

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»

УДК 622.692.5:658.532(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Т00	Маркушин В.Е.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Наплеков В.И	к.х.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.т.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

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:

дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Маркушин В.Е.

Тема работы:

«Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 05.04.2016 г. №2616/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.06.2016г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объект исследования – система приема и передачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская» на основе многопараметрового технологического процесса транспорта нефти.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Осуществить анализ взаимоотношения сторон принимающей и сдающей нефть; Построить карты Шухарта для многопараметрового процесса транспорта нефти; Интерпретировать информацию о состоянии процесса транспорта нефти представленную на карте Шухарта.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Таблицы, рисунки.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
Введение	
1. Основные сведения о системе	
2. Взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала НПС «Александровская» и Томского РНУ	
3. Система диспетчерского контроля и управления	
4. Мониторинг состояния процесса приема нефти на нефтеперерабатывающем заводе с использованием карт Шухарта	
5. Экономическая часть	
6. Указания мер безопасности	
Заключение	
Список используемой литературы	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Наплеков В.И	к.т.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Маркушин В.Е.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Маркушин В.Е

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет материалов (в том числе затраты на электроэнергию)
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Расчет единого социально налога.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расходы на оплату труда	Расчет расходов на оплату труда за месяц
2. Амортизационные отчисления	Расчёт амортизационных отчислений
3. Прочие расходы	Расчет прочих расходов.
4. Затраты на перекачку	Расчет суммы затрат на почасовую перекачка
5. Потери объемов перекачки	Расчет потерь объемов перекачки нефти при превышении влагосодержания

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Маркушин В.Е.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т00	Маркушин В.Е.

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист (инженер)	Направление/специальность	Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Подключение ПСП производно на 0км МН «А-А-С». Рабочее место находится в операторной, узел подключения вынесен в отдельное здание. Учет ведется средствами измерения количества и показателей качества нефти.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Производственный контроль над соблюдением требований производственной безопасности на опасных производственных объектах НПС «Александровская» осуществляется на двух уровнях: 1-й уровень производственного контроля – руководителями, специалистами и комиссиями производственного контроля структурных подразделений НПС «Александровская», эксплуатирующих опасные производственные объекты. 2-й уровень производственного контроля – руководителями, специалистами технических отделов аппарата управления, комиссией производственного контроля РНУ «Стрежевой» Взрывобезопасность помещения. К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся рабочие места, проходы и проезды к ним, находящиеся: вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок в местах, где содержатся вредные или опасные вещества в концентрациях выше предельно допустимых уровней Эксплуатационный и ремонтный персонал должен быть обеспечен спецодеждой Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации должна производиться в соответствии с требованиями «Правил
--	--

	технической эксплуатации электроустановок потребителей»
2. Экологическая безопасность: 2.1 Мероприятия по охране земель и почв 2.2 Мероприятия по защите атмосферного воздуха	Все работы по эксплуатации СИКН должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных НД в области охраны окружающей среды разрушение растительного покрова автотранспортом; загрязнение атмосферы выхлопными газами; загрязнение территории горюче-смазочными материалами; возрастание в летний период угрозы возникновения пожаров
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В случае возникновения пожара в здании СИКН руководствоваться инструкциями по противопожарной безопасности, разработанными предприятием – потребителем. При отключении электроэнергии руководствоваться инструкциями, разработанными предприятием – потребителем
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1 Основопологающие документы 4.2 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН	ПБ09-563-2003 Трудовой кодекс Российской Федерации СНиП 21.01-97 ППБ-01-03 Правилами эксплуатации электроустановок потребителей Правила противопожарного режима РФ К работе допускаются лица достигшие 18 лет имеющие квалификацию оператора товарного не ниже 4р прошедшие и инструктажи, находиться в спец одежде и спец обуви на рабочем месте.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т00	Маркушин В.Е.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501.65 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Уровень образования инженер

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2016г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2016	<i>Основные сведения о системе</i>	15
28.03.2016	<i>Взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала НПС «Александровская» и Томского РНУ</i>	15
15.04.2016	<i>Система диспетчерского контроля и управления</i>	15
29.04.2016	<i>Мониторинг состояния процесса приема нефти с использованием карт шухарта</i>	15
15.05.2016	<i>Экономическая часть.</i>	10
17.05.2016	<i>Указание мер безопасности</i>	10
25.05.2016	<i>Заключение</i>	10
05.06.2016	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вазим А.А.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104с., 2 рис., 12 табл., 33 источников, 8 прил.

Ключевые слова: взаимоотношение, грузополучатель, приемо-сдаточный пункт, сдающая сторона, принимающая сторона, нефть, средства измерений, статистический метод контрольных карт Шухарта, требования безопасности.

Объектом исследования является применить статистический метод Шухарта мониторинга процесса транспорта перекачиваемой среды.

Цель работы – проанализировать систему приема и передачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская» и применить статистический метод мониторинга процесса транспорта перекачиваемой среды.

В процессе исследования проводились: изучения взаимоотношений двух организаций принимающей нефть и сдающей стороны, основные сведения о системе, конструктивные и объемно – планировочные решения, взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала, применения статистического метода процесса контрольных карт Шухарта, меры безопасности.

В результате исследования были построены карты Шухарта для многопараметрового технологического процесса транспорта нефти и найдены точки выхода технологического процесса из статистического управляемого состояния.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: статистический управляемый процесс транспорта нефти, система приема и передачи.

Степень внедрения: в стадии научной разработки.

Область применения: контроль технологических процессов.

Экономическая эффективность/значимость работы: Затраты на выполнение приема и сдачу товарной нефти считать обоснованными.

В будущем планируется: применять на НПС «Александровская».

					РЕФЕРАТ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	12
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	15
1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ.....	17
1.1 Общие положения	17
1.2 Система приема перекачки нефти через СИКН	21
1.3 Характеристика объектов ПСП«Александровская»	24
1.3.1 Резервуарный парк	25
1.3.2 Площадкафильтров грязеуловителей	25
1.3.3 Площадка регуляторов расхода	25
1.3.4 Площадка регуляторов давления	26
1.3.5 Предохранительные клапаны и сбросной трубопровод	26
1.3.6 Система измерения количества и показателей качества нефти с трубопоршневая установка	26
1.3.7 Стационарная аккредитованная лаборатория.....	28
1.3.8 Операторная	28
1.3.9 Объекты производственно-вспомогательного комплекса:.....	28
1.3.10 Установка пенного пожаротушения	28
1.4 АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО – ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ.....	29
1.4.1 Сведения о инженерно-геологических и климатических условиях	29
1.4.2 Сведения о прочностных, деформационных характеристик грунтов и уровней грунтовых вод	29
1.4.3 Сведения о химическом составе и агрессивности грунтовых вод.....	30
1.4.4 Описание архитектурных, конструктивных и объемно - планировочных решений	30
1.4.5 Специальные мероприятия	34
2 ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «АЛЕКСАНДРОВСКАЯ» И ТОМСКОГО РНУ	35
2.1 Порядок формирования и корректировка планов приема нефти	38
2.2 Порядок проведения приемно-сдаточных операций	38
3 СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	42
3.1 Порядок выполнения технологических переключений в точке подключения ПСП	42
3.2 Порядок регулирования расхода нефти и проверки значений установок и срабатывания регулятора давления.....	43
3.3 Порядок и периодичность проверки срабатывания защит	44
3.4 Порядок взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала при возникновении нештатных ситуаций	45

					СОДЕРЖАНИЕ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5	Организация передачи данных с СИКН в локально-вычислительную сеть СДКУ	55
3.6	Порядок доступа представителей СДКУ на ПСП	56
3.7	Обязанности и ответственности сторон	57
3.7.1	Обязанности оперативного персонала	60
3.8	Порядок управления и организации работ при плановой остановке перекачки нефти	62
4	МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ПРИЕМА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА.....	64
5	ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	74
6	УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	74
6.1	Характеристика объекта исследования	74
6.2	Производственная безопасность	77
6.2.1	Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	79
6.2.2	Указания мер безопасности при использовании СИКН.....	80
6.2.3	Общие требования по электробезопасности.....	84
6.2.4	Обеспечение взрывозащищенности	84
6.3	Экологическая безопасность	85
6.3.1	Мероприятия по охране земель и почв	87
6.3.2	Мероприятия по защите атмосферного воздуха	88
6.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
6.4.1	Меры безопасности и обеспечение взрывобезопасности при ремонте.....	90
6.5	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	91
6.5.1	Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН.....	91
	Заключение.....	94
	Список использованной литературы	95
	Приложение А Схема системы измерения количества и показателей качества нефти.....	97
	Приложение Б Схема приема-сдаточного пункта	98
	Приложение В Исходные данные шестнадцати часового приема нефти	99
	Приложение Г Автошкалированные данные шестнадцати часового приема нефти.....	100
	Приложение Д Контрольная карта Шухарта шестнадцати часового процесса	101
	Приложение Ж Исходные данные двадцати четырех часового приема нефти.....	102
	Приложение И Автошкалированные данные двадцати четырех часового приема нефти.....	103
	Приложение К Контрольная карта Шухарта двадцати четырех часового процесса	104

Введение

Обеспечение бесперебойного приема и передачи нефти способствует выполнению Энергетической стратегии РФ (распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р), в которой возрастают требования к эффективности использования нефтетранспортных предприятий страны. При этом возникает вопрос о наиболее оптимальном получении, использовании и интерпретации информации от средств мониторинга многопараметрового процесса транспорта нефти.

Актуальность дипломной работы заключается в необходимости систематизации и нормировании регулирования взаимоотношений между принимающей и сдающей нефть сторонами, на основе статистической информации о технологическом процессе.

Цель работы проанализировать систему приема и передачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская» и применить статистический метод мониторинга процесса транспорта перекачиваемой среды.

Задачи и цель данной работы:

1. Осуществить анализ взаимоотношения сторон принимающей и сдающей нефть;
2. Построить карты Шухарта для многопараметрового процесса транспорта нефти;
3. Интерпретировать информацию о состоянии процесса транспорта нефти представленную на карте Шухарта.

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Маркушин В.Е			ВВЕДЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Наплеков В.И.					11	104
						ТПУ, ТХНГ з-2ТОО		
Утверд.		Рудаченко А.В.						

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Акт приема - сдачи нефти – подписанный Сторонами документ, подтверждающий прием-сдачу нефти;

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

Грузополучатель – организация, являющаяся получателем нефти в пункте назначения и подписывающая акты приема-сдачи.

Испытательная (аналитическая) лаборатория нефти – лаборатория, осуществляющая контроль качества нефти при приёмо-сдаточных операциях;

Измерительная линия – часть конструкции системы измерений количества и показателей качества нефти, состоящая из преобразователей расхода в комплекте со струе выпрямителями или прямолинейными участками трубопроводов, оснащёнными устройством отбора давления и карманом для термометра, преобразователями температуры и давления, манометром и термометром, задвижками и фильтром;

Контроль метрологических характеристик – определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в меж поверочном интервале от действительных значений, определенных при последней поверке, и установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации;

Масса брутто нефти – общая масса нефти, включающая массу балласта; соответствующих требованиям

Масса балласта – общая масса воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

Масса нетто нефти – разность массы брутто нефти и массы балласта;

Маршрутное поручение – поручение ОАО «АК «Транснефть» дочерним ОАО, (ООО) МН на транспортировку партии нефти грузоотправителя;

					ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Мера вместимости – средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и градуировочную таблицу (резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов);

Магистральный нефтепровод – совокупность технологически взаимосвязанных объектов, обеспечивающих транспортировку нефти, законодательства РФ, от мест приема до мест сдачи или перевалки на другие виды транспорта;

Нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физикохимического состава, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», транспортируемая в рамках Договора;

Партия нефти – количество нефти, сопровождаемое одним маршрутным поручением;

Паспорт качества нефти – документ, являющийся обязательным приложением к акту приема-сдачи нефти, в котором указываются результаты измерений показателей качества нефти;

Подводящий нефтепровод – нефтепровод, принадлежащий Грузоотправителю, по которому производится транспортировка нефти от ПСП до точки подключения к магистральному нефтепроводу;

Прием (сдача) нефти – процесс передачи нефти между предприятиями в соответствии с действующими положениями;

Приемо-сдаточный пункт – пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти;

Показатель качества нефти – требования к показателям качества нефти. Установленные ГОСТ Р 51858;

Резервная схема учета – система, применяемая для измерения массы нефти при отказе основной схемы – системы измерения количества и показателей качества нефти.

Резервуарный парк – комплекс резервуаров технологически связанных между собой для выполнения операций приема, хранения и откачки нефти;

					ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Система измерений количества и показателей качества нефти – совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы брутто нефти, и предназначенная для:

- получения информации об измеряемых параметрах нефти;
- автоматической и ручной обработки результатов измерений;
- индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки;

Система обработки информации – вычислительное устройство, принимающее, обрабатывающее информацию о количественно-качественных параметрах нефти, измеренных первичными преобразователями, и включающее в себя блоки индикации и регистрации результатов измерений;

Стандартные условия – условия, соответствующие температуре 20°C или 15°C и избыточному давлению, равному 0;

Технологический режим работы МН – работа магистрального нефтепровода, которая характеризуется величиной пропускной способности нефтепровода, значениями давления на входе, в коллекторе и выходе работающих НПС, количеством и номерами включенных в работу насосных агрегатов;

Точка (узел) подключения – место подключения устройств и сооружений на нефтеперекачивающей станции, необходимых для приема нефти от объекта нефтедобычи в магистральный трубопровод.

					ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место;

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

БИЛ – блок измерительных линий;

ЕП – емкость подземная;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИЛ – измерительная линия;

ИФС – индикатор фазового состояния;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

КСРК – каналы связи ручного коммутатора;

МВИ – методика выполнения измерений;

МАТС – местная автоматическая телефонная связь;

МДП – местный диспетчерский пункт;

МИ – методика измерений;

МН – магистральный нефтепровод;

МХ – метрологические характеристики;

НД – нормативные документы;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ППР – план производства работ;

ПСП – приемно-сдаточный пункт;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РНУ – районное нефтепроводное управление;

САРД – система автоматического регулирования давления;

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;

СИ – средства измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СОИ – система обработки информации;

СППК – спускной пружинно-предохранительный клапан;

СС – сотовая связь;

					ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

ССОП – сеть связи общего пользования;

ТЗ – техническое задание;

ТДП – территориальный диспетчерский пункт;

ТКО – товарно-коммерческие операции;

ТПУ – трубопоршневая установка;

ТТО – товарно-транспортный отдел;

ТУ – технические условия;

ТФГ – телефаксограмма.

					ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ

Настоящая дипломная работа направлена на регулирование «Взаимоотношений сдающей стороны и принимающей» для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и эксплуатации проведения учетно-расчетных операций при приеме-сдаче нефти системой измерения количества и показателей качества нефти (коммерческого узла учета оборудования), ведения учетных операций на ПСП «Александровское» в границах балансовой принадлежности.

Требования настоящего взаимоотношения обязательны для персонала сдающей стороны и принимающей НПС «Александровская», производящего приема-сдачу нефти на ПСП «Александровское» и осуществляющего техническое обслуживание соответственно, а так же диспетчерских служб и отделов Сторон.

1.1 Общие положения

Подключение ПСП произведено на 0 км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» согласно выданным ОАО «АК «Транснефть» «Техническим условиям на подключение объектов нефтедобычи» и со следующими параметрами:

- количество принимаемой нефти в год не более указанного в ТУ;
- качество нефти должно соответствовать ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».
- Значение показателя «массовая доля воды» при приеме нефти должно составлять не более 0,5 %. Наличие свободного газа в нефти не допускается [1].

Рабочая среда (продукт) – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002, имеющая по данным заказчика и указанным в техническом задании, физико-химические показатели, указанные в таблице 1.

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»			
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата				
Разраб.Разра	Маркушин				ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ВВЕДЕНИЕ	Лит./Лит.	Лист/Лист	Листов/Листов
Провер.Провер	Наплеков В.И.						17	104
						ТПУ, ТХНГ з-2ТОО		
Утверд.Утвер	Рудаченко							

Таблица 1 – Физико-химические показатели

Наименование	Значение показателя
Вязкость кинематическая, сСт	от 5 до 30
Плотность продукта, кг/м ³	от 843 до 849
Температура продукта, °С	от плюс 5 до плюс 30
Давление насыщенных паров, не более, мм.рт.ст	500
Массовая доля воды, не более, %	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ 100	100
Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание парафина, не более, %	3,5

В случае сдачи нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 или нефти, содержащей свободный газ, отпуск такой нефти должен быть приостановлен [3].

ПСП осуществляет свою деятельность в соответствии с действующим законодательством, нормативной документацией в области обеспечения единства измерений. Владелец ПСП разрабатывает:

- положение о ПСП;
- паспорт ПСП;
- инструкцию по эксплуатации СИКН;
- перечень документации необходимой для ПСП.

СДКУ вправе ограничивать или прекращать полностью прием нефти для проведения плановых ремонтных работ, очистки и диагностики МН суммарной продолжительностью не более 15 суток в год.



Рисунок 1 – Приемо-сдаточный пункт

Приемо-сдаточные и периодические испытания (определение показателей) нефти проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в аккредитованной Испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов. В область аккредитации лаборатории должны быть включены все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 [13].

Определение качественных показателей производится в Испытательной лаборатории нефти принимающей стороны в присутствии оперативного персонала НПС «Александровская» [13].

Проведение аккредитации и инспекционного контроля Испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов производится в порядке и в соответствии с критериями аккредитации, установленными законодательством РФ, в состав комиссии могут быть включены при необходимости представители СДКУ[4].

Испытательная лаборатория нефти должна соответствовать требованиям МИ 3342-11, на соответствие которым проверяется комиссией СДКУ [14].

Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН обеспечивает владелец СИКН в соответствии с МИ 2775-2002 [11] и МИ 3081-2007 [13].

Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке и аттестованную методику измерения по ГОСТ Р 8.563-2009 [2].

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Оборудование, запорная арматура ПСП, резервуары и трубопроводы должны быть обозначены, пронумерованы, соответствовать утвержденным технологическим схемам и инструкциям [12].

Любые изменения в технологической схеме измерений по основной и резервной схеме учета нефти, в зоне ответственности СДКУ, по составу оборудования, технической документации, связанные с товарно-коммерческими операциями, НПС «Александровская» должен согласовывать с СДКУ за 10 дней до внесения изменений, после согласования с Томским РНУ. Согласованные сторонами изменения вносятся в настоящий регламент, технологические схемы, инструкции и документацию ПСП [9].

НПС «Александровская» обязан предоставлять на согласование и утверждение в СДКУ не менее 4-х экземпляров каждой из технологических схем ПСП. Схемы, включаемые в инструкции и регламенты, должны быть выполнены на листах формата не менее А2 [9].

Схемы должны быть разработаны в соответствии с требованиями ОР-КТН-069-10 «Порядок подключения объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам ОАО «АК «Транснефть» [17].

Вся запорная арматура, участвующая в товарно-коммерческих операциях, состояние которой может повлиять на достоверность измерений и результат проверок, должна быть опломбирована, и иметь возможность проверки её на герметичность или возможность установки заглушки [12].

Сдача нефти на ПСП «Александровское» производится в соответствии с разработанными Грузополучателем и согласованным СДКУ, Планом-графиком отпуска нефти из магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск».

На рабочее место оператора товарного ПСП «Александровское» и диспетчера ТДП, СДКУ должны быть выведены основные параметры работы СИКН:

- расход нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- давление и температура нефти по каждой ИЛ и в БИК;

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- перепад давления на фильтрах;
- данные об уровне нефти в резервуарах;
- показания плотномеров, влагомера, вискозиметра, состояние ИФС;
- процент открытия регулятора расхода;
- процент открытия регулятора давления и величина давления после регулятора;
- сигнализация положения задвижек (открыты, закрыты);
- давление в трубопроводе «до» и «после» обратного клапана узла подключения;
- данные о качестве нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [1].

Персонал ПСП должен иметь соответствующую квалификацию, быть обучен безопасным методам и приемам работы на взрывопожароопасных объектах, иметь допуск к самостоятельной работе после проведения проверки знаний, пройти стажировку и сдать экзамены на знание должностных (производственных) инструкций, инструкций по охране труда, инструкций по пожарной безопасности, НТД и инструкций по учету нефти, знание схем приема-сдачи нефти (основной и резервной), технологической схемы ПСП [22].

1.2 Система приема перекачки нефти через СИКН

Не менее чем за 2 часа до начала – окончания отпуска нефти на ПСП «Александровское» из магистрального нефтепровода в товарные емкости НПС «Александровская», оператор товарный НПС «Александровская» дает письменный запрос телефаксограммой оператору РНУ «Стрежевой», с указанием времени начала, окончания приема нефти и значение почасового расхода, согласно утвержденного и согласованного с СДКУ действующему на месяц Плану-графику отпуска нефти на ПСП «Александровское» на текущие сутки. Технологический режим перекачки нефти через СИКН постоянный, периодически [22].

Нефть подается одновременно через 5 рабочие измерительные линии.

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

В процессе эксплуатации СИКН и перед проведением контроль метрологических характеристик должны быть проверены на герметичность: блок измерительной линии, запорная регулирующая арматура.

Масса нефти измеряется с помощью, установленных на измерительных линиях массовых расходомеров. Показатели качества нефти определяются с помощью приборов, установленных на линии измерения показателей качества: плотность – поточным плотномером; объемное содержание воды – влагомером. Одновременно осуществляется измерение давления и температуры нефти на измерительных линиях и в линии измерения показателей качества нефти.

Нефть через краны шаровые поступает в блок фильтров. Далее, пройдя фильтры (рабочий) или (резервный), нефть поступает во входной коллектор измерительных линий. Из входного коллектора блока измерительных линий нефть через краны шаровые поступает в рабочие измерительные линии и далее, пройдя сенсоры массовых расходомеров, ручные регуляторы расхода, краны шаровые поступает в выходной коллектор блока измерительных линий [22].

На входном коллекторе блока измерительных линий установлено устройство пробозаборное (ПЗУ) щелевого типа «Булгарметротех». Через ПЗУ, кран шаровой нефть поступает в блок фильтров БИК. Перепад давления на фильтрах контролируются приборами поз. (PDIS – преобразователь перепада давления). Пройдя фильтры (рабочий) или (резервный), через кран шаровой, электронасос Н-1 или Н-2, подает нефть в линию измерения показателей качества нефти. На насосах контролируется перепад давления (PDIS – преобразователь перепада давления), уровень заполнения нефтью (LT – сигнализатор уровня) и выполнен контроль защиты уплотнения приборами (PIS – электроконтактный манометр) [22].

На линии измерения качества нефти смонтированы:

- ПР– пробоотборник ручной;
- QS – автоматические пробоотборники;
- DT – плотномер;
- DI – термостатирующий цилиндр;

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- МЕ – поточный влагомер;
- УОСГ – устройство определения свободного газа;
- FE – ультразвуковой расходомер.

Выход нефти из линии измерения показателей качества осуществляется через кран шаровой. Расход нефти через БИК контролируется позицией FE – турбинный преобразователь расхода, а регулируется при помощи изменения частоты на обмотках электродвигателя работающего насоса [22].

Автоматическое поддержание постоянного расхода нефти обеспечивается клапанами регуляторами, расположенными после СИКН, на открытой площадке ПСП. Автоматическое регулирование учитывает суммарные показания массовых и компенсирует перераспределение потоков между измерительными линиями в БИЛ во время проведения КМХ и поверки. Обеспечивает постоянство давления в магистральном трубопроводе и СИКН.

В технологической схеме Приложение А, СИКН предусмотрены две закрытые дренажные системы.

В систему дренажа неучтенной нефти входит:

- Дренажные краны КШ и краны сброса воздуха, смонтированные во входном коллекторе нефти и БФ;
- Дренажные краны КШ, в БИЛ;
- Дренажные краны КШ смонтированы в воздушники, воронки, смонтированные в БИК.

Контроль утечек в дренажную систему неучтенной нефти осуществляет сигнализатор уровня. Дренажная система соединяется внешним трубопроводом с емкостью поз. ЕП-1 в ПСП, где неучтенная нефть из ЕП-1 насосом Н-1 через запорную арматуру подается на вход СИКН.

В систему дренажа учтенной нефти входит:

- Дренажные краны КШ, воздушники, воронки для протечек смонтированные в блоке измерительной линии после массовых (ПР – пробоотборник ручной);
- Дренажные краны КШ, установленные на блок поверочной установки.

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Контроль утечек в дренажную систему учтенной нефти осуществляется сигнализатором уровня. Дренажная система соединяется внешним трубопроводом с емкостью поз. ЕП-2 в ПСП, где учтенная нефть подается через клапаны регулятора давления в резервуарный пар для хранения нефти [22].

1.3 Характеристика объектов НПС «Александровская»

Подключение ПСП «Александровское» осуществлено на 0 км. МН «Александровское – Анжеро-Судженск» в соответствии схемой в Приложении Б.

Схема разграничения зон обслуживания ПСП «Александровское» между сдающей стороны и принимающей.

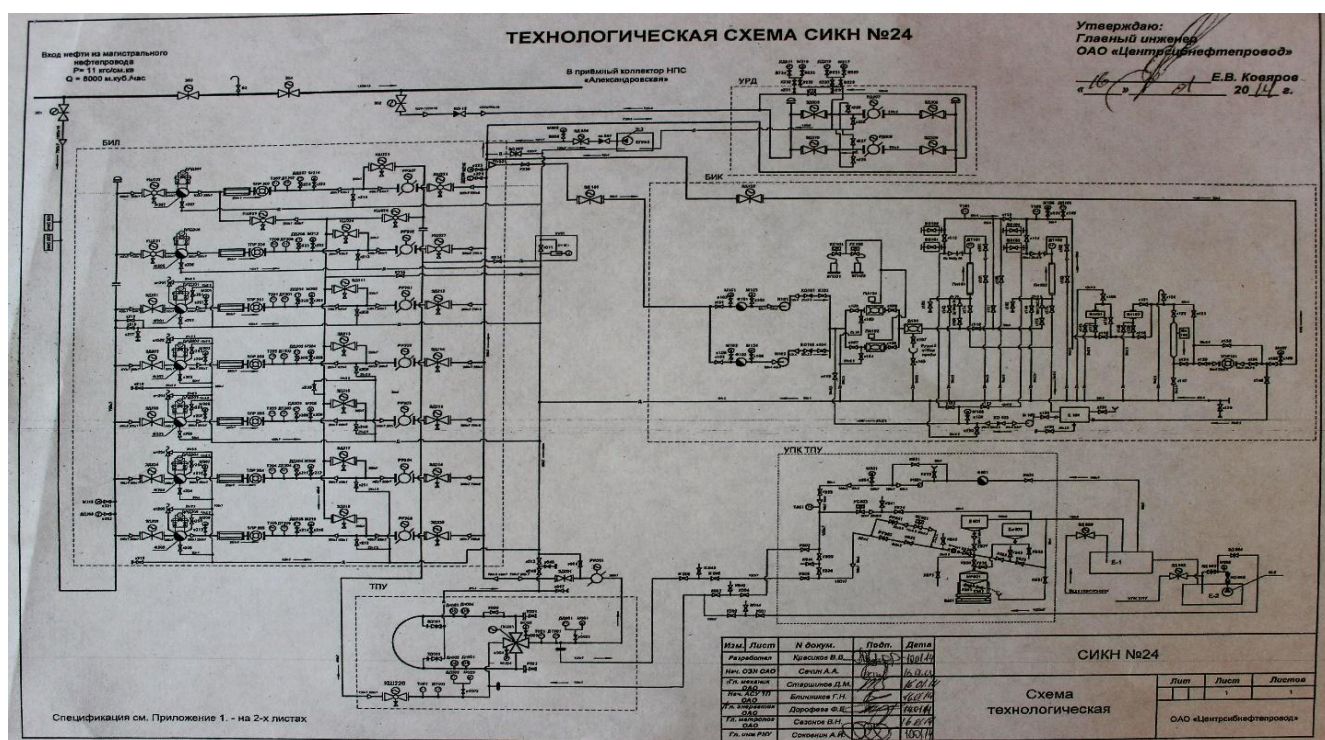


Рисунок 2 – Схема подключения НПС «Александровская»

В точке подключения объекта к системе МН имеются:

- датчик давления РТ 2111;
- показывающий манометр РИ 2114;
- задвижка номер 749/3 (Т-1Э) диаметр – 300 мм, давление – 6,3 МПа, с электроприводом;

- подводящий нефтепровод диаметр – 200 мм;
- датчик давления РТ 2112;
- показывающий манометр РІ 2115;
- изолирующая диэлектрическая вставка;
- обратный клапан ОК-1 диаметр – 200 мм, давление – 6,3 МПа;
- задвижка № 3Д1 диаметр – 200 мм, давление – 6,3 МПа;
- показывающий манометр РІ 2116;
- датчик давления РТ 2113.

От МН «Александровское – Анжеро-Судженск» подводящий нефтепровод отсекается секущей задвижкой № 749/3 (Т-1Э). Секущая задвижка № 749/3 (Т-1Э) на узле подключения имеет функцию управления по СДКУ и АРМ-оператора. Приоритет управления задвижкой № 749/3 (Т-1Э) принадлежит ТДП «СДКУ», резервное управление из операторной НПС «Орловка» Томского РНУ. При условии снятия блокировки управления ТДП и МДП имеется возможность управления задвижкой № 749/3 (Т-1Э) с АРМ-оператора ПСП [22].

Максимально допустимое рабочее давление на узле подключения к МН - устанавливается согласно «Карте уставок и защит НПС» «Технологической карте защит МН». Расстояние от ПСП до точки врезки в МН – 230 м.

1.3.1 Резервуарный парк

Резервуарный парк общим объемом 280000 м³ (РВС 20000 – 14 шт.); из расчета 3–х суточной производительности поставки нефти.

1.3.2 Площадка фильтров грязеуловителей

Фильтры грязеуловители Ф1 и Ф2 и Ф3 (МИГ-ФБ диаметр – 1500 мм) в количестве – 3 шт.

1.3.3 Площадка регуляторов расхода

Регуляторы расхода с электроприводом Рр1 и Рр2 диаметр – 800 мм, давление – 6,3 МПа в количестве – 2 шт. (перепад давления на регуляторе – не более 1,5 кгс/см²).

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.3.4Площадка регуляторов давления

Регулятор давления сегментный с электроприводом РД1 и РД2 диаметр – 800, давление – 6,3 МПа, в количестве – 2 шт.

1.3.5Предохранительные клапаны и сбросной трубопровод

Узел предохранительных клапанов состоит из СППК4Р-150-16нж в количестве 11 шт. СППК установлен перед СИКН на входе в резервуарный парк. Сброс нефти осуществляется в РВС№33,34.

1.3.6Система измерения количества и показателей качества нефти с трубопоршневая установка

Техническая характеристика СИКН:

Рабочая среда – нефть товарная;

Количество рабочих линий – две;

Количество контрольно-резервных линий – одна;

Рабочие условия для СИКН:

- диапазон расхода, т/ч: от 31 до 185;
- давление, МПа: от 0,68 до 6,3;
- режим работы: периодический/постоянный;
- режим управления отсечной арматурой (ручной);
- режим управления регуляторами расхода в БИЛ,(ручной);
- режим управления регуляторами расхода на выходе из БПУ, (автоматизированный);
- способ КМХ массовых ПР (по резервно-контрольной линии и КП);
- поверка массовых ПР (по стационарному компакт-пруверу);
- способ КМХ массового ПР на резервно-контрольной линии, по стационарному КП.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерение массы брутто нефти – по каждой ИЛ и СИКН в целом;
- автоматическое определение массы нетто нефти с ручным вводом показателей качества;

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

– поверку преобразователей массового расхода рабочих линий и резервно-контрольной линии по стационарному КП с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти [22];

– контроль метрологических характеристик массовых ПР рабочих линий по резервно-контрольной линии и по стационарному КП с ручным управлением запорной арматурой и автоматической передачей данных в СОИ без нарушения функции учета нефти;

– автоматическое измерение:

а) плотности нефти при рабочих температуре и давлении;

б) объемной доли воды;

в) избыточного давления нефти в трубопроводах СИКН;

г) температуры нефти;

– ручное регулирование расхода в измерительной линии;

– ручное управление измерительными линиями (открытие, закрытие);

– автоматизированное регулирование расхода через БПУ;

– автоматическое регулирование расхода нефти через БИК

– автоматический отбор объединенной пробы в сменные контейнеры (пропорционально объему перекачки или периодически, по времени), ручной отбор точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517-85 [6];

– местный, визуальный контроль герметичности запорной арматуры, через которую недопустимы протечки;

– местный и дистанционный контроль перепада давления на фильтрах;

– слив нефти из оборудования и технологических трубопроводов в дренажные трубопроводы. Последующее заполнение технологических трубопроводов без остатков воздуха;

– автоматизированный контроль протечек запорной арматуры.

Пределы допускаемых относительных погрешностей во всем диапазоне измерений параметров рабочей среды и заданных условиях эксплуатации СИКН не превышают представленных в таблице 2.

					ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Пределы допускаемых относительных погрешностей

Предел допускаемой относительной погрешности	Значение, %
При измерении массы «брутто» нефти рабочими преобразователями массового расхода	$\pm 0,25$
При измерении массы «брутто» нефти контрольно-резервным преобразователем массового расхода	$\pm 0,2$
При определении массы «нетто» нефти	$\pm 0,35$

1.3.7 Стационарная аккредитованная лаборатория

Испытательная лаборатория нефти и нефтепродуктов имеет аттестат аккредитации, включает все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 [1].

1.3.8 Операторная

Операторная ПСП оборудована системой сбора и обработки информации (СОИ), АРМ-оператора. Имеется телефонная, селекторная диспетчерская связь с диспетчером ТДП, организован канал передачи информации.

1.3.9 Объекты производственно-вспомогательного комплекса:

- объекты энергоснабжения;
- объекты пожаротушения;
- водопровод;
- хозяйственно бытовая канализация;
- емкости промышленно ливневой канализации и хозяйственно бытовых стоков.

1.3.10 Установка пенного пожаротушения

Пожарные сухотрубы с ГПС-600.

1.4 АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО – ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ

1.4.1 Сведения о инженерно-геологических и климатических условиях

Климатические характеристики площадки строительства, расположенной в Стрежевском районе Томской области в окрестностях г. Стрежевой приняты согласно СНиП 2.01.07-85* [23]; СНиП 21-01-99* [24] представлены в таблице – 3.

Таблица 3–Разновидность климатических нагрузок

Расчетный вес снегового покрова	240 кг/м ²
Нормативная ветровая нагрузка	38 кг/м ²
Среднегодовая температура воздуха	минус 1,5 °С
Среднемесячная температура января	минус 23,5°С
Расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	минус 40 °С
Абсолютная максимальная температура	плюс 36 °С
Абсолютная минимальная температура	минус 55 °С

1.4.2 Сведения о прочностных, деформационных характеристиках грунтов и уровней грунтовых вод

Геологический разрез площадки строительства представлен следующими грунтами:

– суглинок буровато-серый и серый лёгкий пылеватый тугопластичный и мягкопластичный залегает по всему вскрытому разрезу.

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок от 1,0 до 2,0 кгс/см² при коэффициенте сжимаемости $m_0 = 0,029$ см²/кгс, составляет 3,7 МПа [24].

Расчетный модуль деформации с учетом регионально обоснованного для грунтов коэффициента $m_k = 1.5$, составляет 5,6 МПа.

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Маркушин В.Е.			АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО – ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ			Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Наплеков В. И.								29	104
								ТПУ, ТХНГ з-2ТОО			
Утверд.		Рудаченко А.В.									

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны: $C = 26,7$ кПа, $\phi = 20^\circ$ [24].

– суглинок буровато-серый и серый лёгкий песчанистый текучепластичный с примесью органических веществ залегает в виде прослоя с глубины от 0,9 до 2,5м. по всему вскрытому разрезу, мощностью от 0,8 до 3,3м [24].

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок от 1,0 до 2,0 кгс/см² при коэффициенте сжимаемости $m_0 = 0,051$ см²/кгс, составляет 1,9 МПа [24].

Расчетный модуль деформации с учетом регионально обоснованного для грунтов Среднего коэффициента $m_k = 1,2$, составляет 2,3 МПа [24].

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны: $C = 27,1$ кПа, $\phi = 16^\circ$.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на территории строительства относится морозное пучение грунтов и подтопление территории.

В верхней части разреза, в зоне сезонного промерзания, залегают суглинки текучепластичные, мягкопластичные и тугопластичные, являющиеся сильно пучинистыми грунтами [24].

Нормативная глубина сезонного промерзания суглинков равна 2,0 м.

1.4.3 Сведения о химическом составе и агрессивности грунтовых вод

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатные – кальциевые. Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия воды-среды на бетон конструкций нормальной проницаемости по всем показателям агрессивности являются неагрессивными. По отношению к арматуре железобетонных конструкций грунтовые воды неагрессивные [26].

Степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции – средне агрессивная [26].

1.4.4 Описание архитектурных, конструктивных и объемно - планировочных решений

Технологический блок – одноэтажное каркасное здание из облегченных

					АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО - ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

конструкций с размером в плане в осях 9,00×15,00 м. Высота помещения от чистого пола до низа перекрытия в центре пролета – 3,69 м [28].

Здание II класса;

Степень огнестойкости здания – IV;

Класс конструктивной пожарной опасности здания – C0, согласно СНиП 21-01-97* [25], СНиП 31-03-2001 [26];

Класс функциональной пожарной опасности – Ф5.1 (СНиП 21-01-97*);

Категория здания по взрывопожарной и пожарной опасности – «А» (НПБ105-03).

Объемно – планировочные решения приняты согласно СНиП 31-03-2001 «Производственные здания» и СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [25].

Каркас здания разработан из металлических прокатных профилей. Колонны и ригели покрытия предусмотрены из широкополочных двутавров, прогоны - из швеллеров. Вертикальные связи запроектированы из гнутого профиля.

Марка стали для несущих и второстепенных конструкций – С255.

Строительные конструкции здания обеспечивают:

- сохранение заданных теплофизических параметров помещений;
- необходимую степень огнестойкости – IV;
- беспрепятственный доступ человека или ремонтного средства ко всем узлам и деталям блочных устройств, а также возможность удаления ремонтных средств;
- необходимую технологичность при изготовлении и сборе на строительной площадке, транспортировке и эксплуатации;
- оптимальную надежность и эстетичность строительных конструкций.

Необходимую степень огнестойкости обеспечивают несущие и ограждающие конструкции здания, участвующие в обеспечении общей устойчивости и геометрической неизменяемости здания при пожаре: каркас, несущие стены, перекрытия, покрытие, диафрагмы жесткости, связи.

Минимальные пределы огнестойкости этих конструкций соответствуют требованиям таблицы 4, СНиП21-01-97* [25].

Таблица 4 – Минимальные пределы огнестойкости конструкций

Степень			Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее		
огнестойкости	Несущие элементы	Наружные	Перекрытия междуэтажные	Элементы бесчердачных покрытий	Лестничные клетки
здания	здания	ненесущие стены	(в том числе чердачные и над подвалами)	Настилы (в т.ч. с утеплителем)	Фермы, балки, прогоны
I	R 120	E 30	REI 60	RE 30	R 30
II	R 90	E 15	REI 45	RE 15	R 15
III	R 45	E 15	REI 45	RE 15	R 15
IV	R 45	E 15	REI 15	RE 15	R 15
IV	Не нормируется				

Открывание дверей на путях эвакуации предусмотрено по направлению выхода из здания.

Наружные ограждающие конструкции модули металлические трехслойные панели типа «Сэндвич». Материал утеплителя – экологически чистый, негорючий, при воздействии на него открытого пламени не выделяет токсичных веществ и неприятных запахов.

В качестве материала для наружных и внутренних обшивок «Сэндвич»-панелей используется оцинкованная профилированная сталь с защитно-декоративным полимерным покрытием в корпоративной цветовой гамме.

Цвета покрытий стеновых панелей назначаются по каталогам производства RAL и согласовываются с предприятием – заказчиком на стадии ОТП. Решения по цветовой отделке фасадов прилагаются.

Кровля – односкатная с уклоном 2 процента. В качестве несущей конструкций кровли использован профилированный настил

с утеплителем из минераловатных плит П225-1000.500.150. Покрытие – ПВХ мембрана LogicRoof. Пароизоляция - армированная полиэтиленовая пленка.

Внутренняя отделка помещения принята согласно строительным и санитарным нормам проектирования и выполняются в заводских условиях в виде чистового покрытия стеновых панелей и покрытия конструкций металлического каркаса одним слоем грунтовки. Окончательная покраска каркаса производится после монтажа здания [28].

Основание пола выполнено из монолитного бетона В7.5, F100, армированного сеткой диаметр 5ВрI яч.100х100 мм. Подстилающим слоем служит гравийно-песчаная подготовка толщиной 500 мм. Покрытие пола предусмотрено из цементного бетона В30, F100 с безыскровым заполнителем.

В качестве легко сбрасываемых конструкций для помещения категории – «А», согласно СНиП 31-03-2001 [26], использовано остекление окон. Окон – металлопластиковые с глухими створками для производственных зданий.

Наружные двери приняты противопожарные, металлические утепленные, индивидуального изготовления. На входных дверях предусматриваются таблички, содержащие надписи:

- "Наименование помещения";
- "Категория взрывопожарной и пожарной опасности";
- "Класс зоны по ПУЭ".

Фундаменты под каркас здания запроектированы свайные с монолитными железобетонными ростверками из бетона класса В15, F100.

Внутри здания предусмотрены фундаменты под технологическое оборудование. Сваи сборные железобетонные, снабженные металлическими оголовками.

Пандусы на входах выполнены из бетона В22.5 толщиной 40мм по подстилающему слою из бетона В7.5 толщиной 100 мм, армированному сеткой диаметром 5ВрI. Под подстилающий слой пандуса предусмотрена гравийно-песчаная подготовка толщиной 300 мм.

					АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО – ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вокруг зданий предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 100 мм, из бетона класса В7.5, F100 по гравийно-песчаной подготовке толщиной 200 мм [26].

1.4.5 Специальные мероприятия

Проектом предусмотрен ряд специальных мероприятий, направленных на увеличение срока службы строительных конструкций.

Марка бетона для свай по водонепроницаемости принята W6, по морозостойкости F150.

Защита стальных конструкций от коррозии выполнена в соответствии с требованиями [26].

Учитывая наличие пучинистых грунтов, боковые поверхности свай покрыты специальным составом компаунд К-ПП согласно «Рекомендациям по применению высокомолекулярных соединений в борьбе с морозным выпучиванием фундаментов» Все боковые бетонные поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазаны горячим битумом на два раза [26].

					АРХИТЕКТУРНЫЕ, КОНСТРУКТИВНЫЕ И ОБЪЕМНО – ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2 ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «АЛЕКСАНДРОВСКАЯ» И ТОМСКОГО РНУ

Основывается на неукоснительном соблюдении требований настоящего Регламента, выполнении Плана графика отпуска нефти из МН на ПСП «Александровское» на текущий месяц и Планом-графиком работы технологического участка МН. Номера контактных телефонов и факсов взаимодействующих служб сторон указаны в схеме оперативной связи ПСП «Александровское». В случае изменения организационной структуры ПСП «Александровское» или Томского РНУ, измененные номера телефонов взаимодействующих служб каждая из сторон сообщает заблаговременно. Обмен оперативными телефаксограммами с диспетчером РДП сдающей стороны СДКУ должен производить оператор товарны. Принимая или отправляя телефаксограммы, оперативный персонал ПСП должен назвать свою фамилию и подтвердить время приема (отправки). Телефаксограмма должны иметь исходящий (входящий) номер. Факсимильный аппарат должен обеспечивать печать названия организации владельца, даты и времени передачи документа [28].

Оперативный персонал ПСП «Александровское» и Томского РНУ должен производить сверку времени в АРМ операторов ПСП, диспетчера РДП в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации СИКН» [22].

Время корректируется по АРМ диспетчера РДП (допустимое отклонение не более 5 секунд). Проведение всех работ на объектах ПСП «Александровское», влияющих на изменение почасовых режимов отпуска нефти (переход на резервную схему учета, проверка срабатывания защит, КМХ, поверка ТПР ИЛ, остановка сдачи нефти и т.д.) руководство ПСП «Александровское» письменно согласовывает с руководством СДКУ [28].

При наличии согласования СДКУ оперативно-диспетчерский персонал НПС «Александровская» производит переключения на объектах ПСП «А»,

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Маркушин В.Е.			ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ			
Провер.		Наплеков В.И.						
Утверд.		Рудаченко А.В.						
					Лит.	Лист	Листов	
							35	104
					ТПУ, ТХНГ 3-2Т00			

предварительно уведомив диспетчера ТДП, СДКУ через оператора НПС «Александровская» [28].

При проведении работ на объектах ПСП «Александровское», не связанных с изменением почасовых режимов отпуска нефти (переключения в РП или на СИКН и т.д.), оператор производит переключения только после предварительного устного уведомления диспетчера ТДП, СДКУ через оператора НПС.

Работы по техническому обслуживанию оборудования ПСП, связанных с ремонтом и поверкой СИ, контроль метрологических характеристик СИ, ПСП «Александровское» должен проводить в соответствии с согласованными графиками в присутствии оперативного персонала.

Весь оперативно-диспетчерский персонал Сторон должен находиться на рабочем месте при пуске (остановке) ПСП и технологического участка нефтепровода [28].

Действия одной из сторон, не рассмотренные настоящим Регламентом, инструкциями и другими НД, проводятся при наличии письменного согласования другой стороны [28].

На каждый случай нарушения требований нормативных документов при приеме-сдаче нефти на ПСП составляется Акт в двух экземплярах с оповещением диспетчера ТДП и РДП. Этот акт составляется немедленно оперативным персоналом [22].

По требованию одной из сторон по факту нарушения условий Регламента или нормативной документации на месте должно быть проведено комиссионное расследование с оформлением двухстороннего Акта. Ответственность за организацию расследования, определение состава комиссии, составление акта возлагается:

- со стороны НПС «Александровская» – на начальника управления Томского РНУ
- со стороны Нижневартовского РНУ – на начальника управления Нижневартовского РНУ.

					ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Сторона, обнаружившая нарушение и потребовавшая проведение расследования, извещает об этом другую сторону телефаксограммой, где назначает место и время сбора комиссии. Результаты решения оформляются протоколом, который составляется в 3-х экземплярах, подписывается членами комиссии. Срок решения спорного вопроса в течение трех суток со дня оповещения. Регламент взаимоотношений СДКУ и НПС «Александровская» для обеспечения безопасного режима работы нефтепровода и ведения учетных операций на ПСП «Александровское». Если разрешение спорного вопроса не найдено в трехдневный срок с начала обнаружения нарушения, Акт передается в СДКУ и Нижневартовское РНУ, которые решают вопрос в двухдневный срок. Процесс приема-сдачи нефти может быть остановлен [28].

- при наличии официального документа от вышестоящей организации (ОАО «АК «Транснефть») на ограничение отпуска нефти в случае ее отсутствия в системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»;
- при нарушении условий отбора и испытания проб нефти;
- при обнаружении недостоверности учета отпускаемой нефти по количеству и показателям качества;
- при угрозе возникновения аварийной ситуации на основном оборудовании магистрального нефтепровода [28].

Томским ТДП без согласования:

- порыв линейной запорной арматуры и магистрального нефтепровода «Александровское -Анжеро-Судженск»;
- при поступлении на ПСП нефти, не отвечающей требованиям

ГОСТ Р 51858-2002 [1] с изменением по любому из показателей качества.

НПС «Александровская» без согласования СДКУ с последующим обязательным оповещением:

- при возникновении аварийной ситуации: переполнении системы откачки утечек учтенной и неучтенной нефти, пожар, загазованность, затопление нефтью, выход из строя технологического оборудования или запорной

					ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

арматуры на объектах НПС «Александровская» в любой точке НПС, включая резервуарный парк;

– при максимальных рабочих уровнях нефти в резервуарных емкостях РВС-2000 (Р- 101, Р-102, Р-103, Р-104) и РВС-3000 (Р-105, Р-106) [22].

2.1 Порядок формирования и корректировка планов приема нефти

Нижневартовское РДП за 15 дней до начала следующего месяца предоставляет в СДКУ, План-график отпуска нефти из МН в стрежевское РНУ.

В случае изменения, в течение месяца, планируемого режима приема нефти, Нижневартовское РДП предоставляет и согласовывает с СДКУ, измененный План-график отпуска нефти из МН на НПС «Александровская» до конца месяца не менее чем за 3 рабочих дня до планируемых переключений или изменений посуточных объемов приема. СДКУ на основании Плана-графика отпуска нефти из МН на ПСП «Александровское» вносит изменение (корректировку) в План-график работы технологического участка магистрального нефтепровода [28].

При ситуациях, связанных с прекращением приема нефти или снижением ее объемов, возникших на объектах грузополучателя за 5 часов до начала событий:

– начальник ПСП грузополучателя уведомляет ТФГ через оператора товарного диспетчера ТДП и руководство Грузополучателя;

– письменно уведомляет руководство СДКУ через диспетчера ТДП и предоставляет измененные почасовые графики приема нефти на сутки, с последующим предоставлением корректировки до конца месяца.

При нештатных ситуациях, возникших на объектах грузополучателя необходимо действовать в части корректировки плана графика отпуска нефти и Плана-графика работы технологического участка магистрального нефтепровода [28].

2.2 Порядок проведения приемно-сдаточных операций

Организация и ведение учетных операций при приеме-сдаче осуществляется в соответствии с Р 50.2.040-2004 [8]. Метрологическое обеспечение учета

					ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения» и «Рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» (утв. Приказом №69 Минпромэнерго России от 31.03.2005 г.) и МИ 2837-2003 [9].

Должностные лица, ответственные за прием-сдачу нефти, составление и подписание приемо-сдаточных документов назначаются приказами руководителей ПСП «Александровская» и СДКУ.

Уполномоченными представителями сторон на ПСП являются:

- от СДКУ – оперативный персонал ПСП «Александровская»;
- от Нижневартковского РНУ – оперативный персонал Нижневартковского РНУ».

Полномочия должностных лиц подтверждаются доверенностями. Подлинники доверенностей или нотариально заверенные копии находятся у представителей сдающей и принимающей сторон и предоставляются по требованию сторон.

Основные задачи ПСП – обеспечение достоверности учета и контроля качества нефти, организационно-техническое обеспечение приемо-сдаточных операций.

При выполнении приема-сдачи нефти на ПСП осуществляют:

- двухчасовой, круглосуточный учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся в наличии и сдаваемой нефти с передачей информации товарно-транспортным службам;
- отбор проб из резервуаров и нефтепроводов БИК, испытание нефти, хранение арбитражных проб;
- оформление актов приема-сдачи нефти, паспортов качества, составление отчетов и передачу их товарно-транспортным службам;
- контроль технологической схемы транспортировки нефти в пределах зоны ответственности сторон;

- контроль за нормативно-технологическими параметрами перекачиваемой нефти;
- контроль условий эксплуатации средств измерений и оборудования в соответствии с техническими требованиями;
- контроль метрологических характеристик СИ в межповерочном интервале в процессе эксплуатации;
- контроль доступа к СИ и измерения их МХ [28].

Учет нефти, осуществляется прямым методом динамических измерений по показаниям системы измерений количества и показателей качества нефти (основная схема учета) и косвенным методом статических измерений по измерению уровня нефти в градуированных РВС-20000 №№15,16,19,20,21,22,25,26,27,28,31,32,33,34 (резервная схема учета) [3].

Пределы допускаемой относительной погрешности методов измерения массы брутто нефти соответствует ГОСТ Р 8.595-2004 [4].

Учет нефти по основной и резервной схеме ведется в соответствии с разработанной «Инструкцией по эксплуатации СИКН» и «Рекомендаций. ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений в вертикальных стальных резервуарах по резервной схеме учета на НПС «Александровская» [22].

Переход на резервную схему учета нефти осуществляется в ситуациях, предусмотренных «Перечнем плановых и аварийных ситуаций, служащих для осуществления перехода на резервную схему учета (РСУ) нефти» в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации СИКН» и при наличии письменного согласования СДКУ.

Запрещается представителю одной из сторон единолично производить на объектах сторон любые действия, связанные с управлением технологическим процессом приема-сдачи нефти (включение и выключение измерительных линий, замена бачков автоматических пробоотборников в БИК, отбор проб, определение качественных показателей нефти, снятие-установка пломб и т.д.) [12]. Контроль метрологических характеристик СИ, калибровка, градуировка и поверка СИ, техническое обслуживание СИ и ревизия оборудования СИКН

					ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

производится согласно графиков, составленных согласно МИ 2775-2002 [11] и МИ 3081-2007 [13] или внепланово, по требованию одной из сторон с оформлением двухстороннего акта.

					ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА НПС «А» И ТОМСКОГО РНУ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ

3.1 Порядок выполнения технологических переключений в точке подключения ПСП

Плановый запуск (остановку) ПСП в соответствии с планом графиком отпуска нефти на ПСП «александрское» и Планом-графиком работы технологического участка МН осуществляется грузополучателем после получения ТФГ от оператора товарного Томского РНУ:

- запуск ПСП: открытие секучей задвижки №301,302, по достижению рабочего давления подается команда с АРМ-оператора на открытие регулятора расхода Рр-201 (Рр-207), на котором установлено заданное значение расхода нефти с одновременным открытием регулятор давления РД-307 (РД-308);
- остановка ПСП: закрытие секучей задвижки № 301,302, автоматически закрывается регулятор давления Рд-307, (Рд-308).

Переход на резервную схему учета нефти по ПСП осуществляет грузополучателем после получения разрешения ТФГ от оператора товарного Томского РНУ:

- запуск ПСП: закрываются задвижки на входе СИКН 301, 302, на измерительных линиях задвижки №212,214,216,218,220,222,224.
- Открываются задвижки 303,304,
- остановка ПСП закрытие секучей задвижки № 301,302
- задвижек 120 и на входе в резервуарный парк 22,23,24.

В случае возникновения нештатной или аварийной ситуации производится остановка ПСП и закрытие секучей задвижки № 120, задвижек 301 и 302.

Грузополучателем:

- с АРМ-оператора ПСП или по месту останавливается насос, установленный в БИК.

Автоматически по защитах средствами АСУТП производится в случаях:

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Маркушин В.Е.			СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лит.	Лист	Листов	
Провер.		Наплеков В.И.					42	104	
						ТПУ, ТХНГ з-2ТОО			
Утверд.		Рудаченко А.В.							

- срабатывания защит;
- срабатывания защиты «Пожар в резервуарном парке ПСП грузополучателя.
- с АРМ-диспетчера ТДП по команде «Стоп СИКН» или сигналом «Заккрыть секущую задвижку».

Автоматически по защитах средствами СДКУ производится в случаях [28]:

1. достижения величины давления в подводящем трубопроводе, приводящих к закрытию секущей задвижки №120 в точке подключения»;
2. достижения аварийного уровня нефти в любом из резервуаров резервуарного парка;
3. срабатывания защиты «Пожар в резервуарном парке».

3.2 Порядок регулирования расхода нефти и проверки значений установок и срабатывания регулятора давления

Регулирование расхода нефти на ПСП осуществляется с помощью регулятора расхода Рр-201 (Рр-207), установленного на линии входа нефти в СИКН.

Регуляторы давления РД307 (РД308), должны работать в автоматическом режиме и обеспечивать защиту от превышения максимального рабочего давления согласно утвержденной «Карте уставок НПС «Александровская» и Технологической карте защит МН [7].

При внесении изменений в «Карту уставок НПС «Александровская» и «Технологическую карту защит МН» Томского РНУ в течение суток с момента получения «Карты уставок» и «Технологической карты защит МН...» из СДКУ передает грузополучателю новую «Технологическую карту защит МН» [15].

Грузополучатель в течение суток с момента получения утвержденной «Технологической карты ...» из Томского РНУ устанавливает новую уставку САРД и проводит комиссионную проверку работоспособности САРД с измененной уставкой. Проверка уставок и срабатывание регуляторов давления производится путем подачи сигналов имитирующих предельные параметры

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

настройки. По результатам проверок составляется протокол в двух экземплярах по одному для каждой из сторон [28].

3.3 Порядок и периодичность проверки срабатывания защит

Грузополучатель, в соответствии с ОР-03.100.50-КТН-069-10 «Порядок подключения объектов нефтедобычи к МН ОАО «АК «Транснефть» [17] и утвержденным графиком «Проверки срабатывания защит систем автоматики ПСП» должен не реже одного раза в квартал (и после каждого изменения уставок защит по давлению) обеспечить проверку срабатывания защит на автоматическое отключение, обеспечивающих прием нефти из МН и закрытие секущей задвижки в точке подключения к МН. Проверка защит производится грузополучателем при участии представителей СДКУ.

В случае проверки автоматического отключения ПСП, обеспечивающих прием нефти в технологический трубопровод при:

- срабатывании предельных и аварийных защит по максимальному давлению в коллекторе на выходе СИКН грузополучателя;
- срабатывании защит системы автоматики грузополучателя;
- срабатывания защиты «Пожар в резервуарном парке ПСП грузополучателя, формирование аварийных команд обеспечивают специалисты грузополучатель.

В случае проверки автоматического отключения ПСП «Александровское», обеспечивающих прием нефти в технологический трубопровод ПСП «Александровское» и закрытие секущей задвижки №301,302 в точке подключения при:

- срабатывании защит системы автоматики ПСП «Александровское», приводящих к закрытию секущей задвижки;
- срабатывании предельных и аварийных защит по максимальному давлению в технологическом трубопроводе;
- достижении величины давления в технологическом трубопроводе ПСП «Александровское» на 0,65 максимального допустимого рабочего давления;

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

- достижении аварийного уровня нефти в любом из резервуаров резервуарного парка НПС «Александровская»;
- срабатывания защиты «Пожар в резервуарном парке формирование аварийных команд обеспечивают специалисты.

Проверка защит должна проводиться на неработающем ПСП «Александровское».

Для проведения проверок защит и закрытия секущей задвижки грузополучателем до 20 декабря составляется график с указанием проверок с периодичностью один раз в квартал. График утверждается главным инженером грузополучателя и главным инженером СДКУ.

За 3 дня до начала проверки защит грузополучатель согласовывает ТФГ с СДКУ дату и времени проведения проверки срабатывания защит [28].

Проверку автоматического отключения ПСП, обеспечивающих прием нефти в технологический трубопровод ПСП «Александровское» и закрытие секущей задвижки в точке подключения по согласованию с диспетчером ТДП производит:

- диспетчер РДП «Стрежевой» с АРМ СДКУ.

По результатам проверки составляется в трех экземплярах совместный протокол настоящего Регламента в соответствии с РД-35.240.00 КТН-077-09 «Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования систем автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов» [19]. Предупредительная и аварийная сигнализация технологических параметров ПСП считается работоспособными только в том случае, если при имитации отклонений технологических параметров от норм, произошло четкое автоматическое срабатывание алгоритма блокировки, предупредительной аварийной сигнализации.

3.4 Порядок взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала при возникновении нештатных ситуаций

Причинами отказов, аварий и инцидентов на ПСП, НПС и МН могут быть:

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках ПСП и НПС, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;
- отказ электрооборудования и отключение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры, не соответствующей прочностным характеристикам трубопроводов;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).

Причиной изменения давления может быть:

- выход нефти на линейной части МН или в технологии ПСП, НПС, узлов подключения станций;
- изменение положения задвижек на линейной части МН или в технологии ПСП, НПС, узлов подключения станций;
- влияние прохождения СОД;
- изменение частоты тока в сети;
- прохождение партий нефти с отличающейся плотностью и вязкостью;
- начало или окончание налива нефти в автоцистерны, топливные емкости, резервуары с различными геодезическими отметками и уровнями нефти;
- включение или отключение насосов откачки нефти из емкостей и т.д [18].

В аварийных и чрезвычайных ситуациях на ПСП «Александровское» (связанных с выходом нефти или угрожающих жизни и здоровью людей) остановка ПСП «Александровское» в том числе и прекращение приема нефти в РП из технологического участка МН осуществляется оператором НПС «Александровская» с одновременным уведомлением диспетчера ТДП и оператора товарного по каналу селекторной связи. Уведомление диспетчера

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

ТДП производится оператором НПС «Александровская» по каналу селекторной связи.

При возникновении нештатных ситуаций оператор товарный ПСП где произошла нештатная ситуация, немедленно докладывает оператору НПС «Александровская» о нештатной ситуации, времени возникновения нештатной ситуации, причины возникновения, принятые и намечаемые меры к устранению нештатной ситуации, предполагаемое время восстановления режима работы ПСП [18].

При отказе средств СДКУ остановка ПСП в аварийных ситуациях должна осуществляться оперативным персоналом грузополучателя в местном режиме управления по команде оператора НПС «Александровская» по селекторному каналу связи [28].

Диспетчер ТДП через оператора НПС имеет право прекратить прием нефти на ПСП при выявлении следующих нарушений, без согласования с обязательным оповещением грузоотправителю:

- при наличии официального документа от вышестоящей организации на ограничение сдачи нефти;
- при возникновении нештатных ситуаций на технологическом участке МН и НПС;
- несоответствии качества транспортируемой нефти требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [1];
- при несогласованном изменении технологической схемы приема-сдачи нефти на ПСП;
- при исчезновении оперативной (телефонной и селекторной одновременно) связи с ПСП в течение 2-х часов;
- при полном отказе основной и резервной схемы учета;
- при обнаружении оператором товарным нарушений;
- пломбировки запорной арматуры, влияющих на достоверность учета по текущей технологической схеме сдачи нефти;
- наличие свободного газа;

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- при нарушении условий отбора и анализа проб нефти;
- при наличии неустановленных протечек запорной арматуры, установленной до ТПР, на байпасе СИКН;
- при работе ТПР вне поверенного диапазона и отсутствии возможности изменения режима работы ТПР СИКН в рабочем диапазоне, согласно свидетельства о поверке;
- если ТПР не поверены или не прошли контроль метрологических характеристик согласно утвержденного графика, при работе по основной схеме учета [18].

Остановка ПСП осуществляется грузополучателем по требованию диспетчера ТДП. В случае невыполнения грузополучателем требований диспетчера ТДП об остановке, то ПСП останавливается средствами СДКУ сигналом «Стоп СИКН» диспетчером ТДП или сигналом «Заккрыть секущую задвижку».

Порядок взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала при возникновении нештатных ситуациях на объектах МН

Диспетчер ТДП, (при резервной схеме управления) при снижении установившегося давления на величину $0,5 \text{ кгс/см}^2$ и более (при увеличении давления на величину $2,0 \text{ кгс/см}^2$ и более) от расчетного, указанного в карте технологических режимов работы, при не достижении давления на контрольном пункте при заполнении нефтепровода расчетной величины за время, превышающее расчетное на 10 минут, или на технологического участка МН после пуска/остановки насосного агрегата расчетного значения за время, превышающее указанное в карте переходных режимов МН на 10 минут, поступлении сообщения об обнаружении выхода нефти на линейной части, обязан немедленно, по СДКУ остановить работу ПСП и закрыть секущую задвижку узла подключения ПСП [28].

При невозможности остановить работу ПСП по СДКУ, диспетчер ТДП, обязан дать команду по селекторной связи оперативному персоналу ПСП об

остановке работы ПСП путем закрытия запорной арматуры на узле подключения ПСП, входе, выходе СИКН [28].

Оперативный персонал ПСП обязан: при получении команды по селекторной связи от диспетчера ТДП об остановке работы ПСП, дать указание оператору грузополучателя об остановке СИКН [28].

Оперативный персонал грузополучателя обязан: при получении указания от оперативного персонала ПСП об остановке работы ПСП, немедленно закрыть запорную арматуру на входе, выходе СИКН и узле подключения ПСП к МН [20].

Решение о пуске и выводе нефтепровода на режим принимает главный инженер СДКУ после устранения причин возникновения аварийных (нештатных) ситуаций.

Действия оперативно-диспетчерского персонала ТДП, операторов товарных при несанкционированном перекрытии запорной арматуры на линейной части МН (НПС)

При получении звукового сигнала СДКУ или сообщения от оператора НПС, операторов товарных ПСП о повышении давления на линейной части МН вследствие несанкционированного закрытия запорной арматуры на линейной части МН диспетчер ТДП, (при резервной схеме управления) обязан:

- немедленно дать команду по селекторной связи оперативному персоналу ПСП о сокращении режима с исходного до полной остановки перекачки, с одновременным сообщением оператору НПС;
- с помощью средств СДКУ определить место несанкционированного закрытия задвижки,

Оперативный персонал ПСП обязан: при получении команды по селекторной связи от диспетчера ТДП, о сокращении режима с исходного до полной остановки перекачки, дать указание оператору грузополучателя о сокращении режима с исходного до полной остановки перекачки.

Оперативный персонал грузополучателя обязан: при получении указания от оперативного персонала ПСП о сокращении режима с исходного до полной остановки перекачки, немедленно сократить режим с исходного до полной

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

остановки перекачки с ПСП с последующим закрытием секущей задвижки №120 [28].

После ликвидации перекрытия внутренней полости трубопровода возобновление перекачки по технологическому участку нефтепровода осуществляют на режим, запланированный согласно плану - графику работы МН, по команде диспетчера ТДД.

Действия оперативно-диспетчерского персонала ТДП, ПСП при отказе диспетчерской селекторной связи, оперативно-производственной связи.

Диспетчера ТДП и оператор товарный ПСП «Александровское» оснащено следующими видами связи [22]:

- диспетчерский селекторный канал;
- каналы связи ручного коммутатора;
- местная автоматическая телефонная связь;
- факс МАТС.

При пропадании одного из видов связи:

- Диспетчер ТДП сообщает о данном отказе связи диспетчеру связи РНУ «Стрежевой»:

- местная автоматическая телефонная связь;
- каналы связи ручного коммутатора.

Оператор НПС «Александровская» сообщает о данном отказе связи диспетчеру связи РНУ «Стрежевой» [28]:

- местная автоматическая телефонная связь;
- каналы связи ручного коммутатора.

Принимаются меры по установлению связи между ТДП и операторами ПСП и НПС всеми имеющимися в распоряжении остальными видами связи.

Ежедневно при приеме-сдачи смены операторы товарные ПСП, операторы НПС, диспетчеры ТДП обязаны произвести проверку всех видов связи и систему передачи данных с записью в журнале приема-сдачи смены [22].

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае отказа селекторной связи оператор НПС «Александровская» обязан:

- сообщить по телефону диспетчеру ТДП, главному инженеру РНУ и начальнику отдела АСУ ТП;
- через диспетчера связи принять меры по восстановлению работоспособности селекторной связи;
- при отсутствии телефонной и селекторной связи более 2 часов, по распоряжению диспетчера ТДП передает оператору товарному имеющимися каналами связи, ТФГ (указание с требованием остановки ПСП и последующим оформлением телефаксограммой) с требованием остановить прием нефти на ПСП [28].

В случае отказа телефонной или селекторной связи оперативно-диспетчерский персонал ПСП «Александровское» обязан:

- сообщить по имеющимся каналам связи оператору НПС «Александровская» начальнику ПСП;
- принимает меры по установлению связи с оператором НПС всеми имеющимися в его распоряжении остальными видами связи;
- через диспетчера связи принять меры по восстановлению работоспособности телефонной или селекторной связи;
- при отсутствии телефонной и селекторной связи более 2 часов, по распоряжению диспетчер ТДП, передает Грузополучателю ТФГ (указание с требованием остановки ПСП и последующим оформлением телефаксограммой) с требованием остановить прием нефти на ПСП [28].

Порядок взаимодействия оперативно-диспетчерского персонала при возникновении нештатных ситуациях на объектах ПСП.

Действия оперативно-диспетчерского персонала ТДП, ПСП грузополучателя при выходе нефти и пожаре на объектах ПСП грузополучателя.

В аварийных ситуациях (выход нефти в резервуарном парке грузополучателя, технологии СИКН или на подводящем трубопроводе, пожар на технологических объектах ПСП и т.п.) оперативный персонал

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

грузополучателя действуют в соответствии с «Планом ликвидации возможных аварий на объектах ПСП грузополучателя». Грузополучатель обеспечивает письменное ознакомление оперативного персонала с «Планом ликвидации возможных аварий на объектах ПСП грузополучателя» [28].

Оперативный персонал грузополучателя:

- в аварийных ситуациях немедленно останавливает прием нефти и действует в соответствии с планом ликвидации аварийных ситуаций, сообщает ТФГ оператору товарному причины аварийной ситуации, меры принимаемые для устранения причин аварийной ситуации, планируемое время восстановление режима приема;

- после остановки приема совместно с оператором товарным ПСП «Александровское» при работе по основной схеме учета закрывают задвижки на входе и выходе СИКН, на измерительных линиях, а при работе по резервной схеме учета закрывают задвижки на резервуарах, а также секущие задвижки на узле подключения ПСП;

- совместно с оператором товарным производит снятие показаний ТПР по измерительным линиям или измерение уровня нефти в РВС и определяет количество нефти, сданной ПСП «Александровское», докладывает о произведенной работе оператору НПС;

- после ликвидации аварийной ситуации осуществляет возобновление процесса приема нефти согласно настоящего Регламента, при наличии письменного разрешения оператора товарного оформленного на основании ТФГ от оператора НПС «Александровская» и согласования с диспетчером ТДП [20].

Оператор товарный ПСП:

- об аварийной ситуации докладывает оператору НПС «Александровская», который в свою очередь сообщает диспетчеру ТДП;

- после закрытия задвижек оператором грузополучателя на входе и выходе СИКН, при работе по основной схеме учета, а при работе по резервной схеме учета на резервуарах, а также секущих задвижек на узле подключения ПСП;

- совместно с оператором товарным грузополучателя производит снятие показаний ТПР по измерительным линиям или измерение уровня нефти в РВС и определяет количество нефти, принятой от СДКУ;
- докладывает о произведенной работе оператору НПС «Александровская» который в свою очередь сообщает диспетчеру ТДП;
- после ликвидации аварийной ситуации и после того, как оператор Грузополучателя подготовит технологическую схему для возобновления приема нефти в технологический трубопровод проверяет правильность собранной схемы, отсутствие неучтенных перетоков;
- по готовности технологической схемы, докладывает об этом ТФГ оператору НПС «Александровская» при наличии согласования с ТДП, дает ТФГ оператору товарному грузополучателя о возобновлении приема нефти в соответствии настоящего Регламента.

Действия оперативно-диспетчерского персонала ТДП, ПСП грузополучателя при установления факта поступления нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [1].

В случае установления факта поступления в технологический трубопровод ПСП нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [21] или с содержанием воды более 0,5 процента по массе, при срабатывании ИФС (при наличии свободного газа в нефти) оперативный персонал действует согласно «Регламенту действий оперативного персонала ОАО МН по безопасному предотвращению приема некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть», оператор товарный направляет ТФГ грузополучателю о факте поступления некондиционной нефти [18]. Сообщает ТФГ оператору НПС «Александровская», начальнику ПСП и диспетчеру ТДП. Срок – 3 минуты с момента установления факта;

- в случае если в течение 5 минут после передачи ТФГ о факте поступления некондиционной нефти, принимающая сторона не приняла действия к приостановке: оператор товарный сообщает начальнику ПСП и оператору НПС

«Александровская» о неисполнении принимающей стороной мер по приостановке приема некондиционной нефти. Срок – 3 минуты;

- оператор товарный грузополучателя доводит информацию начальнику ПСП, немедленно прекращает прием нефти на ПСП;

- оператор НПС «Александровская» получив информацию от оператора товарного принимает решение о техническом средстве прекращения сдачи некондиционной нефти и прекращает сдачу по средствам СДКУ сигналом «Стоп СИКН» или сигналом «Заккрыть секущую задвижку». В случае ее отказа, либо отсутствия дает распоряжение оператору товарному о прекращении сдачи некондиционной нефти на ПСП (срок 4 минуты);

- оператор НПС «Александровская» передает информацию о принятом решении руководству ПСП и диспетчеру ТДП. (Срок - 3 минуты);

- диспетчер ТДП принимает информацию от оператора НПС «Александровская» и передает ее диспетчеру ЦДЛ ОАО «АК «Транснефть». Срок – 3 мин.

Возобновление сдачи нефти производится после согласования с диспетчером ТДП [18].

По факту поступления некондиционной нефти сдающая и принимающая стороны составляют совместный «Акт о поставке некондиционной нефти». Указанный акт прилагается к валовому акту приема-сдачи нефти за сутки. Количество некондиционной нефти зафиксированной по показаниям поточного влагомера определяется по распечатке влагомера синхронно совмещенного с показаниями средств измерений количества нефти (начало и окончание поступления некондиционной нефти). Количество некондиционной нефти, зафиксированной по результатам лабораторных методов анализа пробы нефти, соответствует количеству нефти, прошедшее через СИКН за время накопления указанной пробы нефти (смена или иной период времени) [18].

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5 Организация передачи данных с СИКН в локально-вычислительную сеть СДКУ

Передача данных учетных операций на ПСП «Александровское» на верхний уровень сдающей и принимающей сторон должна обеспечиваться непрерывно. Пропускная способность канала должна обеспечивать передачу необходимого объема информации в установленное время.

Каналы передачи данных стороны защищают от несанкционированного доступа к ним и возможности их искажения [20].

В состав передаваемой информации входят данные:

- мгновенный и суммарный расход нефти через СИКН;
- данные о качестве нефти соответствии с ГОСТ Р 51858-2002;
- уровень нефти в резервуарах грузополучателя;
- процент открытия регулятора давления и величина давления после регулятора;
- сигнализация положения задвижек в узле подключения (открыта, закрыта);
- давление в трубопроводе «до» и «после» обратного клапана на узле подключения.

Сбор данных со схем учета, корректировка или ручной ввод данных и формирование передаваемой информации осуществляется посредством ПО верхнего уровня ПСП. Действия по корректировке или ручному вводу данных проводятся при одновременном совместном доступе принимающей и сдающей нефть сторон в ПО, ПСП [20].

Информация передается в режиме реального времени (текущие данные). Данные информации в виде значений, усредненных за два часа, передаются с периодичностью один раз в два часа. Данные отчетной информации (после формирования паспортов качества нефти и актов приема-сдачи) передаются с периодичностью один раз в смену, сутки.

На АРМ оператора ПСП отображаются технологические параметры, полученные от комплекса автоматизации и СИКН №24, который в свою очередь связан посредством коммуникационного контроллера на АРМ ТДП

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	Лист/Л
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	Подпись/П	Дата		55

«Томск». Таким образом, все необходимые параметры и режимы узлов ПСП «Александровское» передаются на означенные удаленные узлы управления СДКУ (периодичность: штатно – 10 мин., превышение уставок и изменение состояния телесигнализации - немедленно) [20].

Система телемеханики предусматривает организацию двух каналов связи. В функции коммуникационного контроллера входит постоянный циклический обмен данными с базой данных контроллеров АСУ ПСП.

Второй канал телемеханики организован через модем, установленный в шкафу связи.

АРМ – оператора НПС «Александровская» обеспечивает прием данных с контроллеров АСУ ПСП (посредством коммуникационного контроллера и контроллера узла связи) и визуализацию их в виде мнемосхем, графиков и таблиц на экране компьютера. АРМ обеспечивает прием введенных оператором команд управления и отправку их на контроллеры АСУ ТП ПСП. Также АРМ принимает сигнал «Авария» от системы автоматики ПСП и автоматическую отправку по установленному алгоритму аварийных сигналов изменения положения ЗРА на ПСП [20].

3.6 Порядок доступа представителей СДКУ на ПСП

Грузополучатель обязан обеспечить доступ представителей СДКУ на пункт приема-сдачи нефти для осуществления контроля за состоянием и применением средств и систем измерений количества и показателей качества нефти основной и резервной схем учета, а также проверок состояния систем измерения количества и показателей качества нефти, работы химико-аналитической лаборатории и ведения коммерческого учета количества и качества нефти. Грузополучатель, после письменного уведомления не менее чем за 3 дня, обеспечивает доступ представителей СДКУ на ПСП и испытательную лабораторию нефти и нефтепродуктов.

Посещение объектов НПС «Александровская» представителями СДКУ должно производиться в сопровождении обслуживающего персонала, владельца объекта.

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Представители ЛПДС «Самотлор» и СДКУ на территории ПСП «Александровское» должны руководствоваться правилами и нормами безопасности на объектах нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, неукоснительно соблюдать:

- правила охраны труда и промышленной безопасности;
- правила внутреннего распорядка;
- пропускной и внутри объектовый режимы.

НПС «Александровская» (начальник ПСП), обеспечивает доступ представителей на приемо-сдаточный пункт нефти для осуществления второго уровня производственного контроля за состоянием условий и охраны труда на рабочем месте оператора товарного ЛПДС «Самотлор». Производственный контроль проводится инженерно-техническими работниками не реже одного раза в 10 дней и постоянно-действующей комиссией производственного контроля РНУ не реже одного раза в месяц, при выявлении нарушений и недостатков в состоянии условий и охраны труда на рабочем месте оператора товарного в «Журнале проверки состояния условий труда» делается запись с указанием выявленных недостатков и нарушений, предложений по устранению выявленных недостатков, срока устранения, ответственного исполнителя по устранению выявленных недостатков со стороны грузоотправителя и грузополучателя [22].

3.7 Обязанности и ответственности сторон

Представители грузополучателя и Нижневартовского УМН на ПСП совместно производят 1 раз в месяц контроль работоспособности обратного клапана, установленного на узле подключения с составлением двухстороннего акта [28].

Представители принимающей и сдающей стороны совместно производят ежедневный контроль состояния подводящего трубопровода от узла подключения до ПСП с целью своевременного выявления разгерметизации или несанкционированных врезок с записью в журнале приема-сдачи смен. Не реже

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

двух раз в месяц проводится комиссионный осмотр подводящего трубопровода с составлением акта [28].

Ревизия пробозаборного устройства и автоматических пробоотборников производится в соответствии с утвержденным графиком или по требованию одной из сторон с оформлением двухстороннего акта [13].

Сдающая и принимающая сторона обязаны предоставлять друг другу документы, которые необходимы для ведения технологического процесса приема-сдачи нефти.

В целях предупреждения недостоверности учета нефти представителями сдающей и принимающей сторон в соответствии с утвержденным графиком на год проводятся проверки ведения ТКО и их метрологического обеспечения. Результаты совместной работы отображаются в акте. Мероприятия по устранению нарушений разрабатывает принимающая сторона в течение указанного в акте срока и согласовывает с противоположной стороной. Представители сдающей и принимающей сторон на уровне начальников ПСП совместно, один раз в месяц проводят проверку ведения ТКО и метрологического обеспечения, состояние оборудования и СИ, ведение оперативной документации [28].

В случае поступления из ОАО «АК «Транснефть» ограничения приема нефти по каким-либо причинам сдающая сторона ставит об этом в известность принимающую сторону по факту ТФГ и одновременно сокращает объем сдаваемой нефти.

Грузополучатель обязан:

- согласовать с оператором товарным ПСП «Александровское» технологические переключения в ПСП и сообщать обо всех изменениях давления, связанных с переключениями на ПСП, трубопроводах, влияющих на почасовые режимы отпуска нефти;
- немедленно сообщать оперативному персоналу сдающей стороны обо всех изменениях (давления, плотности, кинематической вязкости, поступлении некондиционной нефти);

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- иметь резервуарный парк из расчета 3-х суточной производительности поставки нефти на НПЗ;
- компенсировать СДКУ потери учтенной нефти, произошедшие на подводящем нефтепроводе грузополучателя из-за нарушения герметичности нефтепровода, запорной арматуры, обнаружения несанкционированных утечек (врезок) или случайной потери;
- обеспечить наличие и надлежащее качество диспетчерской связи с диспетчером ТДП (селекторной, телефонной, факсимильной), канала передачи данных в СДКУ и дистанционного управления секучей задвижки на узле подключения и регулятором давления;
- своевременно выявлять неисправности основного и вспомогательного оборудования ПСП, которые могут привести к нарушению режима работы или аварии;
- обеспечить персонал сдающей стороны аттестованными рабочими местами, проводить им инструктаж на рабочем месте по технике безопасности. В комплектность рабочего места оператора входят: рабочий письменный стол, стул, светильник, книжный шкаф для оперативной документации с ограниченным доступом, шкаф для одежды;
- обеспечить начальника ПСП отдельным служебным помещением с телефонной связью и архивом;
- поддерживать расход и давление нефти соответствующее Плану-графику отпуска нефти», утвержденного СДКУ;
- при проведении работ на объектах ПСП, связанных с разгерметизацией трубопроводов или изменением технологических схем ПСП, разработать и согласовать с СДКУ мероприятия или план производства работ, после предварительного согласования на уровне Стрижевского РНУ;
- в письменном виде информировать Стрижевское РНУ о предстоящих земляных работах в охранной зоне технологического трубопровода ПСП «Александровское» для обеспечения контроля представителями сдающей

стороны отсутствия несанкционированных врезок и целостности подводящего трубопровода;

- обеспечить ПСП оборудованием и материалами, необходимыми для проведения товарно-коммерческих операций в соответствии с требованиями НД;

- обеспечить техническое обслуживание и исправность запорной арматуры, обратного клапана, изолирующей вставки и подводящего трубопровода на весь период их эксплуатации;

- организовать место для хранения документации ПСП и обеспечить ее хранение в архиве соответствии с установленными НД сроками. Доступ к хранящейся документации ПСП должен быть ограничен.

Принимающая сторона несет ответственность за:

- своевременное и правильное оформление приемо-сдаточных документов;
- сохранность и поддержание в технически исправном состоянии оборудования, участвующего в товарно-коммерческих операциях, метрологическую пригодность средств измерений, соблюдение инструкций и регламентов;

- техническое состояние подводящего нефтепровода от СИКН до точки подключения к МН «А-А-С» и последствия аварий на нем, а также за сохранность на его участке.

- достоверность и сохранность первичных данных, занесенных в оперативную документацию, а также за достоверность определения показателей качества нефти;

- соблюдение Плана-графика отпуска нефти [28].

3.7.1 Обязанности оперативного персонала

Оперативный персонал ПСП «Александровское» обязан знать:

- технологическую схему ПСП;
- назначение СИКН; назначение, принцип действия и технические характеристики всех средств измерения и оборудования;
- способы контроля работоспособности СИ и оборудования;

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- правила технической эксплуатации СИ и оборудования;
- правила технической и противопожарной безопасности, связанные с эксплуатацией и производством ремонтных работ на ПСП.

В течение рабочей смены операторы товарные ПСП «Александровское» обязаны:

- производить внешний осмотр СИ и вспомогательного оборудования ПСП;
- соблюдать технологический режим работы СИКН;
- осуществлять постоянный контроль за работой всего оборудования ПСП, проведением испытаний нефти в Испытательной лаборатории нефти контролировать работоспособность и состояние запорной и регулирующей арматуры;
- при отклонении фактических параметров работы оборудования от нормативных, проконтролировать принятие мер оператором товарным грузополучателя по обеспечению работы ПСП в соответствии с требованиями НД;
- контролировать своевременное и достоверное оформление приемо-сдаточных актов и паспортов качества нефти;
- производить обход и осмотр оборудования ПСП согласно схемы обходов, с отметкой о результатах осмотра в журнале обхода и осмотра подводящего нефтепровода и оборудования СИКН;
- знать и действовать в соответствии с утвержденными производственными инструкциями и другими НД;
- своевременно и правильно вести всю документацию на ПСП.

Оператор товарный несет ответственность за;

- ненадлежащее исполнение или неисполнение своих производственных обязанностей;
- несоблюдение правил технической эксплуатации оборудования ПСП, аварийные остановки и простои основного и вспомогательного оборудования произошедшие по его вине;

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- несвоевременность принятия мер по предупреждению или ликвидации аварийных ситуаций и отказов оборудования;
- несвоевременность и неточную передачу оперативной информации, ТФГ и распоряжений;
- невыполнение требований телефаксограмм и распоряжений;
- за потерю нефти в пределах границы своей ответственности в результате собственных неправильных действий [22].

3.8 Порядок управления и организации работ при плановой остановке перекачки нефти

При производстве планово-предупредительных и диагностических работ на объектах СДКУ, связанных с прекращением приема-сдачи нефти, СДКУ за подписью заместителя генерального директора по ТТО направляет грузоотправителю не менее чем за трое суток до начала месяца, в котором будет производиться ограничение приема/сдачи нефти, письменное уведомление с указанием времени прекращения и возобновления приемосдаточных операций [21].

Предприятие сдающее нефть в систему магистральных нефтепроводов письменно уведомляет СДКУ о планируемых работах, связанных с ограничением сдачи нефти не менее чем за трое суток до начала месяца, в котором будет производиться ограничение.

При получении из ОАО «АК «Транснефть» месячного плана остановок и работы нефтепровода со сниженным режимом СДКУ за подписью заместителя генерального директора по ТТО направляет до 29 числа текущего месяца в адрес грузоотправителя посуточный график приема нефти [28].

Непосредственно остановка приема нефти производится оперативным персоналом ПСП после указания управляющего диспетчера на основании согласованного

В случае обнаружения отклонения от плана производства работ на объектах СДКУ управляющий диспетчер ТДП останавливает производство

					СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

работ до получения письменного разрешения главного инженера СДКУ на возобновление работ [21].

4 МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ПРИЕМА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА

Основной задачей нефтетранспортного предприятия является обеспечение бесперебойной и устойчивой поставки нефти потребителям, а так же надежной эксплуатации нефтепроводов.

При диагностике и мониторинге состояния технологического процесса обращаются к статистическим методам с целью выявления случаев выхода за границы системной вариабельности. Задачей статистического управления процесса транспорта нефти является обеспечение и поддержание его на стабильном уровне, при этом гарантируя соответствие установленным требованиям. При использовании статистических методов, особое внимание уделяется вопросам снижения ложных тревог и повышения достоверности оценки контролируемых показателей процессов [27].

В качестве основного статистического инструмента удобно использовать контрольные карты, наглядно представляющие системную вариабельность технологических процессов. С помощью контрольных карт по количественному признаку можно объяснить поведение процесса, как по разбросу, так и по расположению уровня процесса. Контрольная карта – это графическое средство, использующее статистические подходы, важность которых для управления производственными процессами была впервые показана У. Шухартом в 1924 году, они отражают реальные перемены в процессе, которые могут быть следствием воздействия на процесс несистемных факторов [27]. Эти несистемные факторы могут рассматриваться как «неслучайные» или «особые» причины изменения состояния процесса транспорта нефти. К таким причинам можно отнести неисправности оборудования, нарушение однородности транспортируемой нефтяной среды и т.д.

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Маркушин В.Е			МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ПРИЕМА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Наплеков В.И.					64	104
						ТПУ, ТХНГ 3-2ТОО		
Утверд.		Рудаченко А.В.						

Так при техническом мониторинге состояния оборудования с успехом использовал карты Шухарта. С целью снижения вероятности ложных тревог и повышения событийной достоверности мониторинга в настоящей работе предложена формализованная методология мониторинга состояния многопараметрового процесса транспорта нефти с использованием контрольных карт Шухарта [27].

Рассмотрим возможность осуществления технологического контроля при мониторинге многопараметрового процесса перекачки нефти на узле учета нефти с использованием двух информационных карт.

В соответствии с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

- использовать метод автошкалирования для приведения данных различных диапазонов в один, с параметрами среднее значение
- результатов измерений равно нулю, а их стандартное отклонение равно двум;
- построить карту Шухарта для многопараметрового процесса в новых координатах;
- интерпретировать информацию о состоянии процесса транспорта нефти представленную на карте Шухарта.

Характеристика метода

Для построения контрольной карты Шухарта многопараметрового процесса проводили центрирование и нормировку параметров состояния технологических процессов. Комбинация центрирования и нормирования по столбцам называется автошкалированием. Автошкалирование данных применяли, для совместной обработки различных по шкале блоков данных. Из результатов измерений каждого контролируемого показателя формировали однородный блок данных, который содержал выборку измеренных параметров мониторинга процесса транспорта нефти (табл. В.1), x_j . Приложение В.

Для каждой выборки вычисляли выборочное среднее, m , и стандартное

					МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ПРИЕМА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

отклонение выборки параметров мониторинга, d . Затем проводили расчет автошкалированных значений (табл. Г.2) Приложение Г, параметров мониторинга, x'_j , по формуле (1):

$$x'_j = \frac{x_j - m}{d} \quad (1)$$

которые наносили на карту (рис. Д.3). Приложение Д.

Карта Шухарта – это график значений определенных характеристик подгрупп в зависимости от их номеров. Она имеет центральную линию (CL), соответствующую эталонному значению характеристики. При оценке того, находится ли процесс в статистически управляемом состоянии, эталонным обычно служит среднее арифметическое рассматриваемых данных. При управлении процессом эталонным служит долговременное значение характеристики, установленное в технических условиях, или ее номинальное значение, основанное на предыдущей информации о процессе, или намеченное целевое значение характеристики продукции или услуги. Карта Шухарта имеет две статистические определяемые контрольные границы относительно центральной линии, которые называются верхней контрольной границей (UCL) и нижней контрольной границей (LCL) [27].

Обозначение и сокращение:

σ – истинное внутригрупповое стандартное отклонение;

CL – центральная линия;

UCL – верхняя контрольная граница;

LCL – нижняя контрольная граница.

Аналогично сделано на втором примере, где в качестве были взяты параметры мониторинга процесса приема нефти в суточном режиме (табл. Ж.3). Приложение Ж. И методом автошкалирования данных (таб. И.4). Приложение И. Где значения отобразили в графике (рис. К.4). Приложение И.

Результаты, приведенные в графике

В первом примере (рис. Д.3 – контрольная карта Шухарта шестнадцати часового процесса), который находится так называемыми «границами

					МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПРОЦЕССА ПРИЕМА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КАРТ ШУХАРТА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

действий» $\pm 3 \sigma$, мы видим, что точка на (9 ч) сигнализирует превышение влагосодержания в режиме приема нефти, согласно ГОСТ Р 51858-2002 [1], (таб. 1 – Физико-химические показатели), отпуск такой нефти следует приостановить.

Во втором примере (рис. К.4 – контрольная карта Шухарта двадцати четырехчасового процесса), процесс находится в статистическом режиме, но видны 2 случая выхода $\pm 2 \sigma$, видно две точки на (10 ч и 13 ч) на которые необходимо обратить внимание, а именно:

- нужно провести визуальный осмотр технологической линии;
- при возникновении не соответствующих норм эксплуатации оборудования провести ревизию;
- замена оборудования;
- изменение технологического режима.

Выводы

Данный метод У. Шухарта позволяет нам проанализировать и корректировать технологический режим, а также обращает внимание на возможные неестественные изменения в данных из повторяющихся процессов и дать критерии для обнаружения отсутствия статистической управляемости. Процесс находится в статистически управляемом состоянии, если изменчивость вызвана только случайными причинами. При определении этого приемлемого уровня изменчивости любое отклонение от него считают результатом действия особых причин, которые следует выявить, исключить или ослабить.

5 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Затраты, связанные с выполнением дипломной работы, рассчитываются по смете, которая включает следующие статьи:

- а) материалы (в том числе затраты на электроэнергию);
- б) расходы на оплату труда;
- в) единый социальный налог;
- г) амортизационные отчисления;
- д) прочие расходы.

Поочередно проведем расчет затрат по каждой статье.

Расчет затрат на материалы. В данном дипломной работе производилось только работа измерительных линий, которое не предусматривает затрат каких - либо материалов. Поэтому в этом пункте рассчитаем только затраты на электроэнергию, на 16ч смену и на 24ч.

Стоимость расходов на электроэнергию вычисляется по формуле:

$$C_{\text{эл}} = W \cdot C_{\text{эн}} \cdot t, \quad (9.1)$$

где W – потребляемая мощность оборудования, кВт;

$C_{\text{эн}}$ – стоимость 1 кВт · ч энергии (с учетом НДС), руб;

t – время работы оборудования, ч.

Расчет затрат на электроэнергию определяется исходя из мощности оборудования, времени его работы и стоимости 1 кВт·ч энергии. Стоимость 1 кВт·ч энергии для данного дипломного проекта составляет $C_{\text{эн}} = 3,07$.

Результаты расчета затрат на электроэнергию при 16ч рабочей смене и 24 рабочей смене приведены в таблице 5.

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Маркушин В.Е			ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ			Лит.	Лист	Листов		
Провер.		Наплеков В.И.								68	104	
								ТПУ, ТХНГ з-2ТОО				
Утверд.		Рудаченко А.В.										

Таблица 5 – Расчет затрат на электроэнергию

Оборудование	Мощность W, кВт	Время эксплуатации оборудования t, ч	Сумма, руб.
СИКН 16ч	80	480	117888
СИКН 24ч	80	720	176832

Затраты на электроэнергию составили при 16 час перекачке 117888 руб.

Затраты на электроэнергию составили при 24 час перекачке 176832 руб.

Итак затраты на материалы включают только затраты на электроэнергию и составляют 117888 руб. и 17832руб.

Расчет расходов на оплату труда. Оперативному персоналу работающему непосредственно на производстве.

Рассчитаем для каждого из них среднечасовую ставку по формуле:

$$СЧС = \frac{ЗП \cdot (12/10)}{t}, \quad (9.2)$$

где ЗП – заработная плата исполнителя за месяц (складывается из суммы оклада, должностных начислений и премий);

t – количество рабочих часов в месяц (примем t = 120 ч в месяц).

Данные для расчета суммы расходов на оплату труда приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расходы на оплату труда

Должность	Заработная плата, руб.	Трудоемкость, t, чел.ч	Средняя часовая ставка (СЧС), руб.	Сумма, руб.
Оператор товарный 4 раз	15000	120	125,00	15000,00

Оператор товарный 4 раз	15000	120	125,00	15000,00
Оператор товарный 4 раз	15000	120	125,00	15000,00
Оператор товарный 4 раз	15000	120	125,00	15000,00
ИТОГО:				60000,00

Расходы на оплату труда составили 60000,00 руб.,

Расчет единого социального налога. Сумма отчислений на социальные нужды рассчитывается как процент от расходов на оплату труда людей, занятых в работе. Результаты расчетов по единому социальному налогу приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Отчисления на единый социальный налог

Вид отчислений	Сумма расходов на оплату труда, руб.	Ставка налога, %	Сумма отчислений, руб.
В Фонд социального страхования РФ	60000,00	2,9	1740,00
В Пенсионный фонд РФ	60000,00	8	4800,00
В Фонд обязательного медицинского страхования РФ	60000,00	2,1	1260,00
ИТОГО:		13	7800,00

Отчисления на единый социальный налог составили 7800,00руб., из них наибольшую часть составляют отчисления в Пенсионный фонд 4800,00 руб.

Расчет амортизационных отчислений. Сумма амортизационных отчислений рассчитывается по формуле:

					ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A_{AM} = C_{M.ч} \cdot t, \quad (9.3)$$

где $C_{M.ч}$ – стоимость одного машино-часа работы оборудования, руб.;

t – время работы машин, установок и другого оборудования в процессе дипломного проектирования, ч.

Стоимость одного часа работы машин и оборудования рассчитывается по формуле:

$$C_{M.ч} = \frac{Ц}{T_{ч.дн} \cdot T_{дн.г} \cdot T_{сл}}, \quad (9.4)$$

где $Ц$ – стоимость оборудования;

$T_{ч.дн}$ – количество рабочих часов в день;

$T_{дн.г}$ – количество рабочих дней в году (для расчетов примем 280 дней);

$T_{сл}$ – срок службы оборудования.

Результаты расчета сумм амортизационных отчислений для всего оборудования приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет сумм амортизационных отчислений

Оборудование	Стоимость оборудования, руб.	Срок службы оборудования, лет	Количество рабочих часов в день, ч	Стоимость 1 машино-часа, руб.	Время работы оборудования для, ч	Сумма амортизации, руб.
СИКН 16ч	500000	10	16	11,1	480	5328
СИКН 24ч	500000	10	24	6,5	720	4680

Сумма амортизационных отчислений составила 4680 рублей.

Прочие расходы. В эту статью включаются расходы на канцелярские

принадлежности, необходимые для оформления Акт приёма передачи нефти (таблица 9).

Таблица 9 – Расчет прочих расходов

Материал	Цена за единицу, руб.	Количество	Сумма, руб.
Бумага, кол-во листов	0,2	500	100,0
Ручка, шт.	6,0	10	60,0
Карандаш, шт.	5,0	5	25,0
Ластик, шт.	5,0	1	5,0
Папка для Актов, шт.	100,0	1	100,0
ИТОГО:			290,0

Сумма прочих расходов составила 290,0 рублей.

Составим смету затрат на выполнение товара коммерческих операций, используя данные расчетов затрат по каждой статье. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Смета затрат

Статья затрат	Сумма, руб. при 16ч	Сумма, руб. при 24ч
Материалы	117888	176832
Расходы на оплату труда	60000,00	60000,00
Единый социальный налог	7800,00	7800,00
Амортизационные отчисления	5328	4680

Прочие расходы	290,0	290,0
ИТОГО:	191306,00	249602,00

Общая сумма затрат на товар по коммерческие операции составила при 16ч перекачке 191306,00руб. по согласно – контрольная карта Шухарта шестнадцати часового процесса, который находится так называемыми «границами действий» $\pm 3 \sigma$, мы видим, что точка на (9 ч) сигнализирует превышение влагосодержания в режиме приема нефти, согласно ГОСТ Р 51858-2002 [1], и (таб. 1 – Физико-химические показатели), отпуск такой нефти следует приостановить.

А при 24ч перекачке сумма затрат составила 249602,00 руб по процесс находится в статистическом режиме. Затраты на выполнение прием и сдачу товарной нефти на приемо-сдаточном пункте считать обоснованными, так как затраты на работа по 24ч приему нефти соответствует всем требованиям товар по коммерческим операциям.

6 УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Характеристика объекта исследования

Подключение ПСП произведено на 0 км магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» согласно выданным ОАО «АК «Транснефть» «Техническим условиям на подключение объектов нефтедобычи» и со следующими параметрами:

- количество принимаемой нефти в год не более указанного в ТУ;
- качество нефти должно соответствовать ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть.

Общие технические условия».

– Значение показателя «массовая доля воды» при приеме нефти должно составлять не более 0,5 %. Наличие свободного газа в нефти не допускается [1].

Рабочая среда (продукт) – товарная нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002, имеющая по данным заказчика и указанным в техническом задании, физико-химические показатели, указанные в таблице 11.

Таблица 11 – Физико-химические показатели

Наименование	Значение показателя
Вязкость кинематическая, сСт	от 5 до 30
Плотность продукта, кг/м ³	от 843 до 849
Температура продукта, °С	от плюс 5 до плюс 30
Давление насыщенных паров, не более, мм.рт.ст	500
Массовая доля воды, не более, %	0,5
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ 100	100
Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание парафина, не более, %	3,5

					Система приема и сдачи товарной нефти на приемо-сдаточном пункте НПС «Александровская»						
Изм.И	Лист/Л	№ докум.№	ПодписьП	Дата							
Разраб.Разра		Маркушин В.Е.			УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ			Лит.Лит.	Лист/Лист	Листов/Листов	
Провер.Провер		Наплеков В.И.								74	104
								ТПУ, ТХНГ з-2ТОО			
Утверд.Утвер		Рудаченко А.В.									

В случае сдачи нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858-2002 или нефти, содержащей свободный газ, отпуск такой нефти должен быть приостановлен [3].

ПСП осуществляет свою деятельность в соответствии с действующим законодательством, нормативной документацией в области обеспечения единства измерений. Владелец ПСП разрабатывает:

- положение о ПСП;
- паспорт ПСП;
- инструкцию по эксплуатации СИКН;
- перечень документации необходимой для ПСП.

СДКУ вправе ограничивать или прекращать полностью прием нефти для проведения плановых ремонтных работ, очистки и диагностики МН суммарной продолжительностью не более 15 суток в год.

Приемо-сдаточные и периодические испытания (определение показателей) нефти проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в аккредитованной Испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов. В область аккредитации лаборатории должны быть включены все методы испытаний нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 [13].

Определение качественных показателей производится в Испытательной лаборатории нефти принимающей стороны в присутствии оперативного персонала НПС «Александровская» [13].

Проведение аккредитации и инспекционного контроля Испытательной лаборатории нефти и нефтепродуктов производится в порядке и в соответствии с критериями аккредитации, установленными законодательством РФ, в состав комиссии могут быть включены при необходимости представители СДКУ[4].

Испытательная лаборатория нефти должна соответствовать требованиям МИ 3342-11, на соответствие которым проверяется комиссией СДКУ [14].

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СИКН обеспечивает владелец СИКН в соответствии с МИ 2775-2002 [11] и МИ 3081-2007 [13].

Применяемые СИ должны иметь действующие свидетельства о поверке и аттестованную методику измерения по ГОСТ Р 8.563-2009 [2].

Оборудование, запорная арматура ПСП, резервуары и трубопроводы должны быть обозначены, пронумерованы, соответствовать утвержденным технологическим схемам и инструкциям [12].

Любые изменения в технологической схеме измерений по основной и резервной схеме учета нефти, в зоне ответственности СДКУ, по составу оборудования, технической документации, связанные с товарно-коммерческими операциями, НПС «Александровская» должен согласовывать с СДКУ за 10 дней до внесения изменений, после согласования с Томским РНУ. Согласованные сторонами изменения вносятся в настоящий регламент, технологические схемы, инструкции и документацию ПСП [9].

НПС «Александровская» обязан предоставлять на согласование и утверждение в СДКУ не менее 4-х экземпляров каждой из технологических схем ПСП. Схемы, включаемые в инструкции и регламенты, должны быть выполнены на листах формата не менее А2 [9].

Схемы должны быть разработаны в соответствии с требованиями ОР-КТН-069-10 «Порядок подключения объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам ОАО «АК «Транснефть» [17].

Вся запорная арматура, участвующая в товарно-коммерческих операциях, состояние которой может повлиять на достоверность измерений и результат проверок, должна быть опломбирована, и иметь возможность проверки её на герметичность или возможность установки заглушки [12].

Сдача нефти на ПСП «Александровское» производится в соответствии с разработанными Грузополучателем и согласованным СДКУ, Планом-графиком отпуска нефти из магистрального нефтепровода «Александровское-Анжеро-Судженск».

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

На рабочее место оператора товарного ПСП «Александровское» и диспетчера ТДП, СДКУ должны быть выведены основные параметры работы СИКН:

- расход нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- давление и температура нефти по каждой ИЛ и в БИК;
- перепад давления на фильтрах;
- данные об уровне нефти в резервуарах;
- показания плотномеров, влагомера, вискозиметра, состояние ИФС;
- процент открытия регулятора расхода;
- процент открытия регулятора давления и величина давления после регулятора;
- сигнализация положения задвижек (открыты, закрыты);
- давление в трубопроводе «до» и «после» обратного клапана узла подключения;
- данные о качестве нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [1].

Персонал ПСП должен иметь соответствующую квалификацию, быть обучен безопасным методам и приемам работы на взрывопожароопасных объектах, иметь допуск к самостоятельной работе после проведения проверки знаний, пройти стажировку и сдать экзамены на знание должностных (производственных) инструкций, инструкций по охране труда, инструкций по пожарной безопасности, НТД и инструкций по учету нефти, знание схем приема-сдачи нефти (основной и резервной), технологической схемы ПСП [22].

6.2.ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

Организация осуществление производственного контроля объектов на соответствие требованиям производственной безопасности и охраны труда.

Производственный контроль над соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах НПС «Александровская» осуществляется на двух уровнях:

1-й уровень производственного контроля – руководителями, специалистами и комиссиями производственного контроля структурных подразделений НПС «Александровская», эксплуатирующих опасные производственные объекты.

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2-й уровень производственного контроля – руководителями, специалистами технических отделов аппарата управления, комиссией производственного контроля РНУ «Стрежевой».

Организация производственного контроля возлагается на главного инженера РНУ «Стрежевой» и главных специалистов структурных подразделений.

Осуществление производственного контроля возлагается на:

Руководителей и специалистов отделов (служб) главного метролога, главного механика и главного энергетика по 1-му уровню; главного инженера и инженера по охране труда и промышленной безопасности – по 2-му уровню;

Главных специалистов, работников производственно-технических департаментов (служб) отделов соответствующего уровня – в части:

- проведения целевых проверок лично и комплексных проверок в составе ПДК;
- участия в расследовании инцидентов и аварий;
- проведения анализа причин возникновения аварий и инцидентов на ПСП;
- внесения руководителю организации предложений;
- о проведении мероприятий по обеспечению промышленной безопасности;
- об устранении нарушений требований промышленной безопасности;
- о приостановлении работ, осуществляемых на опасном производственном объекте с нарушением требований промышленной безопасности, создающих угрозу жизни и здоровью работников, или работ, которые могут привести к аварии или нанести ущерб окружающей природной среде;
- об отстранении от работы на опасном производственном объекте лиц, не имеющих соответствующей квалификации, не прошедших своевременно подготовку и аттестацию по промышленной безопасности;
- о привлечении к ответственности лиц, нарушивших требования промышленной безопасности;

– участия в разработке отчета о результатах проведенных проверок с указанием выводов и предложений.

Инженером по охране труда и промышленной безопасности осуществляется производственный контроль с участием в ПДК по промышленной безопасности и охране труда, и путем проведения целевых проверок всех структурных подразделений с выполнением постоянного внутреннего аудита системы управления промышленной безопасностью в соответствии с должностными инструкциями [29].

На инженера по охране труда и промышленной безопасности возлагается функция методического руководства по осуществлению 1-го и 2-го уровней производственного контроля во всех структурных подразделениях. Организацию и проведение профилактической работы на опасных производственных объектах, осуществляют инженерно-технические работники цехов (участков), эксплуатирующих опасные производственные объекты.

Для качественного проведения проверки используются утвержденные главным инженером методики обследования производственных объектов[29].

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

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся рабочие места, проходы и проезды к ним, находящиеся:

- вблизи неизолированных токоведущих частей электроустановок, ближе 2 м от не огражденных перепадов по высоте на 1,3 м и более;
- в местах, где содержатся вредные или опасные вещества в концентрациях выше предельно допустимых или присутствуют опасные и вредные физические факторы с параметрами выше предельно допустимых уровнем.

К зонам потенциально опасных производственных факторов следует относить не огражденные и незащищенные:

- участки и территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, над которыми производятся работы;

- зоны перемещения машин, механизмов, технологического оборудования или их частей, узлов, деталей, рабочих органов;
- зоны, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъемными кранами;
- зоны расположения оборудования с ядовитыми, агрессивными, легко-воспламеняющимися, радиоактивными, взрывчатыми и т. п. опасными веществами, а также зоны, где персонал может попасть под действие опасных и вредных факторов.

Границы опасных зон, в пределах которых возможно возникновение опасности в связи с падением предметов, устанавливается согласно таблице 12.5.

Таблица 12.5

Границы опасных зон		
Высота возможного падения предмета, в метрах	Минимальное расстояние отлета в м.	
	от проекции перемещаемого краном груза в случае его падения	предметов в случае их падения со здания, сооружения
До 10	4	3,5
10-20	7	5
Более 20	10	7

Опасные зоны в темное время суток должны быть освещены. Колодцы, шурфы и другие выемки в грунтах должны быть закрыты крышками, щитами или ограждены.

В организации утверждается перечень работ и профессий, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности.

Повышенные требования предъявляют к хранению токсичных материалов и веществ, обладающих вредными и опасными свойствами, а также при производстве работ этими материалами.

Величина предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны - это граница опасной концентрации для нахождения людей в этой зоне.

6.2.2 Указания мер безопасности при использовании СИКН

К обслуживанию СИКН допускается квалифицированный персонал, прошедший инструктаж по технике безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов и ознакомленный с настоящим руководством.

При обслуживании технологических трубопроводов, руководствоваться ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [31].

Предприятие-потребитель должно включить в требования по безопасности (охране труда) ознакомление с настоящим руководством и требования к работе с СИКН применительно к особенностям и условиям (режимам) на предприятии потребителя, а также вести журнал ежедневного технического обслуживания, журнал по техническим обслуживаниям и журнал по технике безопасности [31].

Перед тем как приступать к ремонту или замене компонентов СИКН следует убедиться, что запорная арматура, отсекающая ремонтируемую линию, находится в положении «ЗАКРЫТО».

Перед заменой манометра или датчика давления, убедиться, что вентиль перед прибором находится в положении «ЗАКРЫТО».

Освободить от нефти ремонтируемый участок трубопровода через соответствующие дренажные трубопроводы. Открытие и закрытие запорной арматуры, во избежание гидравлического удара, производить плавно.

При эксплуатации СИКН контролировать состояние запорной арматуры в соответствии с требованиями настоящего руководства. Вентили, открытие которых может привести к утечке нефти или нарушению функций СИКН, должны быть закрыты, если необходимо опломбированы, и проверены на герметичность (вентили в месте подключения компактпрувера, дренажные и воздушные вентили) [22].

Взрывобезопасность помещения СИКН обеспечивается:

- применением рабочей и аварийной вентиляции;
- отводом, удалением взрывоопасной среды и веществ, способных привести к ее образованию;
- контролем загазованности воздушной среды;
- герметизацией технологического оборудования;
- конструктивными и технологическими решениями, принятыми при проектировании производственного оборудования и процессов;

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применением взрывозащищенного электрооборудования и средств автоматизации;
- герметизацией кабельных проходок негорючим материалом (асбестовый шнур) согласно ВСН 332-74;
- применением кабеля в оболочке из негорючего материала;
- заземлением технологического оборудования, электрооборудования, средств автоматизаций, металлических элементов блок-бокса, металлорукавов, металлических оболочек кабелей, кабельных лотков согласно ПУЭ;
- включением требований безопасности в техническую документацию.

Эксплуатационный и ремонтный персонал должен быть обеспечен спецодеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с требованиями действующих норм и правил. Обувь и одежда должна исключать искрообразование при движении.

Перед входом в помещение КТ СИКН сотрудник обязан убедиться в заземлении здания, осмотром заземляющего устройства и отсутствии загазованности путем опробования светозвуковой сигнализации снаружи помещения.

Для контроля загазованности помещение КТ СИКН оснащено приборами сигнализации загазованности воздушной среды. При эксплуатации и ремонте оборудования СИКН необходимо применять приборы взрывозащищенного исполнения.

Напряжение для переносных светильников во взрывозащищенном исполнении должно быть не более 12 В.

Запрещается работа переносными электроизмерительными приборами общего назначения.

Изменения в конструкции допускается вносить по согласованию с организацией разработчиком проекта либо по изготовленному вновь проекту на реконструкцию (модернизацию), а по оборудованию с изготовителем оборудования.

В период эксплуатации электрооборудование и средства автоматизации СИКН должны обслуживаться согласно утвержденному регламенту, в котором

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

определен объем, порядок и сроки обслуживания. Результаты обслуживания и осмотров оформляют актами. Все обнаруженные дефекты должны быть устранены с соблюдением необходимых мер по охране труда и требований к ведению ремонтных и огневых работ.

При аварийной остановке насосного агрегата из-за обнаружения неисправностей необходимо выяснить причину и до ее устранения не производить его запуск.

Обо всех случаях аварийной остановки насосного агрегата обслуживающий персонал немедленно докладывает непосредственному руководителю с внесением соответствующих записей в журнале по эксплуатации насосных агрегатов.

Обнаружив утечку нефти, необходимо принять меры по устранению ее, соблюдая все требования по охране труда при выполнении газоопасных работ, а при невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Эксплуатация электрооборудования и средств автоматизации должна производиться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», инструкций заводов-изготовителей, комплекса государственных стандартов на взрывозащищенное электрооборудование, устанавливающих требования к эксплуатации.

В помещении КТ СИКН категорически запрещается:

- использовать открытые источники огня;
- использовать приборы и средства связи общепромышленного исполнения за исключением приборов поверки в БСЭ. Приборы поверки в БСЭ разрешается использовать в КТ только при проведении огневых работ;
- ремонтировать электрооборудование, находящееся под напряжением;
- эксплуатировать электрооборудование при любых повреждениях;
- вскрывать оболочки взрывозащищенного электрооборудования, токоведущие части которого находятся под напряжением;

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- заменять перегоревшие электролампы во взрывозащищенных светильниках другими видами ламп;
- на взрывозащищенном электрооборудовании закрашивать паспортные таблички.

Электрические испытания во взрывоопасных зонах разрешается производить только взрывозащищенными приборами, на которые имеются положительные заключения испытательной организации.

При загазованности помещения, вызванной аварией, нарушением технологического режима работы, должны быть проведены все мероприятия, предусмотренные местными инструкциями по действиям в аварийных ситуациях [29].

6.2.3 Общие требования по электробезопасности

К эксплуатации СИКН допускаются лица, имеющие категорию по электробезопасности не ниже второй, удостоверение об аттестации по промышленной безопасности, изучившие эксплуатационную документацию и прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, инструктаж по пожарной безопасности и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. При эксплуатации СИКН следует руководствоваться настоящим руководством по эксплуатации, местными утвержденными инструкциями, технологическим регламентом и другими нормативно-техническими документами, действующими в данной отрасли промышленности [29].

6.2.4 Обеспечение взрывозащищенности

Здание СИКН относится к взрывоопасным установкам, в которых могут образовываться взрывоопасные смеси.

Класс взрывоопасной зоны внутри установки В-1а, наружного В-1г. Здание оборудовано вытяжной вентиляцией, электроотопительными приборами с автоматическим регулированием температуры внутри здания, приборами автоматического контроля загазованности внутри здания, датчиками пожарной

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

сигнализации, системой сигнализации пожара и загазованности. Контрольная и силовая кабельная разводка выполнена в соответствии с требованиями ПУЭ.

Электрооборудование здания и средства автоматизации СИКН выполнены во взрывозащищённом исполнении, имеют соответствующую маркировку и сертификаты, разрешения Ростехнадзора на применение. Средства автоматизации подключаются к щитам автоматики через искробезопасные барьеры. Взрывобезопасность здания СИКН обеспечивается за счет использования оборудования, уровень взрывозащищенности которого соответствует приведенным выше классам взрывоопасных зон [29].

При проведении огневых работ, выполняемых работниками действующих организаций и работниками сторонних организаций, следует руководствоваться требованиями инструкции по проведению огневых работ, разработанными предприятием-потребителем, Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ 01-93 [30].

6.3 Экологическая безопасность:

Все работы по эксплуатации СИКН должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных НД в области охраны окружающей среды.

В целях обеспечения выполнения мероприятий по охране окружающей среды, мероприятий по восстановлению природной среды, а также в целях соблюдения природоохранных требований, в эксплуатирующей организации должен быть организован производственный экологический контроль в соответствии с Федеральным законом: Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Производственный экологический контроль должен осуществляться экологической службой эксплуатирующей организации в соответствии с план-графиком контроля, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации. Информация о лицах, ответственных за проведение

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производственного экологического контроля, об организации экологической службы в эксплуатирующей организации, а также результаты производственного экологического контроля должны представляться в уполномоченные органы исполнительной власти, осуществляющие государственный экологический контроль.

На объектах должен быть обеспечен инструментальный контроль над соблюдением разрешенных объемов выбросов, сбросов, размещением отходов производства и потребления, а также, при необходимости, за другими возможными вредными техногенными воздействиями на окружающую среду.

Мероприятия по охране окружающей среды в процессе эксплуатации МН (МНПП) должны быть направлены на:

1. предотвращение загрязнения поверхностных и подземных вод, земельных ресурсов, предотвращение или снижение загрязнения атмосферного воздуха;
2. предотвращение развития и снижения активности опасных природных процессов (эрозии, дефляции, карстообразования, активизации курумов, морозобойного растрескивания многолетнемерзлых грунтов, наледообразования, обвалов, оползней, подтопления территории, пучения, солифлюкции, термоэрозии, развития термокарста) в охранной зоне МН (МНПП) и на прилегающих территориях;
3. снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания;
4. исключение нарушений путей массовой миграции животных, попадания их на объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт или столкновения с проводами;
5. защиту животных от воздействий электромагнитных полей, шума, вибрации;
6. снижение объемов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и сбрасываемых в водные объекты;
7. снижение объемов и токсичности отходов производства и потребления.

Основными источниками отрицательного воздействия на окружающую природную среду являются: ведение строительно-монтажные работы по реконструкции объектов; работа на площадках автомобильной и специальной строительной техники; организация их технического обслуживания и обеспечения ГСМ.

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Факторами отрицательного воздействия на окружающую среду могут быть:

- разрушение растительного покрова автотранспортом;
- загрязнение атмосферы выхлопными газами;
- загрязнение территории горюче-смазочными материалами;
- возрастание в летний период угрозы возникновения пожаров.

6.3.1 Мероприятия по охране земель и почв

Все мероприятия по охране окружающей среды должны быть выполнены в полном объеме проекта. В целях уменьшения влияния производственной деятельности на окружающую среду необходимо:

1. Строительно-монтажные работы выполнять только в пределах территорий, отведенных под реконструкцию;
2. Проезд автотранспорта осуществлять только по постоянным и временным дорогам и проездам. Это обеспечит сохранение ландшафта местности района;
3. Постоянно контролировать химический состав выхлопных газов используемой техники и автотранспорта и приводить к допустимым нормам путем проведения технического обслуживания машин и механизмов.
4. При выполнении строительно-монтажных работ запретить мойку машин, слив ГСМ вне специально оборудованных для этого мест, где должно быть полностью исключено попадание масел и других веществ в почву и водоемы. Мойку машин и слив ГСМ осуществлять на специально оборудованных для этих целей пунктах;
5. По завершении каких-либо работ необходимо обязательно выполнить комплекс работ по рекультивации нарушенных земель. Рекультивация должна включать в себя два этапа: технический и биологический.

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Техническая рекультивация включает следующие мероприятия:

- снятие-восстановление плодородного слоя почвы;
- заготовку торфа в специальных карьерах для благоустройства территории;
- планировку территорий, засыпку эрозионных форм и термокарстовых просадок грунтом с аналогичными физико-химическими и механическими свойствами;
- уборку мусора, неизрасходованных материалов, а также всех загрязнителей территорий после окончания работ;
- восстановление системы естественного или организованного водоотвода.

Биологическая рекультивация заключается во внесении сложно-смешанных минеральных удобрений и доломитовой муки с последующим посевом многолетних трав.

После окончания строительно-монтажных работ вся территория, отводимая во временное пользование, должна быть убрана от строительных материалов и сдана землепользователю по Акту.

6.3.2 Мероприятия по защите атмосферного воздуха

В период производства работ уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу может быть достигнуто за счет:

- уменьшения количества перевалов пылящих материалов;
- снижения высоты погрузки и разгрузки;
- применения тента для накрытия кузова автосамосвала при перевозке пылящих материалов.

Для уменьшения количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от работающей техники необходимо использовать механизмы своевременно прошедшие ППО с отрегулированной топливной системой, обеспечивающей

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

выброс загрязняющих веществ с выхлопными газами в пределах установленных норм.

В связи с неблагоприятными метеорологическими условиями в период производства работ рекомендуются следующие мероприятия:

- запрет работы техники на форсированном режиме;
- рассредоточение во времени работы техники и оборудования, не участвующих в едином непрерывном технологическом процессе;
- усиление контроля за техническим состоянием и эксплуатацией всех видов техники;
- ограничение работ по выемке и пересыпке грунта.

Мероприятия носят организационный характер и обеспечивают снижение выбросов на 10 – 20%.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Действия при пожаре

В случае возникновения пожара в здании СИКН руководствоваться инструкциями по противопожарной безопасности, разработанными предприятием – потребителем.

- Закрыть задвижку номер 120.
- Покинуть помещение СИКН.
- Прекратить подачу электроэнергии.
- Прекратить подачу нефти в СИКН закрыть электрозадвиги 301,302.

Действия при отключении энергоносителей

При отключении электроэнергии руководствоваться инструкциями, разработанными предприятием – потребителем.

Действия при возникновении сейсмической активности

В случае возникновения сейсмической активности выполнить действия, перечисленные в п.4.5.

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Действия при достижении второго порога загазованности 50 % НКПР

В случае достижения загазованности внутри здания СИКН выше 20 процентов НКПР и не включении вентилятора в автоматическом и ручном режимах, следует руководствоваться инструкциями, разработанными предприятием – потребителем, при возникновении аварийных ситуаций.

При загазованности 50 % НКПР необходимо эвакуировать людей из здания СИКН [30].

6.4.1 Меры безопасности и обеспечение взрывобезопасности при ремонте

Порядок выполнения ремонтных работ должен быть определен приказом по организации.

Перед началом работ на территории действующей организации или цеха заказчик (предприятие) и генеральный подрядчик с участием субподрядных организаций обязаны оформить наряд – допуск согласно установленным инструкциям.

При проведении огневых работ при текущих и капитальных ремонтах, выполняемых работниками действующих организаций и работниками сторонних организаций, следует руководствоваться требованиями Инструкции по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных и взрывопожароопасных объектах, Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

Подрядные ремонтно-строительные, ремонтно-монтажные организации (независимо от организационно правовых форм и форм собственности) должны иметь разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору и выполнять ремонтные работы

Виды ремонта:

- текущий ремонт;
- капитальный ремонт;
- После проведения ремонта электрооборудование подвергается проверке.

При ремонте оборудования СИКН в специализированном ремонтном цехе все изменения, влияющие на искробезопасность, недопустимы. В противном

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

случае изменения согласовываются с предприятием-изготовителем и/или органом по сертификации.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Основополагающие документы

Организацию и производство работ на СИКН №1011 следует проводить в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

а) В области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 [29] г.

– «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ [32].

б) В области пожарной безопасности:

– «Пожарная безопасность зданий и сооружений» СНиП 21.01-97 [25];

– «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации» ППБ-01-03 [30].

в) В области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание 2003г.

– «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей».

г) В области охраны окружающей среды:

– «Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды»» [33];

– «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03[31].

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

6.5.1 Основные требования по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации СИКН

К эксплуатации СИКН допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие квалификацию товарного оператора не ниже 4-го разряда, прошедшие курс обучения и сдавшие экзамен по ОТ, ПБ [31].

Операторы, эксплуатирующие СИКН, должны знать технологическую схему, назначение всех задвижек и уметь быстро и безошибочно выполнять необходимые переключения.

Все работники, занятые ремонтом, обслуживанием и эксплуатацией СИКН должны пройти обучение устройству и правилам эксплуатации оборудования СИКН.

После прохождения обучения все работники сдают установленный техминимум.

Ведомость сдачи находится у начальника ПСП. Условиями безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН является знание и соблюдение персоналом требований «Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств».

Вторичная аппаратура, щиты управления являются действующими установками до 1000 В, на которые распространяются «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок потребителей» [29].

Площадка СИКН должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, содержаться в чистоте. Нельзя размещать на ней горючие материалы и посторонние предметы.

Ступени и площадки лестниц должны поддерживаться в чистоте, регулярно очищаться от наледи и снега. При обслуживании СИКН работать в спец. одежде и спец. обуви согласно требованиям охраны труда. Не допускается розлив нефти на территории в помещении СИКН.

Не допускается проведение огневых работ без оформления наряда-допуска и согласования со сдающей стороной. Не допускается отогрев застывших трубопроводов открытым огнем [30].

При переключении измерительных линий во время перекачки необходимо закрывать задвижки только после открытия приема нефти в новом направлении перекачки [29].

При ремонте СИКН категорически запрещается производить разъединение фланцевых соединений до тех пор, пока не будет понижено давление до атмосферного и произведено освобождение трубопровода от нефти [29].

Персонал ПСП включая представителей СДКУ на рабочем месте должны находиться в спец. одежде и иметь при себе удостоверение по технике безопасности.

При отборе проб через верхний замерный люк вертикальных резервуаров, отбор производить обязательно в присутствии дублера, а в ночное время пользоваться только взрывозащищенными переносными светильниками. Включение и выключение светильников производить только за пределами обвалования РВС. При отборе проб быть в спецодежде, изготовленной из ткани, не накапливающей статическое электричество. При отборе проб из РВС после открытия пробоотборного люка необходимо находиться с наветренной стороны [29].

Запрещается:

- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время его заполнения и опорожнения;
- производить отбор проб нефти через замерный люк резервуара во время грозы, сильных атмосферных осадков и скорости ветра более 6 м/сек.;
- держать в открытом состоянии замерный люк.

При аварийных ситуациях товарные операторы должны действовать согласно «Плану ликвидации аварийных ситуаций на ПСП «Александровское» [6]. «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» ПБ 03-576-03[31].

					УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Заключение

В настоящей дипломной работе рассмотрены взаимоотношения сторон при проведении учётно-расчётных операций между предприятием-поставщиком осуществляющим транспортировку нефти (сдающей стороной) и предприятием осуществляющим приём нефти (принимающей стороной) с формальной стороны. Применен статистический метод контрольных карт Шухарта статистической обработки многопараметрового технологического процесса транспорта нефти как стадия процесса принятия решений на основе сокращения информации об объекте исследования.

Метод карт Шухарта позволяет объективно распознать ситуацию превышений технологических показателей, относительно отклонений от нормы, а так же позволяет накопить информацию о технологическом режиме транспорта нефти и использовать её при корректировке нормированных заключений процесса транспорта. Использование контрольных карт Шухарта и их тщательный анализ ведут к лучшему пониманию и совершенствованию процесса принятия технологических решений.

Выводы:

1. Осуществили анализ взаимоотношения сторон принимающей и сдающей нефть на основе ситуации превышения массовой доли воды в нефти;
2. Построили карты Шухарта для многопараметрового процесса транспорта нефти с использованием автошкалирования данных;
3. Интерпретировали информацию о состоянии процесса транспорта нефти представленную на карте Шухарта на основе критериев «предела предупреждения» и «предела действия».

					ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список использованной литературы

- 1) ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
- 2) ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
- 3) ГОСТ Р 8.580-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов.
- 4) ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
- 5) ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.
- 6) ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
- 7) Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти, утвержденные приказом Минтопэнерго России №69 от 31.03.2005г.
- 8) Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения.
- 9) МИ 2837-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Приемо-сдаточные пункты нефти. Метрологическое и техническое обеспечение.
- 10) МИ 2773-2002 Порядок метрологического и технического обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию систем измерений количества и показателей качества нефти.
- 11) МИ 2775-2002 ГСИ Порядок метрологического и технического обеспечения промышленной эксплуатации систем измерений количества и показателей качества нефти, трубопоршневых поверочных установок и средств измерений в их составе.
- 12) МИ 3002-2006 Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе системы измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок.
- 13) МИ 3081-2007 Система измерений количества и показателей качества нефти, светлых нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт.
- 14) МИ 3342-11 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к испытательным лабораториям, осуществляющим контроль показателей качества нефти.
- 15) РД-153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

					СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

16) РД-153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.

17) ОР-03.100.50-КТН-069-10 Порядок подключения объектов нефтедобычи к магистральным нефтепроводам.

18) ОР-17.060.00-КТН-115-06 Регламент действия оперативного персонала ОАО МН по безопасному предотвращению приема некондиционной нефти в систему магистральных нефтепроводов.

19) РД-35.240.00-КТН-207-08 Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. Основные положения.

20) РД-35.240.00-КТН-077-09 Руководство по техническому обслуживанию и ремонту оборудования систем автоматики и телемеханики магистральных нефтепроводов.

21) ОР-75.200.00-КТН-366-09 Порядок организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов;

22) Инструкция по эксплуатации СИКН;

23) СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия;

24) СНиП 21-01-99* Строительная климатология;

25) СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений;

26) СНиП 31-03-2001 Производственные здания;

27) ГОСТ Р 50779.42-99 Статистические методы. Контрольные карты Шухарта. [Электронный ресурс] //Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии: – Режим доступа: <http://protect.gost.ru>.

28) Регламент взаимоотношений сторон ООО «ТНП»;

29) ПБ 09-563-2003 от 29.05.2003 г. Правилами промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств;

30) ППБ-01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;

31) ПБ 03-576-03 Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

32) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ;

33) Правила противопожарного режима РФ правительства РФ от 25.04.2012г. №390 «Об охране окружающей среды».

					СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А Схема системы измерения количества и показателей качества нефти (Справочное)

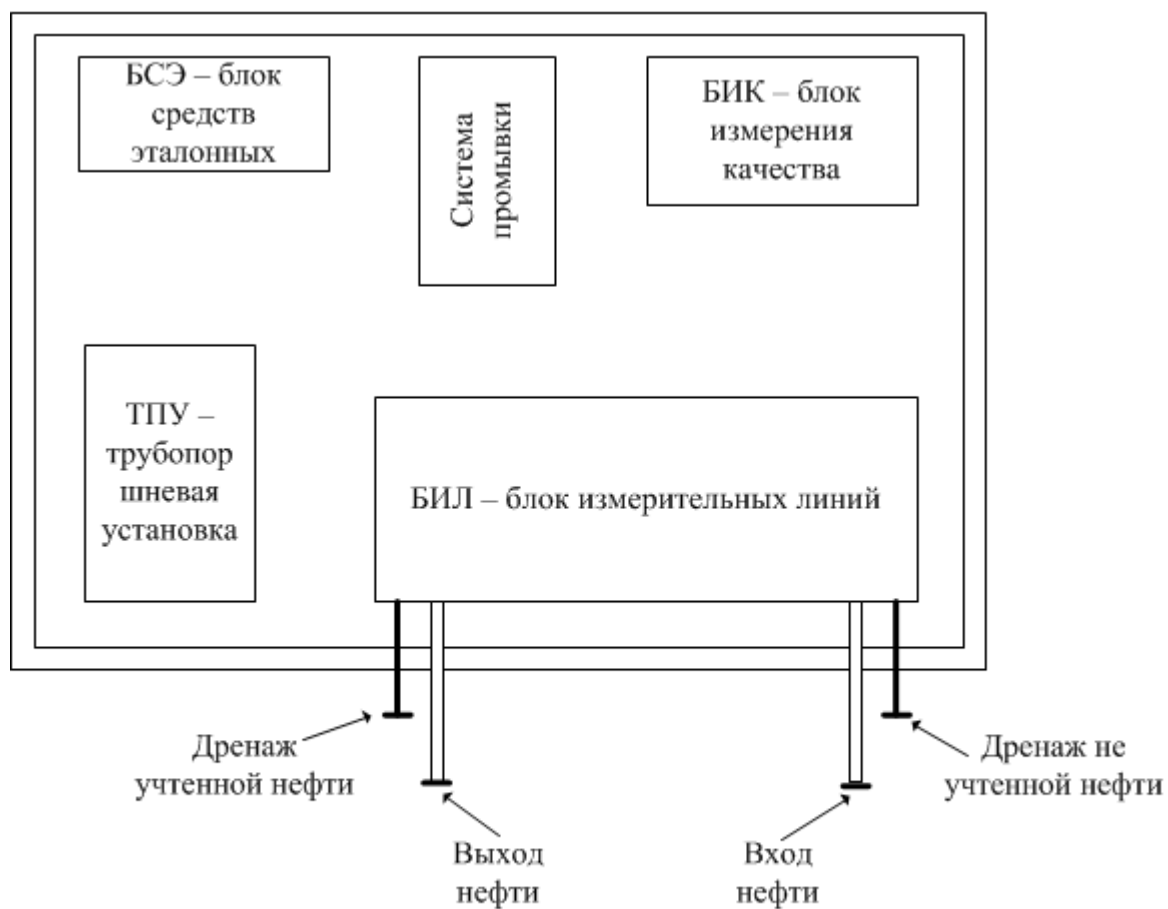


Рисунок А.1 – Схема системы измерения количества и показателей качества нефти

Приложение Б
 Схема приема-сдаточного пункта
 (Справочное)

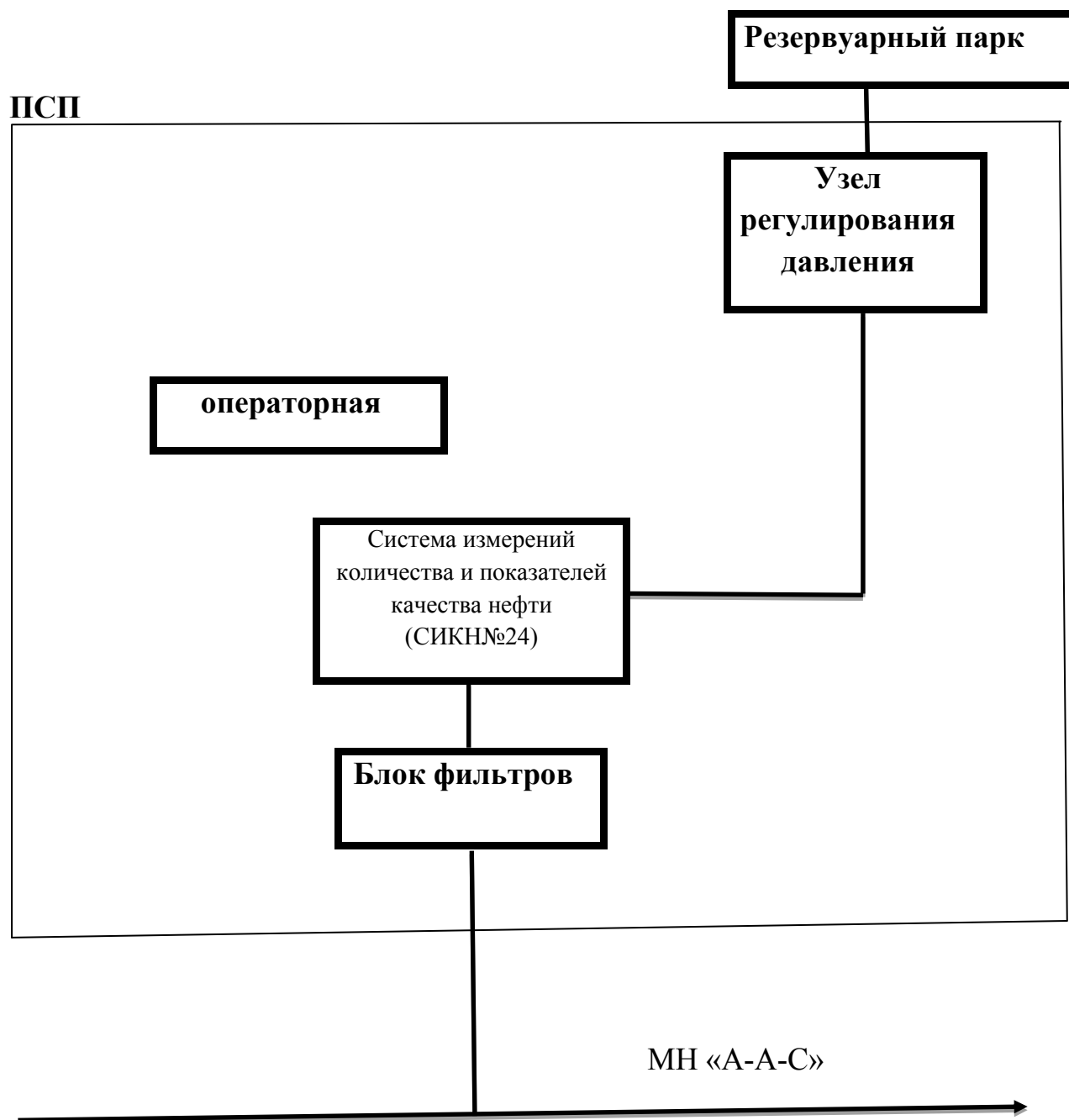


Рисунок Б.2 – Схема приема-сдаточного пункта

Приложение В

Исходные данные шестнадцати часового приема нефти

(обязательное)

Таблица В.1 – Исходные данные шестнадцати часового приема нефти

Время, ч	Давление СИКН			Расход нефти по СИКН			Температура в СИКН			Величина давления нефти в кгс/м² от узла подключения до РВС						
	Давление на линии (А)	Давление на линии (Б)	в БИК	Расход на линии (А)	Расход на линии (Б)	БИК	Температура на линии (А)	Температура на линии (Б)	в БИК	Оперативная плотность	Влагосодержание по СИКН	Врезка А-А-С 749 км.	перепад давления на ФГУ	После Регулятора расхода нефти	После Регулятора давления нефти	СППК
	МПа	МПа	МПа	т	т	м³	°С	°С	°С	кг/м³	%	МПа	МПа	МПа	МПа	кПа
1	1,42	1,42	1,52	137	137	6,2	9,4	9,7	11,5	850,2	0,00	1,70	0,0070	1,51	0,09	0,055
2	1,43	1,43	1,53	138	138	6,2	9,4	9,8	11,6	850,1	0,00	1,71	0,0070	1,52	0,10	0,070
3	1,42	1,43	1,52	138	138	6,2	9,5	10,0	11,7	850,2	0,00	1,70	0,0080	1,50	0,12	0,075
4	1,43	1,43	1,48	138	138	6,1	9,5	9,8	11,6	850,2	0,00	1,66	0,0070	1,45	0,13	0,100
5	1,42	1,42	1,47	174	174	6,2	10,1	10,3	12,2	850,3	0,00	1,69	0,0120	1,47	0,14	0,090
6	1,42	1,42	1,47	176	176	6,2	10,1	10,5	12,2	850,3	0,00	1,68	0,0120	1,46	0,17	0,110
7	1,42	1,42	1,47	176	176	6,1	10,2	10,6	12,3	850,1	1,00	1,69	0,0120	1,47	0,18	0,125
8	1,43	1,43	1,50	176	176	6,2	10,2	10,4	12,2	850,0	1,20	1,71	0,0120	1,49	0,13	0,065
9	1,42	1,43	1,45	174	174	6,1	10,0	10,3	12,2	850,4	2,08	1,67	0,0120	1,45	0,16	0,098
10	1,43	1,43	1,38	176	177	6,2	10,0	10,4	12,3	850,4	0,01	1,60	0,0120	1,38	0,17	0,115
11	1,43	1,43	1,40	176	176	6,1	10,1	10,5	12,3	850,1	0,00	1,62	0,0120	1,41	0,19	0,130
12	1,42	1,42	1,41	176	176	6,2	10,0	10,3	12,2	850,2	0,01	1,64	0,0120	1,41	0,15	0,090
13	1,43	1,43	1,45	174	175	6,2	9,6	9,8	11,9	850,3	0,00	1,67	0,0110	1,45	0,10	0,049
14	1,42	1,43	1,40	176	176	6,2	9,6	9,9	12,0	850,1	0,00	1,62	0,0120	1,39	0,12	0,066
15	1,42	1,42	1,44	176	175	6,2	9,7	10,1	12,0	850,3	0,00	1,67	0,0120	1,44	0,14	0,085
16	1,42	1,42	1,43	176	176	6,2	9,7	10,0	11,9	850,4	0,00	1,64	0,0120	1,41	0,15	0,088
mean	1,42	1,43	1,46	166,06	166,13	6,18	9,82	10,15	12,01	850,23	0,27	1,67	0,01	1,45	0,14	0,09
std	0,005	0,005123475	0,0461158	16,9015532	16,938615	0,0447	0,294886984	0,296647939	0,276812	0,123827837	0,611608535	0,034199172	0,002113449	0,042342847	0,029664794	0,024114225

Примечание – mean – среднее значение; std – стандартное отклонение

Приложение Г

Автошкалированные данные шестнадцати часового приема нефти

(рекомендуемое)

Таблица Г.2 – Автошкалированные данные шестнадцати часового приема нефти

Время, ч	Давление на линии (А)	Давление на линии (Б)	в БИК	Расход на линии (А)	Расход на линии (Б)	БИК	Температура на линии (А)	Температура на линии (Б)	в БИК	Оперативная плотность	Влагосодержание по СИКН	Врезка А-А-С 749 км.	перепад давления на ФГУ	После Регулятора расхода нефти	После Регулятора давления нефти	СППК
1	-0,75	-1,10	1,36	-2	-2	0,6	-1,4	-1,5	-1,8	-0,2	-0,44	0,97	-1,774	1,40	-1,69	-1,376
2	1,25	0,85	1,57	-2	-2	0,6	-1,4	-1,2	-1,5	-1,0	-0,44	1,26	-1,774	1,64	-1,35	-0,754
3	-0,75	0,85	1,36	-2	-2	0,6	-1,1	-0,5	-1,1	-0,2	-0,44	0,97	-1,301	1,17	-0,67	-0,547
4	1,25	0,85	0,49	-2	-2	-1,7	-1,1	-1,2	-1,5	-0,2	-0,44	-0,20	-1,774	-0,01	-0,34	0,490
5	-0,75	-1,10	0,27	0	0	0,6	1,0	0,5	0,7	0,6	-0,44	0,68	0,591	0,46	0,00	0,075
6	-0,75	-1,10	0,27	1	1	0,6	1,0	1,2	0,7	0,6	-0,44	0,38	0,591	0,22	1,01	0,905
7	-0,75	-1,10	0,27	1	1	-1,7	1,3	1,5	1,1	-1,0	1,20	0,68	0,591	0,46	1,35	1,527
8	1,25	0,85	0,92	1	1	0,6	1,3	0,8	0,7	-1,8	1,52	1,26	0,591	0,93	-0,34	-0,962
9	-0,75	0,85	-0,16	0	0	-1,7	0,6	0,5	0,7	1,4	2,96	0,09	0,591	-0,01	0,67	0,407
10	1,25	0,85	-1,68	1	1	0,6	0,6	0,8	1,1	1,4	-0,42	-1,96	0,591	-1,67	1,01	1,112
11	1,25	0,85	-1,25	1	1	-1,7	1,0	1,2	1,1	-1,0	-0,44	-1,37	0,591	-0,96	1,69	1,734
12	-0,75	-1,10	-1,03	1	1	0,6	0,6	0,5	0,7	-0,2	-0,42	-0,79	0,591	-0,96	0,34	0,075
13	1,25	0,85	-0,16	0	1	0,6	-0,7	-1,2	-0,4	0,6	-0,44	0,09	0,118	-0,01	-1,35	-1,625
14	-0,75	0,85	-1,25	1	1	0,6	-0,7	-0,8	0,0	-1,0	-0,44	-1,37	0,591	-1,43	-0,67	-0,920
15	-0,75	-1,10	-0,38	1	1	0,6	-0,4	-0,2	0,0	0,6	-0,44	0,09	0,591	-0,25	0,00	-0,132
16	-0,75	-1,10	-0,60	1	1	0,6	-0,4	-0,5	-0,4	1,4	-0,44	-0,79	0,591	-0,96	0,34	-0,008

Примечание –автошкалированные данные измеряются в единицах стандартного отклонения

Приложение Д

Контрольная карта Шухарта шестнадцати часового процесса

(обязательное)

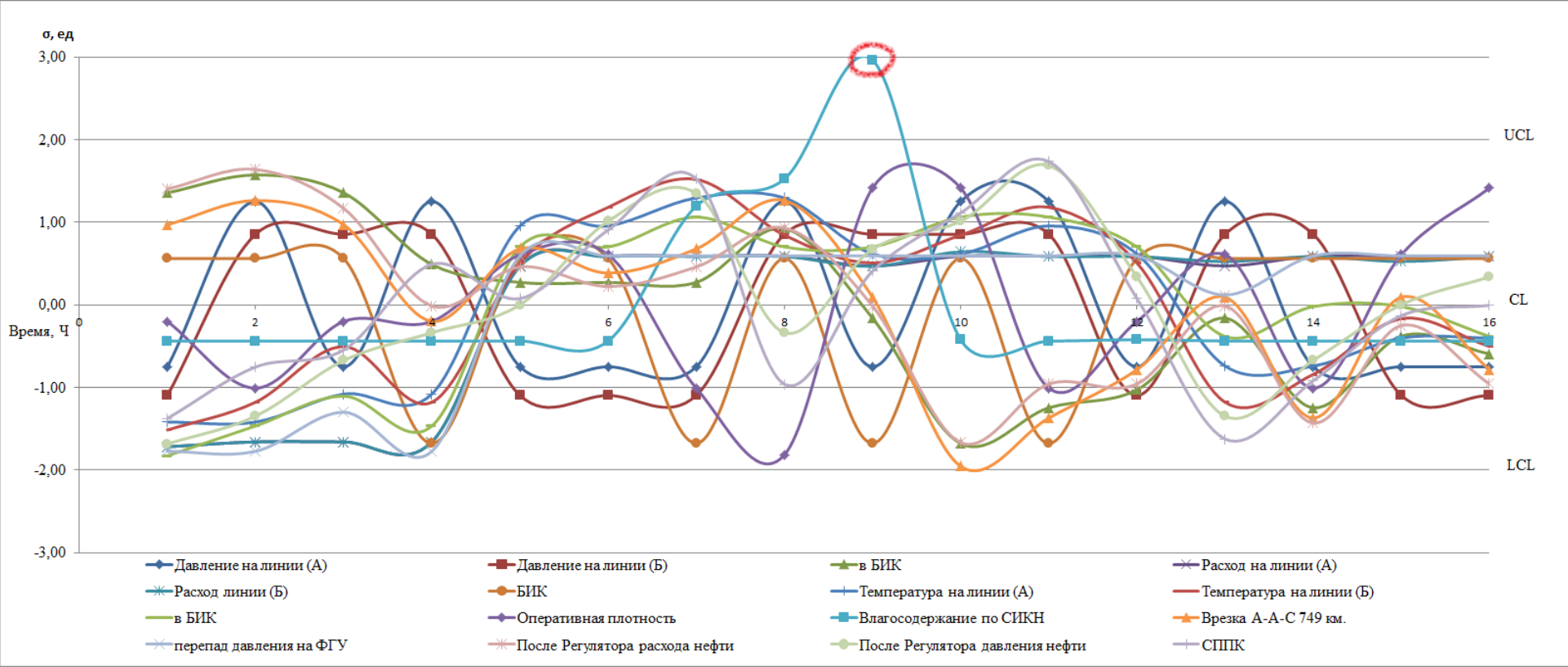


Рисунок Д.3 – Контрольная карта Шухарташестнадцати часового процесса

Инв № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Исходные данные двадцати четырех часового приема нефти		Приложение Ж	Лист
102			

Приложение Ж

Исходные данные двадцати четырех часового приема нефти
(обязательное)

Таблица Ж.3 – Исходные данные двадцати четырех часового приема нефти

Время, ч	Давление СИКН			Расход нефти по СИКН			Температура в СИКН			Величина давления нефти в кгс/м² от узла подключения до РВС						
	Давление на линии (А)	Давление на линии (Б)	в БИК	Расход на линии (А)	Расход на линии (Б)	БИК	Температура на линии (А)	Температура на линии (Б)	в БИК	Оперативная плотность	Влагосодержание по СИКН	Врезка А-А-С 749 км.	перепад давления на ФГУ	После Регулятора расхода нефти	После Регулятора давления нефти	СППК
	МПа	МПа	МПа	т	т	м³	°С	°С	°С	кг/м³	%	МПа	МПа	МПа	МПа	кПа
1	0,93	0,93	1,08	176,9	176,9	6,2	9,8	9,6	9,7	851,1	0,00	1,28	0,0120	1,06	0,10	0,046
2	0,94	0,94	1,08	177	177	6,3	9,6	9,6	9,6	851,0	0,00	1,29	0,0120	1,06	0,12	0,056
3	0,94	0,94	1,08	177	177	6,2	9,7	9,7	9,7	851,1	0,00	1,28	0,0120	1,06	0,14	0,058
4	0,96	0,96	1,08	177	177	6,3	9,7	9,7	9,7	851,1	0,00	1,29	0,0120	1,06	0,16	0,054
5	0,94	0,94	1,08	178	178	6,2	9,6	9,7	9,7	851,0	0,00	1,28	0,0120	1,06	0,17	0,059
6	0,96	0,96	1,08	178	178	6,3	9,7	9,7	9,7	851,1	0,00	1,29	0,0120	1,06	0,17	0,059
7	0,92	0,94	1,08	178	178	6,3	9,8	9,8	9,8	851,2	0,00	1,29	0,0120	1,06	0,16	0,054
8	0,95	0,94	1,08	178	178	6,2	9,8	9,8	9,8	851,2	0,00	1,29	0,0120	1,06	0,11	0,047
9	0,95	0,95	1,08	178	178	6,2	9,9	9,9	9,9	851,2	1,00	1,28	0,0120	1,06	0,12	0,055
10	0,90	0,95	1,08	178	178	6,2	9,8	9,9	9,9	851,2	1,00	1,28	0,0119	1,06	0,13	0,070
11	0,96	0,95	1,08	178	178	6,2	9,9	9,9	9,9	851,1	1,00	1,29	0,0121	1,06	0,14	0,080
12	0,95	0,94	1,08	178	178	6,2	9,8	9,8	9,8	851,0	1,00	1,29	0,0122	1,06	0,15	0,095
13	0,91	0,95	1,08	178	178	6,2	10,0	10,1	10,1	851,1	1,00	1,29	0,0123	1,06	0,10	0,045
14	0,91	0,95	1,08	178	178	6,2	10,0	10,1	10,1	851,1	0,00	1,28	0,0122	1,06	0,12	0,060
15	0,96	0,95	1,08	178	178	6,2	10,1	10,1	10,1	851,1	0,00	1,28	0,0121	1,06	0,13	0,068
16	0,95	0,94	1,08	178	178	6,2	10,0	10,0	10,0	851,2	0,00	1,29	0,0121	1,06	0,14	0,083
17	0,91	0,95	1,08	178	178	6,3	10,0	9,8	9,9	851,1	0,00	1,28	0,0121	1,06	0,14	0,087
18	0,95	0,95	1,08	178	178	6,3	10,0	10,0	10,0	851,1	0,00	1,28	0,0121	1,06	0,13	0,070
19	0,95	0,94	1,08	178	178	6,2	10,0	10,0	10,0	851,2	0,00	1,29	0,0121	1,06	0,14	0,090
20	0,95	0,94	1,08	178	178	6,3	10,0	10,0	10,0	851,0	0,00	1,29	0,0121	1,06	0,16	0,088
21	0,92	0,93	1,08	178	178	6,2	10,0	10,0	10,0	851,0	0,00	1,29	0,0121	1,06	0,11	0,056
22	0,94	0,93	1,08	178	178	6,3	10,0	10,0	10,0	851,0	0,00	1,29	0,0121	1,06	0,13	0,068
23	0,94	0,94	1,08	178	178	6,3	10,0	10,0	10,0	851,0	0,00	1,28	0,0121	1,06	0,14	0,080
24	0,93	0,93	1,08	177	177	6,3	10,0	10,0	10,0	851,1	0,00	1,28	0,0121	1,06	0,15	0,081
mean	0,94	0,94	1,08	177,79	177,79	6,24	9,88	9,88	9,88	851,10	0,21	1,29	0,01	1,06	0,14	0,07
std	0,018097962	0,008681147	6,805E-16	0,423558938	0,423558938	0,05036	0,146455711	0,157884566	0,147932613	0,075060362	0,414851117	0,005089774	8,58673E-05	2,2682E-16	0,020198292	0,015138431

Примечание – mean – среднее значение; std – стандартное отклонение

Приложение И

Автошкалированные данные двадцати четырех часового приема нефти

(рекомендуемое)

Таблица И.4 – Автошкалированные данные двадцати четырех часового приема нефти

Время, ч	Давление СИКН			Расход нефти по СИКН			Температура в СИКН			Величина давления нефти в кгс/см² от узла подключения до РВС						
	Давление на линии (А)	Давление на линии (Б)	в БИК	Расход на линии (А)	Расход линии (Б)	БИК	Температура на линии (А)	Температура на линии (Б)	в БИК	Оперативная плотность	Влагосодержание по СИКН	Врезка А-А-С 749 км.	перепад давления на ФГУ	После Регулятора расхода нефти	После Регулятора давления нефти	СППК
1	-0,46	-1,54	-1,17	-2	-2	-0,8	-0,6	-1,8	-1,2	0,1	-0,50	-1,06	-0,876	0,98	-1,77	-1,390
2	0,09	-0,38	0,53	-2	-2	1,2	-1,9	-1,8	-1,9	-1,3	-0,50	0,90	-0,876	0,98	-0,78	-0,729
3	0,09	-0,38	0,53	-2	-2	-0,8	-1,3	-1,2	-1,2	0,1	-0,50	-1,06	-0,876	0,98	0,21	-0,597
4	1,20	1,92	0,53	-2	-2	1,2	-1,3	-1,2	-1,2	0,1	-0,50	0,90	-0,876	0,98	1,20	-0,861
5	0,09	-0,38	0,53	1	1	-0,8	-1,9	-1,2	-1,6	-1,3	-0,50	-1,06	-0,876	0,98	1,69	-0,531
6	1,20	1,92	0,53	1	1	1,2	-1,3	-1,2	-1,2	0,1	-0,50	0,90	-0,876	0,98	1,69	-0,531
7	-1,01	-0,38	0,53	1	1	1,2	-0,6	-0,5	-0,6	1,4	-0,50	0,90	-0,876	0,98	1,20	-0,861
8	0,64	-0,38	0,53	1	1	-0,8	-0,6	-0,5	-0,6	1,4	-0,50	0,90	-0,876	0,98	-1,28	-1,324
9	0,64	0,77	0,53	1	1	-0,8	0,1	0,1	0,1	1,4	1,91	-1,06	-0,876	0,98	-0,78	-0,795
10	-2,12	0,77	0,53	1	1	-0,8	-0,6	0,1	-0,2	1,4	1,91	-1,06	-2,189	0,98	-0,29	0,195
11	1,20	0,77	1,39	1	1	-0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	1,91	0,90	0,438	0,98	0,21	0,856
12	0,64	-0,38	-0,32	1	1	-0,8	-0,6	-0,5	-0,6	-1,3	1,91	0,90	1,751	0,98	0,70	1,847
13	-1,57	0,77	-2,03	1	1	-0,8	0,8	1,4	1,1	0,1	1,91	0,90	1,751	0,98	-1,77	-1,456
14	-1,57	0,77	-2,03	1	1	-0,8	0,8	1,4	1,1	0,1	-0,50	-1,06	1,751	0,98	-0,78	-0,465
15	1,20	0,77	-2,03	1	1	-0,8	1,5	1,4	1,5	0,1	-0,50	-1,06	0,438	0,98	-0,29	0,063
16	0,64	-0,38	-1,17	1	1	-0,8	0,8	0,7	0,8	1,4	-0,50	0,90	0,438	0,98	0,21	1,054
17	-1,57	0,77	0,53	1	1	1,2	0,8	-0,5	0,1	0,1	-0,50	-1,06	0,438	0,98	0,21	1,318
18	0,64	0,77	0,53	1	1	1,2	0,8	0,7	0,8	0,1	-0,50	-1,06	0,438	0,98	-0,29	0,195
19	0,64	-0,38	0,53	1	1	-0,8	0,8	0,7	0,8	1,4	-0,50	0,90	0,438	0,98	0,21	1,517
20	0,64	-0,38	0,53	1	1	1,2	0,8	0,7	0,8	-1,3	-0,50	0,90	0,438	0,98	1,20	1,384
21	-1,01	-1,54	0,53	1	1	-0,8	0,8	0,7	0,8	-1,3	-0,50	0,90	0,438	0,98	-1,28	-0,729
22	0,09	-1,54	0,53	1	1	1,2	0,8	0,7	0,8	-1,3	-0,50	0,90	0,438	0,98	-0,29	0,063
23	0,09	-0,38	0,53	1	1	1,2	0,8	0,7	0,8	-1,3	-0,50	-1,06	0,438	0,98	0,21	0,856
24	-0,46	-1,54	-1,17	-2	-2	1,2	0,8	0,7	0,8	0,1	-0,50	-1,06	0,438	0,98	0,70	0,922

Примечание – автошкалированные данные измеряются в единицах стандартного отклонения

Приложение К

Контрольная карта Шухарта двадцати четырех часового процесса

(обязательное)

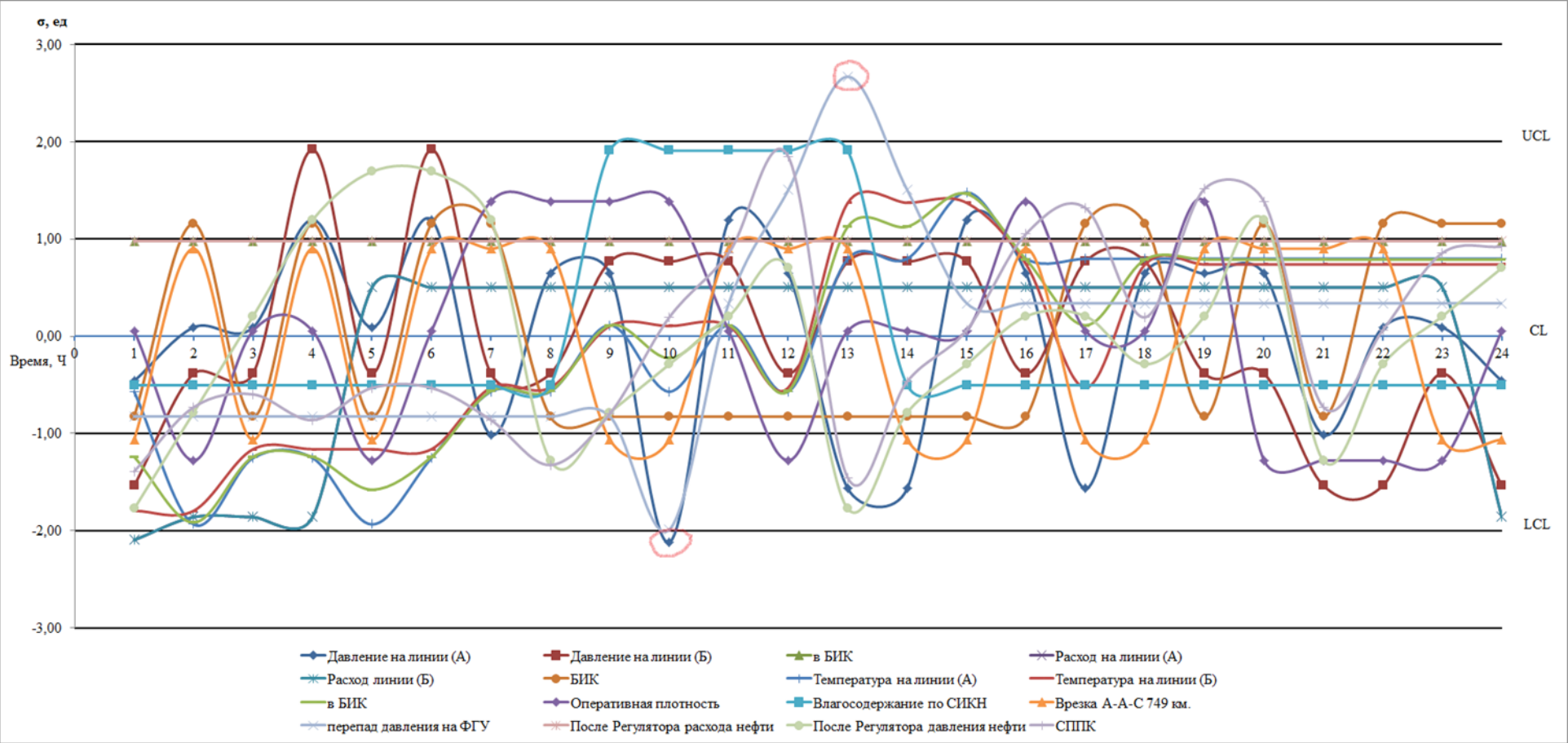


Рисунок К.4 – Контрольная карта Шухарта двадцати четырех часового процесса