки AB_2 . Размеры залежи в районе скважин 276, 273 составляют: 1,0х1,0 км, высота 15 м, а в районе скважин 496, 497 размеры 1,0х 0,6 км, высота - 16 м.

Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,9 (скважина 273) до 4,6 (скважина 214).

Положение водонефтяных контактов в этих залежах принято на а.о. – 1645 м по геофизическим данным. Опробованных скважин нет. Все залежи непромышленного значения с запасами категории C_2 .

По сравнению с прежним представлением о нефтеносности Западно-Полуденного месторождения распространение песчаных тел продуктивного горизонта АВ₂ предполагалось повсеместным. Результаты эксплуатационного разбуривания показывают не только существенное сокращение площади его нефтеносности, но и изменение характера распределения нефтенасыщенных толщин, что обусловлено высокой литофациальной изменчивостью пород продуктивного разреза и, как следствие, широким развитием зон литологического экранирования залежей, водонасыщенных линз среди нефтяных полей и тупиковых вод.

То же, но несколько в меньшей степени касается и объекта АВ₁³.

В разрезе регионально продуктивного горизонта Ю₁ выделяются пласты Ю₁¹ и Ю₁², с которыми и связана промышленная нефтеносность. Пласты Ю₁¹ и Ю₁² вскрыты 29 скважинами и локально приурочены к повышенным частям структуры [5].

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубинах 2444,0 – 2455,8 м вскрыт пласт Ю₁¹, наблюдается как коллектор в центральной части структуры на всей площади. Четыре залежи связывают этот пласт: северная и южная, разделенные двумя небольшими обособленными залежами нефти в районе скважины 158 и 101р. и зоной литологического замещения коллектора в районе скважины 323р.

Большинством скважин пробуренных до юры вскрыта северная залежь большинством скважин. Из 29 юрских скважин 18 из них пробурены на северной залежи. Ее эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,2 м (скв.497) до 3,0 м (скв.483). Раздел нефть – вода отбивается на а.о. – 2358м, и результатам опробования этой же скважины, где из интервала 2451,0- 2455,0 м (а.о -2354,2 – 2358,2 м) получено незначительное количество нефти с пластовой водой положение водонефтяного контакта принято на а.о. –2358 м по скважине 355р по данным ГИС. В скважине 514р с а.о. – 2350 - 2353 м получено поступление

притоком безводной нефти дебитом 44,8 т/сут на ЭЦН. Пласт Ю₁¹ опробован в 15 скважинах, дебиты изменяются от 9,3 т/сут (скв.498) до 71,8 т/сут (скв.497) при фонтанировании. Залежь пластово-сводовая литологически ограниченная. Размеры ее 2,5х1,7 км, высота 37м.

Размеры залежи 3,4 х 0,75 км, высота – 19 м. Залежь пластовая сводово-литологически экранированная.

В районе скважины 158 залежь нефти расположена на западном осложнении основной структуры. Это самостоятельная залежь нефти ограниченных размеров, имеющая нефтенасыщенную толщину 2,6 м. Размеры ее 0,75х1,25 км, высота 2,6 м. Залежь пластовая сводовая. Положение водонефтяного контакта принято на а.о. –2366,0 м по данным ГИС и опробованию. При испытании скважины 158 в интервале а.о. – 2363,2 –2365,4 м получен приток нефти дебитом 45,6 т/сут.

Залежь нефти в районе скважины 101р расположена обособленно на юго-западном осложнении структуры. Продуктивный пласт Ю₁¹ вскрыт в интервале 2447 – 2450 м (а.о. 2388.5 – 2361.5 м). При его испытании в колонне получен безводный приток нефти дебитом 49.3 м³/сут. Условный контур ВНК принят по кровле первого водоносного нижележащего пласта Ю₁² на а.о.– 2363 м.

Размеры залежи 1,0 х 0,5 км, высота -2,5м. Залежь пластовая сводовая [5].

Пласт Ю₁²

На глубинах 2458,6 – 2473,0 м вскрыт пласт Ю₁². Две нефтяные залежи связаны с этим пластом: южная и северная. Наименьшую площадь нефтяного поля имеют залежи Ю₁² по сравнению с пластом Ю₁¹.

Северная залежь вскрыта всеми пробуренными скважинами и отделяется от центральной зоной литологического замещения коллектора в районе скважины 323р. Эффективные толщины достигают 12 м (скв.498), а нефтенасыщенные колеблются от 1,4 м (скв. 470) до 9,8м (скв. 499). Залежь пластовая сводовая с большой водонефтяной зоной. Нефтяная зона вскрыта

лишь одной скважиной 499, в которой проведено опробование совместно с пластом Ю₁¹ и отдельно от него. Дебит нефти при совместном опробовании составил 15,7 т/сут, при отдельном – 16,7 т/сут на ЭЦН. В скважине 482 дебит нефти составил 64,1 т/сут при фонтанировании. При обосновании ВНК данные наклонных скважин не учитывались. Контур нефтеносности принят на а.о.-2339 м по подошве нефтенасыщенного пласта скважине 499 и по нижним отверстиям перфорации в этой скважине. Размеры залежи 1,25 х 0,9 км, высота -15 м.

Южная залежь нефти вскрыта только одной скважиной 565. Пласт Ю₁² встречен на глубинах 2432,4- 2440 м (а.о.- 2336-2343,6 м). Эффективная толщина составляет 3,8 м, нефтенасыщенная - 2 м. При опробовании интервала 2432,5 – 2434,0 м (а.о. -2336,1 -2337,6 м) получен промышленный приток безводной нефти дебитом 8,5 т/сут на ЭЦН. В скважине вскрыт водонефтяной контакт на абсолютной отметке - 2338 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 1,25х0,5 км, высота залежи – 18 м.

Признаки нефтеносности в верхнеюрских отложениях в пластах Ю₁¹ и Ю₁² на Западно-Полуденном месторождении в виде нефтяных пленок на пластовой воде получены при опробовании разведочных скважин 100р и 103р [7].

2 Технологическая часть

2.1 Общая характеристика установки предварительного сброса воды

УПСВ-2 Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р. входит в состав опасного производственного объекта (ОПО) II класса опасности – участок предварительной подготовки нефти (УПСВ-2 Западно-Полуденной площади Полуденного месторождения), свидетельство о регистрации А62-00884-0069 от 20.06.2006 г.

Установка предварительного сброса воды №2 Западно-Полуденной площади Полуденного нефтяного месторождения предназначена для:

- обеспечения непрерывного приема жидкости с фонда скважин Западно-Полуденной площади Полуденного нефтяного месторождения,

- отбора газа первой ступени сепарации, выделившегося в сепараторах НГС-нефтегазосепаратор, УБС-6300 – установка блочная сепарационная, очистки его от нефти и капельной жидкости в газовых сепараторах (сепаратор газовый (СГ), сепаратор вертикальный газовый (СВГ)) и подачи на ГТЭС и котельную.

- более максимальное отделение газа от нефти на концевой ступени сепарации УСТН№1,2- установка сепарационная трубная наклонная и сжигание на факеле низкого давления, что обеспечивает безопасную эксплуатацию резервуаров вертикальных стальных - РВС-2000 №1,2.

- обезвоживания поступающей нефти до содержания в ней воды не более 5,0 % и откачки ее на установку подготовки нефти (УПН) Малореченского месторождения и НПС Медведево.

- очистки пластовой воды от содержания в ней нефти, мех. примесей и подачи ее на блочную кустовую насосную станцию (БКНС-11).

- подачи деэмульгатора в трубопровод нефти на узле подключения от блока реагентного хозяйства БРХ-1,2.

- измерения количества и параметров потоков нефти, газа.

Год ввода в эксплуатацию 1 кв, 1996г.

Проектная производительность установки предварительного сброса воды:

- по жидкости - 3153600 т/год (8640 т/сутки)
- по нефти – 1355975 т/год (3715 т/сутки)
- по газу – 42035000 м³/год (11516 м³/сутки)

2.2 Описание технологического процесса подготовки нефти

Технологическая схема установки предварительного сброса воды (УПСВ) №2 «Западно-Полуденного» нефтяного месторождения представлена на рисунке 2.1

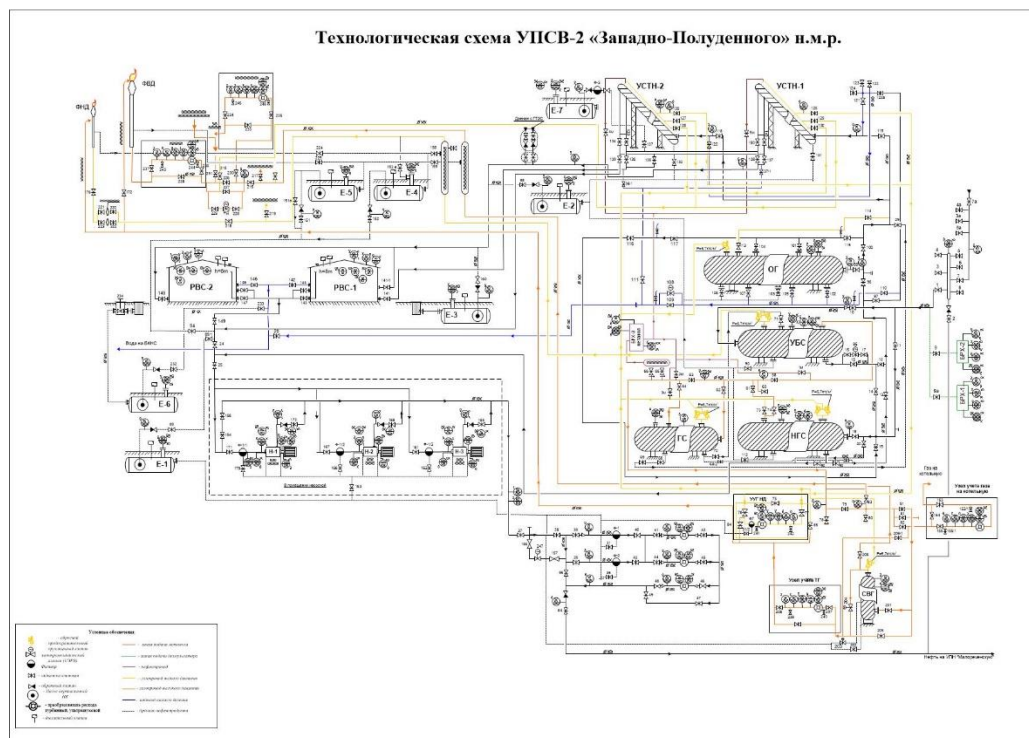


Рисунок 2.1 - Технологическая схема УПСВ на «Западно-Полуденного» нефтяного месторождения

Водонефтяная газосодержащая эмульсия в объеме 11000 м³/сут с температурой от 45°С до 55°С с кустов №№8,9,10,12,12Б,13,14,16,16Б,17,18 Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р., куста №1 и скв.33р Полуденного месторождения поступает на входную гребенку УПСВ-2. Нагревательного оборудования на УПСВ-2 не предусмотрено, так как температура водонефтяной газосодержащей эмульсии поступающей с фонда достаточна для предварительной подготовки нефти.

С входной гребенки водонефтяная газосодержащая эмульсия по трубопроводу под давлением 1,5 – 5,0 кгс/см подается в депульсатор УБС-6300, с целью снижения пульсаций входного потока. В УБС-6300 осуществляется отделения нефтяного попутного газа от жидкости, дополнительное отделение жидкости от газа осуществляется в

каплеотбойнике, установленном в верхней части аппарата. В автоматическом режиме производится регулировка уровня жидкости в УБС-6300.

Показания с уровнемера поступает на контроллер, который подает сигнал на закрытие или открытие Кж-1 (клапан жидкости). Уровень жидкости выдерживается в заданных параметрах. Водонефтяная эмульсия отводится из УБС-6300 по трубопроводу под давлением $1,0 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ на 2 ступень сепарации на вход в УСТН-1 или УСТН-2 через.

Так же возможна работа через нефтегазовый сепаратор. С входной гребенки водонефтяная газосодержащая эмульсия по трубопроводу под давлением $1,5 - 5,0 \text{ кгс/см}$ попадает в нефтегазовый сепаратор (НГС). В НГС происходит разделение попутного нефтяного газа от жидкости. Водонефтяная эмульсия выводится из НГС по трубопроводу через регулятор жидкости Кж-2, под давлением $1,0 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ поступает на вход в УСТН – 1 и УСТН-2 через задвижку. В УСТН-1 и УСТН-2 происходит отделение остаточного газа от нефтесодержащей жидкости. Регулировка уровня жидкости в НГС производится в автоматическом режиме. Показания с уровнемера поступает на контроллер, который подает сигнал на закрытие или открытие клапана Кж-2. Уровень жидкости находится в заданных параметрах. В случае отказа Кж-2 жидкость подается через байпасную линию.

В поток водонефтяной газосодержащей эмульсии поступающей на объект, из блока реагентного хозяйства БРХ-1(2) под давлением $1,5 - 5,0 \text{ кгс/см}^2$ подается деэмульгатор для наиболее качественного процесса разделения эмульсии на фазы (воду и нефть).

Дегазированная нефтесодержащая жидкость с площадки сепарации под давлением $0,5 - 1,0 \text{ кгс/см}^2$ поступает в резервуарный парк, где происходит гравитационный отстой, отделение воды от нефти.

Из РВС-2000 № 1,2 нефть, с минимальным содержанием воды, с уровня высотой 8 м. с нефтезаборного ПРП высотой 7,7 м под давлением $0,2-$

1,0 кгс/см² поступает на приемный трубопровод агрегатов внешней откачки нефти ЦНС 180х340 №1, или ЦНС 38/88 №2,3. В нормальном режиме работы установки два агрегата находятся в резерве, а один в работе. Нефть с выкидного трубопровода агрегата под давлением 7-11 кгс/см² подается на СИКНС (система измерений количества и параметров нефти сырой) (описание работы СИКНС УПСВ-2 изложено в инструкции по эксплуатации СИКНС УПСВ-2 актуальная версия) и проходя коммуникации СИКНС поступает в нефтепровод «УПСВ-2 – УПН «Малореченская». Дренаж оборудования СИКНС и насосного блока производится в ЕП-1.

Уровень жидкости в ЕП-1 контролируется ДУЖ-1М (датчик уровня жидкости), при достижении минимального и максимального значения выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора ООУ.

Откачка ЕП-1 производится при помощи насоса НВ 50/50:

Подтоварная вода из РВС №№ 1,2 поступает на БКНС-11.

Дренаживание жидкости сепарационного оборудования производится в ЕП-2:

Уровень жидкости в ЕП-2 контролируется ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ (автоматизированное рабочее место) и панели оператора.

Откачка ЕП-2 производится в РВС №2 при помощи насоса НВ 50/50. Если в работе РВС №1 неж поступает в трубопровод поступления жидкости в РВС №1.

Отделившийся попутный нефтяной газ с верхней части УБС-6300 под давлением 1,5 – 5,0 кгс/см² поступит в газовый сепаратор (СГ), в котором происходит дополнительное отделение жидкости от газа. Отделившийся газоконденсат в сепараторе газа (ГС) отводится в УБС-6300 [8].

Газ после сепарации в газовом сепараторе отводится на газотурбинную электростанцию, факел высокого давления, котельную

установку и на запальные горелки факельных установок высокого и низкого давления.

Газ после сепаратора газа под давлением $1,6 - 3,5 \text{ кгс/см}^2$ поступает в расширительную камеру ФВД. После газ проходит СИКГ ГТЭС расходомер и либо по байпасной линии через и подается на газотурбинную электростанцию Западно-Полуденной н.м.р.. Давление газа на выходе с УПСВ-2 должно быть в пределах технологического регламента не менее $1,4 \text{ кгс/см}^2$ и не более $3,4 \text{ кгс/см}^2$.

Описание работы СИКГ прописано в действующей инструкции по эксплуатации СИКГ.

Подача газа на факел высокого давления. Газ после сепаратора газа попадает в расширительную камеру ФВД, после газ подается на узел регулируемого давления газа на факел высокого давления и устройство регулирующее давления газа Кг-1 или через обводную линию. После прохождения узла регулировки давления газа, газ подается на СИКГ ФВД, либо байпасную линию СИКГ. После прохождения СИКГ ФВД газ подается в факельный ствол высокого давления.

Отведение газа на запальные горелки факельных установок и котельную установку. Газ после ГС подается в сепаратор газа вертикальный(СВГ), в котором происходит дополнительная подготовка топливного газа для запальных горелок факельных установок за счет дополнительной сепарации жидкости и мех. примесей. Первый поток газа после СВГ, пройдя СИКГ «Котельная», поступает на котельную Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р.

Подача газа на запальные горелки факельной установки. Часть потока газа на ГТЭС подается на запальные горелки ФВД, ФНД.

Отделившаяся капельная жидкость в сепараторе газа вертикальном (СВГ) дренируется в ЕП-1.

В расширительной камере факела высокого давления, куда газ подается после СГ происходит отделение остаточной жидкости за счет

уменьшения давления и увеличения объема потока. Капельная жидкость дренируется с расширительной камеры факела высокого давления в ЕП-5. Так же в ЕП-5 дренируется капельная жидкость с факельного ствола высокого давления. Контроль за уровнем жидкости в ЕП-5 осуществляет ДУЖ-1М (датчик уровня жидкости), при достижении минимального и максимального значения выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ (автоматизированное рабочее место) и панели оператора.

Откачка ЕП-5 производится в нефтепровод поступления на прием ЦНС внешней перекачки.

Отделившийся газ низкого давления в УСТН-1, УСТН-2, поступает на СИКГ ФНД или байпасную линию.

После прохождения СИКГ ФНД газ низкого давления поступает в расширительную камеру факела низкого давления и отводится на ФНД для сжигания. В расширительной камере происходит дополнительная осушка газа газопровода низкого давления, за счет уменьшения давления и увеличения объема потока, происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая дренируется в ЕП-4. Так же в ЕП-4 дренируется капельная жидкость, осевшая в газопроводе факела низкого давления. Контроль за уровнем жидкости в ЕП-4 осуществляет ДУЖ-1М (датчик уровня жидкости), при достижении минимального и максимального значения выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора. Откачка ЕП-5 производится в нефтепровод поступления на прием ЦНС внешней перекачки [8].

Имеется возможность сброса газа в аварийных ситуациях от УСТН-1, УСТН-2 в газопровод ФВД.

С ППК осуществляется аварийный сброс газа на ФНД.

2.3 Особенности эксплуатации установки в зимнее время

В холодное время года часть газа поступает на СИКГ котельной, работающей на попутном нефтяном газе, которая в свою очередь

обеспечивает теплоснабжение жилого посёлка и производственных помещений.

Во время эксплуатации в зимнее время должен быть проверен и задействован тепловой обогрев КИПиА и помещений.

Производится обогрев дренажной линии СГ, сделана теплоизоляция участков газопроводов подверженных замерзанию, дренажных линий.

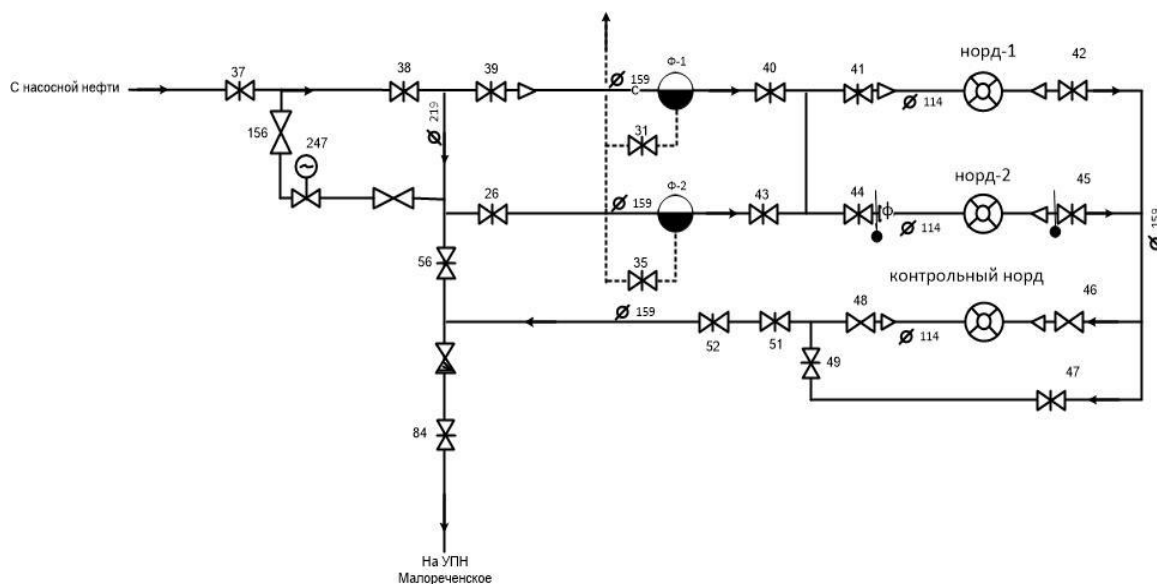
Для предупреждения образования кристаллизации гидратов в газопровод подаётся СНЗОН (метанол) с помощью БДР-3 (метанольница) в газопровод с УБВ и НГС во вход в СГ, в газопровод аварийного сброса давления от СППК, в газопровод УСТН №1, УСТН №2. Метанол подается в газопровод на ФНД, метанол подается в газопровод с ГС, в газопровод на ФВД, на вход СВГ, на выход газа с СВГ, на СИКГ «Котельная».

Перед входом в БДР, производственное здание необходимо проветрить, принудительно включив вентиляцию или сделать естественную вентиляцию открыть двери на 15-20 минут. При работе БДР (метанол) запрещается:

- включать в работу без приборов КИПиА за давлением на нагнетательной линии дозирующих насосов;
- включать в работу без датчика контролирующего нижний предельный уровень жидкости в технологической емкости;
- производить ремонты, протяжку фланцевых пар и резьбовых соединений, люков на работающем БДР;
- выполнять работы при которых возможно соприкосновение работающих с метанолом, без защитной спецодежды;
- хранить одежду и посторонние предметы в производственном помещении в котором возможно соприкосновение с метанолом;
- описание работы с метанолом прописаны в действующей инструкции о получении, перевозки, хранении, отпуска и применения метанола;

- Так же для предотвращения кристаллизации гидратов в газопроводах низкого давления осуществляется продувка газопровода путем подрыва ППК на СГ, УБС, НГС. Продувка газопровода факельных линий низкого давления производится согласно утвержденному графику [8].

Система измерения количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС) предназначена для определения количества и показателей качества нефти по трубопроводу УПСВ-2 Западно-Полуденное н.м.р. - УПН Малореченское н.м.р. представлена на рисунке 2.2



СИКС выполняет функции по измерению объема (массы брутто) нефти, отбор проб, измерения температуры и давления нефти, определение содержания в нефти воды.

Нефть из насосной внешней откачки нефти поступает на блок измерительных линий по трубопроводу. Он состоит из 3-х измерительных линий: 1-й рабочей, 2-й резервной и 3-й контрольной, входного и выходного коллекторов. Нефть поступает через входной коллектор и входные задвижки в рабочие и резервные линии. Основная задача входной задвижки

заключается в том, чтобы изолировать линию для проведения технического обслуживания и ремонта. При эксплуатации в нормальных условиях входная задвижка полностью открыта, чтобы расходомер был всегда заполнен. Каждая измерительная линия после секущей задвижки оснащена фильтром. Основные элементы фильтра, это корпус, элемент фильтра, крышка, подъемное устройство для демонтажа и монтажа крышки в процессе эксплуатации, входного и выходного трубопровода; Фильтр - элемент имеет цилиндрическую конфигурацию. К каркасу фильтр - элемента сетка крепится с квадратными ячейками из стальной рифленой проволоки. В самой нижней части фильтр элемента имеется отстойник для осаждения и сбора частиц, не прошедших через сетку. В днище корпуса установлен дренажный патрубок.

После прохождения фильтра поток нефти поступает на измерительный участок, где установлен турбинный преобразователь расхода НОРД-М, предназначенный для преобразования значений расхода жидкости в рабочих линиях в импульсные сигналы. Контроль давления в измерительной линии осуществляется по месту техническим манометром.

Преобразователь расхода (ТПР) состоит из преобразователя и двух магнитоиндукционных датчиков, закрепленных на корпусе преобразователя. Принцип работы ТПР основан на вращении турбины набегающим потоком жидкости с последующим преобразованием объема проходящей через него нефти в пропорциональное число оборотов турбины. В электрические импульсы с последующей передачей их на вторичную аппаратуру преобразуются при помощи магнитоиндукционных приборов [9].

После прохождения преобразователя расхода нефть через выходные задвижки поступает в выходной коллектор. Назначение выходных задвижек – ввод и вывод рабочей линии из работы.

Контрольная линия предназначена для периодической проверки с помощью контрольного счетчика, точности измерений расхода рабочего счетчика. Путем сравнения известного К- фактора контрольного счётчика (т.е. объема) с показаниями счетчика, проходящего проверку, получают числовое значение, которое представляет собой погрешность проверяемого счётчика относительно контрольного. Использовать контрольную линию в качестве рабочей категорически запрещено, так как это может привести к выходу из строя контрольного ТПР [9].

2.5 Порядок взаимодействия с химико-аналитической лабораторией.

Показатели качества нефти определяются в аккредитованной химико-аналитической лаборатории УППН АО «Томскнефть» ВНК. По результатам анализов отобранной пробы оформляется протокол результатов количественного химического анализа проб.

Характеристики измеряемой среды:

Таблица 2.51- Характеристика исходного сырья, продукции

Наименование	Нефть сырая
Объемная доля воды, %, не более	не более 5%
Массовая доля мех. примесей,	не более 0,3%
Массовая концентрация хлор. солей	не более 52,6мг/дм ³

2.6 Режимы работы СИКНС

Нормальный режим эксплуатации СИКНС. Поток нефти проходит через рабочую линию, на которой установлен турбинный преобразователь расхода НОРД-М, предназначенный для преобразования значений расхода жидкости в рабочих линиях в импульсные сигналы, которые подаются на вторичные приборы НОРД-ЭЗМ.

Режим «сличение по ТПР». Перед началом КМХ пустить поток нефти на контрольную линию через рабочую линию. КМХ рабочего ТПР по

контрольному, проводится в аттестованных точках расхода контрольного ТПР в диапазоне измерения рабочего ТПР.

В случае успешного завершения процедуры КМХ, производится расчет, который с последующим составлением протокола контроля метрологических характеристик рабочего ТПР по контрольному.

В случае возникновения ошибки во время проведения КМХ следует повторно провести процедуру КМХ.

Оба режима могут функционировать одновременно при сохранении всех функций учета. Режим непрерывного учета объемного расхода нефти является штатным режимом СИКНС.

2.7 Приборы и оборудование СИКНС

Турбинный преобразователь расхода ТПР – предназначен для преобразования значений расхода жидкости в рабочих линиях в импульсные сигналы.

Вторичная аппаратура НОРД-ЭЗМ – предназначена для обработки первичных импульсных сигналов.

Таблица 2.72 - Приборы и оборудование СИКНС

Состав СИКНС	
1. Блок измерительных линий	
1.1	Фильтр СДЖ 100
1.2	Турбинный преобразователь расхода: НОРД-М-80-64 ДУ-100, Q до 240 м³/ч. Ру-64
1.3	Турбинные преобразователи расхода контрольный НОРД-М-80-64 Ду-100, Q до 240 м³/ч. Ру-64
1.4	Манометр технический
2. Блок контроля качества	
2.1	Пробоотборник ручной трехуровневый
3. Система обработки информации	
3.1	Вторичная аппаратура преобразователь расхода

2.8 Необходимость реконструкции СИКНС

Необходимость в реконструкции состоит в том, что вышел срок эксплуатации СИКНС, также отсутствует резерв ЗИП на пробоотборные устройства Clif Mock, что дает риски остановки сдачи при полном выходе из строя пробоотборного устройства Clif Mock. Также техническое обслуживание СИКНС экономически затратное. В первую очередь реконструкция обеспечит стабильную работу в широком диапазоне температур, вязкости и расхода. Нижний диапазон расходов составит от 10-15 м³/ч.

Установка новых расходомеров дает широкий спектр положительных эффектов например:

- высокую достоверность измеряемых параметров;
- направления потока жидкости не будет влиять на работу установки;
- отсутствие необходимости в прямолинейных участках нефтепровода;
- обеспечивает надёжную работу при изменении температуры и давления рабочей среды, при наличии вибрации трубопровода;
- благодаря отсутствию движущихся и изнашивающихся частей появляется простота в обслуживании, а также увеличивает срок службы;
- измерение расхода сред с высокой вязкостью.

Помимо этого, КМХ будет проводиться в одной точке (при рабочем расходе). А также уменьшиться количество проверок МПР в связи с не прохождением КМХ. Будет проводиться прямой учет массы, плотномер будет задействован только при проведении КМХ (при работе ТПУ).

Установка влагомера позволит проводить измерения доли воды в нефти, а так же вывод показаний на АРМ оператора.

Замена ручного трехуровневого пробоотборника , на автоматический пробоотборник, позволит производить отбор проб , по закрытой системе , что в свою очередь облегчит работу оператора.

В совокупности, вся модернизация позволяет оператору наблюдать за всеми показателями качества нефти на АРМ оператора в режиме реального времени. Необходимость в ежедневном отборе проб, для определения показателей массовой доли воды и плотности нефти отсутствует.

3 Аналитический обзор

3.1 Расход

Расход – это количество жидкости, проносимое потоком сквозь нормальное сечение в единицу времени. Нормальным или живым называют сечение перпендикулярное, направлению скорости течения потока. Количество жидкости можно измерить в единицах массы или объема. Поэтому различают понятие массового расхода в кг/сек и объемного расхода который часто измеряют в литрах/мин или м³/час. Массовый и объемный расход жидкости, легко сопоставить между собой зная плотность жидкости.

3.2 Расходомеры для измерения сырой нефти

При замере расхода сырой нефти, расходомеры и счетчики, применяемые для нефтепродуктов разделены на группы:

Приборы, использующие гидродинамические методы:

- вихревые
- переменного перепада давления
- расходомеры с сужающими устройствами

Приборы с движущимся рабочим органом:

- тахеометрические
- силовые
- вибрационные

Приборы, использующие различные физические явления:

- акустические (ультразвуковые);

В данной работе рассмотрим 2 вида расходомеров:

- Кориолисовые силовые расходомеры
- Ультразвуковые расходомеры;

3.3 Кориолисовые силовые расходомеры

Внутри расходомера установлены две параллельно сенсорные трубки. После того как жидкость поступает в сенсор, поток делится на две равные части. В процессе измерения возбуждающая катушка заставляет трубки колебаться в противофазе друг относительно друга, с их собственной резонансной частотой. Пары, магнит и катушка называются детекторами и устанавливаются на трубках сенсора. Колебание трубок напряжения, которое создается каждым детектором, в результате приобретает форму синусоиды. Они показывают движение трубок относительно друг друга. При отсутствии поступления жидкости на входе и выходе, синусоидальные волны будут находиться в одной фазе, а значит будут двигаться синхронно. Кориолисовые силы будут возникать в том случае, если по трубкам будет происходить движение жидкости. Данные силы будут заставлять сенсорные трубки скручиваться в противоположном направлении. В ходе этого синусоиды сдвигаются по фазе относительно друг друга – становятся асинхронными. ΔT - задержка по времени между двумя синусоидальными волнами. ΔT измеряется в микросекундах (мкс). Кориолисовые силы зависят от ΔT , чем больше ΔT тем больше массовый расход. Если фазовый сдвиг синусоиды определяет массовый расход, то частота волны определяет плотность. При изменении плотности жидкости изменяется и частота движения трубок.

Рассмотрим на примере системы пружины и подвешенного груза на рисунке 3.1.

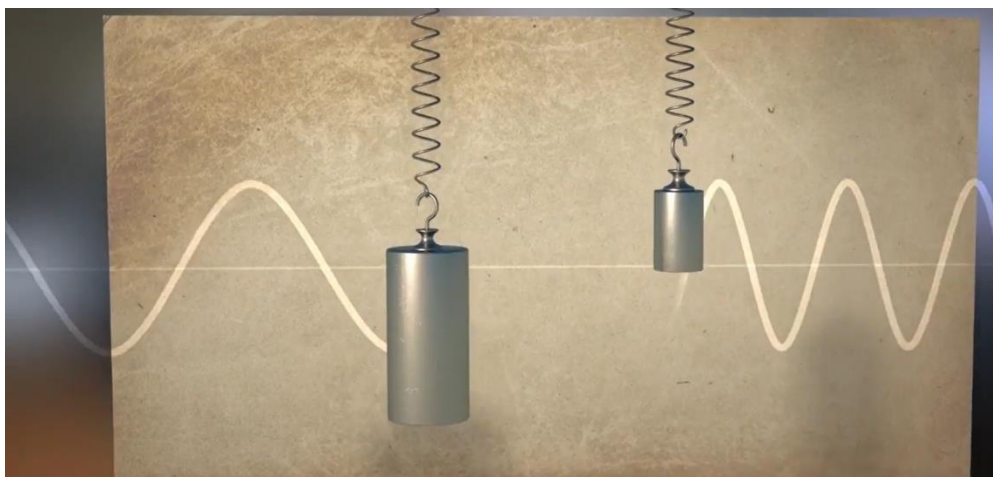


Рисунок 3.1 - Частота колебаний пружин с разными грузами

Большая масса имеет более низкую частоту колебания, в то время как меньшая масса имеет более высокую частоту. В кориолисовых расходомерах трубки соответствуют пружинам. Масса трубок и содержащаяся в ней жидкость соответствует грузу на конце пружины. Жесткость сенсорных трубок остается практически постоянной. Таким образом масса и плотность среды, содержащейся в фиксированном объеме сенсорных трубок является единственной переменной, влияющей на частоту. Объемный расход рассчитывается на основании полученных массового расхода и плотности. Зная массу и плотность можно вычислить объемный расход. Используя этот подход кориолисовые расходомеры обеспечивают высокую точность прямых измерений массового расхода и плотности в широком диапазоне применений.

3.4 Массовый расходомер OPTIMASS 6400

Кориолисовый массовый расходомер OPTIMASS 6400 изображен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 - Кориолисовый массовый расходомер OPTIMASS 6400

Диапазон измерений массового расхода жидкости от 0.08 до 350 т/ч;
Диапазон измерений плотности от 500 до 1800 кг/м³. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода $\pm 0,15\%$. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности жидкости $\pm 0,5\text{кг/м}^3$.

Принцип измерения базируется на контролируемом возбуждении сил Кориолиса. Такие силы всегда присутствуют, когда одновременно имеют место поступательное (линейное) и вращательное (угловое) движение.

Амплитуда силы Кориолиса зависит от движущейся массы её скорости в системе, следовательно и от массы расхода. В OPTIMASS вместо постоянной угловой скорости используется колебание двух параллельных измерительных труб с протекающим по ним средой. Трубы колеблются в противофазе. Силы Кориолиса, возникающие в измерительных трубах, вызывают сдвиг колебаний отображено на рисунке 3.2.

- При отсутствии расхода, т.е. при неподвижной среде, обе трубы колеблются в фазе (1).
- При ненулевом расходе колебание трубы замедляется на входе (2) и ускоряется на выходе (3)

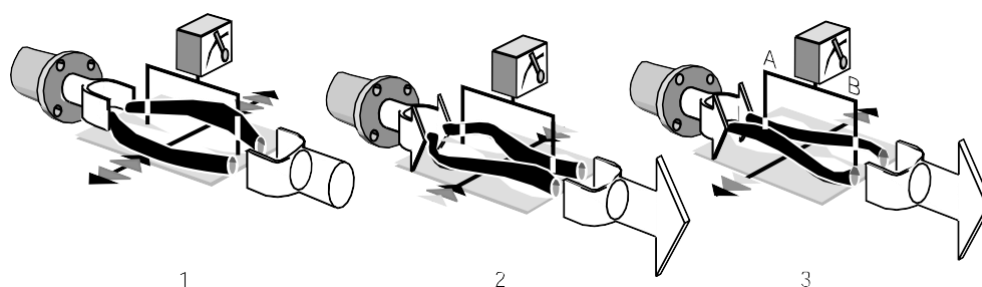


Рисунок 3.2 - Сдвиг колебаний

Разность фаз так же увеличивается (A-B) и при увеличении массового расхода. На входе и выходе колебания измерительных труб контролируется электродинамическими датчиками.

Измерительные трубы колеблются в противофазе и за счет этого достигается равновесие системы.

Принцип действия не зависит от давления, температуры, вязкости, профиля потока и проводимости среды.

Замерные трубы постоянно приводятся в колебание на их резонансной частоте. Эта частота автоматически подстраивается при изменении массы, а следовательно плотности колебательной системы (измерительные трубы и среда). Т.е. резонансная частота есть функция плотности среды, что позволяет микропроцессору выдавать сигнал плотности.

Температура измерительных труб определяется и используется для компенсации температурных эффектов. Измерительный сигнал есть функция температуры процесса и может использоваться для внешних целей.

Измерительная система состоит из транзмиттера и сенсора.

Существуют два исполнения:

- Компактное: сенсор и транзмиттер образуют единую механическую конструкцию.
- Раздельное: транзмиттер устанавливается отдельно от сенсора.

Измеряемая переменная:

Массовый расход (пропорционален разности фаз колебаний, регистрируемой сенсорами на измерительных трубах)

- Плотность среды (пропорциональна резонансной частоте измерительных труб)
- Температура среды (измеряется температурным сенсором) [11].

3.5 Ультразвуковые расходомеры

Большинство жидкостей поставляется и транспортируется в трубопроводы каждый день. Это могут быть растворы, химикаты, нефтепродукты и т.д. Жидкости, текущие по трубопроводам, очень часто имеют различные свойства. Для измерения расхода различных жидкостей, существуют различные принципы измерения. Один из этих способов основан на разнице скорости звука с помощью ультразвуковых сигналов. Рассмотрим, как работает этот метод измерения. Внутри ультразвукового счетчика-расходомера находятся несколько пар датчиков, расположенных один на против другого. Внутри трубы и перпендикулярно ей они могут быть источником, так и приемником, который принимает ультразвуковой сигнал рисунок 3.3.

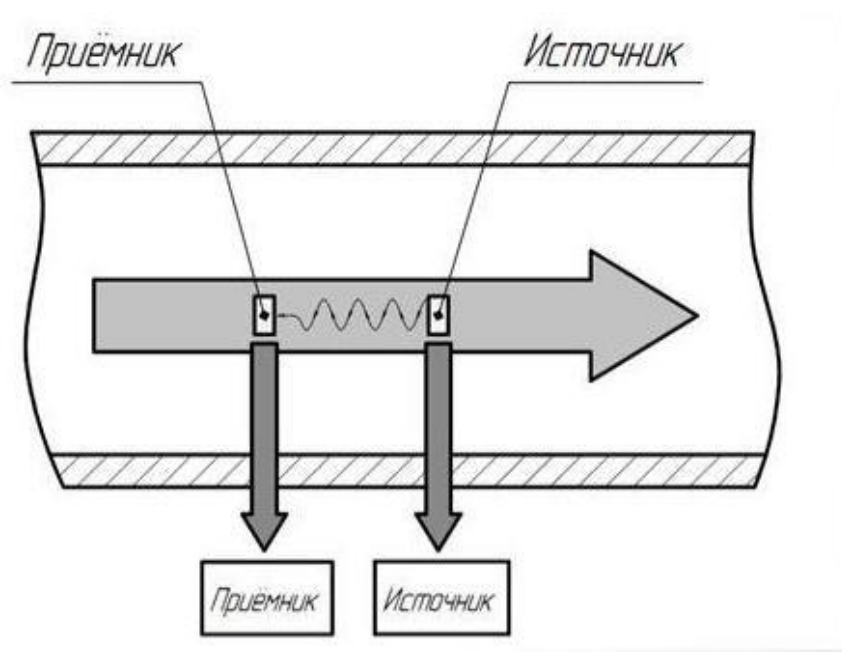


Рисунок 3.3 - Схема ультразвукового расходомера

Время прохождения этих сигналов измеряется от датчиков до приемников сквозь трубу. Сами сигналы генерируются особыми незаряженными кристаллами, на которые подается напряжение, когда сигнал принимается, не заряженный кристалл наоборот сам генерирует

напряжение, когда таких пар становится несколько появляется возможность математически просчитать время движения сигнала для каждой пары. Таким образом выявляя изменения в потоке в месте измерения. Когда расхода нет, время движения сигналов одинаково, по потоку и против него, когда жидкость начинает течь, происходит ускорение сигнала в направлении потока и замедляется в обратном направлении. В результате данного процесса время движения этого сигнала становится разным по потоку и против него. Таким образом эта разница пропорциональна скорости потока. Зная конфигурацию и геометрические размеры трубы, и скорость потока, легко вычислить объем жидкости проходящей через сечение трубы. Чем выше будет скорость потока, тем больше эта разница во времени между движением по потоку и против него. У ультразвуковых расходомеров, датчики не обязательно должны быть установлены внутри трубы, с помощью системы зажимов, можно установить датчики снаружи трубы. Это позволяет демонтировать их в любой момент, не перекрывая трубу. При такой установке, сигнал проходит сквозь трубу и попадает в жидкость. Затем отражаясь от противоположной стенки трубы и попадая во второй датчик.

3.6 Расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР»

Расходомер – счетчик «ВЗЛЕТ МР» обеспечивает измерение среднего объемного расхода, а также измерение объема реверсивных потоков различных жидкостей. Изготовлен расходомер – счетчик во взрывозащищенном исполнении, для использования его во взрывоопасных зонах, рисунок 3.4.



Рисунок 3.4 - Расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР»

Расходомер может применяться в энергетике, коммунальном хозяйстве, нефтегазовой, химической, атомной, пищевой и других отраслях промышленности. Расходомеры могут использоваться в составе теплосчетчиков, комплексов, измерительных систем, АСУ ТП и т.д.

Расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» исполнения УРСВ-5xx ц предоставляет:

- измерение среднего расхода вещества для потока в различных направлениях;
- возможность определять объем жидкости нарастающим результатом отдельно для прямого, а также для обратного направления потока жидкости;
- дозирование предварительно заданного значения объема жидкости или дозирование в режиме «старт-стоп» и определение при этом величины отмеренной дозы, времени дозирования и среднего значения расхода в процессе дозирования;
- результаты измерения - токовые, частотно- импульсные и/или логические сигналы;
- архивирование происходит в энергонезависимой памяти результатов измерений и установочных параметров;
- измерительная, диагностическая, установочная, архивная и другая информации выводится на дисплей индикатора, через последовательный интерфейс (по отдельному кабелю, по линии связи, по каналу связи), Ethernet;
- контроль и обнаружение наличия аварийных ошибок и отказов в автоматическом режиме, а также архивирование в соответствующие журналы их вида и длительности;
- защиту от несанкционированного доступа установочных и архивных данных.

Технические характеристики представлены в таблице 3.1

Таблица 3.61 - Основные технические характеристики расходомера

Наименование параметра	Параметры
Количество каналов	От 1 до 5
Диаметр условного прохода трубопровода, DN	От 10 до 5000
Температура контролируемой жидкости, °C	От -30 до +160
Наибольшее давление в трубопроводе, МПа	2,5
Напряжение питания	=24В
Потребляемая мощность	Не более 12Вт
Средняя наработка на отказ	75000ч
Средний срок службы	10 лет

Расходомер обеспечивает измерение среднего объемного расхода при скорости потока до 20 м/с в соответствии с формулой:

$$Q = 2,83 \times 10^{-3} \times v \times D^2, \quad (1)$$

где Q – средний объемный расход, м³/ч;

v – скорость потока, м/с;

D – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Определение объема производится при скорости потока не более 10,6 м/с. Возможно увеличение данного параметра до 20 м/с.

Чувствительность расходомера по скорости потока 0,01 м/с.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения времени работы в различных режимах не превышают ±0,1 %.

Расходомер по принципу работы относится к ультразвуковым расходомерам. Метод измерения ультразвуковых расходомеров основан на разнице по времени прохождения акустических сигналов. Ультразвуковой метод измерения расхода посредством измерения разницы по времени прохождения акустического сигнала при распространении по потоку и

против потока жидкости в трубопроводе. Звуковая волна распространяется в направлении потока среды, жидкости или газа быстрее чем против направления потока. Разница по времени прохождения прямо пропорциональна скорости потока измеряемой среды. Ультразвуковые датчики всегда являются парными и расположенными под углом, состоят из передающих и принимающих устройств. Эти два датчика попеременно действуют и как передатчик и как приемник сигнала рисунок 3.5.

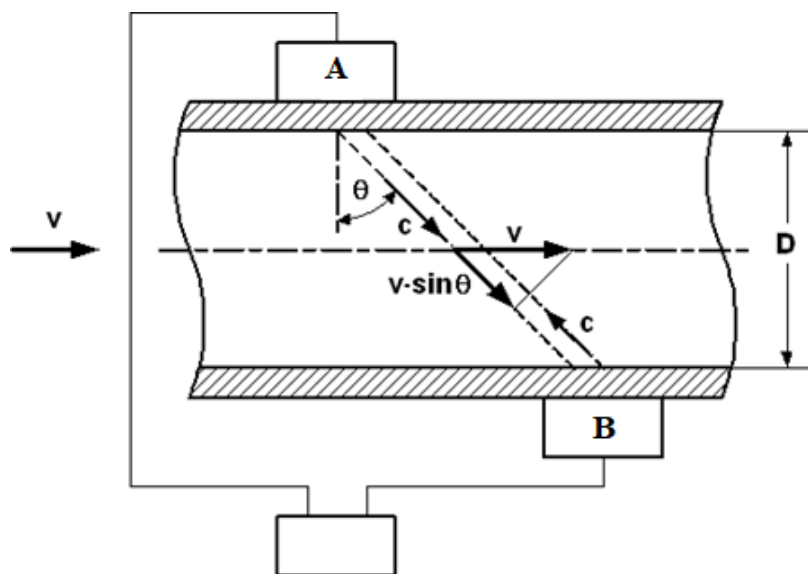


Рисунок 3.4 - Прохождение ультразвуковых сигналов

Время, за которое акустическая волна должна переместиться от датчика А к датчику В который направлен по потоку рабочей среды, называется временем прохождения сигнала на участке АВ и от датчика В к датчику А, который направлен против потока рабочей среды, временем прохождения сигнала на участке ВА. время прохождения сигнала от точки А к точке В и от точки В к точке А, измеряется непрерывно. Разница между временем прохождения от точки В к точке А и от точки А к точке В сигнала на участке ВА и АВ, прямо пропорциональны средней скорости потока V рабочей среды и, следовательно, объемному расходу.

Цифровой способ обработки принимаемых ПЭА сигналов обеспечивает устойчивую работу в условиях помех, а также упрощает настройку расходомера при вводе в эксплуатацию [12].

3.7 Влагомер

Влагомер - это измерительный прибор, задача которого заключается в определении влагосодержания в сырой или товарной нефти в процентном соотношении. Большим спросом влагомеры пользуются во всей области нефтяной промышленности, включая такие как добыча, переработка и транспортировка нефти. Основной задачей влагомеров является вычисление средней влажности сырья и способность влагомеров непрерывно определять отношение объема воды в нефти к общему объему этой нефти. Так же существует вариативность использования влагомера со счетчиками-расходами что бы определить объем чистой нефти в исходном сырье.

Измеритель объемного влагосодержания предназначен для оперативного и точного измерения объемной доли воды в % в потоке не водных жидкостей, в нефти, в мазуте, в масле и других жидких продуктах органического происхождения. Способ измерения влагосодержания основан на зависимости диэлектрической проницаемости смеси воды с неводной жидкостью от объемного содержания воды.

Вообще, влагомеры нефти могут работать, используя один из трех методов измерения:

- оптический метод;
- микроволновый метод;
- диэлькометрический метод.

Также существуют комбинированные приборы, но методика работы, в любом случае, от этого не изменяется.

Диэлькометрический метод измерения – заключается в том, что содержание воды в эмульсии прямо пропорционально диэлектрической проницаемости эмульсии. Преобразователь, изменяет емкость нагрузки, в зависимости от количества воды, в результате чего частотность выходного сигнала меняется. Приборы использующие данный метод, способны работать при содержании воды не более 60%.

Измерение микроволновым методом основано на том, что нефтесодержащая жидкость поглощает микроволновое излучение. И так, процесс измерения проходит в два этапа:

- Измерительный и эталонный генератор волн прибора настроены на одну частоту до и после заполнения датчика нефтесодержащей жидкостью;
- Мерой влажности служит разница между значениями настроек наполнения датчика.

Далее по специальным графикам значения переводятся в относительные показатели (%-е значения).

Оптический метод основан на том, что нефтесодержащая жидкость измеряют на светопропускание.

Обычно, конструкция влагомера состоит из первичного преобразователя и блока для обработки информации.

3.8 Влагомер поточный ВСН-АТ

Влагомеры поточные ВСН-АТ (далее – влагомеры) предназначены для измерений объемной доли воды в нефти, нефтепродуктах, газовом конденсате и других жидкостях органического происхождения после сепарации газа при транспортировке по технологическим трубопроводам, для оперативного и коммерческого учета на предприятиях нефтяной, газовой промышленности и в теплоэнергетике рисунок 3.6.



Рисунок 3.6 - Влагомер поточный ВСН-АТ

Описание средства измерений

Принцип действия влагомеров основан на измерении комплексного электрического сопротивления первичного преобразователя влагомера и резонансной частоты электрических колебаний, создаваемых высокочастотным генератором в зависимости от объемной доли воды в водно-нефтяной смеси.

Влагомер представляет собой металлическую конструкцию, внутри которой расположен первичный преобразователь и электронный блок. Первичный преобразователь состоит из высокочастотного цифрового генератора колебаний и подключенного к нему волновода. Волновод состоит из внешней трубы, являющейся корпусом влагомера, и центрального металлического электрода. В корпусе влагомера находится датчик температуры для коррекции показаний влагомера в зависимости от температуры измеряемой среды.

Электронный блок обеспечивает преобразование измеренного комплексного сопротивления волновода и резонансной частоты в объемную долю воды в водно-нефтяной смеси и передачу этой информации на табло или на внешнее электронное оборудование, осуществляет температурную компенсацию и диагностику влагомера.

Конструкция проточной части влагомера изготавливается в следующих исполнениях:

- угловая прямотрубная или байпасная;
- D.N., мм: 50, 80, 100, 150;

измеряемый диапазон среды:

- стандартное исполнение, высокотемпературный или низкотемпературный;
- Рраб., МПа: 2, 4, 6, 10;

Взрывозащита влагомера обеспечивается взрывонепроницаемой оболочкой и имеющие маркировку взрывозащиты по ГОСТ IEC 60079-1-2011 «1ExdIIBT6Gb».

Программное обеспечение встроенное, проводит самодиагностическую проверку и преобразование измеренного сигнала, полученного от первичного преобразователя.

Тип влагомера сырой нефти выбран из условия, что при эксплуатации w воды не более 10%, а диапазон измерений w воды для данного влагомера от 0,01 до 10% с пределами допускаемой $\Delta A \pm 0,1\%$ [13].

3.9 Пробоотборник автоматический «Отбор-А-Рслив»

Основное назначение автоматического пробоотборника «Отбор-А-Рслив» производить отбор точечных проб нефти и нефтепродуктов из нефтепровода. Отбор проб производится в герметичную тару согласно ГОСТ 2517 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб». Электронный блок управления, совмещенный с ручным отбором, по настраиваемой программе осуществляет отбор проб нефти или нефтепродуктов в герметичную тару.

Пробоотборник Автоматический, обеспечивает постоянное движение перекачиваемой нефти по контуру устройства, установленного в корпусе диспергатора. Представляется в виде пробоотборного устройства с регулятором объема точечных проб рисунок 3.7.



Рисунок 3.7 - Пробоотборник автоматический «Отбор-А-Рслив»

Пробоотборник автоматический «Отбор-А-Рслив» устанавливается в БИК, для определения физико-химических показателей

качества перекачиваемой нефти или нефтепродуктов путем отбора пробы нефти или нефтепродуктов для лаборатории нефтегазодобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий.

Автоматический пробоотборник «Отбор-А-Рслив» рекомендован ФГУП ВНИИР для использования при коммерческом и оперативном учете нефти и нефтепродуктов для отбора объединенной представительной пробы нефти и нефтепродуктов из трубопровода.

Основные технологические характеристики

1. Рабочие характеристики отбираемой среды

- Рабочий диапазон температуры, От -50 до +150 °С
- Плотность нефти, от 700 до 999 кг/м³
- Вязкость кинематическая, до 1000 мм²/сек.(сСт)
- W воды, массовые до 99,9%
- W механических примесей, массовые до 0,34 %
- С хлористых солей, до 100000 мг/дм
- W серы, до 5,2 %
- W парафина, до 9 %
- W смол, до 22 %

Содержание сероводорода и этил-метилмеркаптанов, % до 0,2

2. Технологические режимы

- Рабочее давление, МПа от 0,2 до 8,0
- Устанавливается на трубопровод, мм: ду 100, ду 150, ду 200 и тд.
- Объем впрыска дозы дозатора, куб. см. от 1 до 12

3. Размеры

- Длина строительная (диспергатор), мм 220
- Масса, кг, не более 30

4. Параметры электропитания

- напряжение, В 140-220
- потребляемая мощность не более, Вт 480

5. Условия эксплуатации

- Температура окружающей среды, °C от +5 до +50,
- с использованием обогреваемого шкафа (опция) от -40 до +50
- Влажность окружающей среды, % до 98

6. Пробосборник от 1 до 9 литров:

- атмосферный
- герметичный
- на выровненное давление (при отборе пробы с давлением насыщенных паров более 40 кПа) [14].

3.10 Перевооружение СИКНС

Расходомеры массовые OPTIMASS 6400 устанавливаются на двух рабочих измерительных, и одной контрольно-резервной линиях СИКНС.

Автоматический пробоотборник «Отбор-А-Рслив» устанавливается на территории БИК в обогреваемом шкафу с контролем температуры в нем с термопреобразователя. Влагомер сырой нефти ВСН-АТ устанавливается на территории БИК в обогреваемом термошкафу.

3.10 Основные функции СИКНС после реконструкции

После реконструкции программный комплекс «АРМ оператора» будет полностью автоматизирован. В состав систем автоматизации технологического процесса учета нефти сырой входят следующие преимущества:

- качество и безопасность ведения технологического увеличиваются;
- оперативные действия технического персонала повысятся;
- минимизирование негативного воздействия «человеческого фактора»;
- технико-экономические показатели работы вырастут, тем самым снизится трудоемкость по контролю и управлению технологическими процессами;

- условия труда технического персонала улучшатся.

По своим функциям программный комплекс представляется информационно-управляющим.

Программный комплекс ПО «АРМ оператора УПСВ-2» обеспечивает:

- отображение технологических процессов;
- управление автоматическим пробоотборником;
- отображение на исторических трендах основных измеренных параметров за прошедший период.
- звуковое и визуальное оповещение оператора об аварийных событиях в ходе технологического процесса.

В качестве объектов автоматизации приняты:

- расходомеры массовые;
- пробоотборник автоматический;
- влагомер нефти поточный;
- преобразователи температуры;
- преобразователи давления измерительные.

Программный комплекс для СИКНС предполагает работу с контроллерами разных производителей и вычислителями, используемыми в составе СИКНС.

Программный комплекс в составе СИКНС, обеспечивает:

- обмен двусторонней информацией между ИВК и АРМ оператора;
- воспроизведение технологической и метрологической информации, состояний объектов автоматизации;
- срабатывание аварийной и предаварийной сигнализации со звуковой сигнализацией и наглядным освещением при отклонении от технологических норм за допустимые пределы.
- управление пробоотборником;
- подготовку информации для передачи в информационный портал.

В программном комплексе «АРМ оператора» обеспечивается постоянное отображение измеряемых параметров датчиками, установленными в СИКНС:

- давление;
- температура;
- расход;
- влагосодержание.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Объектом обследования является система измерений количества и параметров нефти сырой (СИКНС), расположенной на территории действующей установки предварительного сброса воды № 2 (УПСВ-2) Западно-Полуденной площади Полуденного н.м.р. Основное назначение СИКНС – это проведение автоматического учета нефти, а именно определение количества и физико-химических параметров (качества) перекачиваемой товарной нефти.

Проектируемая система позволяет измерять и рассчитывать основные

показатели качества нефти с помощью разработанной модели.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнять следующие задачи:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Проектируемая система позволяет измерять и рассчитывать основные показатели качества нефти с помощью разработанной модели.

4.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо

рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определенными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка.

Целевой рынок – нефтедобывающие и нефтетранспортирующие предприятия, такие как ПАО «Транснефть», ПАО «Роснефть».

Выбираем два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Что касается отраслевого критерия, то сфера пользования ограничена организациями нефтяного сектора.

4.3 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 4.1. Для этого необходимо отобрать не менее трех-четырех конкурентных товаров и разработок.

Таблица 4.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бмр	Брсу	Кмр	Крсу
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
4. Повышение производительности труда пользователя	0,05	5	5	0,25	0,25
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	5	0,25	0,25
3. Энергоэкономичность	0,05	5	5	0,25	0,25
4. Надежность	0,05	5	5	0,25	0,25
5. Безопасность	0,05	5	5	0,25	0,25
6. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,3	5	2	1,5	0,6
7. Простота эксплуатации	0,05	5	5	0,25	0,25
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	2	4	0,3	0,6
2.Конкурентоспособность продукта	0,15	5	3	0,75	0,45
3. Финансирование научной разработки	0,05	4	4	0,2	0,2
4. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	0,2	0,2
Итого	1	50	47	4,45	3,55

Бмр- массовый расходомер

Брсу- расходомер-счетчик ультразвуковой

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \times B_i \quad (2)$$

Где К- конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - балл i -го показателя.

Итогом данного анализа конкурентоспособность массового расходомера составила 4,45, а конкурентоспособность расходомера-счетчика ультразвукового 3,55.

4.4 SWOT- анализ

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

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках **третьего этапа** должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа, которая приводится в бакалаврской работе.

Таблица 4.2- Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие достаточного финансирования; С2. Повышение эффективности СИКНС	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл.1 Высокая стоимость оборудования
Возможности:	Экономичность технологии способствует увеличению сотрудников и	Массовые расходомеры поддерживают стабильный спрос.

В1 Увеличение срока поверочного интервала измерительных линий В2.Определение показателей перекачиваемой жидкости в реальном времени.	исполнителей. Кроме того более актуальная информация которая может быть использована для разработки технологии, и уменьшить затраты других разработок.	
Угрозы: У1. Введения дополнительных государственных требований к сертификации У2. Появление более эффективного оборудования	При использовании данного технического решения увеличится прибыль, а так же появится возможность финансирования других целей.	Повышение квалификации обслуживающего персонала.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта, к внешним условиям окружающей среды. Для выявления проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	0	0
	B2	+	+	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	0	0
	B2	0	0	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	0	0
	B2	+	0	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0
Слабые стороны проекта					
Угроза проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	0	0
	B2	+	+	0	0
	B3	0	0	0	0
	B4	0	0	0	0

4.5 Планирование научно-исследовательских работ

4.6 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой вошли руководитель рабочего проекта (РРП), инженер-проектировщик (ИП) таблица 4.4.

Таблица 4.4 - Перечень работ, этапов и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	РРП
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	ИП
	3	Выбор направления исследования	РРП, ИП
	4	Календарное планирование работ по теме	РРП, ИП
	5	Анализ существующего оборудования для перевооружения СИКНС	ИП
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	ИП
	7	Оценка результатов исследования	РРП, ИП
	8	Определение целесообразности	РРП, ИП
Обобщение в оценке результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	РРП, ИП

4.7 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (3)$$

где $t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел-дн;

t_{maxi} - максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из полученных значений $t_{ожі}$, рассчитывается продолжительность каждого вида работы в рабочих днях T_p по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4)$$

где T_{pi} - продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.8 Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому

наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{\text{кал}}, \quad (5)$$

где T_{ki} - продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48, \quad (6)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество дней в году - 365;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году -104;

$T_{\text{пр}}$ - количество праздничных дней в году - 14.

Таблица 4.5 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел-дн.	t_{max} , Чел-дн.	$T_{\text{ож}}$, Чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	РРП	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	8	12	9,6	ИП	9,6	14
Выбор направления исследований	4	6	4,8	РРП, ИП	2,4	4

Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	РРП, ИП	1,2	2
Анализ существующего оборудования для перевооружения СИКНС	7	10	8,2	ИП	8,2	12
Проведение теоретических расчетов и обоснований	6	8	6,8	ИП	6,8	10
Оценка результатов исследования	4	6	4,8	РРП, ИП	2,4	4
Определение целесообразности	2	4	2,8	РРП, ИП	1,4	2
Оценка эффективности полученных результатов	3	5	3,8	РРП, ИП	1,9	3

На основе таблицы 4.5 строим план график таблица 4.6.

Таблица 4.6 - Календарный план-график проведения НИР по теме

№ рабо т	Вид работ	Исполнитель и	Т _к , кал · дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания	РРП	2	■											
2	Подбор и изучение материалов по теме	ИП	14												
3	Выбор направления исследований	РРП, ИП	4			■									
4	Календарное планирование работ по теме	РРП, ИП	2			■									

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 - Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за ед.,руб.	Затраты на материалы $З_{м.,руб}$
Массовый расходомер	Шт.	3	450000	1350000
Ультразвуковой счетчик-расходомер	Шт.	3	245000	735000
Влагомер	Шт.	1	170000	170000
Автоматический пробоотборник	Шт.	1	140000	140000
Модернизация с массовым расходомером и транспортными расходами (15-25%)				1992000
Модернизация с ультразвуковыми счетчиками-расходомерами и транспортными расходами (15-25%)				1254000

Амортизационные отчисления:

Линейная норма отчислений из расчета срока службы установки 10 лет;

Модернизация с массовым расходомером стоимостью 1350000 рублей приобретается в июне. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев)

Определяем годовую норму амортизации:

$$A_{об} = N_{об} \times Z_{об}, \quad (8)$$

где

$A_{об}$ -амортизационные отчисления оборудования руб./год;

$N_{об}$ -норма амортизации оборудования 10%;

$Z_{об}$ -стоимость оборудования, руб./год

$$A_{об} = 0,1 \times 1350000 = 135000 \text{ руб./год}, \quad (9)$$

Модернизация с ультразвуковыми счетчиками-расходами стоимостью 735000 рублей приобретается в июне. Срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев)

Определяем годовую норму амортизации:

$$A_{об} = N_{об} \times Z_{об}, \quad (10)$$

где

$A_{об}$ -амортизационные отчисления оборудования руб./год;

$N_{об}$ -норма амортизации оборудования 10%;

$Z_{об}$ -стоимость оборудования, руб./год

$$A_{об} = 0,1 \times 735000 = 73500 \text{ руб./год}, \quad (11)$$

Определяем срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев) для влагомера.

Определяем годовую норму амортизации:

$$A_{об} = N_{об} \times Z_{об}, \quad (12)$$

где

$A_{об}$ -амортизационные отчисления оборудования руб./год;

$N_{об}$ -норма амортизации оборудования 10%;

$Z_{об}$ -стоимость оборудования, руб./год

$$A_{об} = 0,1 \times 170000 = 17000 \text{ руб./год}, \quad (13)$$

Определяем срок полезного использования амортизируемого имущества в соответствии с классификацией 10 лет (120 месяцев) для автоматического пробоотборника.

Определяем годовую норму амортизации:

$$A_{об} = N_{об} \times Z_{об}, \quad (14)$$

где

$A_{об}$ -амортизационные отчисления оборудования руб./год;

$N_{об}$ -норма амортизации оборудования 10%;

$Z_{об}$ -стоимость оборудования, руб./год

$$A_{об} = 0,1 \times 140000 = 14000 \text{ руб./год}, \quad (15)$$

4.11 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

Заработная плата участников выполнения НТИ учитывает основную заработную плату и дополнительную и рассчитывается по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} \times Z_{доп}, \quad (16)$$

Где $Z_{осн}$ – величина основной заработной платы; $Z_{доп}$ – величины дополнительной заработной платы (15% от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата одного исполнителя от предприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p, \quad (17)$$

Где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем, раб.дн.

Среднедневная заработная плата $Z_{дн}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \times M}{F_d}, \quad (18)$$

где Z_m - месячный должностной оклад, руб.;

M - количество месяцев работы исполнителя без отпуска в течение года (при пятидневной рабочей неделе и отпуске в 24 рабочих дней значение M составляет 11,2 месяца);

F_d - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. Для расчета действительного годового фонда рабочего времени была заполнена таблица 4.8.

Таблица 4.8 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	РРП
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней (выходные и праздничные дни)	104 14

Потери рабочего времени: отпуск невыходы по болезни командировка	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	199

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{б}} \times (K_{\text{пр}} + K_{\text{д}}) \times K_{\text{р}}, \quad (19)$$

Где $З_{\text{б}}$ - базовый оклад,руб.; $k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент; $k_{\text{д}}$ - коэффициент доплат и надбавок; $k_{\text{р}}$ – районный коэффициент(для г. Томска-1,3).

Надбавки к заработной плате работника:

- Районный коэффициент-1,7
- Северная надбавка-1,5
- Доплата за вредность-1,12
- Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с

вахты-1,25

- Компенсационная выплата за вахтовый метод работы-1,1

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{б}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{ос}}$ н, руб.
РРП	55000	0,3	0,4	1,3	50050	2107,4	17	35825,8
Исполнители	Часовая тарифная ставка	Районный коэффициент, руб.	Северная надбавка, руб.	Доплата за вредность, руб.	Время нахождения в пути, руб.	Вахтовый метод работы, руб.	Время работы часов	Итого руб. за работу работника
ИП	91	63,7	45,5	10,92	22,75	9,1	4320	1049630

Итого руб.	1085455,8
------------	-----------

Таким образом, из таблицы мы видим, что основная заработная плата исполнителей проекта составила 1085455,8 рублей.

4.12 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{осн}} \times k_{\text{доп}}, \quad (20)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый за 0,15.

В результате получили значения, которые представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Расчет дополнительной заработной платы

Заработная плата	$З_{\text{осн,руб.}}$	$k_{\text{доп}}$	$З_{\text{доп,руб.}}$
РРП	35825,8	0,15	5373,8
ИП	1085455,8	0,15	162818,4
Итого:			168192,2

Из таблицы 4.10 мы можем сделать вывод что, дополнительная заработная плата исполнителей проекта находится в диапазоне от 5373,8 до 13190,13 рублей.

4.13 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (21)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель рабочего проекта	35825,8	5373,8
Инженер-проектировщик	1085455,8	162818,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Отчисления, руб.	338627	50794,04
Итого	338627	

4.14 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \times k_{\text{нр}}, \quad (22)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$З_{\text{накл}} = (1992000 + 166000 + 1085456 + 168192 + 338627) \times 0,16 = 600044$$

$$З_{\text{накл}} = (2158000 + 1085456 + 168192 + 338627) \times 0,16 = 600044, \quad (23)$$

рублей (с использованием массового расходомера)

$$З_{\text{накл}} = (1358500 + 1085456 + 168192 + 338627) \times 0,16 = 600044, \quad (24)$$

рублей (с использованием расходомера-счетчика ультразвукового)

4.15 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование	Сумма.руб		Удельный вес, %.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Материальные затраты НТИ	1992000	1254000	45,73	36,47
Амортизационные отчисления	166000	104500	3,81	3,04
Основная заработная плата	1085456	1085456	24,92	31,57
Дополнительная заработная плата	168192	168192	3,86	4,89
Отчисления на социальные нужды	338627	338627	7,77	9,85
Накладные расходы	605356	487276	13,70	14,17
Бюджет затрат	4355631	3438051	100	100

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} , \quad (25)$$

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

Φ_{pi} - стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} -максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Расчет интегрального финансового показателя:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{4355631}{4355631} = 1 , \quad (26)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{3438051}{4355631} = 0,79 , \quad (27)$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \times b_i , \quad (28)$$

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

a_i - весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.13 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	3

2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	5	3
3. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,3	5	3
5. Надежность	0,2	4	4
6. Безопасность	0,1	4	4
ИТОГО	1	4,7	3,3

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{финр}}^p$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исп1}} = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,7}{1} = 4,7, \quad (29)$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{Исп2}} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{ф}}^{a2}} = \frac{4,7}{0,7} = 4,71, \quad (30)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{\text{исп2}}}, \quad (31)$$

Таблица 4.134 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп1.	Исп2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,79
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,7	3,3
3	Интегральный показатель эффективности	4,7	4,71
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1,18	0,85

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены: финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, Интегральный показатель эффективности, и на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был вариант исполнения 1,18.

5. Социальная ответственность.

Объектом исследования является СИКНС расположенный на территории установки предварительного сброса воды №2 на «Западно-Полуденном» н.м.р., который находится в Нижневартовском районе ХМАО.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования промышленной безопасности должны соблюдаться согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлению Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с использованием «Методических рекомендаций по организации производственного контроля над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» [16].

СИКНС входят в состав опасных производственных объектов и подлежат обязательной регистрации в государственном реестре в соответствии с Федеральным законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Предприятие владелец СИКНС при эксплуатации обязано:

- соблюдать положения Федеральных законов и иных нормативных правовых актов РФ, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;
- допускать к работе лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь нормативные технические документы и инструкции,

- обеспечивать наличие и функционирование оборудования, приборов и систем контроля входящих в состав СИКНС в соответствии с установленными требованиями;
- приостанавливать эксплуатацию СИКНС в случае аварии или инцидента, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;
- принимать участие в анализе причин возникновения инцидента на СИКН, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;
- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на СИКНС;
- вести учет аварий и инцидентов на СИКНС

5.2 Производственная безопасность

В соответствии с требованиями раздела IX Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (утвержденных приказом № 101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013) руководители и специалисты должны быть обучены и аттестованы в области промышленной безопасности.

К самостоятельной работе в качестве оператора, обслуживающего СИКНС могут быть допущены лица при соблюдении следующих условий допуска:

- Возраст работника - не моложе 18 лет;
- Профессиональное образование работника — оператор;
- Работник должен пройти обязательные предварительные (при поступлении на работу) и ежегодные периодические медицинские осмотры (обследования), и признанный годным для выполнения работ в условиях крайнего севера и приравненных к ним местностях.
- Работник должен пройти обязательное предварительное (при поступлении на работу) и периодическое (один раз в пять лет)

психиатрическое освидетельствование и не иметь медицинских противопоказаний.

- Работник должен пройти вводный (при поступлении на работу), первичный (повторный) инструктажи по безопасности труда.

- Работник должен пройти стажировку на производстве по месту работы в течение не менее 21 рабочей смены.

- Работник должен пройти в аттестационной комиссии цеха проверку знаний требований инструкций по безопасности труда.

- Работник должен пройти обучение мерам пожарной безопасности. Обучение лиц мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума.

Порядок и сроки проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума определяются приказом по Обществу. Обучение мерам пожарной безопасности осуществляется в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности.

Оператор ООУ должен знать требования инструкции по пожарной безопасности, соблюдать противопожарный режим, установленный на взрывопожароопасном объекте, уметь пользоваться средствами пожаротушения и знать место их нахождения. Использование первичных средств пожаротушения не по назначению запрещается.

При обслуживании СИКНС персонал должен пользоваться СИЗ, предназначенными для защиты работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов: одет в спецодежду, спец обувь, установленного образца, которая должна иметь подошвы без стальных подков и гвоздей; для защиты головы - каска, для защиты органов зрения - очки, на руках - перчатки прорезиненные с полимерным покрытием, в аварийных ситуациях использовать фильтрующий противогаз. Фильтрующие противогазы находятся в операторной УПН.

Весь персонал должен проходить специальный инструктаж и тренировку по применению средства индивидуальной защиты, методам контроля и испытания СИЗ, оказанию первой помощи при несчастных случаях. Инструктаж и тренировки по применению СИЗ проводятся в установленном порядке.

К производству ремонтных работ на действующей установке допускаются лица, прошедшие инструктаж перед началом работы о возможных опасностях, мерах безопасности, правилах оказания первой помощи и действиях в аварийных ситуациях. Инструктаж проводит инженерно-технический работник, ответственный за проведение ремонтных работ.

Для безопасной эксплуатации СИКНС обслуживающий персонал обязан выполнять следующие требования:

- ознакомиться с параметрами технологического процесса; знать порядок действий при возникновении аварийных ситуаций, согласно плану мероприятий по ликвидации и локализации последствий аварий;
- в случае обнаружения неполадок, угрожающих безопасности обслуживающего персонала действовать согласно плану мероприятий по локализации и ликвидации аварий;
- при ведении процесса соблюдать параметры, установленные технологическим регламентом «Участок предварительной подготовки нефти УПСВ-2 Западно-Полуденной площади полуденного месторождения» (актуальная версия);
- не допускать резких изменений давления в трубопроводах во избежание их разгерметизации;
- при обнаружении пропуска нефтепродукта неисправный участок отключить и принять меры по устранению пропуска, уборке нефтепродукта;
- при нарушении технологического режима принять меры по устранению нарушений.

- соблюдать правила противопожарного режима (Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390). Руководствоваться «Инструкцией о мерах пожарной безопасности на УПСВ-2 Западно-Полуденного н.м.р.».
- знать технологическую схему, устройство и принцип работы СИКНС;
- знать назначение и правила эксплуатации контрольно-измерительных и регулирующих приборов;
- знать безопасные приемы производства работ и ведения технологического процесса;
- знать перечень опасных и вредных факторов, проявление которых возможно в процессе производства отдельных работ, их воздействие на организм человека;
- знать порядок и правила действий при возникновении чрезвычайных и нештатных ситуаций, несчастных случаев, правила эвакуации из опасной зоны, и оказания первой помощи пострадавшим;
- знать адреса, номера телефонов непосредственных руководителей и способы их оповещения;
- знать порядок допуска, начала, производства и завершения работ повышенной опасности, в необходимых случаях правила и порядок их документального оформления [17].

5.3 Анализ вредных факторов при эксплуатации СИКНС.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на рабочем месте в производственных помещениях и на открытых рабочих площадках определяются температурой воздуха, относительной влажностью, барометрическим давлением и интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей. Параметры, определяющие метеорологические условия, оказывают влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Увеличение скорости движения воздуха уменьшает неблагоприятное действие повышенной температуры и увеличивает действие пониженной

температуры, повышение влажности воздуха усугубляет действие как повышенной, так и пониженной температуры. При высокой температуре воздуха (30 °С и выше) происходит перегревание организма и тепловой удар. При пониженных температурах возникают обморожения, радикулиты и так далее. Вследствие нарушения водносолевого баланса может развиваться судорожная болезнь.

Спецодежда выдается для теплого и холодного периода года.

Выдача СИЗ производится в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Неправильно спроектированное производственное освещение способствует понижению производительности труда, оказывает отрицательное воздействие на человеческий организм, понижает безопасность труда, повышает утомляемость и риск травматизма на производстве. Неправильно выбранное освещение – это как недостаточное освещение опасных зон, так и слишком интенсивное свечение ламп и блики от них, резкие тени. Неправильная эксплуатация осветительных приборов и установок, а также ошибки при проектировании и установке в могут привести к искрообразованию, а в следствие к воспламенению или даже взрыву.

Рабочие места, объекты, подходы и проезды к ним в темное время суток освещаются. Наружное охранное освещение обеспечивает освещенность на уровне земли 0,5 люкс и более. Для местного освещения при ремонтах и осмотрах во взрывопожароопасных зонах применяются переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не выше 12 В.

Для освещения подъездных дорог установлены прожекторные мачты с прожекторами. Светотехнический расчет выполнен по удельным нормам освещенности полезной площади и в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

Повышенная загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей,

ПДК H_2S - $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 .

Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций [17].

5.4 Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации СИКНС.

СИКНС УПСВ-2 Западно-Полуденного н.м.р. ЦППН-7 входит в состав установки предварительного сброса воды УПСВ-2 Западно-Полуденного н.м.р., которая относится к ОПО.

Опасность механических повреждений

При эксплуатации оборудования, проведении работ по ремонту и техническому обслуживанию, опасность для персонала представляет движение механизмов и узлов оборудования. Для предотвращения травматизма необходимо проводить инструктажи по ТБ. Определить маршруты безопасного прохода персонала к рабочим местам, с указанием их, используя соответствующие информационных таблички. Механизмы выполняющие движущие либо вращающие функции должны быть обеспечены защитными кожухами, если не возможна установка их, выполняется ограждение опасного механизма.

При проведении работ по наряду-допуску, на весь период работ, в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в монтажных работах. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

Электробезопасность

При эксплуатации ОПО возникает необходимость использования электрической энергии для обеспечения бесперебойной работы устройств, аппаратов и машин.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

Возможность накопления зарядов статического электричества, их опасность и способы нейтрализации.

Нефть является диэлектриком, сохраняет электрические заряды в течение длительного времени

Согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 Амин.

Для защиты от накопления и опасного проявления статического электричества в виде разряда предусматривается отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования.

Для обеспечения непрерывного отвода зарядов статического электричества с тела человека и аппаратов в блочнокомплектных зданиях полы выполнены электропроводными.

Запрещается налив нефти свободнопадающей струей, а так же превышать допустимую скорость наполнения емкостей и скорость движения нефти по трубопроводу [19].

Требования охраны труда при работах на открытом воздухе в холодное время года

В целях предупреждения случаев обморожения, связанных с выполнением работ при низкой температуре, нефтепромысловые объекты или группы объектов должны быть обеспечены наружными термометрами и приборами для измерения силы ветра.

С наступлением холодного периода руководитель объекта обязан проверить:

- укомплектованность медицинских аптек средствами против обморожения
- наличие на объектах работ утепленных подшлемников – масок, а также использование их рабочими при выполнении работ на открытом воздухе

Перед выполнением работ при температуре воздуха минус 28 °С и ниже, лицам, работающим на открытом воздухе, мастер должен провести

целевой инструктаж по безопасному производству работ на открытом воздухе в холодное время года, о чем в журнале регистрации инструктажей на рабочем месте сделать соответствующие записи.

В случае понижения температуры до -40°C ответственный руководитель работ должен организовать круглосуточное дежурство ответственных дежурных (не менее двух человек из числа РСС в ночное время). При обходе или объезде объектов цехов ответственные дежурные обязаны контролировать состояние обслуживающего персонала и оборудования. Обращать особое внимание на работу электронагревательных приборов.

Работнику запрещается покидать территорию объекта без уважительной причины. В случае экстренной необходимости покинуть территорию объекта, работник в вахтовом журнале обязан сделать следующую запись:

- указать время ухода с объекта;
- конечный пункт своего движения;
- ориентировочное время прибытия в конечный пункт движения.

При выезде на объект обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами мобильной связи. Запрещается производить работы на отдаленных объектах в одиночку.

При работе на открытом воздухе в холодное время года необходимо соблюдать перерывы для обогрева. Количество и продолжительность перерыва устанавливается администрацией по согласованию с профсоюзным комитетом. Перерыв для обогрева включается в рабочее время.

Работа на открытом воздухе в холодное время года прекращается в следующих случаях:

- без ветра -40°C при безветренной погоде,
- при скорости ветра до 5 м/сек. -35°C ,
- при скорости ветра от 5,1 до 10 м/сек. -25°C ,

- при скорости ветра свыше от 10,1 до 15 м/сек. – 15 °С,
- при скорости ветра от 15,1 до 20 м/сек – 5 °С,
- более 20 м/сек – 0 °С;
- при работах в закрытых и не обогреваемых помещениях

производство работ прекращается при температуре минус 36 °С и ниже.

Прекращение работ оформляется распоряжением администрации.

В случаях, когда прекращение работ влечет за собой общественное бедствие или остановку всего или части производства, прекращение работ заменяется установлением чередующихся смен работающих. Перечень этих работ и порядок чередования смен устанавливаются администрацией предприятия по согласованию с профсоюзным комитетом.

При производстве на открытом воздухе работ, вызванных стихийным бедствием или аварией (снежные заносы, крушение, повреждения, угрожающие безопасности движения и т. п.), допускаются отступления от настоящей инструкции. В этих случаях режим работы определяется администрацией по согласованию с профсоюзным комитетом [25].

Требования пожарной безопасности

Пожарная безопасность на объекте защиты регламентируется Правилами противопожарного режима в Российской Федерации и действующими общеобъектовыми инструкциями, а также инструкцией «О мерах пожарной безопасности на УПСВ-2 Западно-Полуденного н.м.р.» (актуальная версия). Работниками УПСВ-2 Западно-Полуденного н.м.р., а также лицами, прибывшими в командировку на объект, учащимися и студентами образовательных учреждений, прибывшими на производственное обучение и практику, подрядными (сервисными) организациями, выполняющими работы (оказывающими услуги) Обществу в соответствии с условиями заключенных договоров, должны соблюдаться требования, определенные как государственными так и локальными нормативно-правовыми актами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Ответственность за соблюдение правил пожарной безопасности по цеху подготовки и перекачки нефти № 7 возлагается на начальника ЦППН-7, на основании приказа Общества. Ответственность за соблюдение противопожарных мероприятий на рабочем месте возлагается на мастера ПСН УПН, назначенного распоряжением начальника цеха. Мастер отвечает за соблюдение на объекте правил и норм пожарной безопасности, правильное содержание и своевременное использование противопожарного оборудования, закрепленного за рабочим местом, и участком технологического процесса.

На объекте должно быть обеспечено наличие инструкции о порядке действий обслуживающего персонала на случай возникновения пожара.

На объекте должно быть обеспечено наличие телефонной связи, электрических фонарей (не менее 1 фонаря на каждого дежурного), средств индивидуальной защиты органов дыхания и зрения человека от токсичных продуктов горения. Электрические фонари должны быть взрывозащищенного исполнения. Уровень защиты должен соответствовать категории и группе взрывоопасной смеси. Телефон для связи, ПДУ-3 и аккумуляторный фонарь находятся в операторной УПСВ-2.

Запрещается:

- эксплуатация негерметичного оборудования и запорной арматуры;
- эксплуатация с неисправным электрооборудованием и контрольно-измерительными приборами.

В ночное время для освещения надо применять только взрывобезопасные аккумуляторные фонари, включать и выключать которые разрешается только за пределами взрывоопасной зоны. Применение карманных фонарей запрещается. Запрещается ремонтировать фонарь и заменять лампу непосредственно на территории СИКНС.

Необходимо периодически, согласно графику, брать анализ воздушной среды на взрывоопасность, в соответствии с утвержденной

схемой отбора проб, сделав запись в специальном журнале. Если концентрация вредных паров или газов в помещении превышает допустимую норму, то производство ремонтных работ запрещается. Персонал действует согласно ПМЛЛ-ПА.

Огневые работы (сварка, резка, и др.) должны быть организованы и проведены в соответствии с требованиями Стандарта АО «Томскнефть» ВНК «Порядок организации работ повышенной опасности» № ПЗ-05 С-0103 ЮЛ-098 (актуальная версия).

Запрещается пользоваться открытым огнем для прогрева трубопроводов, задвижек, кранов и т.д., для этих целей рекомендуется пользоваться горячей водой, паром.

Оператор должен четко знать, и выполнять требования плана ликвидации аварий на обслуживаемом объекте.

Оператор должен соблюдать противопожарный режим, установленный на взрывопожароопасном объекте и осуществлять контроль за соблюдением противопожарного режима персоналом сторонних организаций.

Разводить огонь, пользоваться факелами на территории взрывопожароопасного объекта запрещается. Курение на территории СИКНС категорически запрещается и разрешено только в специально-отведенных и оборудованных местах определенных письменным распоряжением по структурному подразделению и обозначенном знаком пожарной безопасности «Место для курения».

5.5 Экологическая безопасность

Анализ влияния работы СИКН на окружающую среду

При эксплуатации СИКН образуются следующие виды опасных отходов:

- Нефтешлам очистки трубопроводов и подземных емкостей, используемых для хранения учтенной и неучтенной нефти;

Грунт, загрязненный нефтепродуктами, образуется в результате утечек нефти, при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов;

Обтирочный материал, загрязненный маслами (содержание масел менее 15%) образуется при ремонтных работах, обслуживании нефтепромыслового и технологического оборудования;

- Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный) образуется в результате производственной деятельности персонала в офисных помещениях.

По мере накопления вывозятся на специализированный полигон:

- Ртутные термометры отработанные и брак образуются в результате эксплуатации ртутных термометров в ИЛН. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов.;

- Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак образуются в результате замены пришедших в негодность ламп системы освещения помещений и промплощадки. По мере накопления вывозятся на полигон токсичных отходов.

Обращение с каждым видом отходов производства и потребления зависит от их происхождения, агрегатного состояния, физико-химических свойств субстрата и т.д.

Воздействие на атмосферу

Для СИКНС установлены перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух согласно Разрешению Управления Росприроднадзора.

Основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются организованные выбросы:

- дыхательные клапана на дренажных и приемной ёмкостях;
- узел учёта нефти (вентиляционная система).

Неорганизованные выбросы:

- запорно-регулирующая арматура и фланцевые соединения.

Воздействие на литосферу

С точки зрения охраны окружающей среды аварией на объектах подготовки и перекачки нефти является нарушение герметичности трубопроводов, оборудования и попадание нефти в окружающую среду.

При разливе нефти необходимо принять меры по установке предупреждающих знаков на подходе к аварийному участку, по ограждению местаразлива нефти красными флажками, а в темное время – световыми сигналами.

В случае розлива нефти на почву необходимо немедленно выполнить все необходимые мероприятия для локализации розлива, а разлитую нефть откачать в безнапорные дренажные емкости сбора утечек. Загрязненный грунт, если таковой имеется следует собрать и увезти с территории на специально отведенное место.

Плата за загрязнение окружающей природной среды взимается в соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» от 19 декабря 1991 года или законодательными актами субъектов Федерации, входящих в состав Российской Федерации.

Внесение платы за загрязнение окружающей природной среды не освобождает природопользователей от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов, а также от возмещения в полном объеме вреда, причиненного окружающей природной среде, здоровью и имуществу граждан, народному хозяйству, в соответствии с действующим законодательством.

Воздействие на гидросферу

В процессе эксплуатации СИКНС, особого влияния на водные ресурсы земли не происходит. Образование и утилизации отходов производственно-дождевых стоков осуществляется только в специально предназначенные для этого места (емкости) с дальнейшим их вывозом на водоочистные сооружения. Не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространённую инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация ГОСТ Р22.0.02 – 94.

Так в общем случае при эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти сырой (СИКНС), возникновение ЧС возможны в результате разгерметизации оборудования с последующим выходом и или возгоранием нефти является наиболее типичным сценарием.

В случае возгорания и взрывов при эксплуатации СИКНС необходимо остановить учетные операции, проконтролировать срабатывание защит систем автоматики, в закрытии секущих задвижек, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плана ликвидации аварий [22].

Вывод: в ходе выполнения раздела были рассмотрены и проанализированы следующие вопросы: характеристика объекта исследования и области его применения; правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; анализ выявления вредных и опасных факторов, и возможные варианты снижения их воздействия на работника; воздействие объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; возникновение ЧС в процессе реконструкции СИКНС.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрен состав СИКНС на установке предварительного сброса воды на «Западно-Полуденном» нефтяном месторождении (ХМАО). Были выявлены недостатки текущей работы технологического оборудования СИКНС и предложены варианты замены оборудования для модернизации, в результате которой мы должны получить автоматизирование технологического процесса узла учета нефти.

В работе был произведен анализ двух видов расходомеров:

- Кориолисовый массовый расходомер;
- Ультразвуковой счетчик-расходомер.

Так же было рассмотрено дополнительное оборудование:

- влагомер поточный;
- автоматический пробоотборник.

В ходе выполнения раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были определены:

- финансовый показатель разработки;
- показатель ресурсоэффективности;
- интегральный показатель эффективности.

На основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным вариант исполнения является модернизация с использованием кориолисового массового расходомера.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены и проанализированы следующие вопросы:

- характеристика объекта исследования и области его применения;
- правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;
- анализ выявления вредных и опасных факторов, и возможные варианты снижения их воздействия на работника;
- воздействие объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу;

- возникновение ЧС в процессе реконструкции СИКНС.

Список используемой литературы

1. Технологическая схема Западно-Полуденного месторождения. Отчет по теме 93.46.93, ТомскНИПИнефть, 1993 г.
2. Багаутдинов А.К., Белозеров В.Б. Изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов Западно-Полуденного месторождения нефти на базе анализа, имеющегося в НГДУ «Стрежовойнефть» фактического материала. Отчет по договору 13.94. ТомскНИПИнефть, 2010 г.
3. Иващенко А.Е., Лигус Л.А. и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Полуденного месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.01.10 г. Тюмень, ТТЭ, 2010 г.
4. Проект разработки Полуденного месторождения «ТомскНИПИнефть», 2005 г.
5. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ-4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2014-2018 гг.
6. Отчет «Показатели текущего состояния разработки по месторождениям». ОАО «Томскнефть» ВНК, 2014 г.
7. Технологические режимы работы нефтяных скважин по ЗападноПолуденному месторождению ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015-2018 гг.
8. Технологический регламент УППН «УПВС-2 Западно-Полуденной площади Полуденного месторождения»
9. Инструкция АО «Томскнефть» ВНК по эксплуатации СИКНС ЦППН-7 УПСВ-2
10. МИ 3245-2009. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса и объем нефти. Методика измерений косвенным методом динамических измерений.
11. Массовый кориолисовый расходомер OPTIMASS 6400 [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа:

<https://ru.krohne.com/ru/pribory/izmerenie-raskhoda/raskhodomery/koriolisovye-massovye-raskhodomery/optimass-6400/>свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

12. Расходомер-счетчик ультразвуковой «ВЗЛЕТ МР» [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://neftel.ru/rashodomer-schetchik-ultrazvukovoj-vzlet-mr/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

13. Влагомер поточный ВСН-АТ [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <https://argosy.nt-rt.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

14. Пробоотборник автоматический «Отбор-А-Рслив» [электронный ресурс] – Электрон. дан. – Режим доступа: <http://uralsibpribor.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус.

15. РМГ 100–2010 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти. Введены в действие приказом Росстандарта от 21.12.2010 № 829- ст.

16. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/

17. ГОСТ 12.0.003-2015 «Вредные и опасные производственные факторы. Классификация» Межгосударственный стандарт/

18. ГОСТ 12.1.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»/

19. СНиП 3.05.06-85 "Электротехнические устройства"/

20. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы/

21. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;

22. ГОСТ Р 22.0.02-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

23.РД 39-22-113-78 Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности.

24.ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования.

25.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.