

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК

УДК 622.276:665.61

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Потылицына Е.А.		19.05.16

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антропова Н.А.	к.т.н. доцент		19.05.16

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н. доцент		10.05.16

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	доцент		11.05.16

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н. доцент		20.05.16

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов) <i>Профессиональные компетенции</i>
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические и инженерные <i>знания</i> для создания и обработки новых материалов
P2	Применять <i>глубокие знания</i> в области современных технологий машиностроительного производства для решения <i>междисциплинарных</i> инженерных задач
P3	Ставить и решать <i>инновационные задачи инженерного анализа</i> , связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения
P4	Разрабатывать технологические процессы, <i>проектировать</i> и использовать <i>новое</i> оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на <i>мировом</i> рынке машиностроительного производства
P5	Проводить теоретические и экспериментальные <i>исследования</i> в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в <i>сложных</i> и <i>неопределенных</i> условиях

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Планируемые результаты обучения по ООП	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.				2	113	
Реценз.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						

Р6	<p>Внедрять, <i>эксплуатировать</i> и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i>, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды</p> <p style="text-align: center;"><i>Универсальные компетенции</i></p>
Р7	<p>Использовать глубокие знания по <i>проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной</i> инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности</p>
Р8	<p>Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности</p>
Р9	<p>Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i>, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации</p>
Р10	<p>Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i></p>
Р11	<p><i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности</p>

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

_____ Рудаченко А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Потылицыной Елене Александровне

Тема работы:

Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	25.02.2016 № 1482/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20.05.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является система измерения количества и показателей качества нефти на участке товарно – транспортных операций завода «АНГК». Максимальная пропускная способность 80 т/ч. Перекачиваемый продукт-нефть. Обслуживание объекта для бесперебойной работы и своевременное выявление дефектов. Влияние на окружающую среду оказывают аварийные ситуации с разливом нефти и загазованность. Выхода нефти. Экономический анализ показывает о необходимости контроля уровня загазованности объекта.	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Проведение обзора литературы по данной тематике</p> <p>Характеристика объекта</p> <p>Проведение технологических расчетов объектов исследования</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережения</p> <p>Социальная ответственность</p>	
Перечень графического материала	Технологическая схема СИКН.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева Ольга Викторовна	
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику		30.10.2015

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Доцент	Антропова Н.А.	к.т.н. доцент		
--------	----------------	---------------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Потылицына Е.А.		30.10.15

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Потылицыной Елене Александровне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль « <u>Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта</u> ».

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рассмотреть оборудование и измерения загазованности на различных объектах участка ТТО
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка экологического ущерба при эксплуатации объектов на участке ТТО завода АНГК	Оценка затрат времени и труда на проведение работ; Оценка норм расхода материалов на проведение полевых геохимических работ, зависящих от количества проб;
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.	Предотвращение возможного экологического ущерба на прилегающий населенный пункт, посредством регулярного мониторинга

Перечень графического материала: таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		25.04.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Потылицына Е.А.		25.04.16

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21Т	Потылицыной Елене Александровне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавриат (Бакалавр)	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона). Области его применения.</p>	<p>Объектом исследования в данной работе является система измерения количества и показателей качества нефти Вследствие чего: -Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); -Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала; -Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Производственная безопасность</p>	<p>Вредные факторы: -Химическое воздействие паров нефтепродукта; -Климатические условия; -Превышенный уровень шума; -Повышенная влажность и загазованность воздуха рабочей зоны; -Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися Опасные факторы: -Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) ; -Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; -Взрывоопасность и пожароопасность; -Поражение электрическим током.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При эксплуатации СИКН воздействия оказывают как производственные процессы, так</p>

	<p>и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Эксплуатация СИКН сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова;
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации при эксплуатации СИКН могут возникнуть в результате разгерметизации оборудования приводящих к загазованности, возникновению взрыва и развитию пожара.</p> <p>Для предупреждения ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> -перед началом работ проверять исправность оборудования, -замерять ПДК в воздухе рабочей зоны; -проверить наличие средств индивидуальной защиты и их исправность.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»</p> <p>ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»</p> <p>СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»</p> <p>СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и</p>

	правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение»
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	Доцент		26.04.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21Т	Потылицына Е.А.		26.04.16

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.03.2016	Физико-географическая характеристика объекта	10
20.03.2016	Назначение и свойства СИКН	8
07.04.2016	Состав СИКН	12
15.04.2016	Технологическая схема	15
20.04.2016	Меры безопасности при эксплуатации	7
01.05.2016	Виды и периодичность отбора проб	8
10.05.2016	Финансовый менеджмент	8
11.05.2016	Социальная ответственность	7
19.05.2016	Заключение	10
25.05.2016	Презентация	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.т.н, доцент		20.05.16

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		20.05.16

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113с., 12рис., 18табл., 26 источников, 1прил.

Ключевые слова: СИКН, БИК, БИЛ, ТПУ, измерительная линия, измерение качества, нефть, обслуживание, оборудование, плотномер, вискозиметр.

Объектом исследования является система измерения количества и показателей качества нефти.

Цель работы – анализ оборудования, которое используется при эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти.

В процессе исследования проводились расчеты относительной погрешности измерения массы брутто и нетто нефти. Рассмотрены вопросы введения в работу объекта, а также мероприятия по остановке, работы по резервной схеме измерения количества и качества нефти. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации, охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен анализ оборудования СИКН, краткая характеристика каждого объекта и подробное описание всего оборудования. На основании полученных результатов было выявлено, что СИКН является неотъемлемой частью нефтеперерабатывающего комплекса, для точного учета нефти и контроля качества поставляемой нефти.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, ввод в эксплуатацию, мероприятия по контролю оборудования, проведение контроля метрологических характеристик, вывод и эксплуатации, меры безопасности.

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Потылицына Е.А.						
Провер.		Антропова Н.А.					12	113
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. 3-2Б21Т		

ESSAY

Final qualifying work of 113c., 12ris., 18tabl., 26istochnikov, 1 April.

Keywords: SIKN, BIC, BIL, TPU, measuring line, measuring quality, oil, maintenance, equipment, density meter, viscometer. The object of research is the system of measuring the quantity and quality of oil. Purpose - analysis of equipment used in the operation of the measurement system of oil quantity and quality.

The study carried out calculations of the relative error of measurement of gross and net weight of the oil. The problems of the introduction to the work of the object, as well as measures to halt work on the backup circuit measuring the quantity and quality of oil. Presents measures for labor protection and safety of operation and environmental protection.

The study analyzes SIKN equipment was manufactured, a brief description of each object and a detailed description of all the equipment. Based on these results, it was revealed that SIKN is an integral part of the refinery complex for accurate accounting of oil and control the quality of the crude oil.

The basic constructive, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of work, the preparatory work, commissioning, equipment monitoring activities, carrying out monitoring of the metrological characteristics, output and operating safety

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					13	113
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

СИКН — совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти

БИК — предназначен для измерения, вычисления, индикации, архивирования показателей качества (параметров) нефти и нефтепродуктов, передачи этих данных во внешнюю информационную систему, а также для управления режимами работы блока на предприятиях транспортировки, хранения сырой, товарной нефти и нефтепродуктов в нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей и других отраслях промышленности.

БИЛ — предназначены для измерения расхода и контроля параметров нефти с последующей передачей в систему обработки информации. Количество и диаметр измерительных линий определяется расчетным путем, в зависимости от максимального расхода через СИКН и типа применяемых преобразователей расхода.

ТПУ — используется для поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) расходомеров.

Нефть — природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

Плотность — скалярная физическая величина, определяемая как отношение массы тела к занимаемому этим телом объёму

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					14	113
Реценз.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						

Вязкость — одно из явлений переноса, свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой.

Фильтрация — процесс разделения неоднородных (дисперсных) систем (например, суспензия, аэрозоль) при помощи пористых перегородок, пропускающих дисперсионную среду и задерживающих дисперсную твёрдую фазу.

Проба — количество нештучного товара или часть образца, отобранное из контролируемой партии, тождественное по составу и свойствам партии

Запорная арматура — вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока среды.

Регулятор расхода — регулируемый гидроаппарат предназначенный для поддержания заданного расхода вне зависимости от перепада давлений в подводимом и отводимом потоках рабочей жидкости.

Задвижка — трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды

Насос — гидравлическая машина, преобразующая механическую энергию приводного двигателя или мускульную энергию (в ручных насосах) в энергию потока жидкости, служащую для перемещения и создания напора жидкостей всех видов, механической смеси жидкости с твёрдыми и коллоидными веществами или сжиженных газов.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Сокращения

АНГК – ООО «Анжерская нефтегазовая компания»;
ПСП АНГК – приемо-сдаточный пункт нефти АНГК;
АЛПДС – Анжеро-Судженская линейная производственно-диспетчерская станция;
НРНУ – Новосибирское районное нефтепроводное управление;
РДП – районный диспетчерский пункт;
МДП – местный диспетчерский пункт;
ПСП – приемо-сдаточный пункт;
ПР – преобразователь расхода;
ТПУ – трубопоршневая установка;
АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;
БИЛ – блок измерительных линий;
ИЛ – измерительная линия;
БИК – блок измерения показателей качества нефти;
БФ – блок фильтров;
ЩПУ – щелевое пробозаборное устройство;
АП – автоматический пробоотборник;
ТО – техническое обслуживание;
ПП – преобразователь плотности;
РД – руководящий документ;
СИ – средство измерения;
РВС – резервуар вертикальный стальной;
КМХ – контроль метрологических характеристик;
СОИ – система обработки информации;
СИКН – система измерения количества и показателей качества нефти;
ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;
ПЛАС – план локализации аварийных ситуаций;
ПЛАРН – план локализации аварийных разливов нефти;

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

ПБ – промышленная безопасность;

УИК – узел измерения качества;

УИЛ – узел измерительных линий;

БТ – блок технический;

РР – регулятор расхода;

БЭН – бессальниковый электроприводной насос;

Кж – клапан жидкостной;

Тс – термостат;

КО – обратный клапан;

Пл – плотномер.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов»;
2. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;
3. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
4. ГОСТ 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов»;
5. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;
6. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
7. ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
8. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
9. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»
- 10.ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
- 11.СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
- 12.СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
- 13.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»
- 14.СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение»

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Оглавление

Введение.....	20
1. Обзор литературы	22
2. Объект и методы исследования.....	24
2.1. физико-географическая характеристика.....	25
2.2. климат.....	27
3. Назначение и свойства СИКН.....	30
4. Состав СИКН.....	34
5. Технологическая схема.....	49
5.1 режимы работы измерительных линий.....	51
5.2 порядок включения СИКН в эксплуатацию.....	60
5.3 Перечень отказов, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов, порядок действия операторов	62
5.4 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти, порядок действия операторов.....	65
5.5 переход на резервную схему.....	66
6. Меры безопасности при эксплуатации.....	69
7. Виды и периодичность отбора проб.....	71
8. Расчетная часть	80
9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения.....	85
10. Социальная ответственность	96
Заключение.....	111
Список использованной литературы.....	112
Приложение (схема СИКН)	114

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оглавление	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Потылицына Е.А.					19	113
Провер.		Антропова Н.А.						
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.			ТПУ гр. 3-2Б21Т			

Введение

Прием нефти на нефтеперерабатывающий завод является одним из главных этапов в получении качественного продукта. Главной задачей системы измерения количества и показателей качества нефти является отображение качества и количества принятой нефти. Показатели качества нефти при приеме, сдаче и транспорте нефти по системе магистрального трубопровода должны соответствовать требованиям нормативных документов РМГ- 100, ФЗ «Об обеспечении единства измерения».

Контроль показателей качества нефти осуществляют в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующего СИКН на ПСП. Физико-химические показатели качества нефти определяют поточными приборами или по результатам лабораторного анализа проб нефти с использованием лабораторных методов или автоматических анализаторов, поверенных в установленном порядке.

Система измерения количества и показателей качества нефти отвечает за контроль качества принятой, которое должно соответствовать паспорту нефти и за количество нефти, для получения качественного продукта.

Цель выпускной квалификационной работы. Анализ системы измерения количества и показателей качества участка товарно-транспортных операций завода АНГК.

Объект исследования. Рабочая и резервная линии узла измерительных линий, узел измерения качества.

Основные задачи исследования.

1. Описать систему контроля количества и качества, основной принцип ее работы;
2. Характеристика и анализ оборудования, входящего в состав системы измерения количества и показателей качества нефти Анжерского НПЗ;

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					20	113
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

3. Описать условия безопасной эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти № 588 на НПЗ «АНГК»;

4. Анализ технологии отбора проб нефти, периодичности и мест отбора;

5. Рассчитать погрешность измерений массы нетто товарной нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН №588 Анжерского нефтеперерабатывающего завода.

Личный вклад автора в ВКР. Описание технических процессов, знание которых были получены в ходе прохождения теоретического курса и работы на объекте.

Практическая значимость результатов ВКР. При проведении анализа оборудования рекомендовано улучшить узел измерения качества, а именно в технологической схеме не рекомендуется применять поточный вискозиметр, т.к. при наличии массометров их наличии не обязательно.

Апробация работы. Основные разделы работы были представлены в отчетах по производственной и преддипломной практиках, а также проработаны в докладах в период учебного процесса по таким дисциплинам, как: «Междисциплинарный проект», «исследовательская работа студента».

					Введение	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Обзор литературы

При написании выпускной квалификационной работы были использованы руководящие документы, инструкции по эксплуатации, нормативные документы, отраслевые регламенты, а также ГОСТы и СНИПы.

Наиболее углубленно тема раскрыта в инструкции по эксплуатации системы измерения количества и показателей качества нефти, в которой описана технологическая схема, принцип работы и взаимодействие с обслуживающими организациями. [2]

Общие вопросы расположения объекта и характеристика климатических условий, а также влияние на окружающую среду описаны в пояснительной записке к пятому пусковому комплексу Анжерского НПЗ, расположенного в 100 метрах от системы измерения количества и показателей качества нефти [15].

Основное оборудование, принцип работы измерительных линий их режимы рассмотрены в ГОСТ Р ИСО, а также в МИ. [1,8,12,13,14]

Прием нефти от Анжерской ЛПДС включает в себя множество этапов работы, таких как открытие и закрытие задвижек, как на трубопроводе, так и на насосах, входном и выходном коллекторах и резервуарах, в которых пойдет прием нефти, и в самой системе измерения количества и показателей качества нефти. Также перевод в дистанционное управление электроприводных задвижек на измерительных линиях. Пуск в работу начиная с насосной и заканчивая включением индикаторов фазового состояния изложен в рабочей инструкции на ПСП. [2]

Для безопасной эксплуатации операторы проводят осмотр оборудования каждые два часа, а также непрерывно следят на показаниях качества и давления на автоматизированном рабочем месте, требования к проведением работ изложены в руководящих документах. [9,11]

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					22	113
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

Измерение качества нефти производится не только поточным оборудованием, но также проводится анализ в лабораториях, с составлением паспорта качества на товарную нефть, каждый отбор проб проводится с определенной периодичностью и конкретными представителями лаборатории и обслуживающего персонала, способы и периодичности расписаны в ГОСТах и МИ. [4,5,6,7,10]

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

1. Объект и методы исследования

Анжерский нефтеперерабатывающий завод, строительство которого началось 2006 году

В 2008 году в эксплуатацию введен первый пусковой комплекс: склад сырья и нефтепродуктов для приема, хранения и отгрузки товарной нефти, бензиновых фракций, бензина А-80 и АИ-92, дизельного топлива, мазута, битума дорожного, СПБТ, а также для приема и хранения присадок: жидкого продукта пиролиза, толуола, ксилола, МТБЭ, монометиланилина. Общая вместимость резервуарного парка 20 тыс. куб. м. Производительность автоналивной эстакады по наливу нефти и нефтепродуктов в автоцистерны до 600 тыс. тонн в год.

В 2009 году запущена в работу в пусконаладочном режиме установка по переработке нефти мощностью 100 тыс. тонн в год. В результате оптимизации процессов работы и дальнейшей реконструкции установки первичной переработки нефти ее мощность была доведена до 150 тыс. тонн в год. Сдана в работу подъездная автодорога с железобетонным покрытием от пос. Безлесный протяженностью 3,5 км.

3 сентября 2010 года состоялось официальное открытие завода.

В начале 2012 года запущена в эксплуатацию установка по переработке нефти УПН-250, мощность которой уже осенью была увеличена до 350 тыс. тонн. Таким образом главным направлением НПЗ является переработка товарной нефти в нефтепродукт высокого качества.

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					24	113
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б21Т		

2.1 Географическое положение

Географическое положение АНГК – г. Анжеро-Судженск, Яицкий р-н Кемеровской обл. (рисунок 1).

Кемеровская область находится в Сибирском федеральном округе Российской Федерации, на юге Западной Сибири, в бассейне реки Томь. Область протянулась с севера на юг почти на 500 км, с запада на восток — на 300 км.

Ближайшим крупным населенным пунктом, удалённым на расстояние 2 км к западу от промышленной площадки ООО НПЗ «АНГК» является г. Анжеро-Судженск (район Стекольного завода).

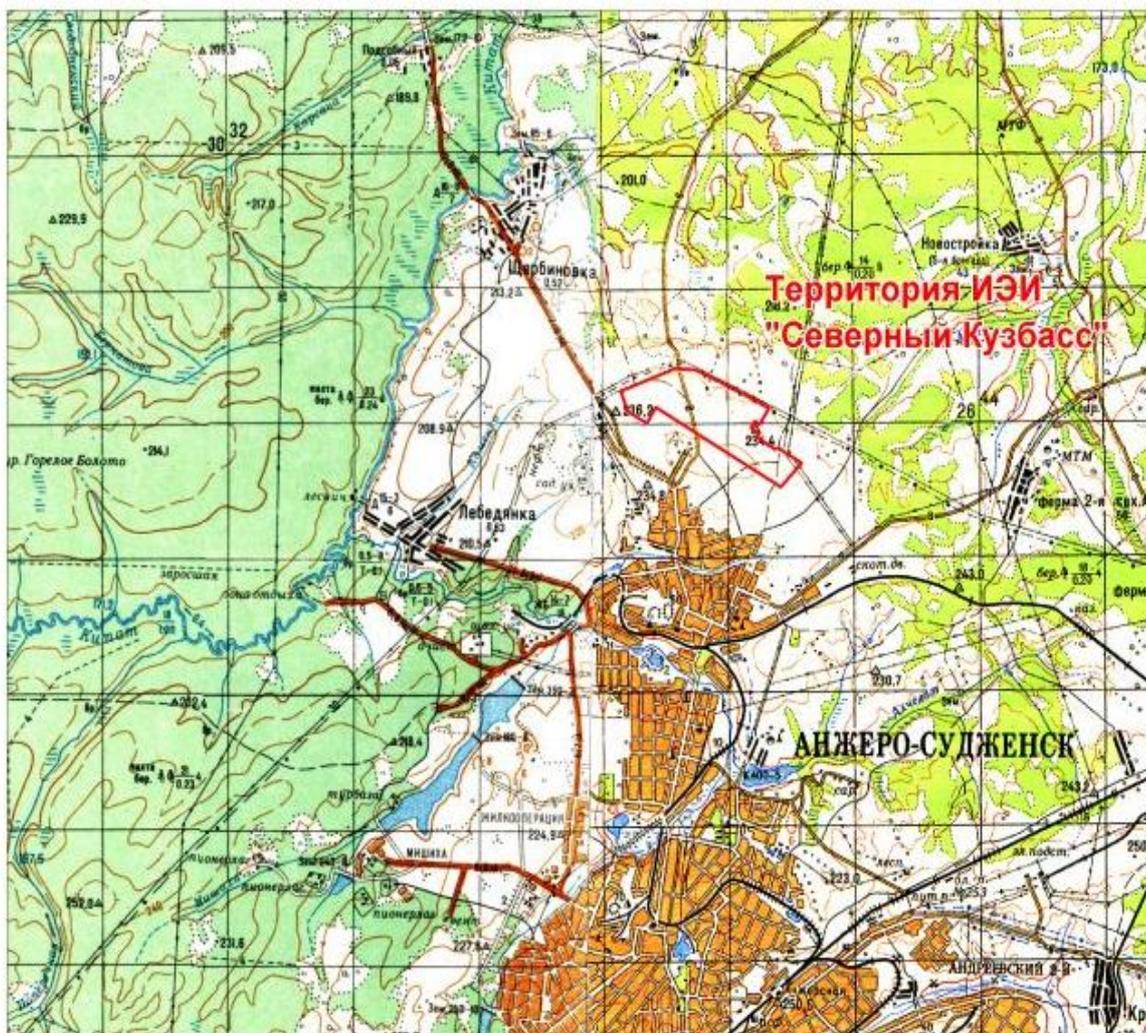


Рисунок 1- Местоположение НПЗ «АНГК»

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

С востока и с юга к площадке НПЗ построены подъездные автодороги.

Подъездная автодорога примыкает к существующей автодороге «п. Майский - п. Безлесный», что обеспечивает транспортное сообщение между ближайшими поселками и районными центрами областей.

Основной въезд на промплощадку выполнен с востока, обеспечивая удобную схему движения личного и обслуживающего НПЗ автотранспорта. Для отправки готовой продукции, на юге выполнен выезд, локализирующий маршрут груженых автоцистерн. На северо-востоке НПЗ запроектирован въезд пожарных машин на площадку завода.

С запада к площадке НПЗ подходит нефтепровод, который является источником сырья.

СИКН размещается в районе ЛПДС «Анжерская» на расстоянии не более 150 м от площадки ЛПДС. [3]

Гидрогеологические условия земельного участка характеризуются повсеместным распространением грунтовых вод. Водовмещающими грунтами являются суглинки мягкопластичной, текучепластичной консистенции. В период проведения изысканий появление грунтовых вод было отмечено на глубине 0,2-2,3 м от дневной поверхности, что соответствует абсолютным отметкам 221,94 - 222,26 м. Питание грунтовых вод осуществляется за счет атмосферных осадков, разгрузка – в пониженные участки рельефа.

Воды солоноватые, по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-магниевые, с минерализацией 1,8-5,7 г/л.

Геологические условия.

Основная часть исследуемого участка характеризуется удовлетворительными инженерно-геологическими условиями для проектирования.

Одним из неблагоприятных факторов является наличие пучинистых грунтов в основании проектируемых сооружений.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

При проектировании необходимо предусмотреть мероприятия, не допускающие промораживания грунтов в период строительства.

Вторым неблагоприятным фактором является наличие текучепластичных грунтов, которые обладают просадочными и тиксотропными свойствами в основании проектируемых сооружений.

При проектировании глубину заложения фундаментов необходимо принимать с учетом глубины сезонного промерзания грунтов, которая составляет для глин и суглинков 1,98 м. [1]

2.2 Климат

Климат района континентальный, с холодной продолжительностью (более 180 дней) зимой и коротким теплым летом, частично дождливым. Температура воздуха по данным многолетних наблюдений составляет минус 0,6°С (таблица 1)

Таблица - № 1

дата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	год
Тем- ра	-18,8	-16,7	-10,4	-0,3	8,2	14,9	17,5	14,4	8,4	0,1	-10,3	-14,4	-0,6

Абсолютный максимум по данным метеостанции составляет +38°С. абсолютный минимум температур в декабре-январе составляет минус 58°С, средняя температура самого холодного месяца ниже минус 20°С. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 87 дней. Наиболее теплый месяц- июль.

Переход среднесуточной температуры через 0°С наблюдается весной, в среднем 20 апреля. Среднее число дней с переходом температуры воздуха через 0°С-70

Зима (ноябрь-март) холодная с частыми метелями. Преобладающие температуры днем минус 17-20°С, ночью минус 19-26°С, иногда до минус 40-45°С. Абсолютная минимальная температура воздуха минус 58°С, средняя

					Объект и методы исследования								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									27

суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца составляет 9,4°C.

Лето (июнь-август) короткое, но теплое. Преобладающие дневные температуры +17-20°C, в наиболее жаркие дни до +32°C, ночные +12-16°C. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца- 23,3°C, абсолютная максимальная температура воздуха +38°C.

Весной (апрель-май) и осенью (сентябрь-октябрь) возможны ночные заморозки до минус 5-7°C.

Осадки. Количество и распространение осадков определяется особенностями общей циркуляции атмосферы. Среднегодовое количество осадков составляет 350-570 мм. Распределение осадков в течении года неравномерное. Большая часть осадков выпадает с апреля по декабрь (440 мм). Суточный максимум осадков 82 мм. Зимний сезон отмечается относительной сухостью- количество осадков за ноябрь-март составляет 170 мм. Основное количество осадков выпадает в виде дождя в летние месяцы.

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 74%. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 81%. Исследуемая территория относится к нормальной (сухой) зоне в соответствии со схематической картой зон влажности (СНиП 23-01-99).

Снежный покров. Появление снежного покрова приходится на конец октября- начало ноября, разрушение устойчивого снежного покрова –конец апреля. Высота снежного покрова к февралю достигает 0,4-0,6 м.

Ветровой покров. Господствующие направления ветра южное и юго-западное. Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль составляет 0 м/с. Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь составляет 6,6 м/с. Средняя скорость ветра 2-4 м/с, порывы до 15-20 м/с.

Глубина промерзания почвы_к концу морозного периода достигает 70 см. глубина промерзания в почвы в значительной степени зависит от высоты

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

снежного покрова. Чем больше высота снежного покрова, тем глубина проникновения в почву отрицательных температур меньше. Сильное воздействие на глубину промерзания почвы оказывает рельеф и микрорельеф. Можно считать, что если по данным станции, расположенной на ровном месте, глубина промерзания почвы в среднем составляет 70 см, то на возвышенности почвы может промерзнуть до 100 см, в пониженных местах может промерзнуть до 40-50 см. [15]

В данной работе использовались такие методы исследования как анализ и описание технологического объекта, оборудования входящего в состав системы измерения количества и показателей качества нефти на нефтеперерабатывающем заводе АНГК.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

3. Назначение и свойства СИКН

СИКН №588 предназначена для автоматизированного коммерческого учета нефти, определения количества и физико-химических параметров нефти, поставляемой на ООО «Анжерская нефтегазовая компания» из системы магистральных нефтепроводов ОАО «Транссибнефть» АК «Транснефть». [1]

СИКН должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти, прошедшей по каждой измерительной линии и через СИКН в целом, с накоплением информации в базе данных СОИ;
- определение массы нетто нефти, прошедшей через СИКН, с вводом данных лаборатории качества (результаты лабораторного анализа нефти: массовая доля воды, массовая доля хлористых солей, массовая доля механических примесей, массовая доля серы, давление насыщенных паров вносятся оператором с клавиатуры) в соответствии с ГОСТ Р 8.595 и «Рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденными приказом № 69 Минпромэнерго от 31.03.2005;
- автоматическое измерение плотности нефти;
- автоматическое измерение вязкости нефти;

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно- транспортных операций завода АНГК			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Потылицына Е.А.			Общая часть	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.Е.					30	113
Реценз.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						

- вычисление плотности нефти, приведенной к стандартным условиям и условиям измерения массы за установленные интервалы времени;
- автоматическое измерение температуры нефти в каждой ИЛ, в выходном коллекторе УИЛ, в УИК и вычисление среднего взвешенного значения за установленные интервалы времени;
- автоматическое измерение давления нефти в каждой ИЛ, во входном коллекторе УИЛ, в выходном коллекторе УИЛ, в УИК и вычисление среднего взвешенного значения за установленные интервалы времени;
- фильтрацию нефти от механических примесей в УИЛ и УИК;
- местный и дистанционный контроль перепада давления на фильтрах УИЛ и УИК;
- отбор объединенной пробы с входного коллектора УИЛ в соответствии с ГОСТ 2517;
- отображение (индикации) и регистрацию результатов измерений;
- поверку и КМХ МПР по стационарной/передвижной ПУ, на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- КМХ рабочего МПР по контрольно-резервному МПР;
- поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ;
- передачу данных на верхний уровень. [8]

Гидравлическая схема, оборудование и первичные измерительные преобразователи, установленные в БТ СИКН, должны обеспечивать выполнение следующих функций:

1) Автоматическое измерение в реальном масштабе времени:

- давления нефти в ИЛ, во входном коллекторе УИЛ, в УИК, в выходном коллекторе УИЛ, в УТПУ;
- температуры в ИЛ, в УИК, в выходном коллекторе УИЛ, в УТПУ;
- перепада давления на фильтрах и насосах УИК и УИЛ;

					Общая часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- расхода нефти в УИК и массового расхода нефти в ИЛ;
 - плотности нефти при рабочих температуре и давлении;
 - вязкости нефти при рабочих температуре и давлении.
- 2) Автоматизированное и ручное (по месту и с АРМ оператора) управление ИЛ УИЛ (включение, выключение);
- Автоматизированную поверку и КМХ МПР по стационарной/передвижной ПУ, на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
 - Автоматизированный КМХ рабочего МПР по контрольно-резервному МПР;
 - Автоматический отбор объединенной пробы нефти;
 - Ручной отбор точечной пробы нефти в УИК;
 - Контроль герметичности запорной арматуры, используемой при поверке и КМХ МПР;
 - Дренаж нефти, выпуск воздуха из оборудования, технологических трубопроводов и последующее их заполнение с вытеснением воздуха.
 - Контроль протечек дренажа учтенного и неучтенного нефти из технологических трубопроводов УИЛ и УИК.
 - Дистанционный контроль затопления блок-бокса БТ.
 - Демонтаж первичных измерительных преобразователей и технологического оборудования без нарушения процесса измерений.
 - местная индикация:
- 3) давления нефти в ИЛ, во входном коллекторе УИЛ, в УИК, в выходном коллекторе УИЛ, в УТПУ;
- 4) температуры в ИЛ, в выходном коллекторе УИЛ, в УИК, в УТПУ;
- 5) перепада давления на фильтрах и насосах УИК и УИЛ;
- б) расхода нефти в УИК и массового расхода нефти в ИЛ.

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

7) Контроль пожара и загазованности в блок-боксе БТ. [14]

2.1 Технические характеристики [1]

Таблица - № 2.

№ п./п.	Наименование характеристики	Значение характеристики
1.	Расход нефти через СИКН, - минимальный, (т/ч) - максимальный, (т/ч)	13 80
2.	Давление нефти в СИКН, МПа - рабочее - минимальное допустимое - максимально допустимое	От 0,5 до 1,1 0,5 1,1
3.	Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа - в рабочем режиме измерений, не более - в режиме поверки, не более	0,2 0,4
4.	Режим работы СИКН	непрерывный автоматизированный
5.	Режим работы ТПУ	периодический, автоматизированный
6.	Способ поверки массометров	По стационарной ТПУ
7.	Способ поверки ТПУ	По передвижной поверочной установке 1 раз в 2 года
8.	Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
9.	Электроснабжение	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц

Лист

Общая часть

33

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

СИКН является неотъемлемой частью нефтеперерабатывающего завода, так как служит для измерения количества, что позволяет рассчитать общее количество нефти на предприятии, а также отслеживать параметры качества нефти, чтобы не пропустить некондицию.

4. Состав СИКН

Структурная схема СИКН изображена на рисунке 2.

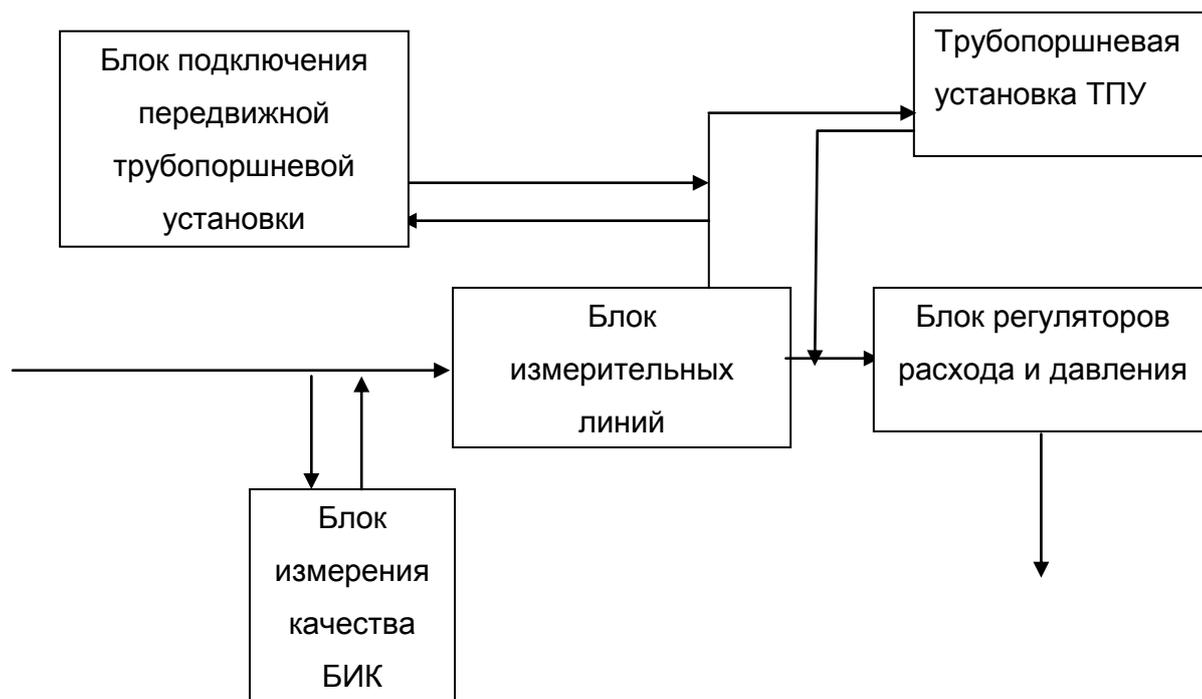


Рисунок 2- Структурная схема СИКН

Система измерения количества и показателей качества нефти показана на рисунке 3.



Рисунок 3- СИКН

К основным составляющим частям СИКН относятся:

- Блок измерения качества – состоит из линии измерения показателей качества нефти (плотность (рисунок 6), влагосодержание (рисунок 5), вязкость), измерительных преобразователей давления и температуры, ротаметр – индикатор расхода (рисунок 7). В БИК реализована насосная схема циркуляции нефти по линии качества с возвратом в линию входа в БИЛ (рисунок 4). [1] В ходе анализа был сделан вывод, что в работе с применением массометров вискозиметры потеря свою значимость.



Рисунок 4 - БЧР



Рисунок 5 - Влагомер

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



Рисунок 6 - Плотномер



Рисунок 7 - ПР

- Блок измерительных линий – состоит из двух измерительных линий (одна рабочая, одна контрольно-резервная), общий вид которых продемонстрирован на рисунке 8, на которых установлены поточные массовые преобразователи расхода CMF300 (рисунок 9), преобразователи давления TG3051, преобразователи температуры 644Н, манометры МТИ. На входном коллекторе БИЛ установлен преобразователь давления TG3051 и манометр МТИ, на выходном коллекторе БИЛ установлены преобразователь давления TG3051, преобразователь температуры 644Н, манометр МТИ и лабораторный термометр ТЛ-4.[1]



Рисунок 8 - Массомер



Рисунок 9 - CMF300

- Блок ТПУ – состоит из трубопоршневой установки ОЗНА-ПрuverC-100 (рисунок 10), на входе и выходе которой установлены

преобразователи давления TG3051, преобразователи температуры 644Н, манометры МТИ и лабораторный термометр ТЛ-4.



Рисунок 10 - Трубопоршневая установка

- Регулятор расхода установлен на выходном коллекторе (рис 11)



Рисунок 11- Регулятор расхода

- Блок регуляторов давления – состоит из двух регуляторов давления типа Кж (клапан жидкостной), и четырех задвижек.
- Узел подключения передвижной ТПУ – состоит из двух задвижек и двух манометров МТИ [1]

Средства измерения СИКН представляют собой единую информационно-измерительную систему, размещенную в двух зонах:

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

- вторичные приборы в операторной;
- первичные преобразователи в блок-боксе;

На ИМЦ-03 поступают сигналы от:

- вторичных приборов преобразователей массового расхода 2700;
- вторичных приборов преобразователей влагомеров;
- преобразователей давления;
- преобразователя вязкости;
- преобразователей температуры;
- преобразователя плотности;
- ТПУ;
- ротаметра - индикатора расхода;

Данные с «ИМЦ-03» передаются на АРМ оператора и далее в СДКУ НРНУ. [13]

Более подробное описание оборудования предоставлено в таблице 3.

Таблица - №3

№ п.п.	Средство измерения	Тип	Пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
1	2	3	4	5
Основные СИ и оборудование, устанавливаемые на технологической части СИКН				
1. Измерительные линии БИЛ				
1.1	Массовый расходомер (Micro Motion) Фирмы Emerson	CMF300	Относит. погрешность $\pm 0,25\%$ в диапазоне расхода	Рабочая измерительная линия №1
1.2	Вторичный прибор	2700		Рабочая

	(датчик) массового расходомера Фирмы Emerson			измерительная линия №1
1.3	Массовый расходомер (Micro Motion) Фирмы Emerson	CMF300	Относит. Погрешность $\pm 0,20\%$ в точке расхода, относит. погрешность диапазоне расхода $\pm 0,25\%$	Резервно-контрольная измерительная линия №2
1.4	Вторичный прибор (датчик) массового расходомера Фирмы Emerson	2700		Резервно-контрольная измерительная линия №2
1.5	Датчик разности давлений 1,6...0,1 МПа (2шт.)	Метран-100-ДД	Приведенная погрешность $\pm 2,5\%$	ИЛ №1,2
1.6	Манометр МТИ 0...1,6 МПа (3шт.) Манометр МТИ 0...1,6 МПа (5шт.)		Класс точности 0,6%	ИЛ №1,2
1.7	Преобразователь избыточного давления (4шт.)	TG3051	Приведенная погрешность $\pm 0.15\%$,	ИЛ №1,2
1.8	Преобразователь температуры с диапазон	644Н	Абсолютная погрешность	ИЛ №1,2

	возможных измерений температур -10...+40°C (3шт)		±0,2°C	
1.9	Термометр ртутный стеклянный лабораторный 0...+55°C, (3шт.)	ТЛ-4м	Абсолютная погрешность ±0,2°C	ИЛ №1,2
1.10	Фильтр с быстросъемной крышкой, (2шт.)	Simplex SN-4 ANSI300	Диаметр ячеек фильтрующего элемента 5 мм, фильтрующий элемент выдерживает перепад давления на фильтре 0,2Мпа.	ИЛ №1,2
1.11	Кран шаровой фланцевый DN80, PN1,6МПа, с электроприводом (2шт.)	ЗАРД.080 .016.21-00.Э		ИЛ №1,2
1.12	Кран шаровой фланцевый DN80, PN1,6МПа, с контролем протечек, в комплекте индикатор протечек Присоединение – резьба R1/2н-R1/2в (6 штук)	ЗАРД.080 .016.21-00.Экп		ИЛ №1,2
1.14	Вентиль DN15, PN6,3МПа, (1шт.)			ИЛ №1
1.15	Кран шаровой регулирующий фланцевый DN80 PN16, в	РАРД.080 .016.21-00.Э	Полнопроходный	PP231

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

	комплекте: Электропривод SGEхC05.1/AMEхC01.1/F0 7 (1шт.)	AUMA		
1.16	Кран шаровой фланцевый с ручкой DN25, PN2,5МПа, (6шт.)		Неполнопроходной	ИЛ №1,2
1.17	Вентиль стальной прямоточный под манометр, (5шт.)	ВПЭМ 5х35 ХЛ К1/2-Н 20х1,5-В		ИЛ №1,2
1.18	Кран шаровой трехходовой штуцерный Т-образный DN15 PN63 с ручным управлением (12 штук)		Неполнопроходной	ИЛ №1,2
1.19	Кран шаровой муфтовый резьбовой DN15 PN16 с ручным управлением в комплекте (4 штуки)		Неполнопроходной	ИЛ №1,2
1.20	Пробозаборное устройство щелевого типа Ду80, Ру1,6МПа с лубрикатором (с одной щелью)	ЩПУ-80- 1,6		На вх. коллекторе ИЛ №1,2
1.21	Сигнализатор уровня ультразвуковой, (2шт.)	СУР- 4		БИЛ, БИК
2. БИК				
2.1	Преобразователь плотности жидкости измерительный, (1шт.)	Solartron 7835BA	Абсолютная погрешность $\pm 0,36 \text{ кг/м}^3$	

					Лист
					41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

2.2	Влагомер нефти поточный, (2шт.)	УДВН – 1пм	Абсолютная погрешность $\pm 0,05\%$	
2.3	Преобразователь вязкости жидкости измерительный, (1шт.)	Solartron 7829	Приведенная погрешность $\pm 1,0\%$	
2.4	Пробоотборник автоматический с диспергатором, (2шт.) в комплекте: баллон (2шт.)	Стандарт -А «БОЗНА»	Объем пробы вмещающийся в баллон не менее 6000 см ³	
2.5	Ротаметр DN25 PN40	Krohne H250 RR/M10	Приведенная погрешность измерения расхода 1,6 %	
2.6	Датчик разности давлений, 630...25 Кпа, (4шт.)	Метран-100-ДД	Приведенная погрешность $\pm 2,5\%$	Перепад давления на фильтре БИК, и насосов Н101,102
2.7	Преобразователь избыточного давления, (1шт.)	TG3051	Приведенная погрешность $\pm 0.15\%$,	Выход из термостата
2.8	Преобразователь температуры с диапазон возможных измерений температур 0...+50°C, (2шт)	644Н	Абсолютная погрешность $\pm 0,2^\circ\text{C}$	Выход ПП, вискозиметр
2.9	Манометр 0...1,6 Мпа,	МТИ	Класс точности	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Общая часть

Лист

42

	ручкой, (1шт.)	PN4,0Мпа	ой Ду25	
2.21	Кран шаровой штуцерный, (3шт.)	ЗАРД.015 .040.30- 00.P DN15 PN40	Неполнопроходной Ду15	
2.22	Кран шаровой штуцерный, (2шт.)	ЗАРД.015 .016.30- 00.P DN15 PN1,6Мпа	Неполнопроходной Ду15	
2.23	Вентиль стальной прямооточный под манометр, (14шт.)	ВПЭМ 5x35		
2.24	Сигнализатор уровня ультразвуковой, (1шт.)	СУР- 4		
2.25	Трубопоршневая поверочная установка	«ОЗНА- ПрuverC- 100-1,6- 005»	Предел допускаемой относительной погрешности ±0,05%	Блок-бокс СИКН
2.26	Манометр МТИ 0...1,6 МПа (1шт.) Манометр МТИф 0...1,6 МПа (1шт.)		Класс точности 0,6	ТПУ

Требования к БТ

В состав БТ должны входить:

- УИЛ;
- УИК;
- УТПУ;
- блок-бокс (сборное модульное здание).

В СИКН предусмотреть закрытую дренажную систему с разделением на учтенный и неучтенный нефти с контролем протечек. Емкости для дренируемого нефти предусматриваются рабочей документацией Генпроектировщика.

Все дренажные трубопроводы должны иметь уклон не менее 0,002 в сторону выхода.

УИЛ, УИК, УТПУ разместить в отапливаемом блок-боксе. Блок-бокс размещается на открытой площадке.

Требования к УИЛ:

УИЛ должен состоять из:

- входного коллектора DN80 с щелевым пробозаборным устройством на входе;
- выходного коллектора DN80 с регулятором расхода;
- рабочей измерительной линии DN80;
- контрольно-резервной измерительной линии DN80;
- коллектора подключения к стационарной ТПУ DN80;
- дренажной системы.

На входном коллекторе должны быть установлены:

- преобразователь избыточного давления;
- манометр.

На каждой ИЛ должны быть установлены:

- фильтр с быстросъемной крышкой;

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

- преобразователь разности давлений для фильтра;
- массовый преобразователь расхода;
- запорная арматура с электроприводом:
 - а) на входе и выходе ИЛ;
 - б) на коллекторе подключения к стационарной ПУ;
 - в) на входе контрольно-резервной ИЛ.
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- термометр;
- манометры;
- дренажный кран в нижней точке ИЛ;
- кран-воздушник в самой высокой точке ИЛ.

ПЗУ должно соответствовать требованиям ГОСТ 2517 и предусмотрено с лубрикатором для обеспечения возможности извлечения и ревизии пробозаборного зонда без остановки работы трубопровода.

На выходном коллекторе СИКН должны быть установлены:

- регулятор расхода с электроприводом;
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- термометр;
- манометр.

В УИЛ должны быть предусмотрены отдельные дренажные коллекторы учтенного и неучтенного нефти с обеспечением контроля протечек, укомплектованные шаровыми кранами и задвижками.

Должен быть предусмотрен местный контроль протечек основной технологической запорной арматуры, через которые недопустимы протечки.

УИЛ должен быть размещен в отапливаемом блок-боксе БТ, совместно с УИК и УТПУ.

Требования к УИК:

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

Нефть в УИК должна отбираться из входного коллектора СИКН DN 80 с помощью щелевого ПЗУ выдвижного типа (с лубрикатором), выполненный в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

В состав УИК должно быть включено следующее оборудование:

запорная арматура с ручным управлением в технологической обвязке УИК;

- фильтр с быстросъемной крышкой (рабочий и резервный);
- преобразователь разности давлений для рабочего и резервного фильтров, рабочего и резервного насосов;
- насосы прокачки нефти с частотным регулированием расхода (рабочий и резервный);
- поточный плотномер;
- поточный преобразователь вязкости;
- поточный влагомер (рабочий и резервный)
- автоматический пробоотборник с двумя контейнерами отбора проб объемом не менее 4л. (рабочий и резервный);
- ручной пробоотборник с диспергатором;
- преобразователь расхода;
- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- термостатирующее устройство для выполнения измерений плотности нефти ареометром
- термометр;
- манометры.

Краны в технологической обвязке должны быть шаровые полнопроходные. Для устройств отбора и сброса давления допускается применять неполнопроходные шаровые краны.

Предусмотреть закрытый дренажный коллектор с комплектом дренажных и воздушных шаровых кранов.

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

В обвязке плотномера должна быть предусмотрена технологическая обвязка для подсоединения пикнометра при поверке плотномера, а также для присоединения устройства обнаружения свободного газа. Предусмотреть возможность ручной чистки плотномера шомполом без демонтажа.

Необходимый расход нефти через УИК должен обеспечиваться одним из насосов на входном трубопроводе УИК. Регулирование расхода нефти через УИК должно осуществляться с помощью блока частотного регулирования насоса УИК.

Должны быть предусмотрены дренажные и воздушные краны в нижних и верхних точках технологической обвязки.

Дренажный коллектор УИК выполнить закрытым, подключить к дренажному коллектору неучтенного нефти СИКН.

Оборудование УИК должно размещаться в отапливаемом блоке БТ, совместно с УИЛ и УТПУ.

Требования к УТПУ:

В качестве ПУ предусмотреть трубопоршневую поверочную установку со следующими характеристиками:

- пропускная способность – 100 м³/час;
- расчетное давление – 1,6 МПа.

Погрешность ПУ согласно п.9 таблицы 3.

На входе и выходе ТПУ предусмотреть:

- преобразователь избыточного давления;
- преобразователь температуры;
- термометр;
- манометр.

Предусмотреть закрытый дренажный коллектор с комплектом дренажных и воздушных шаровых кранов.

Для калиброванного участка ПУ предусмотреть теплоизоляцию.

					Общая часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предусмотреть поверку стационарной ПУ по передвижной ПУ I-го разряда с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05\%$. Состав передвижной ПУ I-го разряда должен быть аналогичен составу стационарной ПУ. В состав передвижной ПУ должен входить свой ИВК для проведения поверки стационарной ПУ по передвижной ПУ.

В состав УТПУ должны входить:

- запорная арматура с ручным управлением на входе и выходе с УТПУ;
- запорная арматура с ручным управлением, с контролем протечек на основном трубопроводе УТПУ;
- трубопроводная обвязка с комплектом дренажных кранов.

Штуцеры для подключения передвижной ПУ должны быть оборудованы фланцевыми заглушками. Высота подключения и расстояние между патрубками УТПУ должны быть указаны в проектной документации.

Дренажный коллектор УТПУ выполнить закрытым, подключить к дренажному коллектору учтенного нефти СИКН.

УТПУ разместить в отапливаемом блок-боксе БТ, совместно с УИЛ и УИК. [14]

Анжерский НПЗ является достаточно молодым заводом в отрасли переработки нефти, поэтому оборудование не изношено и подлежит долгому сроку службы, соответствует ГОСТу, и ежегодно проходит поверку и аттестацию. В блоке измерения качества потерял свою значимость поточный вискозиметр, т.к. в блоке измерительных линий стоят массомеры.

5. Технологическая схема СИКН

Согласовывается главным инженером НРНУ и утверждается техническим директором ООО АНГК. Технологическая схема СИКН приведена в приложении №1.

Нефть, поступающая на СИКН №588 должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Любые изменения в технологической

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

схеме подачи нефти на СИКН производятся после предварительного согласования вносимых изменений с НРНУ.

Перед началом приема нефти проверяется наличие пломб и клейм согласно «Перечня мест пломбирования СИКН №588»

На СИКН №588 нефть подается через открытую запорную арматуру №№ 61э, 62э, 03э, 04э, 05, 06, 07, 08 насосами Н-01/1; Н-01/2 БЭН 1121/2-ОС, которые установлены в насосной ПСП. В данном случае должны быть закрыты воздушники В-01, В-02, В-1, В-2. Нефть через открытую задвижку №017 поступает на вход СИКН, воздушник В-3 закрыт и опломбирован. Задвижки №№ 015,016-закрыты, проверены на герметичность и опломбированы пломбами НРНУ.

Нефть, пройдя измерительные линии, с выходного коллектора через регулятор расхода РР231, задвижки №№ 019, 020 поступает на блок регуляторов давления и расхода Кж-1, Кж-2 и после задвижек №№ 021, 022 через напорный трубопровод в резервуары Р-1/1, Р-1/2, Р-2/1, Р-2/2 АНГК. Измерение параметров качества нефти производится на линии контроля качества. В линию контроля качества нефть поступает из входного коллектора СИКН через щелевое пробозаборное устройство (ЩПУ1-80) Ду80, открытые краны К101, К102, через фильтры Ф101, Ф102 на вход насосов нефти в БИК (Н101, Н102), после насосов через обратные клапаны КО101, КО102 и открытые краны К103, К104 на вход линии качества СИКН №588. Нефть проходит через термостатирующий элемент термостат Тс101, при этом краны К176, К177, К178, К179 должны быть закрыты.

По линии прохождения нефти открытыми задвижками остаются К108, К109, К110, К111, через автоматические пробоотборники «Стандарт-А» ПА101, ПА102, краны К112, К113 – закрыты.

После окончания смены (12 часов) происходит автоматическое отключение автоматического пробоотборника, если пробоотборник настроен на отбор из партии нефти, то отключение происходит после окончания партии.

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

Для измерения плотности нефти через плотномер Пл101 открыты краны К105, К106, закрыты краны К107, К164, К165, К141.

По ходу прохождения нефти через влагомеры Вл101, Вл102 открытыми остаются краны К114, К115, К117, К118, закрыты К116, К119, закрыты дренажные краны К168, К169, К170, К171, К144.

Далее по схеме открытыми остаются краны К120, К121, К123, К125 для прохождения через вискозиметр и преобразователь расхода (Ротаметр Р 250 RR/M10) ПР101, закрыты К122, К124, для исключения ПР101 из схемы открывается обводная К124 и закрывается краны К123, К125. Дренажные краны К173, К175, К181, К172, К182 закрыты.

На АРМ оператора реализована схема, запрещающая производить открытие электроприводных кранов и смену режимов работы ИЛ если это может повлечь за собой двойной учет или недоучет нефти.

5.1 Режимы работы измерительных линий.

1. «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая» (ИЛ1 «РЕЗЕРВНАЯ» – ИЛ2 «РАБОЧАЯ»)

Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры и деблокируют стоповые кнопки на кранах К202, К212 и ставят в режим «дистанция». Производят запись о снятии пломб с деблокированных кранов в «Журнал снятия и установки пломб» и производят снятия показаний с приборов вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал. Перед началом приема нефти, оператор товарный АНГК должен перевести на «рабочем» АРМ СИКН в режим «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая» закрыв первоначально с АРМ оператора на выходе ИЛ №1 кран К211, так же в этой последовательности закрыть краны К223, К222, К224. Открыть на входе ИЛ №2 кран К202 и на выходе измерительной линии кран К212. По завершении набора технологической схемы оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК проверяют визуально в блок-боксе СИКН

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

№588 на блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок

относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (K211, K223, K224) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». После чего приступить к приему нефти. По завершению работ по приему нефти, снять показания вторичных 2700 массометров СМФ-300 каждой измерительной линии с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

2. «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – резерв» (ИЛ1 «РАБОЧАЯ» – ИЛ2 «РЕЗЕРВНАЯ»)

Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры и деблокируют стоповые кнопки на кранах K201, K211 и ставят в режим «дистанция». Производят запись о снятии пломбы с деблокированных кранов в «Журнал снятия и установки пломб» и производят снятия показаний с прибора вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал. Перед началом приема нефти, оператор товарный АНГК должен перевести на «рабочем» АРМ СИКН в режим «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – резерв» закрыв первоначально с АРМ оператора на входе ИЛ №2 кран K202, так же в этой последовательности закрыть краны K223. Открыть на входе ИЛ №1 кран K201 и на выходе из измерительной линии кран K211. По завершении набора технологической схемы оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести

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

опломбировку (К202, К223) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». После чего приступить к приему нефти. По завершению работ по приему нефти, снять показания вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массомера СМФ-300».

3. «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – рабочая» (ИЛ1 «РАБОЧАЯ» – ИЛ2 «РАБОЧАЯ»)

По данным линиям производится учет. Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры и деблокируют стоповые кнопки на кранах К202, К211, К212 и ставят в режим «дистанция». Производят запись о снятии пломбы с деблокированных кранов в «Журнал снятия и установки пломб» и

производят снятия показаний с приборов вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал. Перед началом приема нефти, оператор товарный АНГК должен перевести на «рабочем» АРМ оператора в режим «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – рабочая» проверить на мнемосхеме состояния положений кранов К223, К222, К224, и при необходимости их закрыть. Открыть по очередности краны К202, К211, К212. По завершении набора технологической схемы оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К223) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». После чего приступить к приему нефти. По завершению работ по приему нефти, снять показания вторичных приборов 2700 массомеров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массомера СМФ-300»

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

4. «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая через ТПУ» (ИЛ1 «РЕЗЕРВНАЯ» – ИЛ2 «РАБ(ПОВ)»)

Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры и деблокируют стоповые кнопки на кранах К202, К222 и ставят в режим «дистанция». Производят запись о снятии пломбы с деблокированных кранов в «Журнал снятия и установки пломб» и производят снятия показаний с приборов вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал. Перед началом приема нефти, оператор товарный АНГК должен перевести на «рабочем» АРМ оператора в режим «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая через ТПУ» закрыв первоначально с АРМ на выходе ИЛ №1 кран К211, так же в этой последовательности закрыть краны К223, К224, К212. Открыть на входе ИЛ №2 кран К202 с последующим открытием крана К222. По завершении набора технологической схемы оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К211, К223, К224) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». После чего

приступить к приему нефти. По завершению работ по приему нефти, снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

5. «ИЛ №1 – рабочая через ТПУ, ИЛ №2 – резерв» (ИЛ1 «РАБ(ПОВ)» – ИЛ2«РЕЗЕРВНАЯ»)

ИЛ выбрана для проверки по ТПУ или КПР, учет нефти по данной линии производится.

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

Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры и деблокируют стоповые кнопки на кранах К224 и ставят в режим «дистанция». Производят запись о снятии пломбы с деблокированных кранов в «Журнал снятия и установки пломб» и производят снятия показаний с приборов вторичных 2700 каждой измерительной линии с записью в журнал. Перед началом приема нефти, оператор товарный АНГК должен перевести на «рабочем» АРМ СИКН в режим «ИЛ №1 – рабочая через ТПУ, ИЛ №2 – резерв» закрыв первоначально с АРМ оператора на входе ИЛ №2 кран К202, так же в этой последовательности закрыть краны К211, К222, К223. Открыть на входе ИЛ №1 кран К201 с последующим открытием крана К224. По завершении набора технологической схемы оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К202, К223) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». После чего приступить к приему нефти. По завершению работ по приему нефти, снять показания вторичных приборов 2700 массомеров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массомера СМФ-300».

6. «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – резерв». (ИЛ1«РЕЗЕРВНАЯ» – ИЛ2«РЕЗЕРВНАЯ»)

Учет по данным линиям не производится. Оператор товарный АНГК обязан каждый раз когда происходит остановка прокачки нефти переводить на «рабочем» АРМ оператора в режим «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – резерв» закрыв выходной кран К211 на ИЛ №1, входной кран К202 на ИЛ №2, а также краны К223, К224. В открытом состоянии остаются краны К211,

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

К212 в избежание роста давления в блок – боксе СИКН №588. Убедившись в закрытии кранов на мнемосхеме, оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588

состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положение задвижек. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К201, К202, К223, К224) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». Снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

7. «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая» (ИЛ1«РЕЗЕРВНАЯ» – ИЛ2 «РАБОЧАЯ»)

В процессе приема нефти при работе двух измерительных линий, и для перехода в данный режим необходимо оператору товарному АНГК закрыть кран на выходе ИЛ №1 К211 с АРМ оператора. По подтверждению на АРМ оператора о закрытии необходимо зайти в «Режимы» и выбрать ИЛ №1 – резерв, далее нажать кнопку «Установить». Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К211) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». По завершению технологических переключений, снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

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

8. «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – резерв» (ИЛ1«РАБОЧАЯ» – ИЛ2 «РЕЗЕРВНАЯ»)

В процессе приема нефти при работе двух измерительных линий, и для перехода в данный режим необходимо оператору товарному АНГК закрыть кран на входе ИЛ №2 К202 с АРМ СИКН. По подтверждению на АРМ оператора о закрытии необходимо зайти в «Режимы» и выбрать ИЛ №2 – резерв, далее нажать кнопку «Установить». Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления «дисплей» электроприводных задвижек проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и

произвести опломбировку (К202) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». По завершению технологических переключений, снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

9. «ИЛ №1 – резерв, ИЛ №2 – рабочая через ТПУ» (ИЛ1«РЕЗЕРВНАЯ» – ИЛ2«РАБ(ПОВ)»)

В процессе приема нефти. Первоначально, оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС, на кране К222 снять пломбу с эл.привода в блок – боксе СИКН №588, переключить в режим «дистанция» и открыть по команде с АРМ СИКН кран К222. При работе двух измерительных линий, и для перехода в данный режим необходимо оператору товарному АНГК закрыть кран на выходе ИЛ №1 К211 с АРМ СИКН. По подтверждению на АРМ оператора о закрытии необходимо зайти в «Режимы» и выбрать ИЛ №1 – резерв, а ИЛ №2 – работа через ТПУ, далее нажать кнопку «Установить». На ИЛ №2 закрыть кран К212 на выходе так же

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

проверить на наличие пломбы на кране К223, К224. Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояние запорной арматуры после переключения. На блоке управления закрытых кранов на «дисплее» проверяется положения заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К212) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб». Снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300» после отключения линии от коммерческого учета.

10. «ИЛ №1 – рабочая через ТПУ, ИЛ №2 – резерв»
(ИЛ1«РАБ(ПОВ)» – ИЛ2«РЕЗЕРВНАЯ»)

В процессе приема нефти. Первоначально, оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС, должны снять пломбу с эл.привода К224 в блок – боксе СИКН №588 и переключить в режим «дистанция». При работе двух измерительных линий и для перехода в данный режим оператору товарному АНГК необходимо закрыть кран на входе в ИЛ №2 К202 и открыть кран ИЛ №1 К224 с АРМ оператора. На ИЛ №1 закрыть кран К211 на выходе. После чего установить режим «ИЛ №1 – рабочая через ТПУ, ИЛ №2 – резерв». Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной

арматуры после переключения. На блоке управления закрытых кранов на «дисплее» проверяется положение заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К202, К211) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб», а также проконтролировать герметичность

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

запорной арматуры при помощи системы контроля протечек. Снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300» после вывода в резерв ИЛ №2.

11. «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – рабочая через ТПУ»
(ИЛ1«РАБОЧАЯ» – ИЛ2«РАБ(ПОВ)»)

В процессе приема нефти. Первоначально, оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС должны снять пломбу с эл.привода К222 в блок – боксе СИКН №588 и переключить в режим «дистанция». Так же проверить наличие пломбы на кране К224, К223. После чего установить режим «ИЛ №1 – рабочая, ИЛ №2 – рабочая через ТПУ». При работе двух измерительных линий, и для перехода в данный режим необходимо оператору товарному АНГК открыть кран К222 и закрыть кран на выходе ИЛ №2 К212 с АРМ оператора. Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок – боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления закрытых кранов на «дисплее» проверяется положение заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К212) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб. Снять показания вторичных приборов 2700 массометров СМФ-300 с записью в журнал «Журнал показаний вторичного прибора 2700 массометра СМФ-300».

12. «ИЛ №1 – РезПов, ИЛ №2 – контр(учет)»

Первая измерительная линия поверяется по второй измерительной линии, учет по ИЛ№2.

Первоначально, оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС производят снятие пломб с эл.привода К223 в блок–боксе СИКН №588 и переключают в режим «дистанция». Так же проверить наличие

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

пломбы на кране К224. Закрыть кран на входе измерительной линии №2 К202, установить в «Резерв», открыть К223. Закрыть на выходе ИЛ№1 К211. После чего установить режим «ИЛ №1 – контрольная, ИЛ №2 – контр(учет)».

Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок–боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления закрытых кранов на «дисплее» проверяется положение заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и произвести опломбировку (К211, К224, К202) пломбой сдающей стороны с соответствующей записью в «Журнал снятия и установки пломб».

13. «ИЛ №1 – РабПов, ИЛ №2 – контрольная»

Первая измерительная линия поверяется по второй измерительной линии, учет по ИЛ№1.

Первоначально, оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС производят снятие пломб с эл.привода К223 в блок – боксе СИКН №588 и переключают в режим «дистанция». Так же проверить наличие пломбы на кране К224. Закрыть кран на входе измерительной линии №2 К202. После чего установить режим «ИЛ №1 – контр(учет), ИЛ №2 – контрольная». В процессе приема нефти, для перехода в данный режим необходимо оператору товарному АНГК открыть кран К223 и закрыть кран на выходе ИЛ №1 К211 с АРМ СИКН. Оператор ПСП АНГК совместно с оператором АЛПДС на ПСП АНГК проверяют в блок–боксе СИКН №588 состояния запорной арматуры после переключения. На блоке управления закрытых кранов на «дисплее» проверяется положение заслонок. Убедившись в правильности расположения заслонок относительно трубопровода на эл.приводах, проконтролировать герметичность запорной арматуры, зафиксировать стоповую кнопку в положение «СТОП» и

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

		207
4.	PBC-2/2	214, 220, 110э, 209

- проконтролировать герметичность запорной арматуры на неработающем оборудовании при помощи системы контроля протечек.

- проверить включенное состояние вторичной аппаратуры на щите управления и занести контролируемые начальные показания в «Журнал учета показаний вторичного прибора 2700 массового расходомера СМФ300» (оператор товарный ПСП АНГК);

- полностью открыть входную и выходную запорную арматуру рабочей измерительной линии (оператор ПСП АНГК);

- открыть секущую задвижку №62э (оператор товарный ПСП АНГК);

- отправить телефонограмму в РДП Новосибирского РНУ о готовности технологического оборудования ПСП АНГК к приему нефти;

- после получения сообщения от оператора АЛПДС об открытии секущей задвижки №61э оператор ПСП АНГК включает насосы перекачки нефти на ПСП АНГК;

- выставить расход по измерительной линии, путем автоматического регулирования РР231;

- включить электронасос Н-101 или Н-102 на линии БИК в автоматическом режиме.

- в случае отказа автоматического режима, задать необходимый расход через БИК (оператор ПСП АНГК). Регулировка расхода производится с АРМ-оператора, обеспечивая циркуляцию нефти через влагомер, плотномер, вискозиметр, диспергаторы автоматических пробоотборников и расходомер БИК (оператор товарный ПСП АНГК).

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

5.3 Перечень отказов, при которых продолжается эксплуатация СИКН с одновременным ремонтом (заменой) отдельных элементов, порядок действия операторов:

- отказ преобразователя температуры или давления блока качества.

При отказе преобразователей давления или температуры операторами товарными ПСП АНГК и операторами товарными АЛПДС на ПСП АНГК каждые два часа снимаются показания манометров или термометров блока качества и вносятся вручную в распечатанный по окончании смены (суток) "Журнал регистрации показаний средств измерений". Плотность нефти определяют в производственной лаборатории по объединённой пробе отобранной автоматическим пробоотборником и приводят к условиям измерения объёма. Данные вносятся в «Паспорт качества нефти» АРМ оператора;

- отказ преобразователя плотности "Solartron".

Плотность нефти определяют в производственной лаборатории по объединённой пробе отобранной автоматическим пробоотборником, приводят к условиям измерения объёма и вносят в распечатанный по окончании смены (суток) "Журнал регистрации показаний средств измерений" и паспорт качества нефти;

- отказ пробоотборника "Стандарт-А".

При этом производится анализ пробы отобранной резервным пробоотборником. При выходе из строя двух автоматических пробоотборников необходимо перейти на ручной отбор точечных проб нефти из крана ручного отбора в БИК ежечасно по ГОСТ 2517 – 85. Объединенную пробу составляют смешением одинаковых по объему точечных проб.

- отказ двух влагомеров.

При этом отбор проб производится из крана ручного отбора проб по ГОСТ 2517-85. Содержание массовой доли воды в нефти определяется в аналитической лаборатории по среднесменной пробе. Результат анализа

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

вносится в паспорт качества нефти с АРМ оператора. Введенное значение участвует в расчете массы нетто нефти;

- отказ вискозиметра;

При этом вязкость нефти определяют в производственной лаборатории не реже одного раза в 10 дней по объединенной пробе в соответствии с ГОСТ 33

- отказ индикатора расхода через БИК.

При этом переводят управление насосами Н101 и Н102 на АРМ оператора в местный режим, расход через блок качества устанавливают путем изменения частоты на частотном преобразователе насосов Н101 или Н102;

- отказ одного контроллера СОИ ИМЦ-03.

Оператор товарный каждые два часа и при приеме сдачи смены производит запись в «Оперативный журнал» какой контролер в работе и производит сравнения положения тумблеров в соответствии с показанием монитора ИМЦ-03 (на мониторе в верхнем правом углу ИМЦ-03 отображается работа контроллера «Первый или Второй компьютер»). При отказе одного из контролеров, оператор товарный ПСП АНГК производит переключения тумблеров на стойке контролере СОИ ИМЦ-03, «Управление» в положение «Компьютер 1» или «Компьютер 2», «Монитор, клавиатура» в положение «Компьютер 1» или «Компьютер 2», «Принтер» в положение «Компьютер 1» или «Компьютер 2», в соответствии с показанием монитора. Оператор товарный ПСП АНГК сообщает начальнику ПСП АНГК, начальнику ПСП АЛПДС и ставит в известность начальника смены.

Перед переключением тумблеров на щите ИМЦ-03 в рабочее положение контроллера, оператор товарный ПСП АНГК, производит распечатку данных с работоспособного СОИ ИМЦ-03 - («Оперативный», «Сменный», «Суточный»), путем нажатия на клавиатуре кнопкой «Esc» и в «Основном меню» выбора пункта «Отчет».

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

В случае отказа одного из контролеров оператор товарный в ручную переводит тумблера в соответствующий режим, с БУП-А снимает показания (количество заданных и отобранных проб) пробоотборника, на основе данных показаний производит пересчет данных по массе до конца отбора проб, (по режиму «Время» не требуется пересчет, т.к. вторичный прибор БУП-А доберет пробу за заданный период времени). В режиме «Масса» вводится остаток массы для определения необходимого количества отбираемых проб отбора и запустить пробоотборник на работоспособном контролере ИМЦ-03.

- отказ обоих контроллеров СОИ "ИМЦ-03".

При этом измерение массы брутто производится по показаниям датчика 2700 массомера СМF300. Оператор товарный ПСП АНГК и оператор товарный АЛПДС на ПСП каждые 2 часа снимают показания манометров и термометров, установленных в БИК и БИЛ и вносят в распечатанный по окончании смены (суток) "Журнал регистрации показаний средств измерений". Плотность нефти, определенная в производственной лаборатории НПЗ «СК» по объединенной пробе отобранной автоматическим пробоотборником, приводится к условиям измерения объёма. Для формирования паспорта качества в «Паспорт качества нефти» АРМ оператора вручную вносятся значения по паспорту качества выданному производственной лабораторией:

- отказ компьютера верхнего уровня.

При этом учет массы производится по показаниям СОИ ИМЦ, переключение запорной регулирующей аппаратуры производится по месту;

- отказ датчика (датчиков) перепада давления на фильтре БИК, на насосе БИК, на фильтре БИЛ; В этом случае контроль перепада давления выполняется с периодичностью 2 часа по манометрам, установленным до и после фильтров с отражением в Журнале приема-сдачи смены.

- отказ манометров, термометров.

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Непригодные к эксплуатации манометры и термометры представителем обслуживающей организации заменяются на исправные.

5.4 Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена и осуществлен переход на резервную схему учета нефти, порядок действия операторов.

Переход на резервную схему учета нефти осуществляют в случаях:

- отказ преобразователей расхода или если расход через оставшиеся ИЛ превышает допустимые пределы рабочего диапазона преобразователей расхода;
- одновременного отказа всех ПР;
- одновременного отказа СОИ "ИМЦ-03" и всех вторичных приборов 2700;
- нарушение сроков поверки ПР, если расход через оставшиеся ИЛ превышает допустимые пределы рабочего диапазона преобразователей расхода;
- реконструкции и проведении плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН;
- наличие неустраняемых утечек нефти в блок-боксе СИКН;
- аварийные ситуации, при которых эксплуатация СИКН невозможна: пожар, загазованность, задымление;
- при отсутствии электроэнергии на СИКН;
- при отсутствии электроэнергии на ВА СИКН работа продолжается на источнике бесперебойного питания в течении 2 часов, после чего производится переход на резервную схему учета;

Отсутствие дополнительных средств измерения не является причиной перехода на резервную схему. [12]

5.5 Порядок операций по отключению СИКН и переходу на резервную схему учета нефти.

					Общая часть	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Решение о переходе на резервную схему учета принимается начальником ПСП АНГК и зам. начальника НРНУ по ТТО (начальником ТТО

НРНУ), при этом составляют двухсторонний акт об отключении СИКН, а также детально согласовывают порядок работы по резервной схеме учета при данных конкретных условиях. Персонал АНГК уведомляет в течении 1 часа подрядную организацию, осуществляющую обслуживание СИКН.

После получения согласования от диспетчера РДП НРНУ о переходе на резервную схему учета оператор товарный ПСП АНГК останавливает прием нефти по основной схеме:

- останавливаются работающие насосы в насосной нефти;
- закрываются задвижки №№ 61э, 62э;
- в «Журнале регистрации показаний средств измерений СИКН» записывается время отключения, показания вторичных приборов СИКН, сообщают лаборанту ООО «НПЗ «Северный Кузбасс» о снятии набранной автоматическим пробоотборником пробы;
- лаборант ООО «НПЗ «Северный Кузбасс» совместно со стороной, сдающей нефть производит снятие и анализ пробы нефти, отобранной автоматическим пробоотборником;
- если объема отобранной пробы нефти недостаточно для проведения анализа, то в паспорт качества записывают результаты анализа за предыдущую смену;
- закрывают задвижку 017 на входе в СИКН;
- совместно с товарным оператором ПСП АЛПДС закрывают и пломбируют входные задвижки на резервуарах АЛПДС, не задействованных в резервной схеме учета нефти, с записью в «Журнале установки и снятия пломб»
- открывают задвижки 015, 016
- оператор товарный ПСП АНГК открывает задвижку №62э
- дается телефонограмма диспетчеру НРНУ о готовности к приему нефти по резервной схеме учета;

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- оператор товарный АЛПДС из МДП открывает задвижку №61э и задвижку на резервуаре, подготовленном для резервной схемы учета;

- включаются в работу насосы перекачки Н-01/1, Н-01/2 в насосные подачи нефти АНГК

При отключении СИКН составляют акт отключения в 3^х экземплярах. По одному экземпляру акта хранится в течение 12 месяцев в НПЗ АНГК, НРНУ и в организации, осуществляющей ТО СИКН. Персонал АНГК, должен в течение 3^х суток после отказа ввести в работу СИКН по основной схеме учета нефти. При наличии соответствующих обоснований и согласования между руководством АНГК и НРНУ срок может быть продлен.

Порядок учета нефти за время перехода на резервную схему учета.

За время перехода на резервную схему учета нефти масса прошедшей через СИКН нефти определяется комиссионно с участием начальников ПСП АЛПДС и АНГК расчетным путем, при этом параметры потока, (давление, температуру, плотность, влагосодержание нефти) принимают равными средним значениям за последний отчетный период (2 часа), значение массового расхода нефти также принимают равным расходу, зафиксированному за последний отчетный период (2 часа) при неизменном режиме перекачки. Оформляется акт.

Рассматриваются следующие данные:

- последнее значение накопленной массы нефти на момент остановки СИКН, средние значения температуры, давления, плотности, влагосодержания, за последние два часа, смену, при стабильном режиме. При нестабильном режиме перекачки применение параметров (температуры, давления, плотности, влагосодержания, значение накопленной массы нефти) принимаются комиссионно с участием начальников ПСП АЛПДС и АНГК.

- график давления на выходе СИКН;

					Общая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- распечатки данных СОИ "ИМЦ-03" и АРМ СИКН (по накопленной массе нефти, давления, плотности, влагосодержания, температуры) за предыдущую двухчасовку, смену, сутки;

- копии выписок из журналов приёма-сдачи смен и регистрации показаний средств измерений

- 2-х сторонний (АНГК - НРНУ) акт, с указанием времени, вида и обстоятельств, обуславливающих остановку учетных операций;

- акт обслуживающей организации (либо владельца СИКН) с указанием выявленных причин остановки учетных операций;

- показания вторичных приборов 2700 массомера СМФ300.

- данные по уровню нефти в резервуарах резервной схемы

При нестабильном режиме работы масса нефти определяется, также комиссионно, учитываются данные за последний отчетный период (двухчасовка, смена, сутки).[2]

Блок измерения количества состоит из двух линий, рабочая и резервная, во время технологического процесса в работе участвует только одна (рабочая линия) по которой ведется учет. Запуск СИКН в работу сложный процесс в котором участвуют рабочие разных участков, для контроля за разным оборудованием. Также учет нефти может производиться и по резервной линии, при выводе из строя СИКН, в таком случае количество нефти ведется по замерам сдающей стороны.

6. Меры безопасности при эксплуатации СИКН

К обслуживанию узла учета нефти допускается персонал АНГК, прошедший обучение, инструктаж, сдавший экзамен по ОТ, П и ЭБ и получивший допуск к самостоятельной работе.

Начальник ПСП АНГК обеспечивает своевременный инструктаж и ознакомление с ПЛАС (План Локализации Аварийных Ситуаций) и ПЛАРН (План Локализации Аварийных Розливов Нефти) товарных операторов АЛПДС на ПСП АНГК и сотрудников ООО "ИМС Иддастриз" и проведение с

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

ними занятий по пожарно-техническому минимуму как персоналу сторонних организаций.

Персонал ПСП АНГК должен знать план и технологическую схему объекта, места и сроки проведения всех видов работ на территории узла.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, очищаться от наледи и снега.

При обслуживании СИКН работать в спецодежде.

При переключении трубопроводов во время перекачки необходимо закрывать задвижки только после открытия в новом направлении перекачки.

Не допускать повышение давления на СИКН и ТПУ более 1,6 МПа.

Запрещается разбалчивать фланцевые соединения трубопроводов до тех пор, пока не будет понижено давление до атмосферного и произведено освобождение трубопроводов от нефти.

Не допускать разлива нефти на территории СИКН и ПСП.

При выполнении работ по замеру уровней, отбору проб, проведению анализов, ремонту оборудования СИКН, необходимо соблюдать требования инструкций по технике безопасности по видам работ, разделов инструкций по эксплуатации и ремонту оборудования СИКН, разделов ГОСТ на выполнение анализов и замеров уровня нефти.

Ремонтные работы разрешается производить только на отключенных измерительных линиях.

Измерительные линии и запорная арматура СИКН должны иметь четкую нумерацию.

Не допускать проведения огневых работ без оформления наряда-допуска. Обслуживающий персонал СИКН должен быть предупрежден о проведении огневых работ на объектах СИКН и в радиусе 25м от них.

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими энергоустановками до 1000В, на которые распространяются ПУЭ и ПТЭ ПТБ. [9]

					Общая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В целях обеспечения безопасности труда и производства при эксплуатации СИКН предусмотрены следующие мероприятия:

- полная герметизация технологических процессов;
- оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта;
- приборы, оборудование и средства автоматизации, установленные на технологическом оборудовании соответствуют по степени взрывозащиты и взрывоопасности технологического оборудования требованиям ПУЭ;
- вторичные приборы и устройства обработки информации в нормальном исполнении вынесены за пределы взрывоопасной зоны и размещены в операторной;
- крепёжные детали (шпильки, гайки) на фланцевых соединениях выбраны в соответствии с требованиями ОСТ 26-2043-91;
- выполненный контур заземления и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание оборудования и приборов. [11]

СИКН относится к категории помещений с повышенной взрывопожаробезопасностью, что влечет за собой ответственность персонала соблюдать правила безопасности, во избежание ЧС, для этого проводятся инструктажи на рабочих местах оператора.

7. Способ, периодичность отбора проб нефти, место, виды и периодичность проведения испытаний проб нефти

- Отбор проб нефти для определения качественных показателей нефти производится через щелевое пробозаборное устройство ЩПУ1-80, отвечающее требованиям ГОСТ 2517 и установленное на входе СИКН №588. Предусмотрен автоматический (пробоотборниками типа «Стандарт-А») и ручной (кран В189) отбор проб нефти из трубопровода.
- Отбор объединенной пробы, для определения физико-химических показателей нефти, производится автоматическими

					Общая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пробоотборниками, отбирающими пробы равными дозами через равные промежутки времени в течение смены за периоды с 0 до 12 часов и с 12 до 0 часов московского времени или равными дозами через заданные количества массы нефти проходящей через СИКН, в зависимости от установленного алгоритма работы пробоотборников.

Пробоотборник ПА101 и пробоотборник ПА102 (рисунок 12) запускаются операторами товарными ПСП АНГК. В случаях выхода из строя или аварийной остановки при переливе рабочего пробоотборника оператор товарный ПСП АНГК запускает в работу резервный пробоотборник. Для аварийной остановки пробоотборников предусмотрены датчики утечек в линии перелива с бачков пробоотборника в дренаж.



Рисунок 12 - Автоматический пробоотборник

Объединенная проба составляется из точечных проб объемом не менее $5,1 \text{ дм}^3$, объем точечной пробы устанавливается от 1 до 10 см^3 . Если объединенная проба нефти оказалась объемом менее $5,1 \text{ дм}^3$:

- составляется двухсторонний акт за подписью сторон сдающей и принимающей нефть;
- оператор товарный ПСП АНГК сообщает начальнику ПСП АНГК, представителю обслуживающей организации;
- оператор товарный АЛПДС на ПСП АНГК сообщает начальнику ПСП АЛПДС;

					Общая часть	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- специалистом обслуживающей организации проверяется алгоритм работы пробоотборников. [7]

Регулятор автоматического пробоотборника должен быть опломбирован пломбой представителя обслуживающей организации. Для отбора пробы автоматическим пробоотборником обеспечивается постоянное движение перекачиваемой нефти через пробозаборное устройство в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

В случае выхода из строя автоматических пробоотборников отбор точечных проб осуществляется лаборантом НПЗ СК в присутствии представителя стороны сдающей нефть в БИК вручную через кран ручного отбора проб В189 с формированием среднесменной пробы, согласно ГОСТ 2517. Объединенную пробу составляют смешиванием одинаковых по объему точечных проб.

- Емкость пробоотборника заполняют пробой не более чем на 90% объема.

- При присоединении или снятии пробоотборника не допускается загрязнение пробы. Отбор проб, снятие пробоотборника и доставка пробы в аналитическую лабораторию производится лаборантом химического анализа НПЗ СК совместно с представителем стороны сдающей нефть.

- Подготовка и анализ пробы производится лаборантом химического анализа НПЗ СК совместно с представителем стороны сдающей нефть.

- Объединенную пробу делят на две равноценные части. Одну часть пробы анализируют, другая хранится опечатанной (печатью АЛПДС), на случай разногласий, в качестве арбитражной пробы в соответствии с требованиями ГОСТ 2517.

Упаковка, маркировка и хранение арбитражных проб нефти производится по ГОСТ 2517-85, ГОСТ 1510-84.

- Арбитражная проба хранится в производственной

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

лаборатории НПЗ СК в течение 25 суток.

Для анализа арбитражной пробы выбирается независимая аккредитованная лаборатория по согласованию сторон на уровне руководства ОАО «Транссибнефть» и ООО «Анжерская нефтегазовая компания». Результат анализа арбитражной пробы является окончательным.

- Определение показателей качества нефти производится в аккредитованной аналитической лаборатории НПЗ СК по показателям и с периодичностью приведенным в таблице №5. [5]

Таблица - №5.

№ пп	Показатели	Метод испытания	Способ отбора и составления проб	Периодичность определения
1.	*Плотность	ГОСТ 3900; ГОСТ Р 51069;	При работе по основной схеме учета – объединенная проба с автоматического пробоотборника	1 раз в смену
			При отказе автоматических пробоотборников БИК – ручной отбор с формированием среднесменной пробы	Каждый час
			При работе по резервной схеме учета – объединенная проба нефти, отобранная по ГОСТ 2517	По каждому резервуару
2.	**Массовая доля воды	ГОСТ 2477-65	При работе по основной схеме учета – объединенная проба с автоматического пробоотборника	1 раз в смену

№ пп	Показатели	Метод испытания	Способ отбора и составления проб	Периодичнос ть определения
			При отказе автоматических пробоотборников БИК – ручной отбор с формированием среднесменной пробы	Каждый час
			При работе по резервной схеме учета – объединенная проба нефти, отобранная по ГОСТ 2517	По каждому резервуару
3.	Массовая концентраци я хлористых солей	ГОСТ 21534- 76	При работе по основной схеме учета – объединенная проба с автоматического пробоотборника	1 раз в смену
			При отказе автоматических пробоотборников БИК – ручной отбор с формированием среднесменной пробы	Каждый час
			При работе по резервной схеме учета - объединенная проба нефти, отобранная по ГОСТ 2517	По каждому резервуару
4.	Давление на- сыщенных паров (ДНП)	ГОСТ 1756- 2000	Точечная проба	1 раз в 10 дней
5.	Массовая	ГОСТ 6370-83	Накопительная проба,	1 раз в 10

№ пп	Показатели	Метод испытания	Способ отбора и составления проб	Периодичнос ть определения
	доля механически х примесей		составленная в течение 10 дней из среднесменных проб.	дней
6.	Массовая доля серы	ГОСТ Р 51947-2002, ГОСТ 1437- 75	При работе по основной схеме учета – объединенная проба с автоматического пробоотборника	1 раз в смену
			При отказе автоматических пробоотборников БИК – ручной отбор с формированием среднесменной пробы	Каждый час
			При работе по резервной схеме учета – объединенная проба нефти, отобранная по ГОСТ 2517	По каждому резервуару
8.	Массовая доля органически х хлоридов	ГОСТ Р 52247-2004	Накопительная проба, составленная в течении 10 дней из среднесменных проб	1 раз в 10 дней
9.	Массовая доля метил- и этил- меркаптанов	ГОСТ Р 50802-95	Точечная проба	1 раз в 10 дней
10	Массовая доля	ГОСТ Р 50802-95	Точечная проба	1 раз в 10 дней

№ пп	Показатели	Метод испытания	Способ отбора и составления проб	Периодичность определения
а	сероводород			

*определение показателя производится поточным плотномером [6]

**определение показателя производится поточным влагомером. [10]

Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля.

Контролируемые технологические параметры СИКН, место, периодичность контроля и регистрации указаны в таблице №6: [4]

Таблица - № 6.

П №	Контролируемый параметр	Точка контроля и СИ	Средство контроля	Периодичность Контроля	Периодичность регистрации	Допускаемая величина
1.	Расход нефти через каждую линию	ПР ИЛ № 1,2	АРМ оператора, ИМЦ-03, прибор 2700	Постоянно, с прибора 2700 каждые 2 часа	1 раз в 2 ч.	в соответствии с аттестованным диапазоном
2.	Масса нефти прокачанной через СИКН	ПР ИЛ № 1,2	АРМ оператора, ИМЦ-03, прибор	Постоянно, с прибора 2700 каждые	1 раз в 2 ч.	

			2700	2 часа.		
3.	Плотность нефти на СИКН, при 20 ⁰ С, 15 ⁰ С, при рабочих условиях	Поточный плотномер Solartron	ИМЦ -03 АРМ оператора	1 раз в 2 ч.	1 раз в 2 ч.	800-900 кг/м ³
4.	Температура нефти СИКН, БИК	Выход ИЛ, БИК преобразователи температуры, термометр	ИМЦ -03 АРМ оператора, термометр	1 раз в 2 ч. (термометр) ИМЦ-03 и АРМ постоянно	1 раз в 2 ч.	Температура в БИЛ от 15 ⁰ С до +20 ⁰ С Температура в БИК от +5 ⁰ С до +20 ⁰ С
5.	Давление в нефтепроводе от СИКН до резервуарного парка АНГК	выход БИЛ-преобразователь давления, манометр	АРМ оператора, манометр	АРМ постоянно	1 раз в 2 ч.	не более 1,1 МПа
6.	Давление БИЛ	БИЛ-преобразователь давления, манометр	ИМЦ -03 АРМ оператора, манометр	ИМЦ-03 и АРМ постоянно, 1 раз в 2 ч. (манометр)	1 раз в 2 ч.	не более 1,1 МПа
7.	Давление БИК	БИК – преобразователь	ИМЦ -03 АРМ оператора	ИМЦ-03 и АРМ постоянно	1 раз в 2 ч.	не более 1,1 МПа

		давления, манометр	ратора, манометр	о, 1 раз в 2 ч. (манометр)		
8.	Содержание воды в нефти	БИК – влаго- мер УДВН- 1пм	ИМЦ -03 АРМ опе- ратора	постоянно	1 раз в 2 ч.	не более 1% (массовое)
9.	Расход нефти через БИК.	Ротаметр расхода Н 25RR/M10	ИМЦ -03 АРМ опе- ратора, Ротаметр расхода Н250 RR/M10		1 раз в 2 ч.	Расход в зависимос- ти от расхода через ИЛ
10.	Перепад давления на фильтрах	блок фильтров преобразоват- ель перепада давления, манометр	ИМЦ -03 АРМ, пре- образоват- ель перепада давления, манометр	ИМЦ-03 и АРМ постоянно, 1 раз в 2 ч. (манометр)	1 раз в 2 ч.	не более 0,01 МПа

Качество нефти контролируется непрерывно с АРМ оператора, при помощи поточного оборудования, с составлением паспорта качества на нефть каждые два часа, также проводятся пробы через ЩПУ лаборантами

					Общая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

8. Расчетная часть

1. Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при прямом методе динамических измерений $\delta_{Мбр}^{косс(с)}$, % и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$\delta_{Мбр}^{косс(с)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_V^2 + \delta_{ИБК}^2 + \delta_{АРМ}^2} \quad (1).$$

Коэффициент G вычисляют по формуле:
$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_\rho} \quad (2),$$

β - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$

где

t_ρ температуры нефти при измерениях объема и плотности, $^\circ\text{C}$.

Для расчета берутся значения из паспорта нефти: $t_V = 9,6 \text{ }^\circ\text{C}$,

$$t_\rho = 9 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\beta_V = 0,00081 \text{ } 1/^\circ\text{C} \text{ при } t_V = 9,6 \text{ }^\circ\text{C}, \rho = 852,2 \text{ кг/м}^3$$

$$\beta_\rho = 0,00079 \text{ } 1/^\circ\text{C} \text{ при } t_\rho = 9 \text{ }^\circ\text{C}, \rho = 860 \text{ кг/м}^3$$

$$G = \frac{1 + 2 \cdot 0,00081 \cdot 9,6}{1 + 2 \cdot 0,00079 \cdot 9} = 1,0013$$

Основную относительную погрешность измерений температуры $\delta_{t(осн)}$, % при известной приведенной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_{t(осн)} = \gamma_{осн} \cdot \frac{t_g - t_{н.у.}}{t} \quad (3),$$

Где $\gamma_{осн} = 0,15$

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций на заводе АНГК							
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Расчетная часть			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
Разраб.		Потылицына Е.А.						80	113			
Провер.		Антропова Н.А.						ТПУ гр. 3-2Б21Т				
Реценз.												
Н. Контр.												
Утверд.		Рудаченко А.В.										

$$\delta_{t(оч)} = 0,15 \cdot \frac{25-0}{25} = 0,15 \%$$

Дополнительную относительную погрешность измерений температуры $\delta_{t(\partial on)}$, % при известной приведенной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_{t(\partial on)} = \gamma_{\partial on} \cdot \frac{t_s - t_{н.у.}}{t} \cdot \frac{t - 20}{10 \text{ } ^\circ\text{C}} \quad (4),$$

Где $\gamma_{\partial on} = 0,05$

$$\delta_{t(\partial on)} = 0,05 \cdot \frac{25-0}{25} \cdot \frac{25-20}{10 \text{ } ^\circ\text{C}} = 0,025 \%$$

Относительная погрешность измерений температуры δ_t равна:

$$\delta_t = \sqrt{\delta_{t(оч)}^2 + \delta_{t(\partial on)}^2} \quad (5),$$

$$\delta_t = \sqrt{0,15^2 + 0,025^2} = 0,15 \%$$

Переводим относительную погрешность измерений температуры δ_t в абсолютную величину Δ_t по формуле:

$$\Delta_t = \frac{\delta_t}{100} \cdot t \quad (6),$$

$$\Delta_t = \frac{0,15}{100} \cdot 9 = 0,01369 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определяем погрешность измерений плотности. Общую погрешность измерений плотности вычисляют по формуле:

$$\Delta_\rho = \Delta_{\rho(оч)} + \Delta_{\rho(\partial on)P} + \Delta_{\rho(\partial on)t} \quad (7).$$

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении давления вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\rho(\partial on)P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(P-0,1) \text{ МПа}}{10^8 \text{ МПа}} \quad (8),$$

$$\Delta_{\rho(\partial on)P} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(0,2-0,1)}{10^8} = 0,03 \cdot 10^{-10} \text{ МПа}.$$

					Расчетная часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Дополнительную погрешность измерений плотности при изменении температуры вычисляют по формуле:

$$\Delta_{\rho(\Delta t)} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(t - 20) \text{ } ^\circ\text{C}}{t \text{ } ^\circ\text{C}} \quad (9),$$

$$\Delta_{\rho(\Delta t)} = 5 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{(9,6 - 20) \text{ } ^\circ\text{C}}{9,6 \text{ } ^\circ\text{C}} = 0,0054 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Вычисляем общую погрешность:

$$\Delta_{\rho} = 0,15 + 0,03 \cdot 10^{-10} + 0,0054 = 0,145 \text{ кг/м}^3.$$

Относительную погрешность измерений давления δ_{ρ} , % при известной абсолютной погрешности определяют по формуле:

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta \rho}{\rho} \cdot 100 \quad (10),$$

$$\delta_{\rho} = \frac{0,145}{852,2} \cdot 100 = 0,017 \text{ } \%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти при косвенном методе динамических измерений $\delta_{Мбр}^{косв(с)}$, % и последующем приведении результатов измерений объема и плотности к стандартным условиям равна:

$$\delta_{Мбр}^{косв(с)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,15^2 + 1,0013^2 \cdot 0,017^2 + 0,005^2 + 0,0001^2} = 0,166$$

2. Пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти вычисляют по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{М*})^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{мт}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мт} + W_{ХС}}{100}\right)^2}} \quad (11),$$

Где ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %;

$\Delta W_{мт}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, %;

					Расчетная часть	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %.

Значение δ_m^* при применении косвенных методов измерений массы продукта вычисляют по формуле:

$$\delta_m^* = \frac{\delta_m}{1,1} \quad (12),$$

Где δ_m - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродукта косвенными методами, %.

$$\delta_m^* = \frac{0,166}{1,1} = 0,151$$

Вычисляем абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти:

$$\Delta W_B = \sqrt{\frac{P_B^2 - 0,5 \cdot p_B^2}{2}} \quad (13),$$

Где $P_B = 0,2$, $p_B = 0,1$

$$\Delta W_B = \sqrt{\frac{0,2^2 - 0,5 \cdot 0,1^2}{2}} = 0,1322.$$

Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти равна:

$$\Delta W_{mi} = \sqrt{\frac{P_{mi}^2 - 0,5 \cdot p_{mi}^2}{2}} \quad (14),$$

Где $P_{mi} = 0,005$, $p_{mi} = 0,0025$

$$\Delta W_{mi} = \sqrt{\frac{0,005^2 - 0,5 \cdot 0,0025^2}{2}} = 0,0033.$$

Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти равна:

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{P_{xc}^2 - 0,5 \cdot p_{xc}^2}{2}} \quad (15),$$

Где $P_{xc} = p_{xc} \cdot 2$

$$p_{xc} = \frac{0,1 \cdot 8,4}{844,6} = 0,00099,$$

$$P_{xc} = 0,00099 \cdot 2 = 0,00198.$$

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{0,0000039 - 0,5 \cdot 0,0000009801}{2}} = 0,0013$$

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(0,151)^2 + \frac{0,1322^2 + 0,0033^2 + 0,0013^2}{\left(1 - \frac{0,06 + 0,001 + 0,0044}{100}\right)^2}} = 0,22$$

Предельно-допустимая суммарная погрешность СИКН согласно ГОСТ Р 8.595-2004 по массе брутто составляет не более $\pm 0,25\%$, по массе нетто не более $\pm 0,35\%$ прямым методом динамических измерений. Из расчета можно сделать вывод, что посчитанная погрешность не превышает допустимой нормы.

					Расчетная часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Геоэкологическая характеристика и мероприятия по экологической безопасности производства ООО «НПЗ АНГК»(Кемеровская область)»

Проектом работ предусмотрено проведение геоэкологического мониторинга на территории санитарно-защитной зоны ООО «НПЗ АНГК»

Планирование научно - исследовательских работ

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением технического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Экологический мониторинг ООО «НПЗ АНГК» рассчитан на 5 лет, а именно с марта 2014 по февраль 2019 гг. Необходимо провести подготовительные работы, изучить материалы по ранее проведенным работам, а так же полевые работы.

Исходная информация, виды, условия и объемы проектируемых работ (технический план) представлены в таблице 7.

На основании технического плана рассчитываются затраты времени и труда.

Таблица 7 - Виды и объемы проектируемых работ (Технический план)

№	Виды работ	Объем		Условия производства работ	Вид оборудования
		Ед. изм	Кол-во		
1	Атмосферохимическое исследование с отбором проб воздуха	шт	37	Отбор проб осуществляется около котельной, на границах СЗЗ, в резервуарном парке, в районе АЗС и КОС.	Мультигазовый монитор, газоанализатор УГ-2, аспиратор

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Потылицына Е.А.				Финансовый менеджмент	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Антропова Н.А.						85	113
<i>Реценз.</i>						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>	Рудаченко А.В.							

2	Гидрогеохимические исследования с отбором проб	шт	12	Отбор проб осуществляется на водотоке р. Вяловка и в точке сброса	Комплект оборудования для отбора проб поверхностных вод
3	Гидрогеохимические исследования с отбором проб и измерением	шт	12	Отбор проб и измерения уровня осуществляются на скважинах, находящейся на	Ручной или электромеханический насос, пробоотборник (полиэтиленовые канистры или
4	Гидролитогеохимические исследования с отбором проб	шт	2	Отбор проб осуществляется на водотоке р. Вяловка	Комплект оборудования для отбора проб донных отложений
5	Биоиндикационные исследования растительности	шт	5	Исследования проводятся на границе СЗЗ; категория	Визуальное изучение; Садовые ножницы, секатор, полиэтиленовые мешки
6	Наземная гамма-радиометрическая съемка	1км ²	0,25	Пункты измерений совпадают с точками отбора проб почвенного	радиометр ДРГЗ-01
7	Лабораторные исследования	Шт	78	Анализ проб	Лабораторное оборудование
				Контроль процесса	
	Камеральные работы			Ручная работа, компьютерная обработка материала	Компьютер
	Полевые и окончательные				

Расчет затрат времени и труда по видам работ

Расчет затрат времени на геоэкологические работы определен порядком «Инструкцией по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы» и ССН-93 выпуск 2 «Геоэкологические работы». Из этого справочника взяты следующие данные:

- норма времени, выраженная на единицу продукции;
- коэффициент к норме.

Расчет затрат времени выполняется по формуле:

$$t = Q * H_g * K,$$

где: Q- объем работ;

H_g - норма времени;

K - соответствующий коэффициент к норме.

Используя технический план, в котором указаны все виды работ необходимо определить затраты времени на выполнение каждого вида работ в сменах и месяцах (таблица 8).

Таблица 8 - Расчет затрат времени по видам работ

№ п/п	Виды работ	Объем работ (Q)		Норма длит.(Н)	Коэф-фициент(К)	Нормативный документ	Итого чмена (N)
		Ед.изм.	Кол-во				
1	Атмогеохимические исследования с отбором проб атмосферного воздуха	шт	37	0,248	1	ССН, вып. 2 пункт 98	8,93
2	Атмогеохимические исследования с отбором проб снегового покрова	шт	5	0,11	1	ССН, вып. 2 пункт 107	0,55
3	Литогеохимические исследования с отбором проб почвенного покрова	шт	5	0,04	1	ССН, вып. 2 табл. 23, стр. 1, ст. 3	0,2
4	Гидрогеохимические исследования с отбор проб поверхностных вод	шт	2	0,02	1	ССН, вып. 2 табл. 40, стр. 5, ст. 3	0,24
5	Ридролитогеохимические исследования с отбором проб донных отложений	шт	2	0,05	1	ССН, вып. 2 табл. 32, стр. 4, ст. 3	0,1

6	Гидрогеохимические исследования с отбором проб и измерением уровня подземных вод	шт	2	0,12	1	ССН, вып. 1,ч. 1 пункт 86, 87	1,44
7	Биоиндикационные исследования растительности	шт	5	0,04	1	ССН, вып. 2 пункт 81	0,2
8	Наземная гамма-радиометрическая съемка	1км ²	0,25	62,92	1	ССН, вып. 2 таблица 124, стр. 3, ст. 4, пункт 359	15,73
9	Лабораторные работы	Выполняются подрядной организацией					
10	Камеральные работы: Полевая камеральная	шт	41	0,0041	1	ССН, вып. 2 таблица 54, стр. 1	0,15
	обработка материалов	1км ²	0,25	33,6	1	ССН, вып. 2 таблица 61, стр. 5	
	Окончательная камеральная	шт	37	0,008	1	Таблица 59, стр. 3 Ст.5 ССН	0,29
	обработка материалов эколого-геохимических работ Окончательная обработка	шт				Табл.60 стр25ст7 ССН,	
	Составление карт написание отчета						
Итого:							55,54

Для расчета затрат труда используются таблицы или соответствующие пункты (параграфы) ССН с нормами затрат труда. Рассчитываются затраты труда на каждый вид работ. Все расчеты затрат труда оформляются в таблице 9. Типовой состав производственных групп при проведении полевых геохимических работ установлен в соответствии со справочником сметных норм на геологоразведочных работах.

Таблица 9 - Расчеты затрат труда

№	Виды работ	Т	Начальник	Геозолог	Гидрогеолог	Рабочий 5
			ОЭБиРП	чел/смен	чел/смен	чел/смен
			чел/смен	чел/смен	чел/смен	чел/смен
1	Атмогеохимические исследования с отбором проб атмосферного воздуха	8,93	0,893	4,02	-	4,02
2	Атмогеохимические исследования с отбором проб снегового покрова	0,55	0,055	0,25	-	0,25
3	Литогеохимические исследования с отбором проб почвенного покрова	0,2	0,02	0,09	-	0,09
4	Гидрогеохимические исследования с отбор проб поверхностных вод	0,24	0,024	-	0,11	0,11
5	Гидролитогеохимические исследования с отбором проб донных отложений	0,1	0,01	-	0,045	0,045
6	Гидрогеохимические исследования с отбором проб и измерением уровня подземных вод	1,44	0,144	-	0,65	0,65
7	Биоиндикационные исследования растительности	0,2	0,02	0,09	-	0,09
8	Наземная гамма-радиометрическая съемка	5,73	3,92	5,9	-	5,9
9	Камеральные работы					
	Окончательные	28,34	0,28	14,03	14,03	-
Итого:		55,73	5,36	24,38	14,83	11,15

Таким образом, для выполнения всех проектируемых работ необходима производственная группа, состоящая из 4 человек (начальник отдела экологической безопасности и рационального природопользования, геозолог, гидрогеолог, рабочий 5 разряда). То есть то количество исполнителей, которое необходимо для исполнения всех проектируемых работ.

Нормы расхода материалов

В соответствии со справочником сметных норм на геологоразведочные работы (ССН-92 выпуск 1 «Работы геологического содержания», часть 3) в таблице 10 представлено наименование материалов необходимых для проведения работ.

Таблица 10 - Нормы расхода материалов на проведение полевых геохимических работ, зависящих от количества проб

Наименование и характеристика изделия	Единица	Цена, руб.	Норма расхода	Сумма,руб.
Все полевые геохимические работы				
Блокнот малого размера	шт	34,00	4	136,00
Журнал регистрации	шт	56,00	1	56,00
Карандаш простой	шт	6,00	16	96,00
Кислота соляная	кг	29,00	0,1	2,90
Резинка ученическая	шт	5,00	6	30,00
Ручка шариковая	шт	22,00	4	88,00
Гидрогеохимические работы				
Бутыль стеклянная 0,5-1,0 литр с пробкой	шт	60,00	4	240,00
Атмогеохимические работы				
Контейнер для проб	шт	300,00	3	900,00
Пакеты	шт	15,00	7	105,00
Литогохимические и биоиндикационные работы				
Бумага оберточная	рулон(20м)	120,00	0,5	60,00
Пакеты полиэтиленовые	шт	50,00	20	1000,00
Ящик (тара)	шт	300,00	2	600,00
Окончательная камеральная обработка исходных данных				
Блокнот малого размера	шт	34,00	1	34,00
Карандаш простой	шт	6,00	4	24,00
Ручка шариковая	шт	22,00	4	88,00
Итого:				345

Рассчитываем затраты на ГСМ (таблица11.). Рабочая бригада будет доставляться до места проведения работ на автомобильном транспорте ГАЗ

2217 Соболь/Баргузин с бензиновым двигателем (расход топлива 14,5 л на 100 км). Учитываем стоимость бензина АИ-92 в Кемеровской области, по состоянию на май 2014 года, цена составляет в среднем 29,30 руб/л.

Таблица 11- Расчет затрат на ГСМ

№ п/п	Наименование автотранспортного средства	Количество	Стоимость за 1л (руб).
1	ГАЗ 2217 Соболь/Баргузин (АИ-92)	1500 км	29,30
Итого:			4248,50

Расчёт затрат на подрядные работы

Калькуляция стоимости приведена по производственным документам.

Стоимость подрядных работ представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет стоимости лабораторных исследований

№	Метод анализа	Количество проб	Стоимость, руб	Итого
1	Атомно - эмиссионный с индуктивно -связанной плазмой	58	2000	116000
2	Флуориметрический	54	500	27000
3	Хроматографический	37	340	12580
4	Атомная абсорбция	5	400	2000
5	Электрометрический	24	230	5520
6	Титриметрический метод	24	220	5280
7	Органолептический	24	65	1560
8	Визуальный	24	50	1200
9	Потенциометрический	20	250	5000
10	Гравиметрический	16	350	5600
11	Фотометрический	12	350	4200
12	Гамма-радиометрический	5	1000	5000
Итого				190940

Бюджет научно - технического исследования

Общий расчет сметной стоимости проекта оформляется по типовой форме. Базой для всех расчетов служат: основные расходы, которые

связаны с выполнением работ по проекту и подразделяются на А (собственно геоэкологические работы) и Б (сопутствующие работы).

На эту базу начисляются проценты, обеспечивающие организацию и управление работ по проекту, так называемые расходы, за счет которых осуществляются содержание всех функциональных отделов структуры предприятия.

Расходы на организацию полевых работ составляют 1,5 % от суммы расходов на полевые работы.

Расходы на ликвидацию полевых работ - 0,8% суммы полевых работ.

Расходы на транспортировку грузов и персонала - 5% полевых работ.

Накладные расходы составляют 15% основных расходов.

Сумма плановых накоплений составляет 20% суммы основных и накладных расходов.

Резерв на непредвидимые работы и затраты колеблется от 3-6 %.

Расчет стоимости на проектно-сметные работы выполняется на основании данных организации, составляющей проектно-сметную документацию. Оклад берется условно.

Расчет осуществляется в соответствии с формулами:

$$ЗП = \text{Окл} * Т * К,$$

где ЗП - заработная плата (условно), Окл - оклад по тарифу (р), Т - отработано дней (дни, часы), К - коэффициент районный (для Кемеровская область 1,5).

$$\text{ДЗП} = ЗП * 7,9\%,$$

где ДЗП - дополнительная заработная плата (%).

$$\text{ФЗП} = ЗП + \text{ДЗП},$$

где ФЗП - фонд заработной платы (р).

$$\text{СВ} = \text{ФЗП} * 30\%,$$

где СВ - страховые взносы.

$$\text{ФОТ} = \text{ФЗП} + \text{СВ},$$

где ФОТ - фонд оплаты труда (р).

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

$$R = 311 * 3\%$$

где R - резерв (%).

$$СПР = ФОР + М + А + R,$$

где СПР - стоимость проектно-сметных работ.

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы

№	Статьи основных расходов	Коэффиц. загрузки	Оклад за день	Районный коэф-т	Итого, руб/мес
1	Начальник ЭАЛ	1	762	1,5	1143,00
2	Геоэколог	0,5	619	1,5	464,00
3	Гидрогеолог	0,2	524	1,5	157,00
4	Рабочий 2 разряда	0,2	95	1,5	28.5,00
	Итого:		1792,5		
5	ДЗП (7,9%)				141,61
6	ФЗП				1934,1
7	Страховые взносы (30% от ФЗП)				580,23
8	ФОР				2514,3
9	Материалы (3% от ЗП)				53,77
10	Амортизация (2% от ЗП)				35,85
11	Резерв (3% от ЗП)				53,77
	Итого проектно-сметные работы:			2657,69	

Таблица 14 - Сметный расчет стоимости работ

	Наименование работ и затрат	Объём		Единичная	Полная сметная
		Ед. изм	Количес тво		
I	Основные расходы на геоэкологические работы				
	Группа А				
	Собственно геоэкологические работы				
	Проектно-сметные работы	% от 50 ПР		1328,84	
1	Полевые работы:		2677,69		
1.1	Атмогеохимические исследования с отбором проб атмосферного воздуха	шт	37	1600	59200
1.2	Атмогеохимические исследования с отбором проб снегового покрова	шт	5	1005	5025

1.3	Литогеохимические исследования с отбором проб почвенного покрова	шт	5	368	1840
1.4	Гидрогеохимические исследования с отбором проб поверхностных вод и донных отложений	шт	14	602	7224
1.5	Гидрогеохимические исследования с отбором проб и измерением уровня подземных вод	шт	12	591	7092
1.6	Биоиндикационные исследования растительности	шт	5	368	1840
1.7	Наземная гамма-радиометрическая съемка	1км ²	0,25	573351	143337
	Окончательная камеральная обработка	шт	78	1455	107670
2	Организация полевых работ	% от ПР	1,2		32,13
3	Ликвидация полевых работ	% от ПР	0,8		21,42
4	Камеральные работы	% от ПР	30		803,3
Группа Б					
Сопутствующие работы и затраты					
5	Транспортировка грузов и персонала	% от ПР 1			26,78
	Итого основных расходов (ОР):	336700,00			
II	Накладные расходы	% от ОР	15		50514,3
	Итого: основные и накладные расходы (ОР+НР)	387274,3			
III	Плановые накопления	% от НР+ОР	20		77454,8
IV	Компенсируемые затраты				
1	Производственные командировки	% от ОР	0,5		1683,8
2	Полевое довольствие	% от ОР	3		210102,8
3	Доплаты и компенсации	% от ОР	8		26940,0
4	Охрана природы	% от ОР	5		16838,0
	Итого компенсируемых затрат:	55564,6			
V	Подрядные работы				
1	Лабораторные работы	руб.			189200,00
VI	Резерв	% от ОР	3		10102,8
	Итого сметная стоимость	453745,0			
	НДС	%	18		81674,1
	Итого с учётом НДС	535418,8			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Вывод: В ходе расчета общей сметной стоимости запланированных работ на организацию и проведение экологического мониторинга потребуется 535 418,8 рублей. Данные расчета действительны в течении 5 лет.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

10. Социальная ответственность

Рабочей зоной оператора является как операторная во время смены, так и периодически, каждые два часа СИКН. Система измерения количества и показателей качества нефти представляет собой систему блоков, которые предназначены для измерения качества и количества. Оператор во время смены каждые два часа ходит на плановый осмотр оборудования и снятия показаний с датчиков – массомеров, также каждую смены проводится смены пробоотборника. В связи с чем на оператора действуют как вредные, так и опасные факторы. Освещение: естественное и искусственное.

10.1 Производственная безопасность.

10.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Вредный производственный фактор (ВПФ) - такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека вызывает у него заболевание или снижение трудоспособности. Возможны профессиональные заболевания.

При работе на оператора товарного оказывают влияние следующие вредные факторы: зрительная утомляемость при работе за компьютером, отклонение параметров микроклимата, недостаточная освещенность, повышенные уровни шума.

Отклонение параметров микроклимата.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма (согласно СанПиН 2.2.4.548-96)[17].

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Потылицына Е.А.			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Антропова Н.А.					96	113
<i>Реценз.</i>						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		Рудаченко А.В.						

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются (согласно СанПиН 2.2.4.548-96) [17]: температура воздуха; температура поверхностей; относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха; интенсивность теплового облучения.

В помещениях согласно СанПиН 2.2.2.548-96[17] должны обеспечиваться допустимые параметры микроклимата (таблица 15).

Таблица 15 - Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность	Скорость движения
Холодный	1а	22-24	40-60	0,1
	16	16-18		0,1
Теплый	1а	23-25	40-60	0,1
	16	18-20		

При работе оператора товарного в производственном помещении выделяют две категории работ, разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт): 1а — работы, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением (интенсивность энергозатрат до 120 Ккал/час); 16 — работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением (интенсивность энергозатрат от 121 до 150 Ккал/час).

Недостаточная освещенность

СИКН имеет искусственное освещение. Для общего и местного искусственного освещения используются источники света с цветовой коррелированной температурой от 2400°К до 6800°К (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03) [18]. Преимущество отдается светодиодным лампам, обеспечивающим общую освещенность, корректировка освещенности осуществляется локальным освещением.

Оценка и нормирование освещенности производится согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[18] и СНиП 23-05-95[19]. Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Нормы естественного и искусственного освещения.

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г - горизонтальная, В -	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО ен, %		КЕО ен, %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном	При боковом освещении	при верхнем или	при боковом освещении	при комбинированном освещении		При общем
						всего	от общего	
Кабинеты, рабочие комнаты,	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	00,6	400	200	300
Аналитические лаборатории	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	550

Естественное освещение операторной обеспечивается через оконные проемы с коэффициентом естественного освещения КЕО 1,2% в зонах с устойчивым снежным покровом и 1,5% на остальной территории. Световой поток из оконного проема должен падать на рабочее место оператора с левой стороны.

В зимний период вследствие укороченного светового дня и недостаточного естественного освещения необходимо использовать искусственное освещение.

В лабораториях при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещённость 500 лк при общем освещении.

Освещённость рабочего места в норму достигается периодическим мытьем окон, подстриганием веток деревьев.

Повышенный уровень шума

Источниками шума на рабочем месте являются сами вычислительные машины (встроенные в стойки ЭВМ вентиляторы, принтеры), центральная система вентиляции и кондиционирования воздуха и другое оборудование.

Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений, является ГОСТ12.1.003[20]- (таблица 17) .

Таблица 17 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)							Экв.Уровни звука
	25	50	500	1000	2000	4000	8000	
Помещения конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, лабораторий для теоретических работ и	64	54	49	45	42	40	38	50
Помещения управления, рабочие комнаты	70	68	63	55	2	50	49	60

Защита от шума должна обеспечиваться разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, в том числе строительно-акустических, применением средств индивидуальной защиты.

В первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. По отношению к источнику возбуждения шума коллективные средства защиты подразделяются на средства, снижающие шум в источнике его возникновения, и средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Средства индивидуальной защиты применяются в том случае, если другими способами обеспечить допустимый уровень шума на рабочем месте не удастся. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, специальные костюмы. Уровень шума для различных видов трудовой деятельности приведен в таблице 18 (согласно ГОСТ 12.1.003-83)

Таблица 18 - Уровни шума для различных видов трудовой деятельности с учетом степени напряженности труда.

Вид трудовой деятельности	Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ А
Работа по выработке концепций, новых программ; творчество; преподавание	40
Труд высших производственных руководителей, связанных с контролем группы людей, выполняющих преимущественно умственную работу	50
Высококвалифицированная умственная работа, требующая сосредоточенности; труд, связанный исключительно с разговорами по средствам связи	55
Умственная работа, выполняемая с часто получаемыми указаниями и акустическими сигналами; работа, требующая постоянного* слухового контроля; высокоточная категория зрительных работ**	60
Умственная работа, по точному графику с инструкцией (операторская), точная категория зрительных работ	65
Физическая работа, связанная с точностью, сосредоточенностью или периодическим слуховым контролем	80

Более 50% рабочего времени.

10.1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

Опасный производственный фактор (ОПФ) - такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях человека приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению его здоровья.

При работе на оператора товарного оказывают влияние следующие опасные факторы: поражение электрическим током (при работе с оборудованием, электросетью), пожароопасность.

Поражение электрическим током.

При эксплуатации электрооборудования возможно поражение работающего персонала электрическим током. К источникам опасности поражения электрическим током на рабочем месте можно отнести: сам компьютер и другая офисная техника, осветительные приборы и электроинструменты.

СИКН относится к категории помещения с повышенной опасности [ПУЭ]

Помещения с повышенной опасности: сухие, не жаркие, с токонепроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин и т. п. или с коэффициентом заполнения площади $k < 0,2$ (т. е. отношением площади, занятой металлическими предметами, к площади всего помещения).

Рабочее место должно соответствовать требованиям электробезопасности согласно ГОСТ 12.1.019-79[22].

Причины поражения электрическим током:

- случайное прикосновение к токонесущим частям, находящимся под напряжением (оголенным проводам, контактам электроаппаратуры, шинам);
- неожиданное возникновение напряжение там, где в нормальных условиях его быть не должно;

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- появление напряжения на отключенных частях электрооборудования (по причине ошибочного включения, наведения напряжения соседними установками);
- возникновение напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода с землей, неисправности заземляющих устройств.

В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

- работать на неисправном компьютере и компьютерной технике;
- перегружать электросеть;
- загромождать подходы к компьютерной технике.

Электробезопасность должна обеспечиваться техническими способами и средствами защиты, организационными и техническими мероприятиями, а именно изоляция, заземление, зануление, ограждения. (согласно ГОСТ 12.1.019-79)[22].

Статическое электричество

В определенных производственных условиях происходит возникновение и накапливание статического электричества. Основные источники, которые могут иметь место на рабочем месте, а именно: наведение статического электричества на экранах и корпусах видеомониторов персональных компьютеров; появление электростатических зарядов на платах и приборах микроэлектронной техники в процессе их взаимного перемещения при монтаже схем, ремонте и настройке аппаратуры; возникновение электрического потенциала на незаземленном оборудовании за счет электрической индукции при сильных грозовых разрядах и недостаточной молниезащиты.

Основными направлениями предупреждения опасности статического электричества являются предотвращение накопления зарядов на оборудовании и материалах; снижение электрического сопротивления перерабатываемых веществ;

					Социальная ответственность	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нейтрализация и уменьшение интенсивности возникновения зарядов статического электричества; отвод зарядов, накапливающихся на работающих.

Техническими мерами, обеспечивающими достижение безопасности в условиях возникновения опасности статического электричества, являются: заземление оборудования и коммуникаций; ионизация воздуха; устройство электропроводящих полов; использование работающими токопроводящей обуви и антистатических халатов. Допускаемые уровни напряженности электростатических полей не должны превышать 20 кВ в течение 1 часа (согласно ГОСТ 12.1045-84)[23]

Молниезащита зданий и сооружений

Значительную опасность представляет атмосферное электричество (гроза), эффективным средством защиты от которого является молниезащита. Для всех жилых, административных и производственных зданий проектирование молниезащиты должно выполняться согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003[24].

По степени защиты сооружений от воздействия атмосферного электричества молниезащита подразделяется на три категории, которые обозначаются цифрами I, II, III. Категория молниезащиты определяется назначением зданий и сооружений, среднегодовой продолжительностью гроз, а также ожидаемым числом поражений здания или сооружения молнией в год. Для приема электрического разряда молнии и отвода её в землю применяют устройства называемые молниеотводами.

Для защиты от проявления электростатической индукции в зданиях и сооружениях, присоединяют металлические корпуса всего оборудования, установленного в защищаемом здании, к специальному заземлителю или к защитному заземлению местной электросети; применяют отдельно стоящие тросовые и стержневые молниеотводы.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

В качестве защиты от прямого удара молнии используются вертикальные молниеотводы.

10.2 Пожаробезопасность

Противопожарная защита — это комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также на создание условий для успешного тушения пожара.

Пожарная безопасность обеспечивается системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты.

Рабочее помещение должно соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91[25] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83[26].

В блок - боксе обязательно должен быть «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники. После окончания работы необходимо отключить электроэнергию и воду во всех помещениях.

В любых помещениях должна быть определена категория по взрывопожаробезопасности. СИКН соответствует категории В [НПБ 105-03]

Пожар может возникнуть при взаимодействии горючих веществ, окислителя и источников зажигания. Горючими компонентами в помещении являются: строительные материалы для акустической и эстетической отделки помещений, перегородки, двери, полы, перфокарты и перфоленты, изоляция кабелей.

Источниками зажигания могут быть электрические схемы от ЭВМ, приборы, применяемые для технического обслуживания, устройства электропитания, кондиционирования воздуха, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов.

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В помещении необходимо не менее двух огнетушителей марки ОП-3 (огнетушитель порошковый), ОУ-3 (огнетушитель углекислый).

Профилактические мероприятия:

- выключать все электрооборудование, когда оно не используется;
- регулярно проверять техническое состояние оборудования, в особенности кабелей
- соблюдать чистоту на рабочем месте (это поможет потушить пожар на ранней стадии или предотвратит быстрое распространение пожара);
- курить в специально отведенных для этого местах;
- заблаговременно ознакомиться с планом эвакуации при пожаре;
- уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения.

Если возникновения пожара не удалось избежать, следует отключить подачу электроэнергии, провести эвакуацию сотрудника согласно плану эвакуации, вызвать пожарную службу (телефон 01 (101)). При небольшом пожаре следует попытаться потушить его самостоятельно, используя огнетушители.

10.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно Федеральному закону от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» 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 среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций (ЧС) во время проведения проектировочных работ мала. Среди наиболее возможных ЧС могут возникнуть:

- пожар,
- поломка оборудования в результате удара молнии,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

- обрушение помещения рабочей зоны
- сбой в электроснабжении,
- сбой в работе оборудования.

Наиболее возможной чрезвычайной ситуацией среди выше указанных, является пожар.

Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС

1. В период работы:

- своевременно проводить технический осмотр и планово-предупредительный ремонт электроустановок согласно утвержденного графика и технических средств противопожарной защиты и пожаротушения;
- на работе пользоваться только исправным электрооборудованием;
- в электросетях должны устанавливаться аппараты защиты;
- строго соблюдать требования приказа о противопожарном режиме, особенно по курению и пользованию открытым огнем;
- исключить применение скруток для соединения электропроводов, кабеля;
- проверять исправность и соответствие устройств защиты техническим требованиям.

2. При завершении работы (перед закрытием помещения):

- отключить все потребители электроэнергии;
- убрать неиспользованные сменные материалы, отходы и горючий мусор из помещения; закрыть форточки на окнах;
- убедиться внешним осмотром в отсутствии легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, запаха дыма (гари) и утечки воды из системы отопления;
 - проверить наличие на местах средств пожаротушения;
 - закрыть дверь на ключ, положив его в отведенную ячейку;
 - сдать помещение охраннику под охранно-пожарную сигнализацию

под роспись.

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Под повышением устойчивости функционирования организации в ЧС (ПУФ в ЧС) понимается комплекс мероприятий по предотвращению или снижению угрозы жизни и здоровью персонала и проживающего вблизи населения и материального ущерба в ЧС, а также подготовке к проведению спасательных и других неотложных работ в зоне ЧС.

Разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС:

Повышение устойчивости объекта достигается проведением комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий.

Организационные мероприятия:

- создание центра аварийного управления объекта и системы оповещения;
- подготовка руководящего состава к работе в ЧС;
- разработка инструкций по безаварийной остановке производства; обучение персонала соблюдению мер безопасности, действиям при возникновении ЧС, локализации аварий и тушению пожаров (тренировки, учения и т.п.);
- проверка готовности систем оповещения и управления ЧС.

Инженерно-технические мероприятия:

- повышение физической устойчивости зданий, сооружений, технологического оборудования, систем управления и оповещения;
- накопление и поддержание в готовности СИЗ, СКЗ, СМЗ для персонала объекта;
- проведение противопожарных мероприятий;
- сокращение запасов взрыво-, газа- и пожароопасных веществ, обвалование емкостей для их хранения;
- дублирование источников энергоснабжения, воды, природного газа и т.п.;
- защита наиболее ценного и уникального оборудования;
- совершенствование существующих технологических процессов, путем

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

уменьшения вероятности возникновения ЧС;

- внедрение новых безопасных технологий производства продукции;
- разработка энергосберегающих и экологически безопасных технологий;
- использование недефицитных материалов и комплектующих деталей отечественного производства.

Указанный перечень мероприятий не может вовсе исключить возникновение ЧС на объекте, но его выполнение позволит уменьшить вероятность возникновения данной ЧС, масштабы негативных последствий, объемы работ по ликвидации ЧС и восстановлению производства .

Разработка действий в результате возникшей ЧС:

Немедленно сообщить о возникновении пожара в пожарную охрану округа или города;

Организовать локализацию и тушение пожара имеющимися силами и средствами;

Отключить подачу на объект электроэнергии;

Эвакуировать людей (постоянный, переменный состав, посетителей) из прилегающих к месту пожара помещений;

Отключить вентиляционные системы, кондиционеры, закрыть окна и двери в районе возникновения пожара для предотвращения его распространения;

Начать вынос документации и имущества из прилегающих к месту пожара помещений;

Организовать тщательную проверку всех задымленных и горящих помещений с целью выявления пострадавших или потерявших сознание сотрудников, обеспечить пострадавших первой медицинской помощью и отправить их в медицинское учреждение;

Организовать встречу пожарной команды, сообщить старшему пожарной команды сведения об очаге пожара, принятых мерах и

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

специфических особенностях объекта, которые могут повлиять на развитие и ликвидацию пожара;

Организовать охрану вынесенного имущества;

Доложить о сложившейся на объекте ситуации, количестве пострадавших и принятых мерах по ликвидации пожара в Управление по делам ГО и ЧС округа, окружную комиссию по ЧС.

10.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При проведении проектировочных работ следует руководствоваться следующими нормативно-правовыми документами:

•Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера

ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.

Общие требования и номенклатура видов защиты»

ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»

ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»

ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»

СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение»

При организации рабочей зоны следует руководствоваться принципом комфортности в расположении компьютерной техники. Расстояние между оборудованием должно быть достаточным для свободного прохода, провода компьютерной техники -аккуратно размещены, рабочие столы - удобны для работы, рабочее кресло -регулируемо.

Меры повышения производительности труда оператора товарного: выполнение всех видов работ в порядке очередности, регламентированный рабочий день, премирование.

Личностные характеристики оператора товарного: точность, аккуратность, точная координация кистей рук, зрительная память, хорошее знание оборудования и быстрая обучаемость к работе на новом оборудовании, умение оформлять документацию, умение организовать работу, педантичность, ответственность.

Оператору товарному бесплатно выдаются канцелярские принадлежности. Оплата труда устанавливается в соответствии с тарифными ставками. Эргономические условия работы на ПЭВМ СанПиН 2.2.2/2.4.1240

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Заключение (выводы).

Эффективность работы нефтеперерабатывающего предприятия зависит от качества исходного сырья, контролировать качество помогает поточное оборудование. В настоящей работе проанализировано оборудование СИКН №588 Анжерского нефтеперерабатывающего завода и показано его соответствие современной нормативной документации.

Выводы:

1. Описана система контроля количества и качества, выделен основной принцип работы;
2. Охарактеризовано и проанализировано оборудование, входящее в состав системы измерения количества и показателей качества нефти Анжерского НПЗ;
3. Описаны условия безопасной эксплуатации объекта;
4. Проанализирована технология отбора проб нефти, виды и периодичность;
5. Рассчитана погрешность измерений массы нетто товарной нефти с помощью системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН №588 Анжерского нефтеперерабатывающего завода, которая составила 0,22%, что соответствует ГОСТ Р 8.595-2004.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК			
Разраб.		Потылицына Е.А.			Заключение(выводы)	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					111	113
Реценз.						ТПУ гр. 3-2Б21Т		
Н. Контр.								
Утверд.		Рудаченко А.В.						

Список использованных источников

1. РМГ 100-2010 «Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти»;
2. Инструкция по эксплуатации СИКН №588;
3. ГОСТ 8.595-2004 «Масса нефти и нефтепродуктов»;
4. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;
5. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
6. МИ 2153-2004 «Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти»;
7. ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
8. ГОСТ Р ИСО 5725-2002 «Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений»;
9. ПБ-03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
10. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
11. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
12. МИ 2837-2003 «Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение»;
13. МИ 2775-2002 «Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерения количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе»;

					Анализ системы измерения количества и показателей качества нефти участка товарно-транспортных операций завода АНГК		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Потылицына Е.А.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Антропова Н.А.				112	113
<i>Реценз.</i>					ТПУ гр. 3-2Б21Т		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Утверд.</i>		Рудаченко А.В.					
Список использованных источников							

14. МИ 2825-2003 «Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию»;
15. 11/01/13-00-ПЗ «V пусковой комплекс Анжерского НПЗ»
16. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы.
17. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
19. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
20. ГОСТ 12.1.003. Допустимые уровни шумов в производственных помещениях.
21. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.
22. ГОСТ 12.1.019-79. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. ГОСТ 12.1045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
24. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
25. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.4.009-83. Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113