

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.01.03 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация узла камер пуска-приёма средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино Козьмино».

УДК 622.692.4.053.621.647.7-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Бобкин Андрей Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

**ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА
21.03.01 Нефтегазовое дело**

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	отрасли	25,ПК-26)
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б21	Бобкину Андрею Юрьевичу

Тема работы:

Модернизация узла камер пуска-приёма средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино Козьмино».

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Наименование объекта: камера приема-пуска средств очистки и диагностики НПС-21 магистрального нефтепровода «Сковородино-Козьмино». Производительность: 30 млн т/год. Режим работы непрерывный. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий

	эксплуатации
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(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).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • изучение основных нормативных требований к очистке, диагностике, капитальному ремонту КПП СОД магистрального нефтепровода • изучение содержания и последовательности работ при очистке, диагностике, капитальном ремонте КПП СОД магистрального нефтепровода • проведение технологических расчетов ремонтируемого объекта • анализ финансовых затрат, требующихся для проведения ремонта • анализ осуществления работ с точек зрения экологической безопасности и социальной ответственности.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., старший преподаватель
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., доцент
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к. п. н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Бобкин Андрей Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Бобкин Андрей Юрьевич

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является узел камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода
-------------------------------------	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации камер приема и пуска средств очистки и диагностики</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации камер приема и пуска средств очистки и диагностики</p>	<p>1. Производственная безопасность.</p> <p>1.1. Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные метеоусловия в рабочей зоне - повышенный уровень шума в рабочей зоне; - загазованность рабочей зоны - повреждения в результате контакта с насекомыми. - тяжесть и напряженность физического труда <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - поражение электрическим током; - пожаро и взрывоопасность. - движущие машины и механизмы
<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>2. Охрана окружающей среды при эксплуатации камер приема и пуска средств очистки и диагностики</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение почвы и воды может происходить при разгерметизации камер приема и пуска средств очистки и диагностики, а также при выемке очистных и диагностических устройств - загрязнение литосферы (транспортные отходы,

	случайные разливы нефти).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<p>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</p> <ul style="list-style-type: none"> - при выполнении работ возможно возникновение ЧС, таких как пожары и взрывы: пожары (взрывы) на коммуникациях и технологическом оборудовании и в промышленных зданиях, сооружениях; - природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы)
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов»; СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; ГОСТ 2.124-85 «Единая система конструкторской документации. Порядок применения покупных изделий»; РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 153-39.4-114-01 «Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах»; СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»; РД-13.020.00-КТН-020-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ»; РД-13.110.00-КТН-260-14. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть»; РД-13.100.00-КТН-183-13 Система управления промышленной безопасностью ОАО «АК «Транснефть»</p>

Дата выдачи задания	
----------------------------	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Бобкин Андрей Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Бобкин Андрей Юрьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Рассчитать стоимость технологического оборудования и основных материалов, используемых при монтаже камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Произведен расчет стоимости технологического оборудования и основных материалов, используемых при монтаже камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода
2. Рассчитать стоимость работ по разборке (демонтажу) старого технологического оборудования камеры приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Произведен расчет стоимости работ по разборке (демонтажу) старого технологического оборудования камеры приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода
3. Рассчитать стоимость работ по монтажу технологического оборудования камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Произведен расчет стоимости работ по монтажу технологического оборудования камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Бобкин А.Ю.		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Уровень образования бакалавриат

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.03.2017	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	
28.03.2017	<i>Возможные аварийные разливы нефти</i>	
13.04.2017	<i>Мероприятия по предупреждению аварийных разливов нефти</i>	
27.04.2017	<i>Ликвидация последствий разливов нефти</i>	
04.05.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	
11.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	
18.05.2017	<i>Заключение</i>	
24.05.2017	<i>Презентация</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О. В.	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 26 рис., 12 табл., 15 источников,

Ключевые слова: камера приёма, камера пуска, очистка, диагностика, очистное устройство, консольный кран, грузоподъёмное устройство

Объектом исследования является камера приёма-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода

Цель работы – разработка рекомендаций по проведению модернизации камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино» НПС-21 «Сковородино»

В процессе исследования проводились проектировочные и проверочные расчеты элементов трубного узла камеры пуска. Рассмотрены вопросы связанные с проведением гидравлического испытания. Выполнены необходимые проектировочные и проверочные расчеты узлов крана. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был проведен расчет узлов камеры приема-пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода для увеличения его пропускной способности

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, монтаж, сварочно-монтажные работы технологических узлов и механизмов и т.д.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическая значимость заключается в существовании возможности импортозамещения материалов и оборудования, необходимых для капитального ремонта и обслуживания магистральных нефтепроводов. Современные экономические условия, а так же высокие финансово-экономические затраты на обеспечение бесперебойной работы магистральных нефтепроводов обуславливают высокую значимость вопроса выбора оптимальных технологий капитального ремонта, действующих объектов нефтепроводного транспорта.

В будущем планируется произвести анализ эффективности проведенного капитального ремонта на данном участке магистрального нефтепровода.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ.....	17
2. ОЧИСТКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ.....	18
2.1. Факторы, вызывающие образование отложений.....	18
2.2. Способы и средства удаления отложений из магистральных нефтепроводов.....	19
2.3. Очистные устройства.....	23
2.4. Периодичность очистки в процессе эксплуатации.....	27
2.5. Методика оценки состояния полости магистрального нефтепровода.....	29
2.6. Производство работ по очистке нефтепровода.....	31
3. ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ.....	38
4. КАМЕРА ПУСКА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.....	44
4.1. Краткое описание камеры пуска.....	44
4.2. Проектировочные и проверочные расчеты элементов узла трубного камеры пуска.....	46
4.2.1. Проектировочный расчет оси поворотного устройства.....	46
4.2.2. Выбор подшипников поворотного устройства.....	49
4.2.3. Проверочный расчет винтов регулировки концевого затвора.....	50
4.2.4. Проверочный расчет винта регулировки положения крышки затвора в вертикальном положении.....	53
4.2.5. Проверочный расчет болтов крепления гайки винта регулировки положения крышки затвора.....	55

4.2.6. Проверочный расчет сварного соединения кольца установки регулировочных винтов и кронштейна.....	57
5. ГРУЗОПОДЪЕМНОЕ УСТРОЙСТВО.....	61
5.1 Требования предъявляемые к грузоподъемному устройству.....	61
5.2 Краткое описание конструкции крана.....	62
5.3 Проверочные и проектировочные расчеты узлов крана.....	63
5.3.1 Выбор тали.....	63
5.3.2 Проверочный расчет узла крепления тали на консоли.....	64
5.3.3 Выбор подшипников установки консоли.....	66
5.3.4 Проверочный расчет колонны.....	68
5.3.5. Расчет консоли крана на прочность и жесткость.....	70
6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	78
6.1. Гидравлические испытания. Общие положения.....	78
6.2 Параметры гидравлических испытаний.....	80
6.3. Технология гидравлических испытаний.....	81
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	91
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	108

Обзор литературы

1. В. И. Анурьев.
Справочник конструктора – машиностроителя. Т. 1.
М.: Машиностроение, 1992.
2. В. И. Анурьев.
Справочник конструктора – машиностроителя. Т. 2.
М.: Машиностроение, 1992.
3. В. И. Анурьев.
Справочник конструктора – машиностроителя. Т. 3.
М.: Машиностроение, 1992.
4. Р. И. Гжиров.
Краткий справочник конструктора.
Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1983.
5. И. Е. Идельчик.
Справочник по гидравлическим сопротивлениям.
М.: Машиностроение, 1975.
6. Под. общ. ред. М. М. Гохберга.
Справочник по кранам. Т. 1.
М.: Машиностроение, 1988.
7. Под общ. ред. М. М. Гохберга.
Справочник по кранам. Т. 2.
М.: Машиностроение, 1988.
8. М. Н. Иванов
Детали машин.
М.: Высшая школа, 1991.
9. М. П. Александров
Подъемно-транспортные машины.
М.: Высшая школа, 1985.
10. П. Ф. Дунаев, О. П. Леликов.
Конструирование узлов и деталей машин.

М.: Высшая школа, 1998.

11. А. В. Александров, В. Д. Потапов, Б. П. Державин.

Сопротивление материалов.

М.: Высшая школа, 1995.

12. В. Н. Беляев, И. С. Богатырев, А. В. Буланже и др.

Детали машин. Атлас конструкций.

М.: Машиностроение, 1979.

13. Под ред. М. П. Александрова и Д. Н. Решетова

Подъемно-транспортные машины. Атлас конструкций.

М.: Машиностроение, 1973.

14. Н. Ф. Руденко, В. Н. Руденко.

Грузоподъемные машины. Атлас конструкций.

М.: Машиностроение, 1970.

15. СНИП III – 42 – 80.

Правила производства и приемки работ.

Магистральные трубопроводы.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам, является обеспечение их надежного и безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации. Выполнение данного требования неразрывно связано с проведением работ по очистке и диагностическому обследованию магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных снарядов и устранению дефектов, выявленных в ходе диагностики. В 2017 году гипротрубопровод, дочернее предприятие ПАО «Транснефть», получило одобрение ФАУ «Главгосэкспертиза России» по объекту капитального строительства «Расширение трубопроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан на участке НПС «Сковородино» – СМНП «Козьмино» до 50 млн тонн в год. Полное развитие», который является составной частью проекта расширения ВСТО. В соответствии с проектом предусматривается переоборудование площадок камер пуска-приема средств очистки и диагностики нефтепроводов (КПП СОД) на 6 нефтеперекачивающих станциях (НПС) ВСТО-2. Помимо этого, в Еврейской автономной области планируется сооружение новой станции, в Амурской области – трёх НПС.

В данном дипломном проекте рассматривается разработка узла камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода в связи с увеличением объёмов перекачки и строительством новых НПС на магистральном нефтепроводе ВСТО-2 («Сковородино-Козьмино»).

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бобкин А.Ю.			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					16	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. з-2521</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) построена для транспортировки нефти на российский Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Система технологически соединена с существующими магистральными трубопроводами Транснефти и позволяет создать единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России в западном и восточном направлениях.

В административном отношении район производства работ относится к Сковородинскому району Амурской области.

Находится в зоне действия муссонной циркуляции умеренных широт. Территория относится к континентально-переходной группе экосистем

Климат резко-континентальный, с элементами муссонного. Перепады температуры в течение года до 60-70 градусов, а в течение суток – до 20 градусов. Летний сезон дождливый и жаркий, зимний – сухой и холодный. Среднегодовая температура чуть выше 1-го градуса. Рельеф территории объекта плоскоровнинный, абсолютные высоты от 55 м до 74 м. Территория района работ расположена в лесной зоне и представляет собой всхолмленную равнину, покрытую смешанным лесом. Древесная растительность представлена смешанными лесами маньчжурского типа. Почвы - бурые лесные.

					<i>Изм. Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмина»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	№ докум.	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	Бобкин А.Ю.							
<i>Руковод.</i>	Брцник О.В.						17	108
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. з-2Б21		
<i>Зав. Каф.</i>	Бцрков П.В.							
	<i>Изм.</i>				Общая часть			

2. ОЧИСТКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ОТ ОТЛОЖЕНИЙ

В процессе эксплуатации на внутренних стенках нефтепроводов накапливаются различные отложения, которые отрицательно влияют на их нормальное функционирование, а также на достоверность информации, получаемой при диагностическом обследовании внутритрубными инспекционными снарядами.

Организация и проведение работ по очистке полости магистральных нефтепроводов направлены на достижение следующих основных целей:

- предупреждение развития внутренней коррозии трубопроводов – удаление скоплений агрессивных отложений и агрессивных сред (вода, газ и другие);
- снижение затрат на перекачку нефти, поддержание проектной пропускной способности нефтепроводов – удаление парафино-смолистых отложений, песка и глины, а также посторонних предметов;
- подготовку магистральных нефтепроводов к диагностированию.

2.1. Факторы, вызывающие образование отложений

В полости магистральных нефтепроводов могут образовываться и накапливаться:

- парафино-смолистые отложения;
- агрессивные отложения;
- скопления воды;
- скопления газа;
- грунт, песок, камни, электроды и другие посторонние предметы.

Парафиновые отложения представляют собой многокомпонентную

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Казьино»</i>			
<i>Подп.</i>	<i>Дата/л</i>	<i>Лист№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	Бобкин А.Ю.				<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	Брцник О.В.						18	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. з-2Б21</i>		
<i>Зав. Каф.</i>	Бирков П.В.							

углеводородную смесь, состоящую из твердой и жидкой фаз. В зависимости от состава и содержания твердых углеводородов прочность отложения существенно различается.

Образование парафино-смолистых отложений связано с выделением их из транспортируемой нефти и является результатом процессов закрепления частиц на стенках трубы и выноса их потоком жидкости.

В зависимости от интенсивности того и другого процессов имеет место парафинизация, размыв или состояние динамического равновесия.

Интенсивность образования парафино-смолистых отложений зависит от физико-химических свойств нефти, температуры потока и гидродинамических условий перекачки.

Воздействие на трубу агрессивных отложений, вызывающих образование внутренней коррозии трубопроводов, обусловлено действием сероводородного фактора, присутствием воды, растворов соли и механических примесей, способных образовывать гальванические пары, что связано с особенностями подготовки нефти к транспортированию, проведением ремонтов с использованием глиняных и грунтовых пробок.

Образование скоплений воды в магистральных нефтепроводах происходит за счет выделения ее из транспортируемой нефти. Скопления воды образуются при скоростях потока нефти ниже критической («выносной»), для реальных магистральных нефтепроводов «выносная» скорость потока нефти находится в интервале 0,8 .. 1,0. А также в полости магистрального нефтепровода остаются посторонние предметы после ремонта.

2.2. Способы и средства удаления отложений из магистральных нефтепроводов

Удаление скоплений воды и газа из нефтепровода может осуществляться следующим путем:

- сброса через дренажные устройства (сливные патрубки, вантузы);

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

- увеличением скорости потока перекачиваемой нефти;
- пропуском средств механической очистки – очистных устройств.

Удаление посторонних предметов из полости нефтепровода также осуществляется путем пропуска очистных устройств.

Дренажные устройства устанавливаются на нефтепроводах в местах регулярного скопления воды и газа с учетом того, что наибольшее количество воды скапливается в нижней части восходящего участка, а газа – в верхней части нисходящего патрубка.

Вода через дренажные устройства спускается в специальные амбары – отстойники, нефть из которых закачивается обратно в магистральный нефтепровод. Газ через дренажные устройства выпускается в атмосферу. Для нефтепроводов, проходящих по сильно пересеченной местности, этот способ удаления воды и газа мало эффективен.

При наличии необходимых условий, вынос скоплений воды и газа из нефтепровода может быть осуществлен увеличением скорости перекачки нефти выше «выносной».

Для удаления воды из параллельных ниток нефтепровода (лупингов, резервных ниток) необходимо проводить регулярную промывку их потоком нефти с поочередным закрытием задвижек на каждой из ниток. Частота промывок и продолжительность перекрытия задвижек определяется индивидуально для каждой конкретной нитки нефтепровода с учетом особенностей ее эксплуатации, состава перекачиваемой нефти, а также с учетом высотного-планового положения нитки.

Эффективным способом удаления скоплений воды и газа из полости магистральных нефтепроводов является их вытеснение с помощью очистных устройств.

Удаление парафино-смолистых и агрессивных отложений производится только с помощью механических средств очистки путем пропуска по нефтепроводу очистных устройств.

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Качественную очистку трубопроводов обеспечивают очистные устройства с чистящими дисками, изготовленными из высококачественного полиуретана по технологии МДИ твердостью 75 и 85 условных единиц по Шору, технические характеристики которого приведены в табл. 1.

Высокие чистящие свойства дисков из высококачественного полиуретана обеспечиваются за счет высоких упругих свойств полиуретана, способствующих плотному прилеганию дисков к поверхности трубопровода, высокой износостойкости и механической прочности, стойкости в среде нефти. Очистные устройства с чистящими дисками из высококачественного полиуретана повсеместно используются в мировой практике очистки трубопроводов.

Таблица 1

Характеристика	МДИ 75	МДИ 85
Твёрдость по Шору	75 5	85 5
Абразивный износ,	Не более 57	Не более 56
Прочность при разрыве, МПа	Не менее 32	Не менее 35
Относительное удлинение при разрыве, %	Не менее 355	Не менее 350
Сопротивление развитию трещин, кН/	Не менее 10	Не менее 23

При первом пропуске очистного устройства, оно может счищать и собирать впереди себя большое количество парафино-смолистых отложений. Для предупреждения образования парафиновой пробки на очистных устройствах предусмотрены байпас-отверстия для размыва указанных отложений. Для контроля прохождения очистных устройств по трубопроводу очистные устройства должны быть оборудованы передатчиками, сигналы которых улавливаются низкочастотными наземными локаторами.

Очистка нефтепроводов должна осуществляться очистными устройствами, разработанными и изготавливаемыми ОАО «Центр технической диагностики «Диаскан», обеспечивающими выполнение высоких требований к очистке нефтепроводов.

Очистные устройства производства ОАО «Центр технической диагностики «Диаскан»:

- оснащены чистящими и ведущими дисками и манжетами, изготовленными из высококачественного полиуретана;
- снабжены щеточными дисками для удаления агрессивных отложений из коррозионных карманов;
- имеют байпас-отверстие для осуществления размыва парафино-смолистых отложений, что обеспечивает их использование в сильно загрязненных трубопроводах;
- оборудованы передатчиками во взрывозащищенном исполнении, которые в комплекте с наземными локаторами позволяют контролировать прохождение очистных устройств по нефтепроводу и обнаруживать места их возможной остановки.

Передатчики типа ПДС и локаторы типа НЧЛ разработаны и изготавливаются ОАО «Центр технической диагностики «Диаскан»
Проходное сечение трубопровода для пропуска очистных устройств с полиуретановыми уплотнительными (чистящими) дисками должно быть не менее 85 % от внешнего диаметра трубы на длине участка нефтепровода, подлежащего очистке.

В настоящее время из практики очистки магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» исключено применение очистных устройств различных конструкций, имеющих диски со скругленными кромками, снабженных резиновыми манжетами, авиационными или автомобильными крышками, так как это приводит к размыванию отложений в трубопроводе и не соответствует современному уровню технологии очистки нефтепроводов.

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2.3. Очистные устройства

Очистные устройства типа СКР 1 разработаны и изготавливаются ОАО "Центр технической диагностики "Диаскан" и предназначены для очистки внутритрубной поверхности нефтепровода от парафиносодержащих и агрессивных отложений, а также воды путем пропуска их по нефтепроводу (см. рис 1 и 2).

Технические характеристики очистных устройств типа СКР 1 приведены в табл. 2.

Элементы очистного устройства: ведущие диски, поддерживающая манжета, прокладочные и чистящие диски – изготовлены из полиуретана, удовлетворяющего требованиям высокой износостойкости, упругости, стойкости в среде нефти, технические характеристики которого приведены в табл. 1.

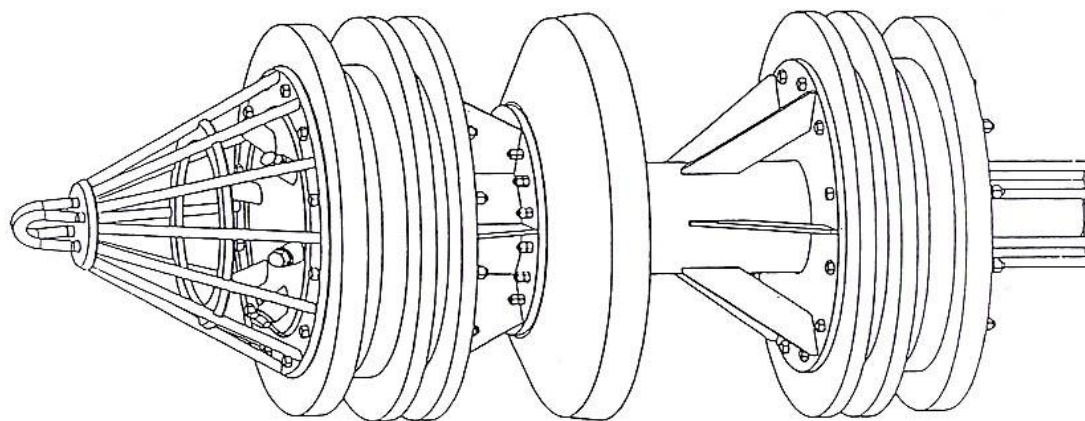


Рис. 1. Очистное устройство типа СКР 1

Очистные устройства типа СКР 1 (см. рис. 1) имеют четыре чистящих диска, очистные устройства типа СКР 1-01 (см. рис. 2) имеют три чистящих диска и один диск щеточный.

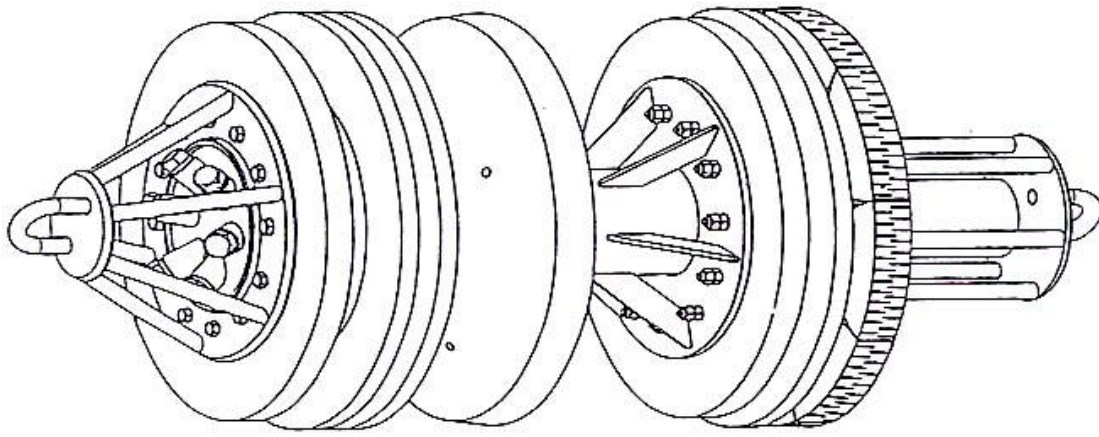


Рис. 2. Очистное устройство типа СКР 1-01

В очистном устройстве предусмотрено посадочное место для закрепления передатчика, который используется для определения местоположения устройства на нефтепроводе.

В процессе эксплуатации необходимо контролировать форму и состояние чистящих дисков. Износ кромки чистящего диска не должен быть более 50 % от его номинальной толщины (см. рис. 3). Допускается повторное использование чистящих дисков, износ которых составляет 50 % и более номинальной толщины, при этом диски необходимо перевернуть. При оценке возможности повторного использования манжет, ведущих и чистящих дисков также необходимо учитывать длину участка и качество внутренней поверхности нефтепровода, что значительно влияет на степень износа манжет и дисков.

Износ ведущих дисков не должен быть более 5 % от их наружного диаметра. Замену манжеты следует производить при остаточной толщине ее изнашиваемой цилиндрической части равной 10 мм (см. рис. 3).

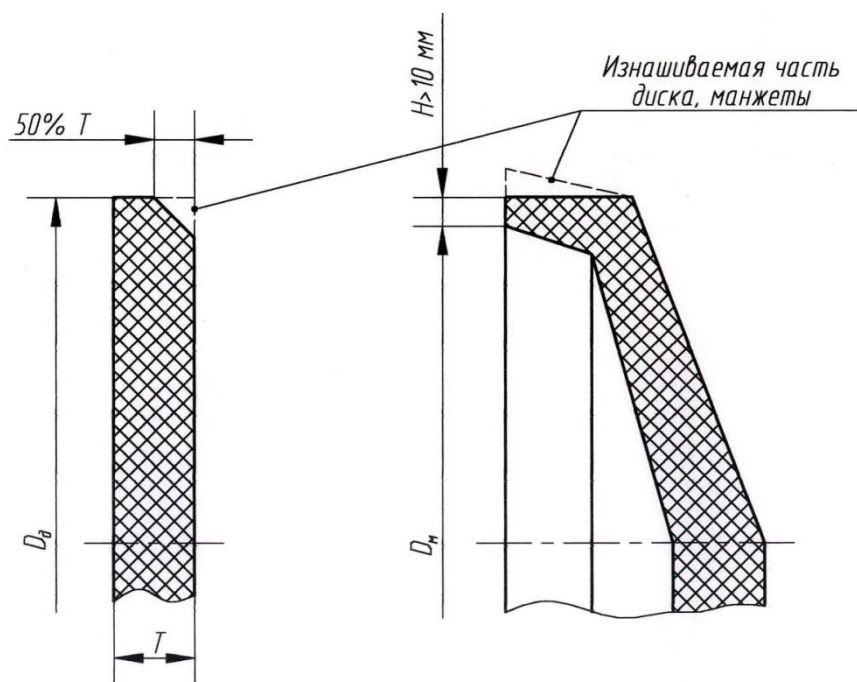


Рис. 3. Допустимый износ чистящего диска и манжеты:

– диаметр диска, – внутренний диаметр манжеты,
 T – толщина диска, H – толщина цилиндрической части

Специальные очистные устройства имеют определенные отличия от очистных устройств типа СКР 1 и конструируются с учетом особенностей конкретного нефтепровода. К ним относятся: длина участка, особенности внутренней полости трубопровода, качество внутренней поверхности трубопровода, физико-химические свойства перекачиваемого продукта, результаты пропуска очистных устройств по данному участку и другие параметры. В качестве примера на рис. 4 и 5 приведены такие специальные очистные устройства. Магнитное очистное устройство (см. рис. 4) оборудовано двухполюсным магнитом и щетками. Щетки сконструированы таким образом, чтобы разрыхлять жесткие отложения грунта и парафино-смолистых примесей на внутренней стенке нефтепровода. Разрыхленные отложения удаляются из нефтепровода задним блоком чистящих дисков очистного устройства.

					Очистка магистральных нефтепроводов от отложений	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Магниты, создавая через щетки и стенку трубы контур сильного магнитного поля, позволяют удалять из нефтепровода электроды и другие металлические предметы.

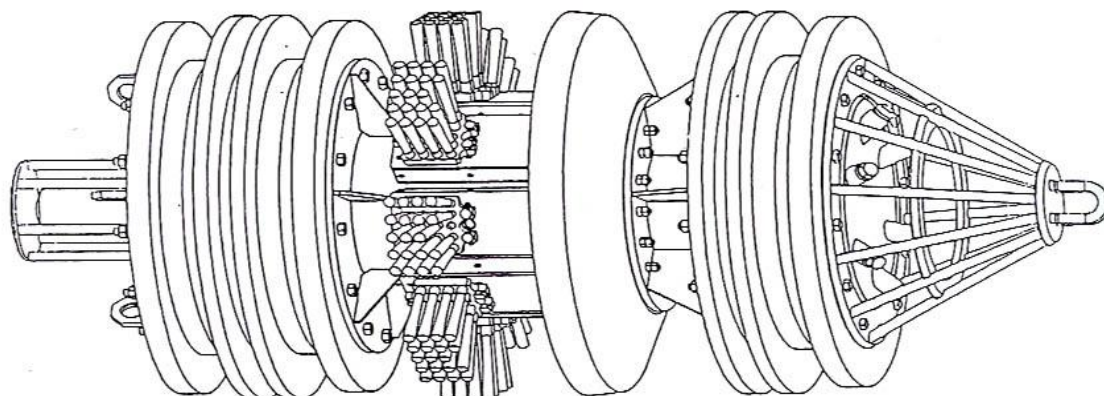


Рис. 4. Магнитное очистное устройство СКР 4

Технические характеристики очистного скребка типа СКР 4 приведены в Таблица 2.

Наименование параметра	Значение
Рабочая среда	Вода, нефть, нефтепродукты, природный газ, 2-х фазная среда (нефть с включением газа)
Температура среды,	От 15 до +50
Скорость движения скребка в трубопроводе, м/с	От 0,2 до 5
Наименьший радиус поворота строительной оси трубопровода на , проходимый скребком	1,5
Наименьший внутренний диаметр трубопровода, проходимый скребком в местах местных сужений	85%
Максимальное давление рабочей среды (определяется типом устанавливаемого передатчика для скребка), Мпа	8 14

Одним из достоинств данного специального очистного устройства является то, что щетки передней секции подпружинены и тем самым позволяют в определенной мере производить качественную очистку вне зависимости от длины участка и геометрии внутренней полости нефтепровода. Система байпасных отверстий позволяет данному очистному устройству, обладающему повышенной способностью сбора жестких отложений, производить постоянную промывку щеток и уносить различные жесткие примеси вперед очистного устройства вместе с потоком перекачиваемого продукта.

2.4. Периодичность очистки в процессе эксплуатации

Периодичность очистки магистральных нефтепроводов очистными устройствами типа СКР 1 с уплотнительными (чистящими) дисками из высококачественного полиуретана определяется индивидуально для каждого нефтепровода в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств перекачиваемого продукта, но не реже 1 раза в квартал с пропуском не менее двух очистных устройств типа СКР 1.

При снижении пропускной способности нефтепровода в промежутках между периодическими очистками на 3 % и более необходимо проводить внеочередные очистки нефтепровода.

Снижение пропускной способности нефтепровода определяется расчетом по физическим данным его работы, приведенным ниже (см. п. 1.5.).

Помимо периодических очисток нефтепровода в процессе эксплуатации может проводиться очистка нефтепровода до требуемой степени чистоты при его подготовке к пропуску внутритрубных инспекционных снарядов (ВИП).

Число пропусков очистных устройств типа СКР 1 при подготовке трубопровода к диагностическому обследованию ВИП определяется с учетом:

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- интенсивности парафинизации;
- опыта предыдущей работы нефтепровода;
- проведения ремонтных работ в период после проведения последней очистки.

Количество пропускаемых очистных устройств и периодичность их запуска должны быть спланированы с целью достижения результата, при котором последнее очистное устройство приходит в приемную камеру без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков, а также количество принесенных парафиносодержащих примесей и металлических предметов не превышает критерии оценки очистки нефтепроводов, соответствующие инструкции по эксплуатации ВИП и приведенные в табл. 3.

Таблица 3

Вид внутритрубной диагностики	Парафин или грунт		Металл (количество электродов на 10 км нефтепровода), не более (штук)
	Взвешенный, не более (л)	Твёрдый, не более(л)	
Профилеметрия	20	1	1
Магнитная диагностика	10	0,5	1
Ультразвуковая диагностика	5	0,5	1

Опыт очистных работ, проводимых при подготовке к пропуску ВИП, показывает необходимость пропуска 6 .. 14 очистных устройств. Очистные работы должны быть спланированы таким образом, чтобы выемка последнего очистного устройства из камеры приема производилась в день проведения контрольного пропуска очистного устройства, являющимся началом диагностических работ на данном участке нефтепровода.

2.5. Методика оценки состояния полости магистрального нефтепровода

Состояние полости нефтепровода оценивается сравнением эффективного диаметра с эквивалентным.

Эквивалентный диаметр – это внутренний диаметр простого однопиточного нефтепровода, равноценного (эквивалентного) по гидравлической характеристике рассматриваемому сложному нефтепроводу без отложений.

Эквивалентный диаметр определяется по фактической раскладке труб:

а) для однопиточного участка:

$$D_{\text{экв}} = \left(\frac{L_{\text{н}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{d_i^{4,75}}} \right)^{\frac{1}{4,75}}$$

где $L_{\text{н}}$ – общая длина нефтепровода, м;

L_i – суммарная длина труб на участке с внутренним диаметром d_i , м;

n – количество участков с различным внутренним диаметром;

б) для многониточного участка:

$$D_{\text{экв}} = \left(\sum_{j=1}^m D_{\text{э}j}^{\frac{4,75}{1,75}} \right)^{\frac{1,75}{4,75}}$$

где $D_{\text{э}j}$ – эквивалентный диаметр j – той нитки, м;

m – количество параллельных ниток.

Для рассматриваемого участка нефтепровода, имеющего лупинги или многониточные переходы, первоначально рассчитываются эквивалентные диаметры этих отрезков участка по первой формуле, а затем по второй формуле определяется эквивалентный диаметр всего участка.

Эффективный диаметр – это такое значение внутреннего диаметра нефтепровода, которое соответствует фактическим потерям напора и учитывает влияния различных отложений на его гидравлическую характеристику.

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		29

Эффективный диаметр рассчитывается по фактическим параметрам перекачки для участков нефтепровода между нефтеперекачивающими станциями (НПС):

$$D_{\text{эф}} = \left(\frac{0,0251 \cdot Q^{1,75} \cdot \nu^{0,25} \cdot L}{H - h - \Delta z} \right)^{\frac{1}{4,75}}$$

где L – длина участка нефтепровода, м;

Q – объемный расход, м³/с

ν – коэффициент кинематической вязкости при расчетной температуре на участке, м²/с

H и h – соответственно напор в начале и конце участка, м;

Δz – разность геодезических отметок конца и начала участка нефтепровода, м.

Значения объемного расхода и напора определяются на основе диспетчерских данных как среднеарифметические величины за промежуток времени, в течение которого режим работы нефтепровода существенно не меняется.

Вязкость перекачиваемой нефти определяется анализом проб товарной нефти, отобранных непосредственно из нефтепровода.

Эффективные диаметры рассматриваются для 3 .. 5 промежутков времени, по которым находится среднеарифметическое значение.

При уменьшении эффективного диаметра по сравнению с эквивалентным

более чем на 1 %, то есть при $\Delta D = \left(1 - \frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{экв}}} \right) \cdot 100 \% \geq 1\%$,

требуется проведение очистки нефтепровода.

Степень снижения пропускной способности нефтепровода определяется

следующим образом: $\Delta Q = \left(1 - \left(\frac{D_{\text{эф}}}{D_{\text{экв}}} \right)^{\frac{4,75}{1,75}} \right) \cdot 100\%$

					Очистка магистральных нефтепроводов от отложений	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Степень увеличения пропускной способности нефтепровода в результате

произведенной очистки:
$$\Delta Q = \left(\left(\frac{D_{\text{эф 1}}}{D_{\text{эф 2}}} \right)^{\frac{4,75}{1,75}} - 1 \right) \cdot 100 \%$$

где – эффективный диаметр до очистки;

– эффективный диаметр после очистки.

2.6. Производство работ по очистке нефтепровода

При производстве работ по очистке нефтепровода к нему предъявляются следующие требования:

- для запуска и приема очистных устройств нефтепровод (его участки) должны быть оборудованы камерами пуска и приема очистных устройств и ВИП (начальные и конечные пункты нефтепровода – камерами пуска и приема, промежуточные станции – камерами пуска, приема или пропуска (см. рис. 7 и 8));
- обвязка камер пуска, приема или пропуска должна обеспечивать пуск, прием или пропуск очистных устройств, как с остановкой, так и без остановки промежуточных станций;
- лупинги и резервные нитки переходов также должны быть оборудованы камерами пуска и приема;
- расстояние между камерами пуска и приема не должно превышать 300 км (оптимальное расстояние – 120 .. 150 км);
- для контроля движения очистных устройств устанавливаются сигнализаторы их прохождения на камерах пуска и приема, на магистрали после приемной и выкидной линий промежуточных станций, на крупных водных переходах и на сложных участках трассы;
- на камерах пуска и приема и линейной части нефтепровода должны быть установлены манометры;

					Очистка магистральных нефтепроводов от отложений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

- на приемной и выкидной линиях НПС должны быть установлены самопишущие манометры;
- резервуары НПС и конечного пункта нефтепровода должны быть оборудованы средствами размыва и предотвращения накопления осадка;
- линейные задвижки, а также задвижки камер приема и пуска, пропуска должны быть исправны и равного проходного с нефтепроводом сечения;
- очистные устройства, пропускаемые по нефтепроводу, должны быть оснащены передатчиками для определения их местоположения в трубе (пропуск одиночного очистного устройства без передатчика не допускается).

Подготовка нефтепровода к проведению очистки:

- перед организацией периодической очистки нефтепровода необходимо убедиться, что проходное сечение подвергаемого очистке нефтепровода составляет не менее 85 % от внешнего диаметра труб по результатам пропуска скребка-калибра (см. рис. 6) или прибора-профилемера (см. рис. 9);

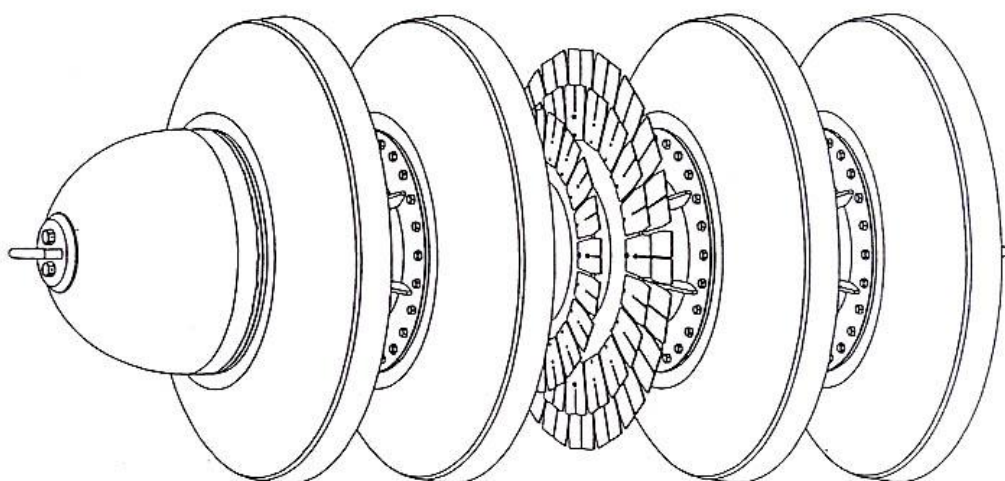


Рис. 6. Скребок-калибр СКР К

- при необходимости очистки нового нефтепровода или нефтепровода, на котором в промежутках между очистками проводился ремонт, а также при организации работ по очистке нефтепроводов, ранее не обследованных ВИС, оценка пропускного сечения трубопровода осуществляется путем пропуска скребка-калибра; по результатам пропуска скребка-калибра принимается решение о возможности пропуска очистных устройств (при наличии в трубопроводе сужений превышающих 15 %, принимаются меры по обнаружению их месторасположения с помощью профилемера и удалению);
- до запуска очистного устройства должна быть произведена проверка исправности, легкости полного открытия и закрытия линейных задвижек, а также задвижек камер приема и пуска, все неисправности должны быть устранены.

Организация очистки:

- очистку нефтепровода рекомендуется проводить с остановкой промежуточных станций в период пропуска очистного устройства;
- пропуск очистных устройств допускается при скоростях потока выше 0,2 м/с, наилучшие условия очистки обеспечиваются при скоростях порядка 2 м/с;
- минимальное время между запусками двух очистных устройств не регламентируется и определяется технологическими возможностями узлов пуска и приема очистных устройств, допускается одновременный прием двух очистных устройств в камеру приема при наличии технологических и конструктивных возможностей узла приема очистных устройств;
- перед запуском очистного устройства необходимо проверить его готовность к пропуску в соответствии с инструкцией по эксплуатации; проверить исправность всех узлов и устройств камеры пуска, положение задвижек и сигнализаторов.

Порядок пропуска очистных устройств:

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						33
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- периодическая очистка магистральных нефтепроводов осуществляется поочередной запасовкой и пропуском двух очистных устройств типа СКР 1, при этом:
- первое очистное устройство пропускается с открытыми байпасными отверстиями для осуществления размыва парафино-смолистых отложений и предупреждения образования парафиновой пробки;
- второе очистное устройство пропускается с закрытыми байпасными отверстиями и должно быть оснащено передатчиком;
- порядок пропусков очистных устройств при подготовке нефтепровода к пропуску ВИП:
- первое очистное устройство, укомплектованное передатчиком, пропускается с открытыми байпасными отверстиями;
- после прихода в камеру приема первого очистного устройства поочередно осуществляется запасовка и пропуск второго и третьего очистных устройств, при этом передатчиком оснащается только второе очистное устройство в этой паре, первое очистное устройство этой пары пропускается с открытыми байпасными отверстиями;
- пропуск четвертого и пятого очистных устройств осуществляется аналогично предыдущей паре;
- пропуск шестого очистного устройства осуществляется после прихода в камеру приема второго очистного устройства второй пары очистных устройств (пятого по порядку); устройство должно быть оснащено передатчиком, байпасные отверстия должны быть закрыты;
- первый, третий, пятый и шестой по указанному порядку пропуски выполняются очистными устройствами типа СКР 1; второй и шестой – СКР 1-01.

Запуск очистного устройства:

- для запуска очистного устройства необходимо:
- освободить камеру пуска от нефти;
- открыть концевой затвор;

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- запасовать очистное устройство в камеру и продвинуть его до вхождения первого диска в трубу номинального диаметра;
- закрыть концевой затвор;
- медленно заполнить камеру пуска нефтью, выпуская воздух через спускной кран, и уравнять давление;
- закрыть задвижку через которую велось заполнение;
- произвести запуск очистного устройства:
- открыть задвижку № 1 (см. рис. 7), затем № 2 и закрыть задвижку № 3;

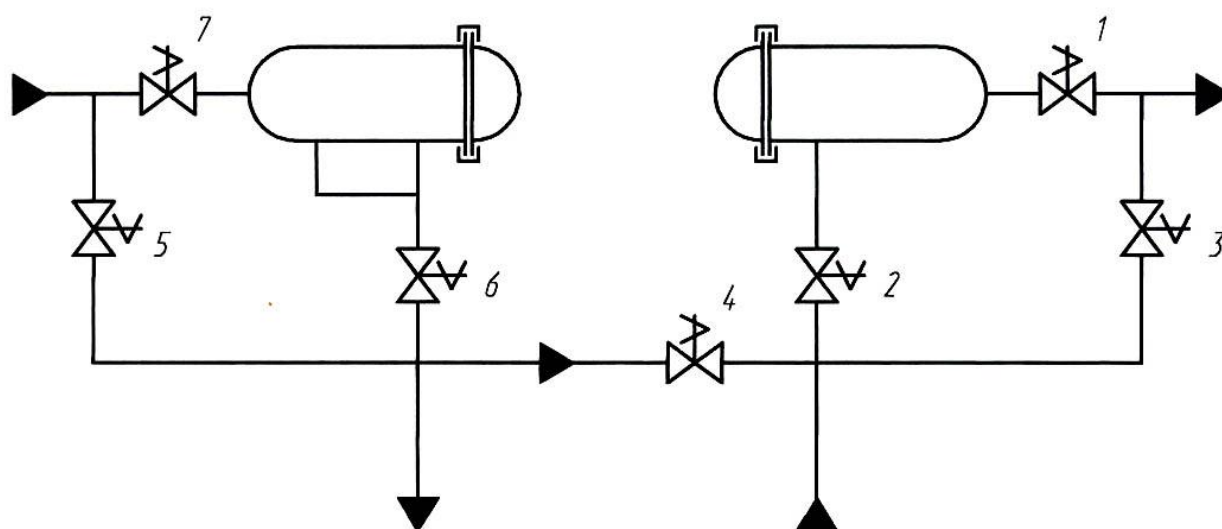


Рис. 7. Принципиальная схема узла приема и пуска очистных устройств и ВИП

- после срабатывания сигнализатора убедиться, что очистное устройство прошло через задвижку № 1 (контролировать с помощью локатора уход очистного устройства за выпускную задвижку не менее чем на 5 м);
- открыть задвижку № 3 и закрыть задвижки № 1 и 2.

Пропуск очистного устройства мимо промежуточных насосных станций, лупингов и резервных ниток:

- промежуточные станции на период пропуска очистного устройства, как правило, останавливаются во избежание попадания удаляемых отложений в технологические трубопроводы и насосы:
- станция останавливается не менее чем за два часа до расчетного времени подхода очистного устройства, при этом необходимо открыть задвижки № 5 и 6, а также закрыть задвижки № 1, 4, 7 и 8 (см. рис. 8);
- станцию включают в работу после прохождения очистного устройства мимо НПС, для чего следует открыть задвижки № 1, 4, 7 и 8 и закрыть задвижки № 5 и 6;

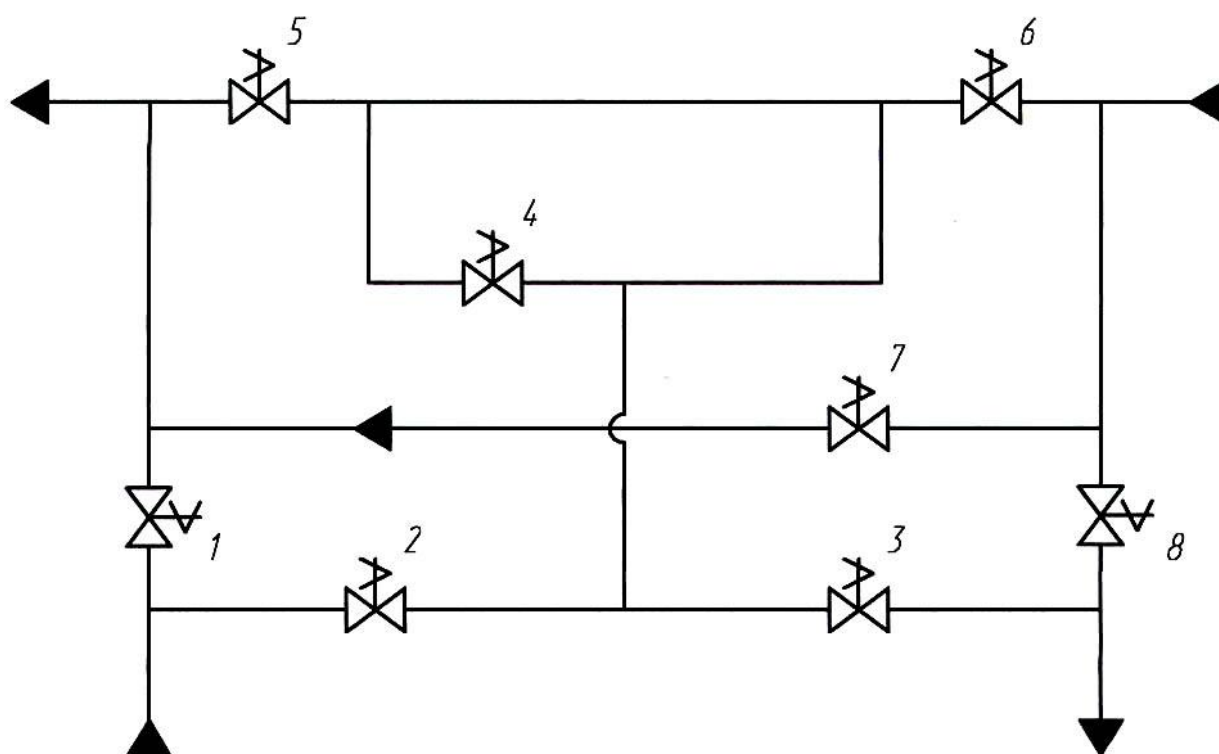


Рис. 8. Принципиальная схема узла пропуска очистных устройств и ВИП

- пропуск очистного устройства возможен и без остановки НПС, если удаляемые отложения не создают угрозы для нормальной эксплуатации технологического оборудования, при этом не менее чем за два часа до расчетного времени подхода очистного устройства к камере пропуска необходимо:

- открыть задвижки № 1, 3, 4 и 6;
- закрыть задвижки № 2, 5 и 8;
- после того как очистное устройство пройдет задвижку № 6 (контролировать по локатору), открыть задвижку № 8 и закрыть задвижки № 3, 4 и 6;
- открыть задвижку № 5, потом открыть № 2 и закрыть задвижку № 1;
- после срабатывания сигнализатора открыть задвижку № 1 и закрыть задвижки № 2 и 5;
- лупинги, резервные нитки и перемычки между параллельными нефтепроводами отключаются от основного трубопровода не позднее, чем за два часа до подхода очистного устройства и включаются после прохождения очистным устройством этих участков.

Прием очистного устройства:

- проверить исправность всех узлов и устройств и заполнить камеру нефтью;
- не менее чем за два часа до расчетного времени подхода очистного устройства к конечному пункту участка подключить камеру приема к магистрали:
- открыть задвижки № 6 и 7 (см. рис. 7);
- закрыть задвижку № 5;
- после того как очистное устройство войдет в камеру открыть задвижку № 5 и отключить камеру от магистрали, закрыв задвижки № 6 и 7;
- для извлечения очистного устройства из камеры необходимо:
- освободить камеру приема от нефти;
- открыть концевой затвор;
- извлечь очистное устройство;
- закрыть концевой затвор.

					<i>Очистка магистральных нефтепроводов от отложений</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3. ДИАГНОСТИКА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ С ПОМОЩЬЮ ВНУТРИТРУБНЫХ ИНСПЕКЦИОННЫХ ПРИБОРОВ

В настоящее время одним из определяющих требований, предъявляемых к магистральным нефтепроводам, является обеспечение их надежного, безопасного функционирования при длительных сроках эксплуатации.

Необходимость выполнения этого требования диктуется высоким уровнем затрат на строительство и ремонт трубопроводов, серьезными экологическими проблемами при авариях, ужесточением законодательных норм по охране окружающей среды.

Опыт эксплуатации показал, что для нефтепроводов с длительными сроками службы традиционная система технического обслуживания и ремонта оказалась не в состоянии предотвратить возникновение крупных аварий с тяжелыми последствиями для населения и окружающей среды. В качестве основного метода повышения надежности нефтепроводов применялся капитальный ремонт со сплошной заменой труб и изоляционного покрытия большими участками. Такой метод был недостаточно эффективен из-за небольших объемов ремонта, и ограниченности информации, на основании которой производился выбор участка для ремонта. Основными средствами получения такой информации были контрольные шурфовки и измерения потенциалов электрохимзащиты.

Проведение гидравлических испытаний повышенным давлением также имело ограниченный характер, так как было связано с большими затратами, выводом трубопровода на длительное время из эксплуатации, а также создавало экологические проблемы при удалении воды из трубопровода,

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Бобкин А.Ю.</i>			<i>Диагностика магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Брусник О.В.</i>					38	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б21</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бирков П.В.</i>						

загрязненной нефтью.

Стало очевидным, что традиционно применяемые методы обеспечения надежности нефтепроводов исчерпали свои возможности и необходимо искать новое решение данной проблемы. В итоге был взят стратегический курс на создание принципиально новой системы безопасности и долговременной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Концепция этой системы базируется на восстановлении, без нарушения нормальной работы нефтепровода, работоспособности только тех дефектных локальных зон нефтепровода, где произошло ее снижение до опасного уровня.

Основные положения концепции следующие:

- дефекты любого происхождения должны быть выявлены средствами внутритрубной диагностики и устранены при проведении ремонта до того, как получают опасное развитие;
- внутритрубная диагностика должна проводиться на протяжении всего жизненного цикла трубопровода с определенной периодичностью;
- по данным о параметрах дефектов на основе расчетов на прочность должна быть выполнена оценка их опасности;
- на основе данных об опасности дефектов, особенностях их распределения по дистанции нефтепровода должны быть разработаны программы ремонта или назначаться безопасные режимы эксплуатации.

Принципиально новым и ключевым моментом системы безопасной и долговременной эксплуатации стало применение внутритрубной диагностики, что потребовало применения специальной техники и технологий.

Необходимая эффективность внутритрубной диагностики обеспечивается благодаря заложенным в ее основу принципам. Главным из них является высокая разрешающая способность, которая позволяет измерять

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

дефекты и оценивать их опасность по результатам расчетов на прочность. Это дает возможность подвергать ремонту только то ограниченное количество дефектов, которые представляют реальную угрозу для целостности трубопровода.

Поскольку каждый тип диагностических приборов предназначен для определения одного или нескольких типов дефектов, для выявления всей гаммы дефектов, необходимо применение комплекса приборов. Для этой цели реализуется система четырехуровневого интегрированного диагностического контроля, обеспечивающая определение:

- дефектов геометрии трубопровода;
- дефектов потери металла стенки трубы (коррозионных язв, царапин), а также внутрискрипных дефектов типа расслоений и включений;
- поперечных трещин и трещиноподобных дефектов в теле трубы и кольцевых сварных швах;
- продольных трещин и трещиноподобных дефектов в теле трубы и продольных сварных швах.

В первую очередь требуется проводить контроль первого уровня – на наличие вмятин и гофр, вызывающих сужение проходного сечения трубопровода. Для этого используются приборы-профилемеры (см. рис. 9).

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных приборов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

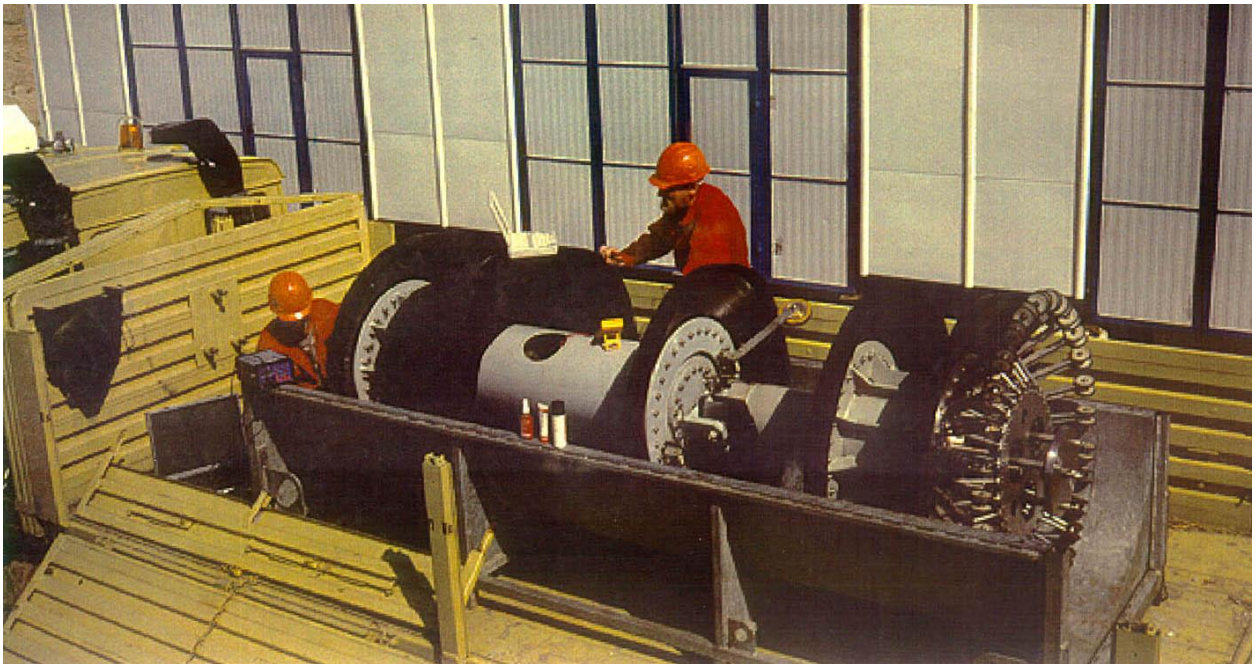


Рис. 9. Профилемер – “Калипер” (определение вмятин, гофр, овальности)

При определении очередности контроля других видов дефектов приоритет отдается тем из них, которые за предшествующий период эксплуатации послужили причиной большей части отказов.

Для контроля дефектов второго уровня – потерь металла, расслоений, включений, используются ультразвуковые снаряды-дефектоскопы (см. рис. 10).

В настоящее время введены в эксплуатацию снаряды-дефектоскопы третьего уровня диагностики – магнитные снаряды высокого разрешения (см. рис. 11), перед которыми в первую очередь ставится задача определения дефектов в кольцевых сварных швах.



Рис. 10. Ультразвуковой дефектоскоп – «Ультраскан»
(определение коррозии, расслоений, рисок, включений)

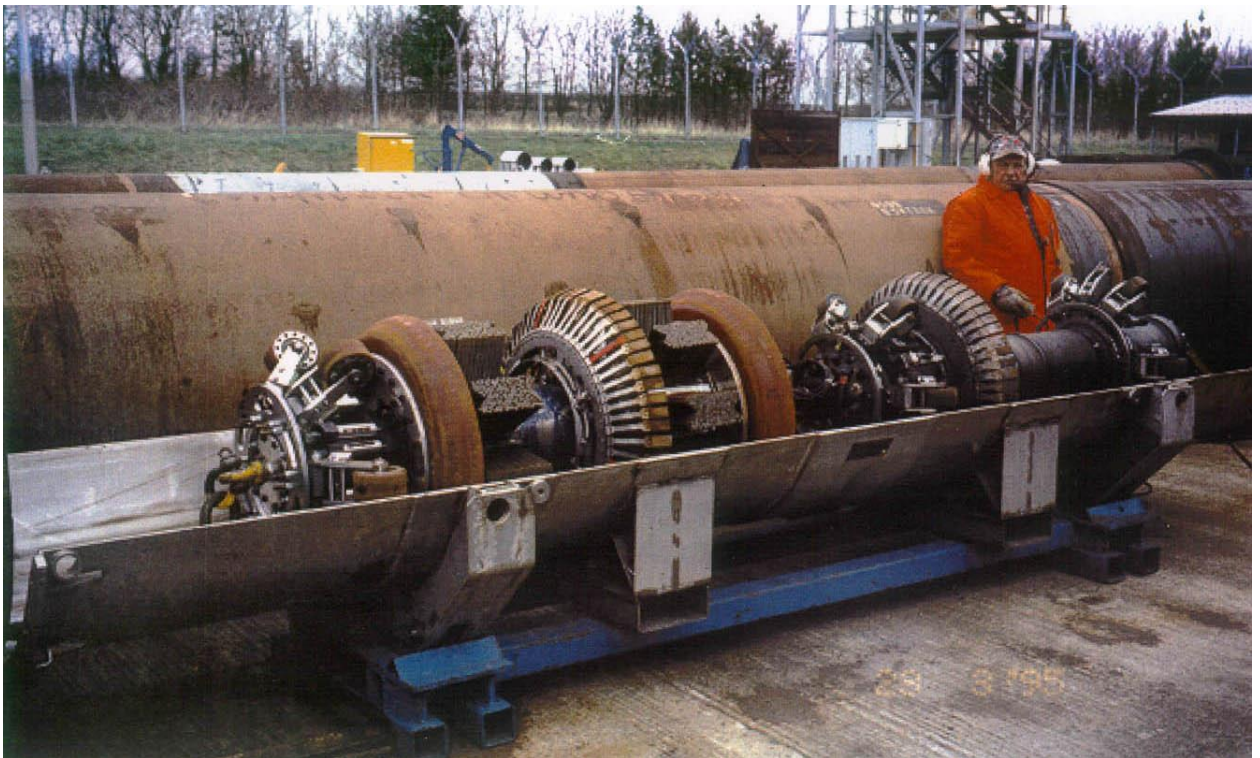


Рис. 11. Магнитный дефектоскоп высокого разрешения – «Магнескан»
(определение дефектов поперечных сварных швов и коррозии)

Следует отметить, что основным звеном в системе диагностирования является обнаружение трещин. Оно играет решающую роль в обеспечении надежности стареющих нефтепроводов.

Для обеспечения эксплуатации снарядов, проверок дефектоскопа перед прогоном, копирования и оценки качества данных, полученных в ходе диагностирования, применяется большое количество вспомогательного оборудования:

- система запуска-приема для запасовки диагностических снарядов в пусковую камеру и извлечения их из приемной камеры;
- сервисно-транспортировочные лотки для транспортировки и обслуживания снарядов;
- термоконтейнер для транспортировки дефектоскопа в холодное время года;
- специальная телескопическая траверса, обеспечивающая подъем многосекционных снарядов;
- комплект электронного оборудования.

Проведение внутритрубной диагностики позволило в корне изменить подход к выполнению ремонта. Суть нового подхода заключается в том, что вывод участков в ремонт стал определяться индивидуально с учетом результатов внутритрубной диагностики.

Результаты диагностирования показывают, что распределение дефектов по дистанции нефтепровода весьма неравномерное: 75 % дефектов расположены отдельно друг от друга, остальные 25 % - на участках с плотным скоплением дефектов. Это дало возможность перейти к выборочному ремонту. Выборочный ремонт по фактическому состоянию позволяет на порядок увеличить общую протяженность отремонтированных трубопроводов и вести его с той же производительностью, что и внутритрубную диагностику.

					<i>Диагностика магистральных нефтепроводов с помощью внутритрубных инспекционных снарядов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

4. КАМЕРА ПУСКА СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА.

Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода предназначена для запуска очистных устройств, внутритрубных инспекционных снарядов, разделителей и других поточных средств в магистральные нефтепроводы, требующие по условиям эксплуатации пропуска упомянутых средств.

4.1. Краткое описание камеры пуска

Камера пуска средств очистки и диагностики (см. рис. 14) состоит из узла трубного камеры запуска, грузоподъемного устройства, лотка для укладки очистных устройств и диагностических снарядов при подготовке к запасовке, поддона для сбора утечек нефти и лебедки с тросом. Кроме того, в комплект камеры пуска входит устройство для запасовки, которое совместно с лебедкой, служит для ввода поточного средства в камеру.

Узел трубный, кран и лебедка монтируются на фундаменте с помощью фундаментных болтов. Лоток устанавливается и подсоединяется к узлу трубному во время проведения операций по запуску очистного устройства. Узел трубный камеры запуска состоит из корпуса и концевого затвора.

Корпус узла трубного состоит из двух цилиндрических обечаек, соединенных между собой коническим переходником. Обечайка меньшего диаметра подсоединяется с помощью сварки к нефтепроводу. На обечайке имеется патрубок с фланцевой заглушкой, на место которой во время проведения операций по запуску очистного устройства устанавливается приспособление

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		Бобкин А.Ю.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.				44	108
<i>Консульт.</i>					<i>ТПУ з-2Б21</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.					
					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>		

для запасовки (заведения) скребка в переходник. К обечайке большего диаметра приварены концевой затвор, фундаментные опоры, кронштейн для подсоединения лотка, а также серьги для строповки грузоподъемных механизмов. На обечайке расположены следующие технологические патрубки: подача продукта, слив (дренаж), штуцер под манометр и штуцер под кран для выпуска воздуха.

Концевой затвор состоит из откидной крышки, фланца, двух полухомутов, поворотного устройства, стяжного винта с левой и правой трапецеидальной резьбой, двух гаек для стягивания полухомутов с помощью штурвала и элементов регулировки положения затвора. Уплотнение крышки и фланцы осуществляется с помощью резинового уплотнительного кольца. Затвор имеет блокирующее устройство, не позволяющее открыть затвор при наличии избыточного давления в камере. Оно состоит из цилиндра, штока, резиновых прокладок и кронштейнов с отверстиями под шток, приваренных к полухомутам.

Устройство для запасовки предназначено для ввода скребка в камеру пуска до упора в конический переходник. Устройство состоит из фланца, с двух сторон которого приварены стойки с кронштейнами, и двух рядов блоков для стального троса лебедки. Блоки закрепляются на кронштейнах при помощи осей и шплинтов. Устройство для запасовки монтируется на камере с помощью шпилек.

Лоток служит для обеспечения операций по запуску очистных скребков. Состоит из ложеента и стойки с кронштейном, при помощи которого лоток подсоединяется к узлу трубному. Имеется возможность регулировки ложеента лотка по высоте.

Устройство грузоподъемное предназначено для перемещений лотка и выгрузки (загрузки) очистного устройства. Кран состоит из колонны, поворотной консоли и ручной тали.

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

4.2. Проектировочные и проверочные расчеты элементов трубного узла камеры пуска.

4.2.1. Проектировочный расчет оси поворотного устройства

Целью расчета является определение минимального диаметра оси, удовлетворяющего условию прочности.

L – расстояние между опорами оси (узлами регулировки положения крышки затвора);

– расстояние от нижней опоры оси до нижней опоры крышки затвора (узел радиального подшипника качения);

– расстояние между опорами крышки затвора (узлы радиальных подшипников качения);

– сила, действующая на ось, со стороны верхней опоры крышки;

– сила, действующая на ось, со стороны нижней опоры крышки.

Для определения, сил действующих на ось, со стороны опор крышки проведем следующие расчеты:

H – расстояние от оси поворота крышки до центра тяжести крышки;

G – вес крышки;

– реакция, возникающая в опоре крышки затвора;

– реакция, возникающая в опоре оси.

В ходе предварительного проектирования данного узла были определены следующие геометрические размеры:

$L = 0,8$ м;

$= 0,25$ м;

$= 0,3$ м;

$H = 0,7$ м.

Определение веса крышки было произведено приближенно:

$G = 4500$ Н.

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Определим реакцию :

—

Где — момент силы веса G , определяемый выражением:

$$G \cdot H$$

следовательно:

—;

подставив значения параметров, получим:

$$\text{—————} \quad H$$

Аналогично найдем реакцию :

—

$$R_2 = \frac{G \cdot H}{L}$$

подставив значения параметров, получим:

$$R_2 = \frac{4500 \cdot 0,7}{0,8} = 3937,5H$$

Таким образом, силы и , действующие на ось, численно равны между собой, но направлены противоположно реакциям :

Ось работает на изгиб под действием сил и , уравнение прочности на изгиб имеет вид:

$$\sigma_u = \frac{M_{\max}}{W} \leq \sigma_{\text{уп}}$$

где σ_u – напряжения изгиба, возникающие в теле оси;

$\sigma_{\text{уп}}$ – допускаемые напряжения изгиба, определяемые материалом оси;

— максимальный изгибающий момент;

W – осевой момент инерции сечения.

Осевой момент сопротивления сплошного круглого сечения определяется

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выражением:

$$W \quad ;$$

где d – диаметр оси.

Подставив последнее выражение в уравнение прочности, получим:

$$\sigma_u = \frac{M_{\max}}{0,1 \cdot d^3} \leq \sigma_{\text{уп}}$$

Приравняв напряжения изгиба, возникающие в теле оси, к допускаемым напряжениям, получим:

$$\frac{M_{\max}}{0,1 \cdot d^3} = \sigma_{\text{уп}}$$

Тогда:

$$d = \sqrt[3]{\frac{M_{\max}}{0,1 \cdot \sigma_{\text{уп}}}}$$

Выберем материал оси – Сталь 30 по ГОСТ 1050-88.

Тогда допускаемые напряжения изгиба:

Найдем максимальный изгибающий момент, составим уравнения моментов участка оси от $x = 0$ до $x =$:

$$M(x) = \quad x$$

тогда:

$$M(0) \quad \text{Н м};$$

$$M(\quad) \quad ;$$

участок оси от $x =$ до $x =$:

$$M(x) \quad ;$$

тогда:

$$M(\quad) \quad ;$$

$$M(\quad) \quad \text{Н·м};$$

участок оси от $x =$ до $x = L$:

$R(x) =$

тогда:

$M($

$$M(L) = 3937,5 \cdot 0,8 + 10500 \cdot (0,8 - 0,25) + 15000 \cdot (0,8 - 0,55) = 0 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Следовательно:

$$984,4 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Тогда минимальный диаметр оси:

$$d = \sqrt{\frac{984,4}{0,001}} = 0,041 \text{ м}$$

4.2.2. Выбор подшипников поворотного устройства

В данной конструкции использованы два шариковых радиальных однорядных подшипника и один шариковый упорный однорядный подшипник.

Выбор подшипников осуществим по статической грузоподъемности, так как они воспринимают внешнюю нагрузку в неподвижном состоянии (крышка открыта) или при медленном вращении (крышка открывается вручную).

Выберем шариковые радиальные однорядные подшипники. Данные подшипники нагружены равной радиальной нагрузкой, определенной ранее (см. п. 4.2.1.):

Выбор подшипников осуществим исходя из следующего условия:

Используя справочные данные выбираем:

Подшипник 314 ГОСТ 8338-75.

Данный подшипник удовлетворяет требованиям по статической грузоподъемности и компоновке поворотного узла.

Выберем шариковый упорный однорядный подшипник. Данный подшипник

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

нагружен осевой нагрузкой равной весу крышки G:

$$G = 4500 \text{ Н}$$

Выбор подшипника осуществим исходя из следующего условия:

$$C_0 \geq G$$

Используя справочные данные выбираем:

Подшипник 8316 ГОСТ 7872-89.

Данный подшипник удовлетворяет требованиям по статической грузоподъемности и компоновке поворотного узла.

4.2.3. Проверочный расчет винтов регулировки концевого затвора

Проведем проверочный расчет поверхности оси на отсутствие смятия при воздействии на нее регулировочного винта, а также проверим резьбу винтов и корпуса на прочность.

Обозначения:

– сила, действующая на винт со стороны оси;

– диаметр опорной поверхности винта;

h – толщина корпуса;

Расчет проведем для такого положения крышки, когда реакция в каждой опоре воспринимается только одним болтом, например, затвор открыт, но крышка закрыта.

Уравнение прочности на смятие имеет вид:

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{F}{A_{\text{см}}} \leq \sigma_{\text{смп}}$$

Где – возникающие напряжения смятия;

– допускаемые напряжения смятия, определяемые материалом оси;

– площадь сминаемой поверхности;

F – сила, нагружающая узел.

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Определим составляющие уравнения прочности:

$$F =$$

$$F = 3937,5 \text{ Н};$$

$$A_{\text{см}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2}{4}$$

диаметр опорной поверхности винта определим, используя справочные данные:

Допускаемые напряжения смятия материала оси (Сталь 30 по ГОСТ 1050-88):
= 175 МПа.

Определим напряжения смятия:

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{R_2}{\frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2}{4}};$$

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{3937,5}{\frac{\pi \cdot 0,01^2}{4}} = 50,159 \cdot 10^6$$

Следовательно:

$$\sigma_{\text{см}} < \sigma_{\text{смп}};$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

Уравнение прочности резьбы на прочность (витки резьбы испытывают напряжения среза) имеет вид:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{F}{A_{\text{ср}}} \leq \tau_{\text{срр}}$$

где – возникающие напряжения среза;

– допускаемые напряжения среза, определяемые материалом корпуса,
материал корпуса - Сталь марки Ст3 по ГОСТ 380-88;

– площадь основания витка резьбы;

z – число витков резьбы;

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

F – сила, нагружающая узел.

Определим площадь основания витка резьбы:

$$A_{cp} = a \cdot L$$

где L – длина одного витка:

$$L = \pi \cdot D$$

D – диаметр резьбы, для резьбы М16:

$$D = 0,016 \text{ м};$$

a – ширина витка резьбы:

$$a = p \cdot k$$

p – шаг резьбы, для резьбы М16:

$$p = 0,002 \text{ м};$$

k – переводной коэффициент, для метрической резьбы [8]:

$$k = 0,75;$$

тогда:

$$a = 0,002 \cdot 0,75 = 0,0015 \text{ м};$$

$$L = \pi \cdot 0,016 = 0,0503 \text{ м};$$

$$0,0015 \cdot 0,0503 = 0,0000754 \quad ;$$

Определим количество витков резьбы:

$$z = \frac{h}{p}$$

толщина корпуса:

$$h = 0,02 \text{ м};$$

тогда:

$$z = \frac{0,02}{0,002} = 10$$

Напряжения среза:

$$\frac{F}{A_{cp}} \quad \text{Па}$$

Допускаемые напряжения среза материала корпуса:

$$\text{МПа};$$

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

Следовательно:

$$\tau_{\text{ср}} < \tau_{\text{срр}}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

4.2.4. Проверочный расчет винта регулировки положения крышки затвора в вертикальном положении

Проведем проверочный расчет винта на сжатие, а также проверим резьбу винта и гайки на прочность.

Обозначим:

G – сжимающая винт сила;

H – высота гайка.

Уравнение прочности на сжатие имеет вид:

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{F}{A_{\text{сж}}} \leq \sigma_{\text{сжр}}$$

Где – возникающие напряжения сжатия;

– допускаемые напряжения сжатия, определяемые материалом винта;

– площадь минимального сечения винта;

F – сжимающая сила.

Определим составляющие уравнения прочности:

$$F = G;$$

$$F = 4500 \text{ Н};$$

$$A_{\text{сж}} = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4}$$

Где – диаметр резьбы винта по дну впадин, определим используя справочные данные:

м;

тогда:

$$\text{—————} 0,0105$$

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Допускаемые напряжения сжатия материала винта:

$$= 90 \text{ МПа.}$$

Определим напряжения сжатия:

$$\text{—————} \quad 42,8 \quad \text{Па}$$

Следовательно:

$$\sigma_{\text{сж}} < \sigma_{\text{сжр}}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

Уравнение прочности резьбы на прочность (витки резьбы испытывают напряжения среза) имеет вид:

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{F}{A_{\text{ср}}} \leq \tau_{\text{срр}}$$

где $\tau_{\text{ср}}$ – возникающие напряжения среза;

$\tau_{\text{срр}}$ – допускаемые напряжения среза, определяемые материалом гайки,

Сталь Ст.3 по ГОСТ 380-88;

$A_{\text{ср}}$ – площадь основания витка резьбы;

z – число витков резьбы;

F – сила, нагружающая узел.

Определим площадь основания витка резьбы:

$$A_{\text{ср}} = a \cdot L$$

где L – длина одного витка:

$$L = \pi \cdot D$$

D – диаметр резьбы, для резьбы М42:

$$D = 0,042 \text{ м;}$$

a – ширина витка резьбы:

$$a = p \cdot k;$$

p – шаг резьбы, для резьбы М16:

$$p = 0,0045 \text{ м;}$$

k – переводной коэффициент, для метрической резьбы:

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

$$k = 0,75;$$

тогда:

$$a = 0,0045 \cdot 0,75 = 0,00338 \text{ м};$$

$$L = \pi \cdot 0,042 = 0,132 \text{ м};$$

$$0,00338 \cdot 0,132 = 0,000445 \text{ м}^2$$

Определим количество витков резьбы:

$$z = \frac{h}{p}$$

высота гайки:

$$h = 0,05 \text{ м};$$

тогда:

$$z = \frac{0,05}{0,0045} = 11 \text{ витков}$$

Напряжения среза:

$$\tau = \frac{F}{A} = 9,11 \text{ Па.}$$

Допускаемые напряжения среза материала гайки:

$$50 \text{ МПа}$$

Следовательно:

$$\tau_{\text{ср}} < \tau_{\text{срр}}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

4.2.5. Проверочный расчет болтов крепления гайки винта регулировки положения крышки затвора

Крепление гайки осуществляется болтами М12 по ГОСТ 7798-70 в количестве восьми штук. На гайку воздействует осевая нагрузка, равная весу крышки. При расчете принимаем, что данная нагрузка равномерно распределена между всеми болтами.

Стержень болта растягивается осевой силой:

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$F = \chi \cdot F_G + F_{\text{зам}}$$

где χ – коэффициент внешней нагрузки, для неконтролируемой затяжки, принимают:

$$\chi = 0,3$$

– усилие от веса крышки, приходящееся на один болт:

$$F_G = \frac{G}{n}$$

n – количество болтов:

$$n = 8;$$

– сила растяжения, возникающая от затяжки болта.

Силу растяжения, возникающую от затяжки болта, определим исходя из практических рекомендаций:

$$F_{\text{зам}} = k_{\text{зам}} \cdot F_G$$

где $k_{\text{зам}}$ – коэффициент затяжки, принимаемый по условию нераскрытия стыка равным:

$$k_{\text{зам}} = 2$$

Тогда:

$$\text{— } 562,5 \text{ Н}$$

$$2 \cdot 562,5 = 1125 \text{ Н}$$

$$F = 0,3 \cdot 562,5 + 1125 = 1294 \text{ Н}$$

Уравнение прочности на растяжение имеет вид:

$$\sigma_p = \frac{F}{A_p} \leq \sigma_{pp}$$

Где σ_p – возникающие напряжения растяжения;

– допускаемые напряжения растяжения, определяемые материалом болта;

– площадь минимального сечения болта.

Площадь минимального сечения болта:

$$A_p = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4}$$

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

здесь – диаметр резьбы винта по дну впадин определим используя справочные данные [1]:

$$0,00985 \text{ м}$$

тогда:

$$\text{—————} \quad 0,0000762 \text{ м}^2$$

Допускаемые напряжения растяжения:

$$\sigma_{pp} = \frac{\sigma_m}{s}$$

где – предел текучести материала болта, для болтов класса прочности 5.8:

$$400 \text{ МПа}$$

s – запас прочности, при неконтролируемой затяжке:

$$s = 5$$

Тогда:

$$\text{—} \quad 80 \text{ МПа.}$$

Возникающие напряжения растяжения:

$$\text{—————} \quad 16,989 \quad \text{Па.}$$

Следовательно:

$$\sigma_p < \sigma_{pp}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

4.2.6. Проверочный расчет сварного соединения кольца установки регулировочных винтов и кронштейна

Проведем проверочный расчет катета сварного шва на срез.

Обозначим:

M – момент от действия силы

d – наружный диаметр кольца;

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

L – расстояние от регулировочного винта до кронштейна;

K – величина катета сварного шва.

Геометрические размеры были определены на этапе предварительного проектирования:

$$d = 0,16 \text{ м};$$

$$L = 0,035 \text{ м}.$$

Величина катета сварного шва принимается равной:

$$K = 0,004 \text{ м}.$$

Момент от действия силы определяется выражением:

$$M = G \cdot L$$

подставляя значения параметров, получаем:

$$M = 3937,5 \cdot 0,25 = 137,8 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Проверим прочность сварного шва при действии суммарной нагрузки: отрывающего момента M и отрывающей силы G.

Уравнение прочности на срез имеет вид:

$$\tau_{\text{ср}} \leq \tau_{\text{срр}}$$

Где $\tau_{\text{ср}}$ – возникающие напряжения среза;

$\tau_{\text{срр}}$ – допускаемые напряжения среза, определяемые материалом шва.

Напряжения среза возникающие при совместном действии момента M и отрывающей силы G равны:

$$\tau_{\text{ср}} = \tau_{\text{срG}} + \tau_{\text{срM}}$$

где $\tau_{\text{срG}}$ – максимальные напряжения среза, возникающие в материале шва

при действии силы G;

$\tau_{\text{срM}}$ – максимальные напряжения среза, возникающие в материале шва при действии момента M.

Напряжения среза определяются следующими выражениями:

$$\tau_{\text{срG}} = \frac{G}{A_{\text{ш}}}$$

					<i>Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

$$\tau_{\text{срМ}} = \frac{M}{W_{\text{ш}}}$$

где — площадь опасного сечения катета шва

— осевой момент сопротивления опасного сечения катета шва

Определим площадь опасного сечения катета:

$$\text{_____} = 0,00143 \text{ м}^2$$

Определим осевой момент сопротивления опасного сечения катета сварного шва:

$$W_{\text{ш}} = \frac{\pi \cdot \text{ш} + 2 \cdot 0,7 \cdot K \text{ ш} \cdot 0,7 \cdot K}{4}$$

$$W_{\text{ш}} = \frac{\pi \cdot 1,16 + 2 \cdot 0,7 \cdot 0,004 \text{ ш} \cdot 0,7 \cdot 0,004}{4} = 0,0000603 \text{ м}^3.$$

Тогда:

$$\tau_{\text{срR}} = \frac{4500}{0,00143} = 3,147 \cdot 10^6 \text{ МПа};$$

$$\tau_{\text{срМ}} = \frac{137,8}{0,0000603} = 2,288 \cdot 10^6 \text{ МПа.}$$

Эпюры напряжений среза, возникающих в сварном шве, представлены на рис. 25.

Следовательно:

$$\tau_{\text{ср}} = 3,147 \cdot 10^6 + 2,288 \cdot 10^6 = 5,435 \cdot 10^6 \text{ МПа.}$$

Допускаемые напряжения среза определяются следующим выражением:

$$\tau_{\text{срр}} = 0,6 \cdot \sigma_{\text{рр}}$$

Где — допускаемые напряжения растяжения, определяемые материалом шва:

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$\sigma_{pp} = \frac{\sigma_m}{s}$$

– предел текучести материала шва:

$$= 90 \text{ МПа}$$

s – запас прочности:

$$s = 1,6$$

$$= \frac{90}{1,6} = 56,25 \text{ МПа}$$

$$= 0,6 \cdot 56,25 = 33,75 \text{ МПа.}$$

Следовательно:

$$\tau_{cp} < \tau_{сpp}$$

размер катета сварного шва удовлетворяет условию прочности.

					Камера пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

5. ГРУЗОПОДЪЕМНОЕ УСТРОЙСТВО

В состав камеры пуска или приема средств очистных и диагностических магистрального нефтепровода входит вспомогательное оборудование, предназначенное для выполнения работ по запасовке и приемке очистных средств, а также ремонту и техническому обслуживанию узлов и механизмов. К такому оборудованию относится грузоподъемное устройство (кран). Грузоподъемное устройство предназначено для выполнения работ по перемещению очистного устройства с транспортного средства на лоток при его запасовке в камеру пуска, и обратно, при его извлечении из камеры приема. Кроме того, с помощью крана могут проводиться работы связанные с техническим обслуживанием и ремонтом камеры приема или пуска (регулировка затвора, перемещение вспомогательного оборудования и тому подобное).

5.1. Требования, предъявляемые к грузоподъемному устройству.

Требования, предъявляемые к грузоподъемному устройству, обуславливаются характеристиками (см. табл. 2) очистных устройств (масса, габаритные размеры), параметрами транспортных средств, используемых для доставки скребков, а также опытом эксплуатации подобных устройств на объектах магистральных нефтепроводов.

Исходя из этого, можно определиться с техническими параметрами грузоподъемного устройства.

Проектируемое грузоподъемное устройство должно иметь следующие технические характеристики:

					<i>Модернизация узла камер приема-пуска средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бобкин А.Ю.			<i>Грузоподъемное устройство</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					61	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. з-2Б21</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

- грузоподъемность – 1000 кг;
- высота подъема – не менее 3 м;
- вылет – не менее 2,5 м;
- вид привода – ручной.

Кроме того, проектируемое устройство должно быть простым в изготовлении, обслуживании и ремонте, долговечным (срок службы должен составлять не менее 30 лет), отвечать требованиям безопасности при выполнении грузоподъемных работ.

5.2. Краткое описание конструкции крана

Грузоподъемное устройство представляет собой стационарный консольный поворотный кран.

Кран состоит из трех основных частей: колонны, поворотной консоли, опоры поворота которой выполнены на подшипниках качения, и ручной шестеренной тали, используемой для подъема грузов.

Колонна представляет собой металлическую конструкцию, изготовленную на основе трубы. На колонне располагаются узел крепления крана к фундаменту (фундаментная плита с отверстиями, место крепления к колонне усилено ребрами) и места крепления корпусов подшипников качения (опор).

Консоль представляет собой металлическую конструкцию с узлами крепления тали и установки подшипников качения. Консоль устанавливается в опорах (верхней и нижней) на подшипниках качения. В верхней опоре установлен шариковый двухрядный сферический подшипник. Нижняя опора выполнена по типу "шаровой" на основе подшипников (шариковый двухрядный сферический и шариковый упорный) и двух колец со сферическими поверхностями. Данная схема обеспечивает свободное вращение консоли и компенсирует деформации конструкции крана в процессе эксплуатации.

					Грузоподъемное устройство	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Крепление опор консоли к колонне осуществляется с помощью болтов. Таль подвешивается на неподвижной оси, установленной в отверстия консоли.

Поворот консоли осуществляется вручную с помощью тяги (цепь с рукояткой), прикрепленной к окончанию стрелы консоли.

На кране предусмотрен механизм фиксации положения консоли относительно оси поворота с шагом в 20° .

Для смазки узлов подшипников качения предусмотрены пресс-масленки.

Пластичную смазку подают под давлением специальным шприцем.

Грузоподъемное устройство устанавливается на фундамент из бетона, что обеспечивает необходимую устойчивость. Крепление крана к фундаменту осуществляется с помощью фундаментных болтов.

5.3. Проектировочные и проверочные расчеты узлов крана

5.3.1. Выбор тали

Выбор тали осуществляем по потребной грузоподъемности.

Из сформулированных выше (см. п. 5.1.) требований известно:

10000 Н;

где – грузоподъемность крана (тали).

Используя справочные данные выбираем таль ручную шестеренную, имеющую следующее обозначение:

Таль шестеренная 2-1 ГОСТ 28408-89.

Таль имеет следующие технические параметры:

- грузоподъемность – 1000 кг;
- высота подъема – 3 м;
- тяговое усилие – не более 300 Н;
- масса без цепей – 17 кг;
- масса с цепями – 50 кг;

					Грузоподъемное устройство	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- габаритные размеры – не более $170 \times 270 \times 450$ мм.

5.3.2. Проверочный расчет узла крепления тали на консоли

$$\sigma_u = \frac{M_{\max}}{W} \leq \sigma_{\text{уп}}$$

где σ_u – напряжения изгиба, возникающие в теле оси;

$\sigma_{\text{уп}}$ – допускаемые напряжения изгиба, определяемые материалом оси;

M_{\max} – максимальный изгибающий момент;

W – осевой момент инерции сечения.

Осевой момент сопротивления сплошного круглого сечения определяется выражением:

$$W = 0,1 \cdot d^3$$

где d – диаметр оси, исходя из геометрических параметров крюка подвеса тали выбираем:

$$d = 0,02 \text{ м.}$$

Подставив последнее выражение в уравнение прочности, получим:

$$\sigma_u = \frac{M_{\max}}{0,1 \cdot d^3} \leq \sigma_{\text{уп}}$$

Материал оси - Сталь 40 по ГОСТ 1050-88, допускаемые напряжения изгиба материала оси выбираем, используя справочные данные:

$$= 270 \text{ МПа.}$$

Определим максимальный изгибающий момент:

$$M_{\max} = \frac{G \cdot L}{4}$$

Суммарный вес груза и тали составляет:

$$G = G_y + G_m$$

$$G = 10000 + 500 = 10500 \text{ Н}$$

Расстояние между опорами:

$$L = 0,07 \text{ м.}$$

					Грузоподъемное устройство	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда:

$$\text{—————} \quad 183,75 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

Определим напряжения изгиба:

$$\text{—————} \quad 229,7 \quad \text{Па}$$

Следовательно:

$$\sigma_u < \sigma_{up}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности.

Проведем проверочный расчет поверхности отверстий установки оси на смятие.

Уравнение прочности на смятие имеет вид:

$$\sigma_{см} = \frac{\frac{G}{2}}{A_{см}} \leq \sigma_{смп}$$

где — возникающие напряжения смятия;

— допускаемые напряжения смятия, определяемые материалом пластины с отверстиями;

— условная площадь сминаемой поверхности.

Определим условную площадь поверхности смятия:

где t — толщина пластины;

$$t = 0,01 \text{ м}$$

тогда:

$$0,01 \cdot 0,02 = 0,0002 \text{ м}^2$$

Допускаемые напряжения смятия материала пластин с отверстиями (Сталь Ст3 по ГОСТ 380-88):

$$= 135 \text{ МПа}$$

Определим напряжения смятия:

$$\text{—————} \quad 26,25 \quad \text{Па}$$

					Грузоподъемное устройство	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Следовательно:

$$\sigma_{см} < \sigma_{смп}$$

конструкция узла удовлетворяет условию прочности на смятие.

5.3.3. Выбор подшипников установки консоли

В данной конструкции использованы два шариковых радиальных двухрядных сферических подшипника и один шариковый упорный однорядный подшипник.

Выбор подшипников осуществим по статической грузоподъемности, так как они воспринимают внешнюю нагрузку в неподвижном состоянии или при медленном вращении.

Обозначим:

h – расстояние между опорами подшипников;

a – вылет крана;

L – расстояние между центром тяжести консоли и осью вращения;

G – суммарная сила веса груза и тали;

G_k – вес консоли.

R и V – реакции, возникающие в опорах подшипников.

В ходе предварительного проектирования данного узла были определены следующие геометрические размеры:

$L = 1,0$ м;

$a = 2,5$ м;

$h = 1,2$ м.

Определение веса консоли было произведено приближенно:

$G_k = 2000$ Н.

Определим реакцию R :

					Грузоподъемное устройство	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$R = \frac{M_k}{h}$$

где M_k – момент сил веса G и G_k , определяемый выражением:

$$M_k = G \cdot a + G_k \cdot L$$

следовательно:

$$R = \frac{G \cdot a + G_k \cdot L}{h}$$

подставив значения параметров, получим:

$$R = \frac{10500 \cdot 2,5 + 2000 \cdot 1}{1,2} = 23542 \text{ Н.}$$

Определим реакцию V :

$$V = G + G_k;$$

подставив значения параметров, получим:

$$V = 10500 + 2000 = 12500 \text{ Н.}$$

Выберем шариковые радиальные подшипники.

Данные подшипники нагружены равной радиальной нагрузкой R .

Выбор подшипников осуществим исходя из следующего условия:

$$C_o \geq R.$$

Используя справочные данные выбираем:

Подшипник 1316 ГОСТ 28428-90.

Данный подшипник удовлетворяет требованиям по статической грузоподъемности и компоновке узла.

Выберем шариковый упорный однорядный подшипник. Данный подшипник нагружен осевой нагрузкой V .

Выбор подшипника осуществим исходя из следующего условия:

$$C_o \geq V.$$

Используя справочные данные выбираем: Подшипник 8216 ГОСТ 7872-89.

					Грузоподъемное устройство	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Данный подшипник удовлетворяет требованиям по статической грузоподъемности и компоновке узла.

5.3.4. Проверочный расчет колонны

Проведем проверку колонны на прочность и устойчивость, усиливающие элементы основания колонны при расчете не учитываются.

Обозначим:

h – расстояние между опорами подшипников;

a – вылет крана;

R и V – силы, приложенные к колонне:

$a = 2,5$ м;

$h = 1,2$ м;

$R = 23542$ Н;

$V = 12500$ Н.

Уравнение прочности на изгиб имеет вид:

$$\sigma_u = \frac{R \cdot h}{W} \leq \sigma_{up};$$

где σ_u – напряжения изгиба, возникающие в колонне;

σ_{up} – допускаемые напряжения изгиба;

W – осевой момент инерции сечения.

Осевой момент сопротивления круглого кольцевого сечения (колонна изготовлена из трубы) определяется выражением:

$$W = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot s}{4}$$

где D – наружный диаметр колонны:

$D = 0,219$ м;

s – толщина стенки колонны:

					Грузоподъемное устройство	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$s = 0,01 \text{ м.}$$

Подставив последнее выражение в уравнение прочности, получим:

$$\sigma_u = \frac{R \cdot h}{\frac{\pi \cdot D^2 \cdot s}{4}} \leq \sigma_{\text{уп}}$$

Материал оси – Сталь Ст3 по ГОСТ 380-88, допускаемые напряжения изгиба материала оси выбираем, используя справочные данные:

$$\sigma_{\text{уп}} = 150 \text{ МПа.}$$

Определим напряжения изгиба:

$$\sigma_u = \frac{23542 \cdot 1,2}{\frac{\pi \cdot 0,219^2 \cdot 0,01}{4}} = 75,035 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Следовательно:

$$\sigma_u < \sigma_{\text{уп}}$$

конструкция консоли удовлетворяет условию прочности.

Проведем проверку колонны на устойчивость по условию:

$$V \leq F_{\text{кр}};$$

здесь $F_{\text{кр}}$ – критическая сила:

$$F_{\text{кр}} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot J}{\mu \cdot H^2}$$

где H – высота колонны:

$$H = 3,5 \text{ м;}$$

E – модуль упругости материала колонны:

$$E = 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$$

J – осевой момент инерции сечения колонны:

$$J = \frac{\pi \cdot D^3 \cdot s}{8}$$

					Грузоподъемное устройство	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$J = \text{—————} = 4,123$$

μ – коэффициент приведенной длины:

$$\mu = 2.$$

Критическая сила:

$$F_{кр} = \frac{\pi^2 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 4,123 \cdot 10^{-5}}{\bullet \cdot 3,5^2} = 1659230 \text{ Н.}$$

Следовательно условие устойчивости выполняется.

5.3.5. Расчет консоли крана на прочность и жесткость

Поворотная консоль грузоподъемного устройства представляет собой металлическую конструкцию, изготовленную с помощью сварки.

Основными составными частями консоли являются:

- стрела, изготовленная из стальной двутавровой балки № 20 по ГОСТ 8239-89, с приваренными к ней пластинами для крепления оси тали, материал балки – Сталь Ст3 ГОСТ 380-88;
- ось поворота, изготовленная из трубы стандартного сечения 127 × 18 по ГОСТ 8732-78, материал – Сталь Ст3 ГОСТ 380-88;
- две полуоси для крепления подшипников качения, запрессованные с натягом в ось поворота и дополнительно зафиксированные с помощью сварки;
- усиливающая косынка и пластина, укрепляющие соединение стрелы и оси поворота, изготовленные из листового металла толщиной 8 мм, материал – Сталь Ст3 ГОСТ 380-88.

Расчет конструкции проведем с помощью прикладного пакета программ "Iscra", реализующего широко известный метод расчета конструкций на прочность, жесткость и устойчивость – "Метод конечных элементов".

Расчет выполняется по допускаемым напряжениям. В качестве допускаемых напряжений взят предел текучести материала консоли, равный:

					Грузоподъемное устройство	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

245 МПа.

Конструктивные особенности консоли обусловили выбор элементов для моделирования ее составных частей и некоторое упрощение конфигурации. При составлении расчетной схемы было принято решение не учитывать влияние на прочность и жесткость конструкции следующих ее элементов: усиливающей пластины и полуосей установки подшипников. Конфигурация усиливающей косынки изменена и приближена к "треугольной" форме. Конструкция стрела консоли упрощена – отброшена пластины установки оси крепления тали, двутавровая балка несколько удлинена. Стрела консоли моделируется двумя балочными элементами, на расчетной схеме данные элементы обозначены номерами (1) и (2). Поперечное сечение элементов показано на рис 13. Ось поворота моделируется одним балочным элементом (3), поперечное сечение элемента представлено на рис. 14. Усиливающая косынка разбивается на два треугольных элемента. Конечноэлементная модель консоли представлена на рис. 12. В основных расчетных точках конструкции введены узлы, строго привязанные к выбранной системе координат. Всем узлам присвоены порядковые номер. Для правильного ориентирования сечений балочных элементов в пространстве введены фиктивные узлы. Для адекватного определения деформированной конфигурации консоли в некоторых узлах подавлены степени свободы. Конечноэлементная модель нагружена суммарной силой веса груза и тали, сила приложена в крайней точке стрелы (см. рис. 15). В результате проведения статического расчета получены данные о перемещениях узлов конструкции и напряжениях в материале консоли. Результаты расчетов представлены на рис. 16 – 21.

					Грузоподъемное устройство	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

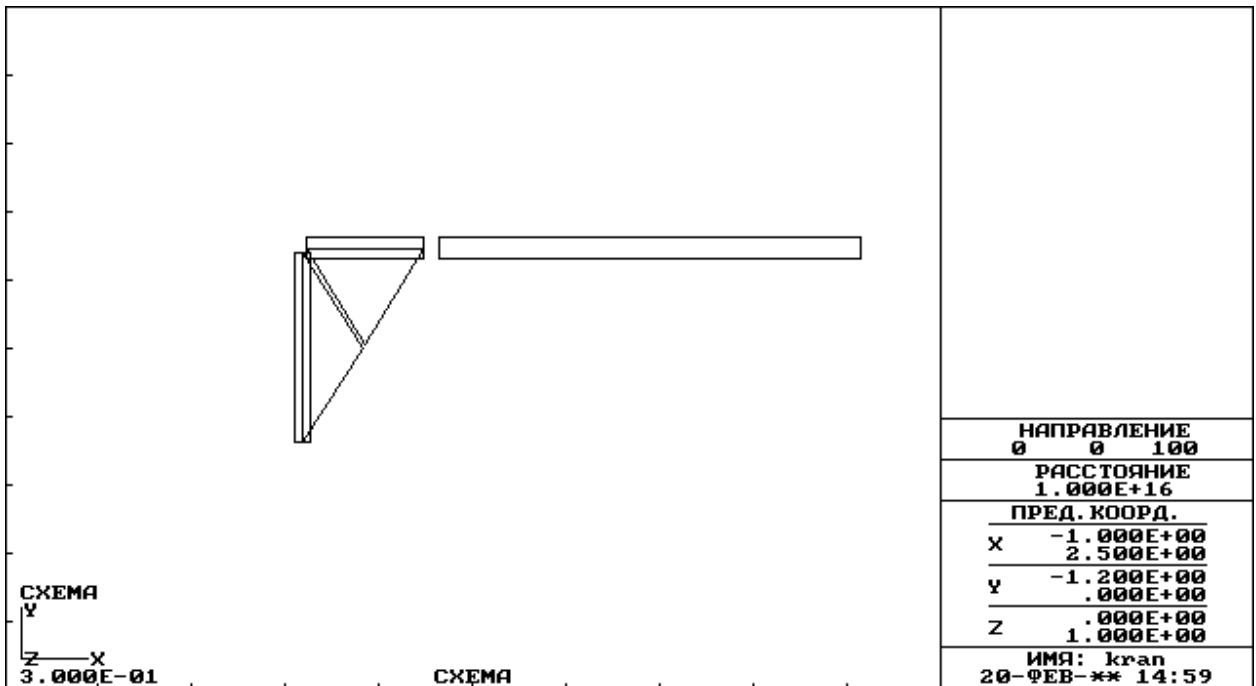


Рис. 12. Конечноэлементная модель консоли

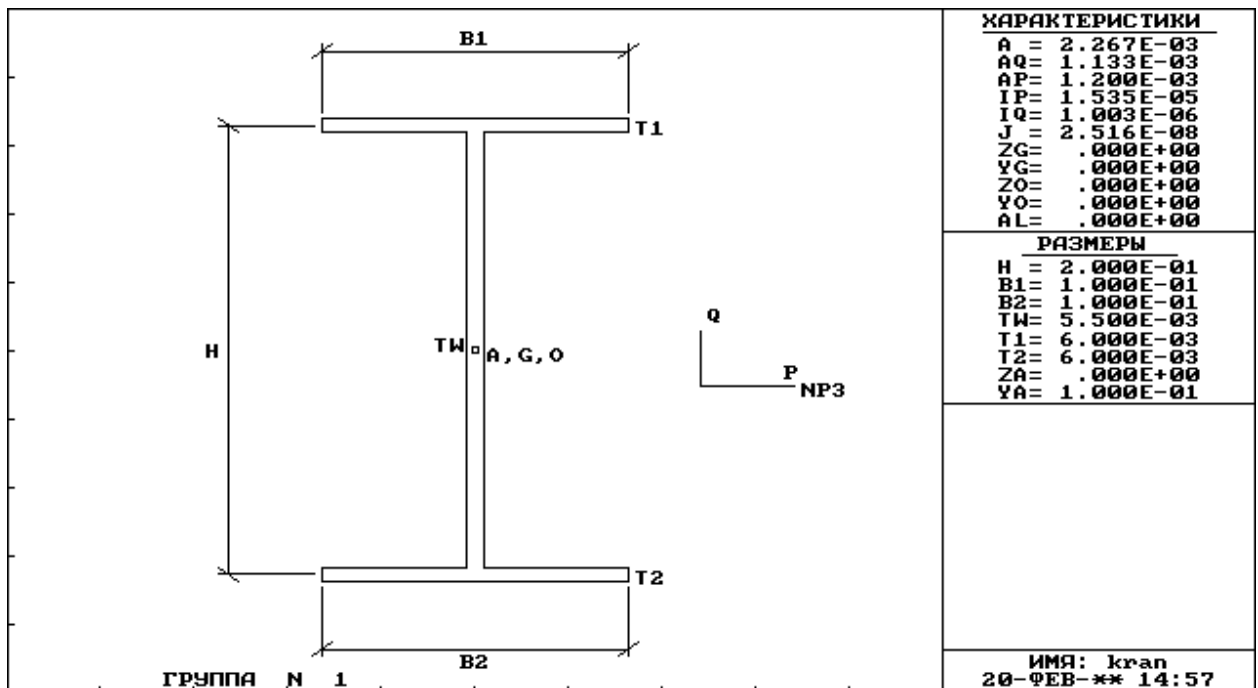


Рис. 13. Геометрические характеристики поперечного сечения балочных элементов (1) и (2)

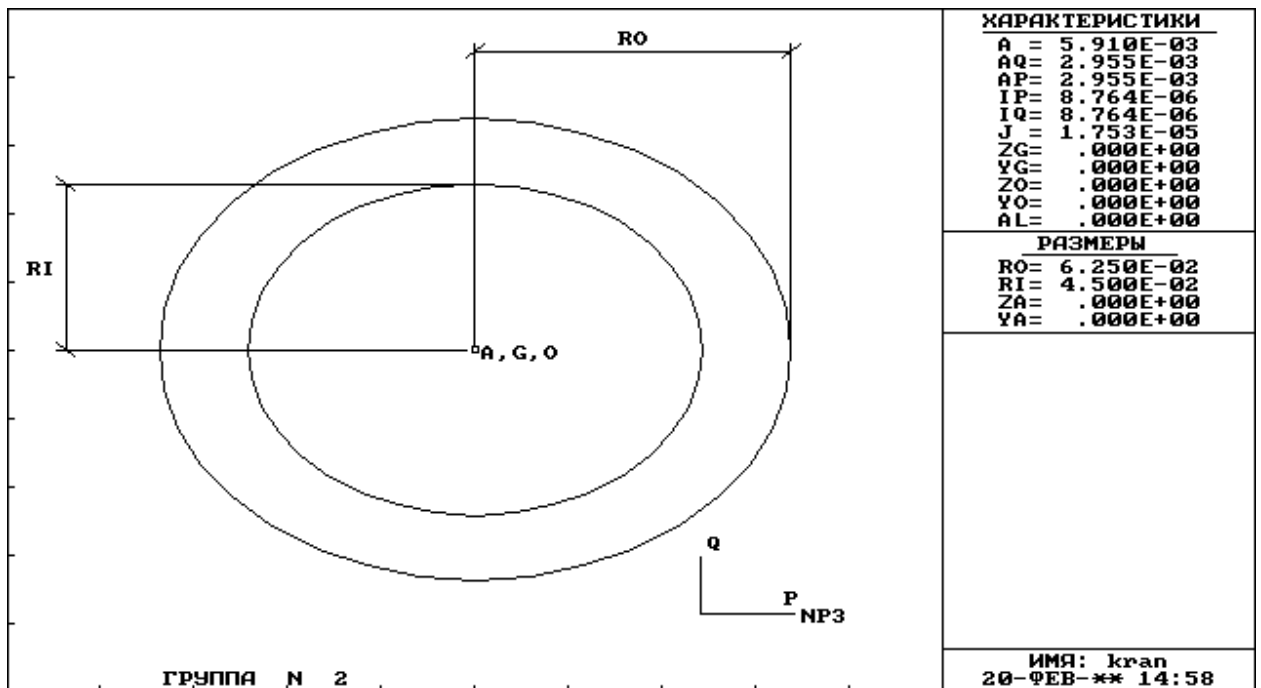


Рис. 14. Геометрические характеристики поперечного сечения балочного элемента (3)

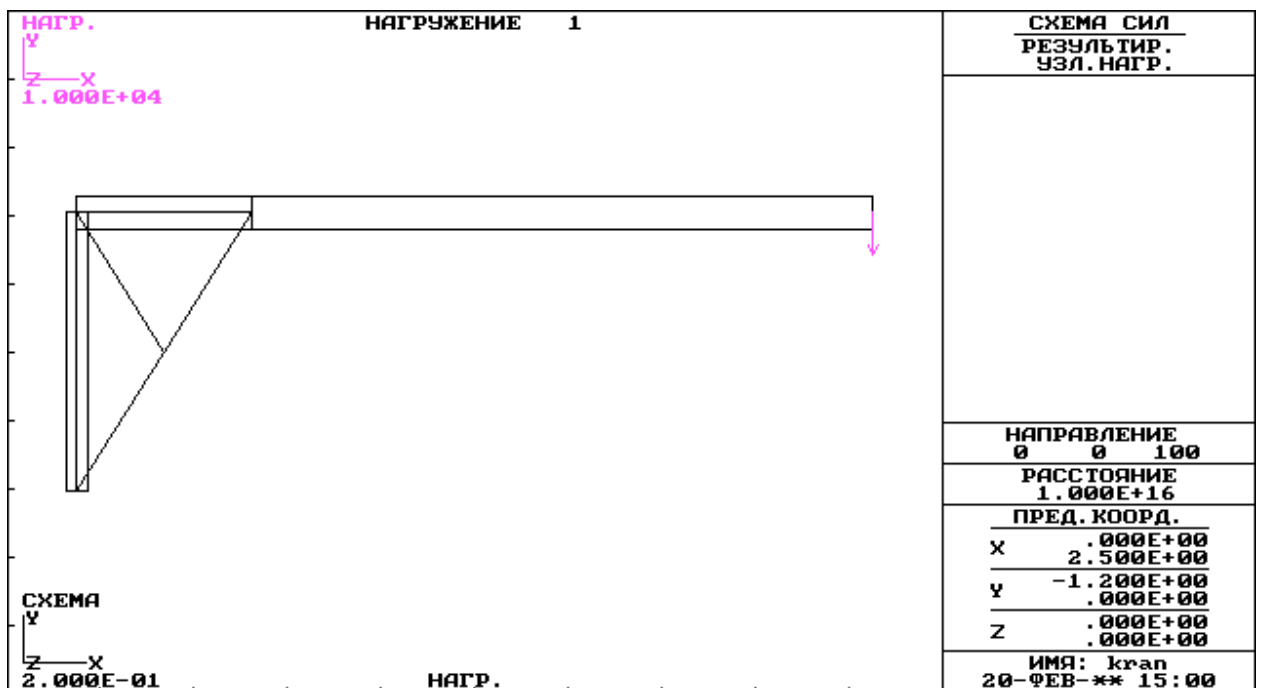


Рис. 15. Схема нагружения консоли суммарной силой веса груза и тали

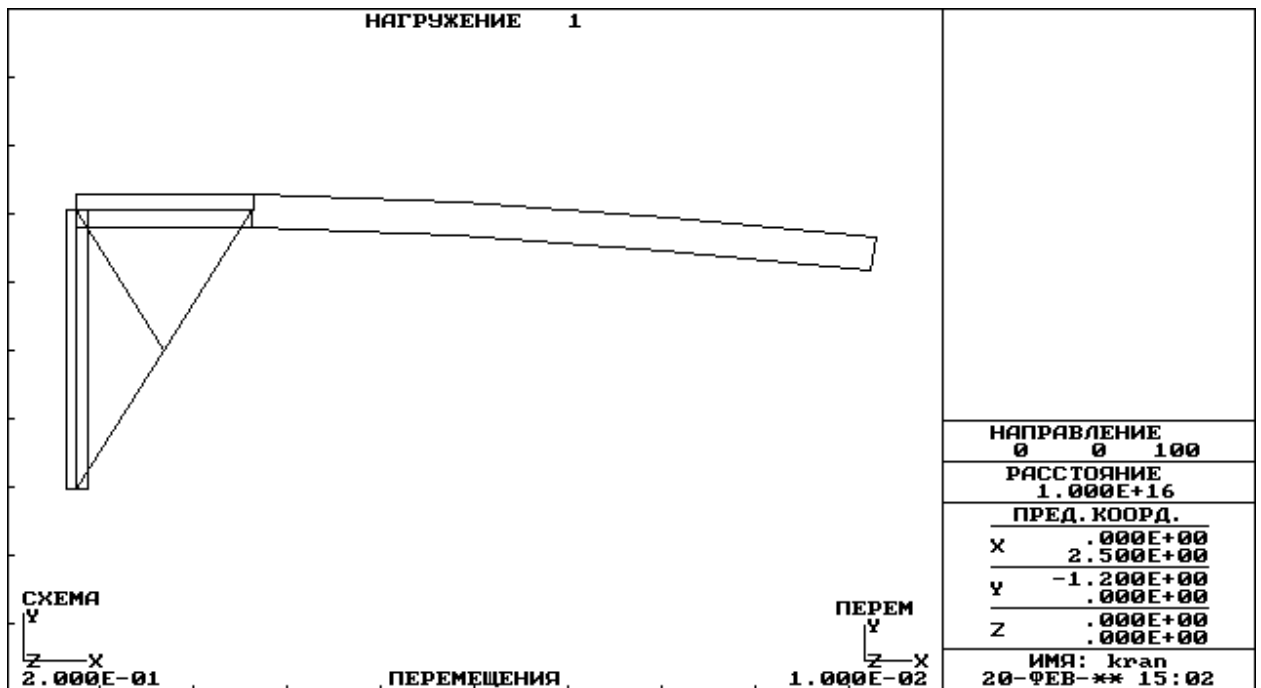


Рис. 16. Деформированная конфигурация консоли после приложения нагрузки

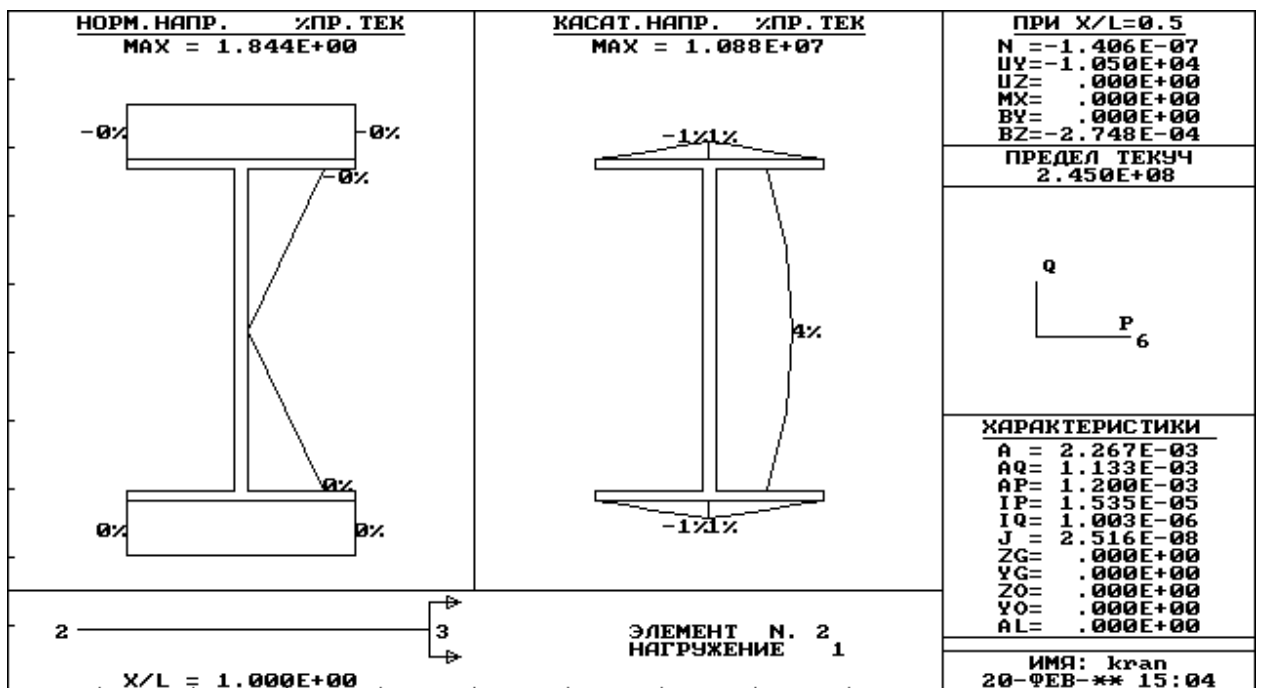


Рис. 17. Нормальные и касательные напряжения в узле 3 балочного элемента (2)

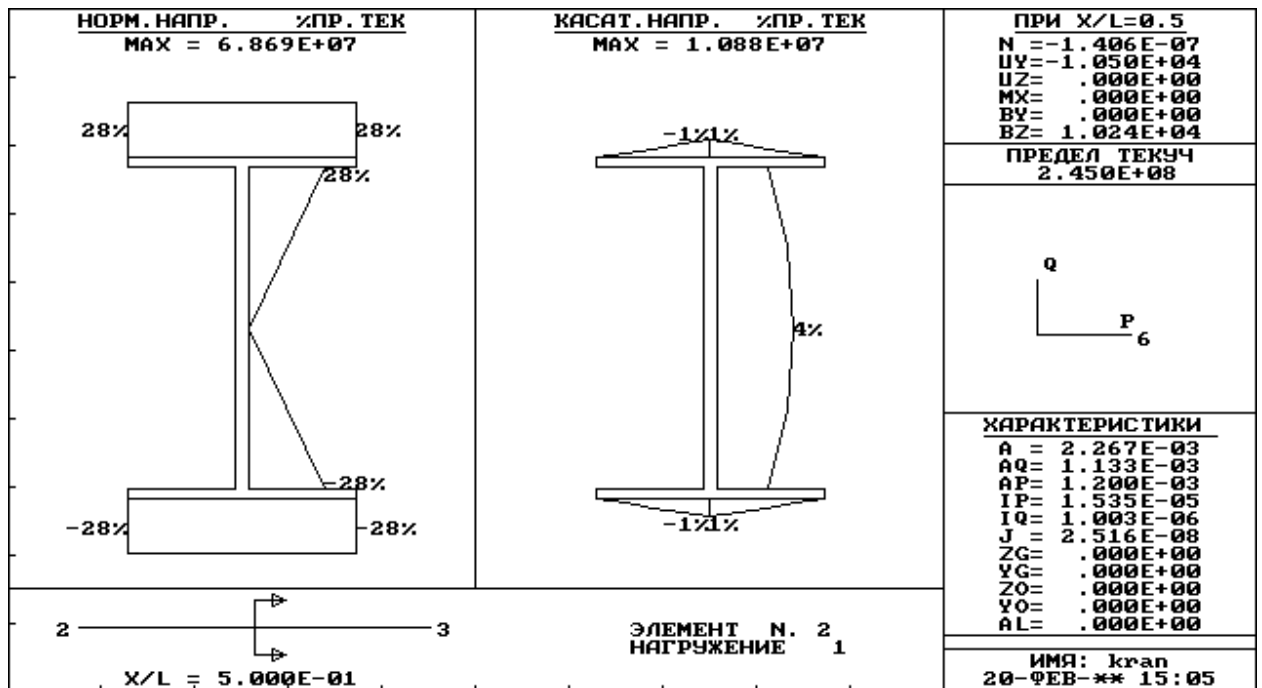


Рис. 18. Нормальные и касательные напряжения в среднем сечении балочного элемента (2)

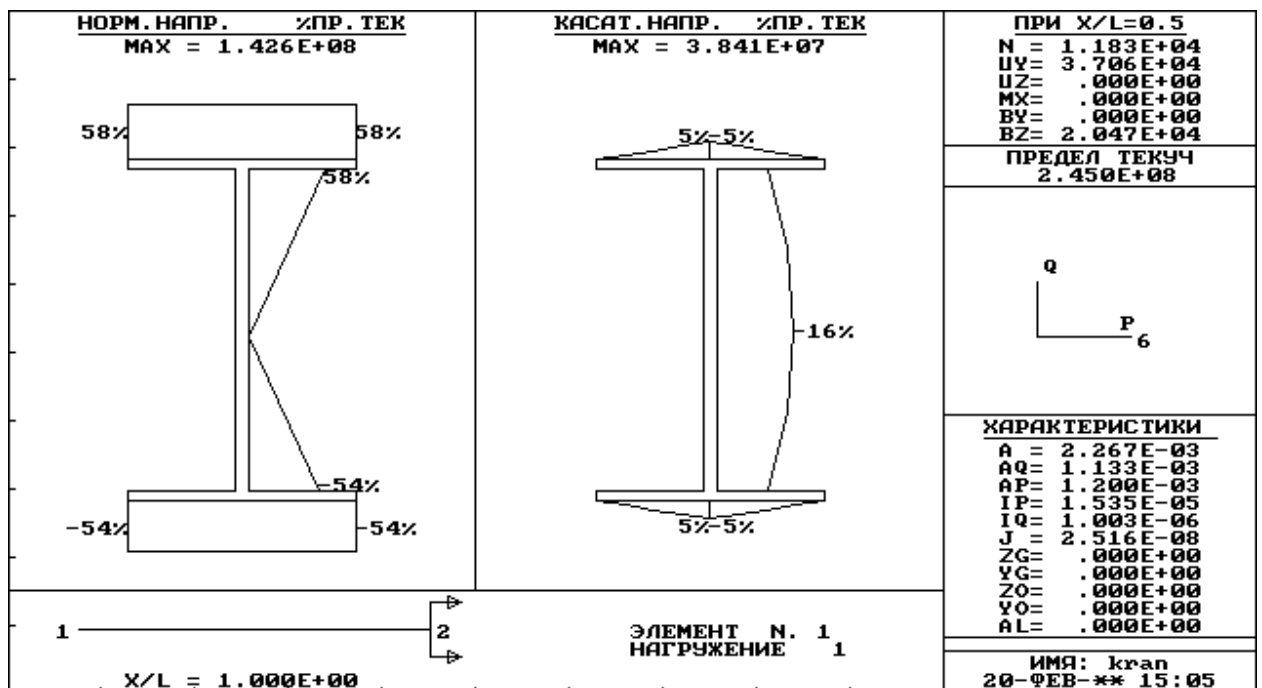


Рис. 19. Нормальные и касательные напряжения в узле 2 балочного элемента (1)

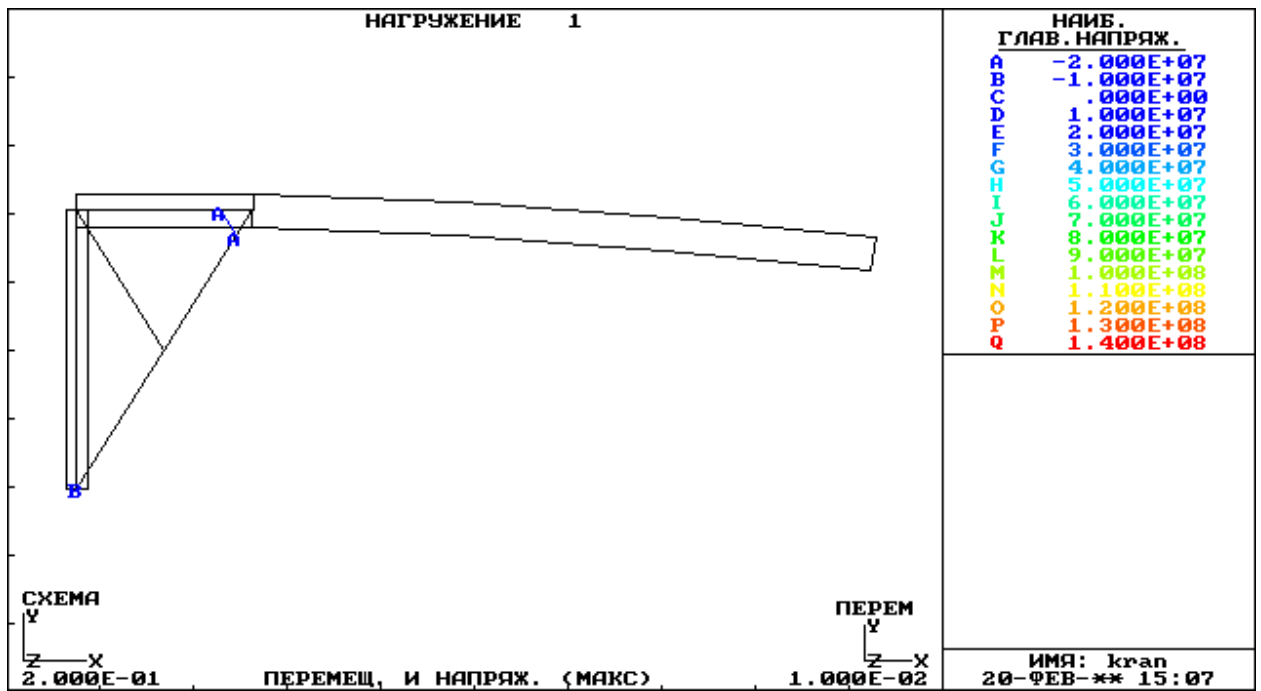


Рис. 20. Распределение главных напряжений по деформированной конфигурации консоли

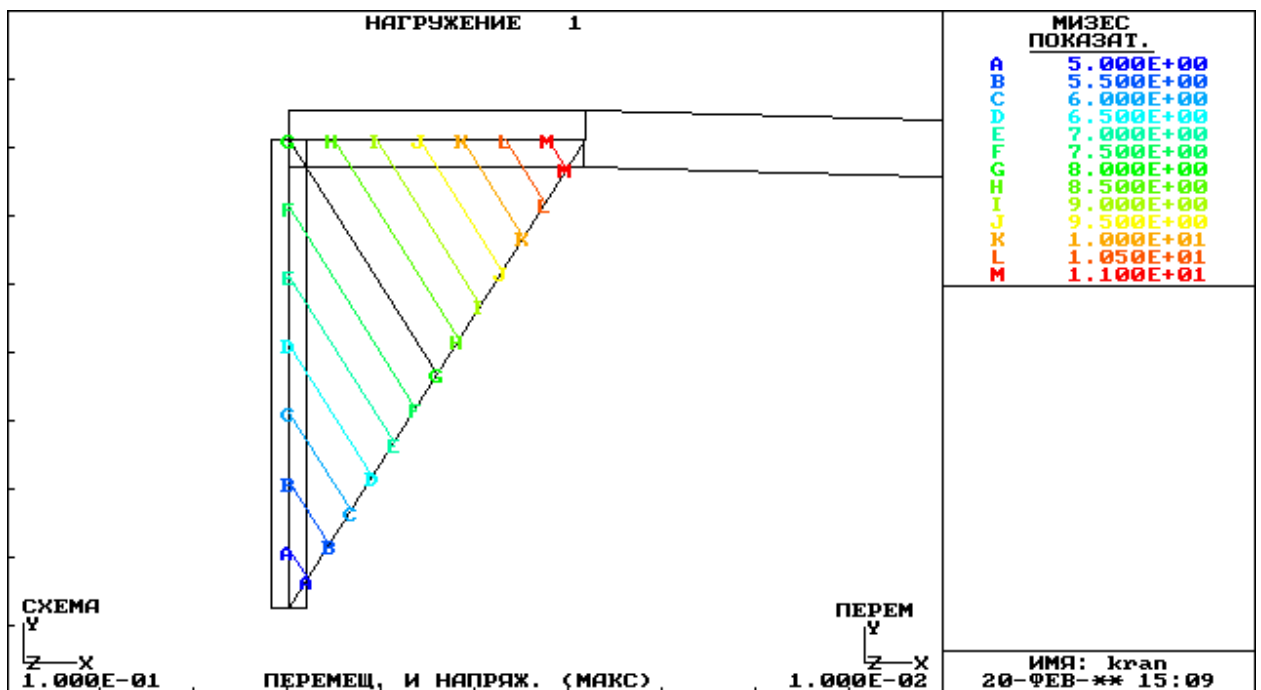


Рис. 21. Распределение эквивалентных напряжений по Мизесу

По результатам расчета можно сделать следующие выводы:

- конструкция консоли обладает достаточной прочностью, максимальные нормальные напряжения составляют 58 % от допустимых, а касательные напряжения – 16 %;
- наиболее нагруженной областью конструкции является место усиления стрелы консоли косынкой;
- жесткость конструкции удовлетворяет требованиям, предъявляемым к грузоподъемным устройствам, максимальное перемещение крайней точки стрелы составило 0,0044 м.

					Грузоподъемное устройство	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.

6.1. Гидравлические испытания. Общие положения

Гидравлические испытания камер приема и пуска средств очистных и диагностических проводятся с целью испытания на прочность и проверки на герметичность узлов камер приема и пуска, трубопроводов обвязки, трубной и запорной арматуры.

Гидравлические испытания проводятся согласно СНИП III – 42 – 80 "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" и ВСН 011 – 88 "Строительство магистральных и промысловых нефтепроводов. Очистка полости и испытание".

Все работы следует осуществлять согласно специальной инструкции, составленной заказчиком и строительно-монтажной организацией применительно к конкретному трубопроводу с учетом местных условий производства работ, инструкция согласовывается с проектной организацией.

Данная инструкция предусматривает:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и тому подобное);
- схему организации связи;
- требования пожарной и технической безопасности, указания о размерах охранной зоны.

Испытания на прочность и проверка на герметичность проводятся после монтажа (полной готовности) камер приема и пуска, обвязки, трубной и запорной арматуры. В местах подсоединения проектируемых трубопроводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»			
Разраб.		Бобкин А.Ю.			Технологическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брцсник О.В.					78	108
Консульт.						ТПУ гр. з-2Б21		
Зав. Каф.		Бурков П.В.						

к действующим магистральным нефтепроводам устанавливаются сферические заглушки (днища), вантузы для подсоединения насоса и опрессовочного агрегата, задвижки для выпуска воздуха.

Испытания на прочность проводятся повышенным давлением.

Проверка на герметичность проводится после испытаний на прочность и снижения испытательного давления до максимального рабочего.

Гидравлические испытания проводятся водой.

С целью экономии воды гидравлические испытания проводятся в четыре этапа:

1 этап – гидравлические испытания камеры приема лупинга магистрального нефтепровода с прилегающими трубопроводами (см. рис. 23);

2 этап – гидравлические испытания камеры приема основной нитки магистрального нефтепровода с прилегающими трубопроводами (см. рис. 24);

3 этап – гидравлические испытания камеры пуска основной нитки магистрального нефтепровода с прилегающими трубопроводами (см. рис. 25);

4 этап – гидравлические испытания камеры пуска лупинга магистрального нефтепровода с прилегающими трубопроводами (см. рис. 26).

Вода в количестве 160 .. 180 м³ закачивается по вспомогательному трубопроводу в участок, подвергаемый испытанию, и далее после испытания поэтапно перекачивается в последующие участки для проведения гидравлических испытаний. Для дозаполнения водой последующих участков используется передвижная цистерна.

После осуществления всех четырех этапов вода из трубопроводов удаляется с помощью насоса, сферические заглушки, вантузы для подсоединения насоса и опрессовочного агрегата, задвижки для выпуска воздуха обрезаются, трубопроводы соединяются с существующими нефтепроводами с помощью катушек.

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

По результатам испытаний оформляется акт на гидравлические испытания. Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не будут обнаружены утечки.

При обнаружении утечек визуально, по звуку или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

6.2. Параметры гидравлических испытаний

В ходе гидравлических испытаний и проверки на прочность должны быть выдержаны следующие параметры:

1. испытание на прочность:

- давление –

$$P_{\text{исп}} = 1,25 \cdot P_{\text{раб}}$$

где $P_{\text{раб}}$ – максимальное рабочее давление, = 5,5 МПа;
7 МПа;

- время испытания – 24 часа;

2. проверка на герметичность:

- давление – ;

= 5,5 МПа;

время испытания – 12 часов.

					Технологическая часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

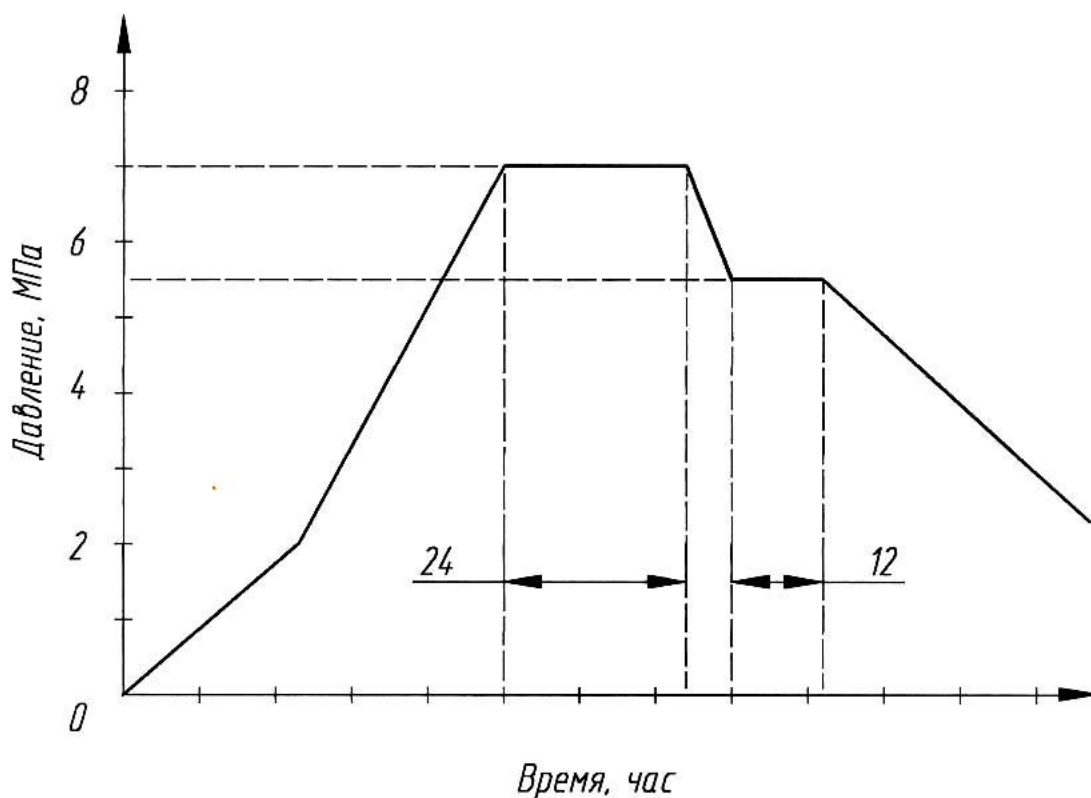


Рис. 22. График изменения давления при гидравлических испытаниях

6.3. Технология гидравлических испытаний

Подготовительные операции:

1. установить сферические заглушки в местах подсоединения проектируемых трубопроводов к действующим нефтепроводам;
2. установить вантузы (задвижка ЗКЛ2-100-63хл1) для подсоединения насоса и опрессовочного агрегата, исходное положение всех вантузов перед гидравлическими испытаниями – "открыто";
3. установить задвижки для выпуска воздуха (задвижка ЗКЛ2-50-63хл1), исходное положение всех задвижек перед гидравлическими испытаниями – "открыто";
4. проверить работоспособность и исправность всех задвижек, установленных на камерах приема и пуска, исходное положение всех задвижек перед гидравлическими испытаниями – "открыто";

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

5. проверить исправность центробежного насоса и опрессовочного агрегата;
6. обозначить границы охранной зоны (см. рис. 23).

Гидравлические испытания:

Этап 1 (см. рис. 23):

1. закрыть задвижки ВН 12, ВН 16, ВН 7*, ВН 8*;
2. открыть кран для выпуска воздуха на камере приема лупинга магистрального нефтепровода;
3. обвязать насос согласно схемы;
4. открыть задвижки ВН 2**, ВН 3**, закрыть задвижку ВН 1**;
5. используя насос и вспомогательный трубопровод через вантуз закачать воду в участок, подвергаемый испытанию;
6. при появлении воды на выходе из крана для выпуска воздуха на камере приема остановить насос, закрыть задвижки ВН 2**, ВН 3** и кран, отсоединить вспомогательный трубопровод;

подсоединить опрессовочный агрегат и передвижную емкость согласно схемы.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
						82
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

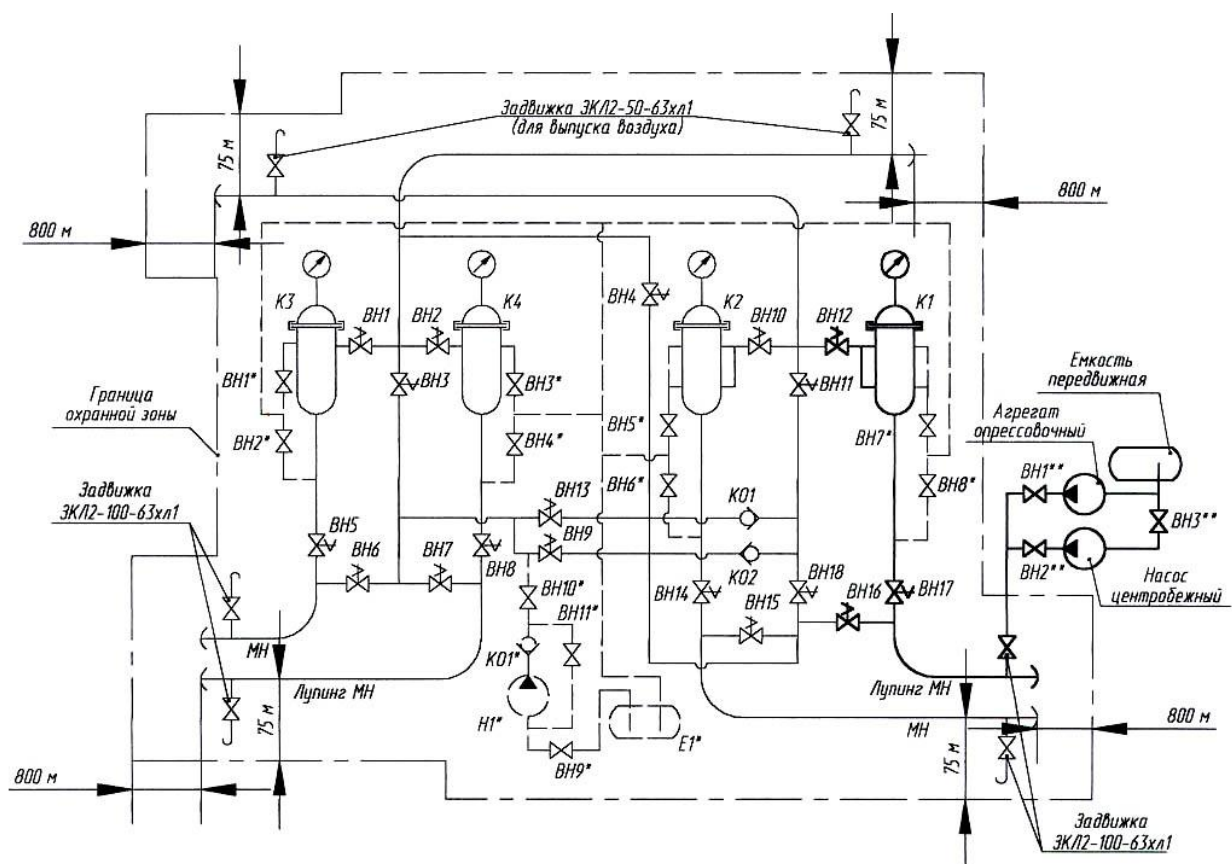


Рис. 23. Гидравлические испытания – этап 1

7. открыть задвижку ВН 1**;
8. создать в трубопроводах необходимое для испытания на прочность давление;
9. остановить опрессовочный агрегат и закрыть задвижку ВН 1**;
10. следить за изменениями давления в течение 24 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
11. открыть задвижку ВН 1** и сбросить давление до величины, потребной для проверки трубопроводов на герметичность;
12. закрыть задвижку ВН 1**;
13. следить за изменениями давления в течение 12 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания

14. открыть задвижку ВН 1** и сбросить давление

Этап 2 (см. рис. 24):

1. закрыть задвижку ВН 4, ВН 11, ВН 18, ВН 5*, ВН 6*;
2. открыть краны для выпуска воздуха на камерах приема;
3. открыть задвижки ВН 12, ВН 16;
4. после того как вода равномерно распределится по трубопроводам, закрыть задвижки ВН 12, ВН 16;
5. обвязать насос согласно схеме;

открыть задвижки ВН 2**, ВН 3**, закрыть задвижку ВН 1**

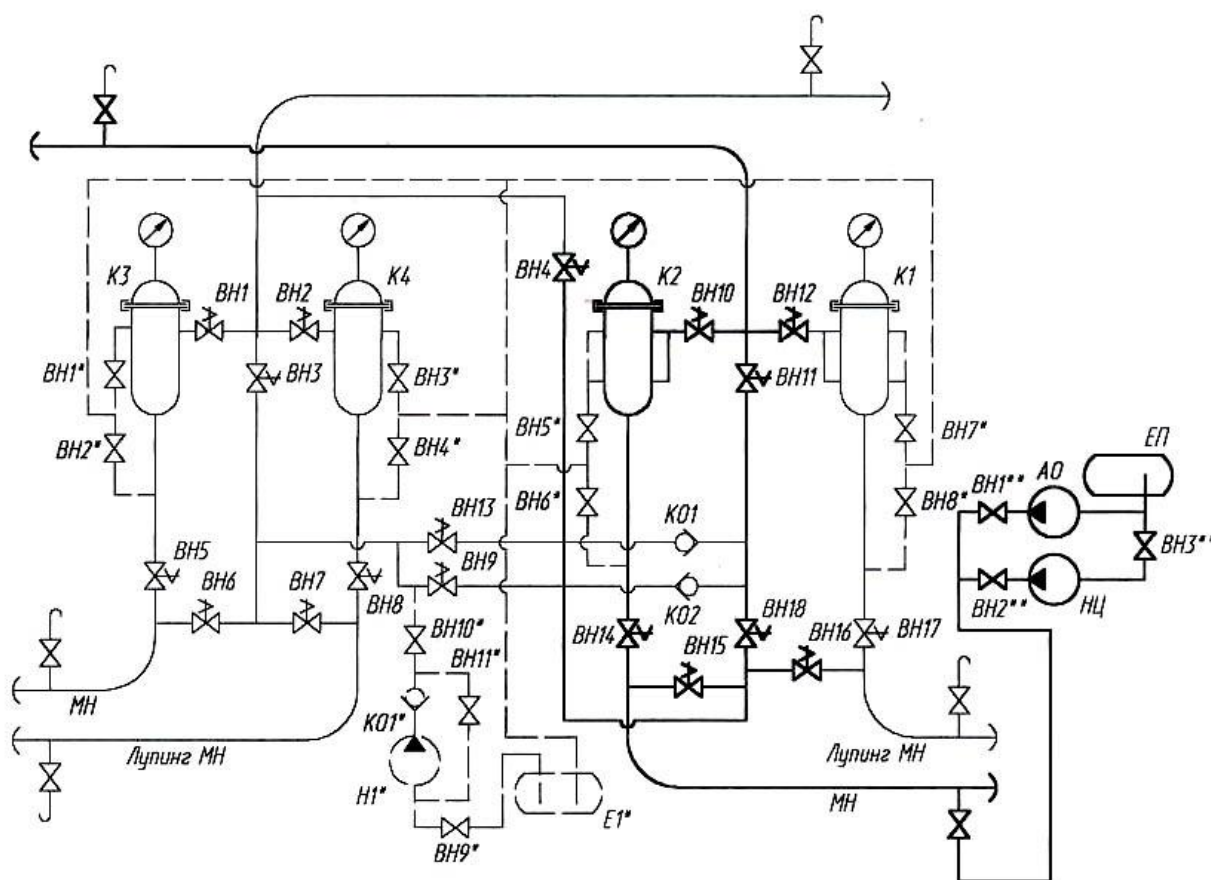


Рис. 24. Гидравлические испытания – этап 2

6. используя насос и вспомогательный трубопровод через вентуз перекачать воду из участка, подвергнутого испытанию, в участок, подвергаемый испытанию;
7. при появлении воды на выходе из задвижки для выпуска

- воздуха закрыть ее;
8. при появлении воды на выходе из крана для выпуска воздуха на камере приема или "прохвате" насоса остановить насос, закрыть задвижки ВН 2^{**}, ВН 3^{**} и кран, отсоединить вспомогательный трубопровод;
 9. подсоединить опрессовочный агрегат и передвижную емкость согласно схемы;
 10. открыть задвижку ВН 1^{**};
 11. создать в трубопроводах необходимое для испытания на прочность давление;
 12. остановить опрессовочный агрегат и закрыть задвижку ВН 1^{**};
 13. следить за изменениями давления в течение 24 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
 14. открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление до величины, потребной для проверки трубопроводов на герметичность;
 15. закрыть задвижку ВН 1^{**};
 16. следить за изменениями давления в течение 12 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
 17. открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление;

Этап 3 (см. рис. 25):

1. закрыть задвижки ВН 2, ВН 7, ВН 1^{*}, ВН 2^{*}, ВН 10^{*};
2. открыть краны для выпуска воздуха на камере пуска и камере приема основной нитки магистрального нефтепровода, задвижку для выпуска воздуха;
3. открыть задвижку ВН 4;
4. после того, как вода равномерно распределится по трубопроводам, закрыть задвижку ВН 4;
5. обвязать насос согласно схемы;

					Технологическая часть	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. открыть задвижки ВН 2^{**}, ВН 3^{**}, закрыть задвижку ВН 1^{**};
7. используя насос и вспомогательный трубопровод через вантуз перекачать воду из участка, подвергнутого испытанию, в участок, подвергаемый испытанию;
8. при появлении воды на выходе из задвижки для выпуска воздуха закрыть ее;

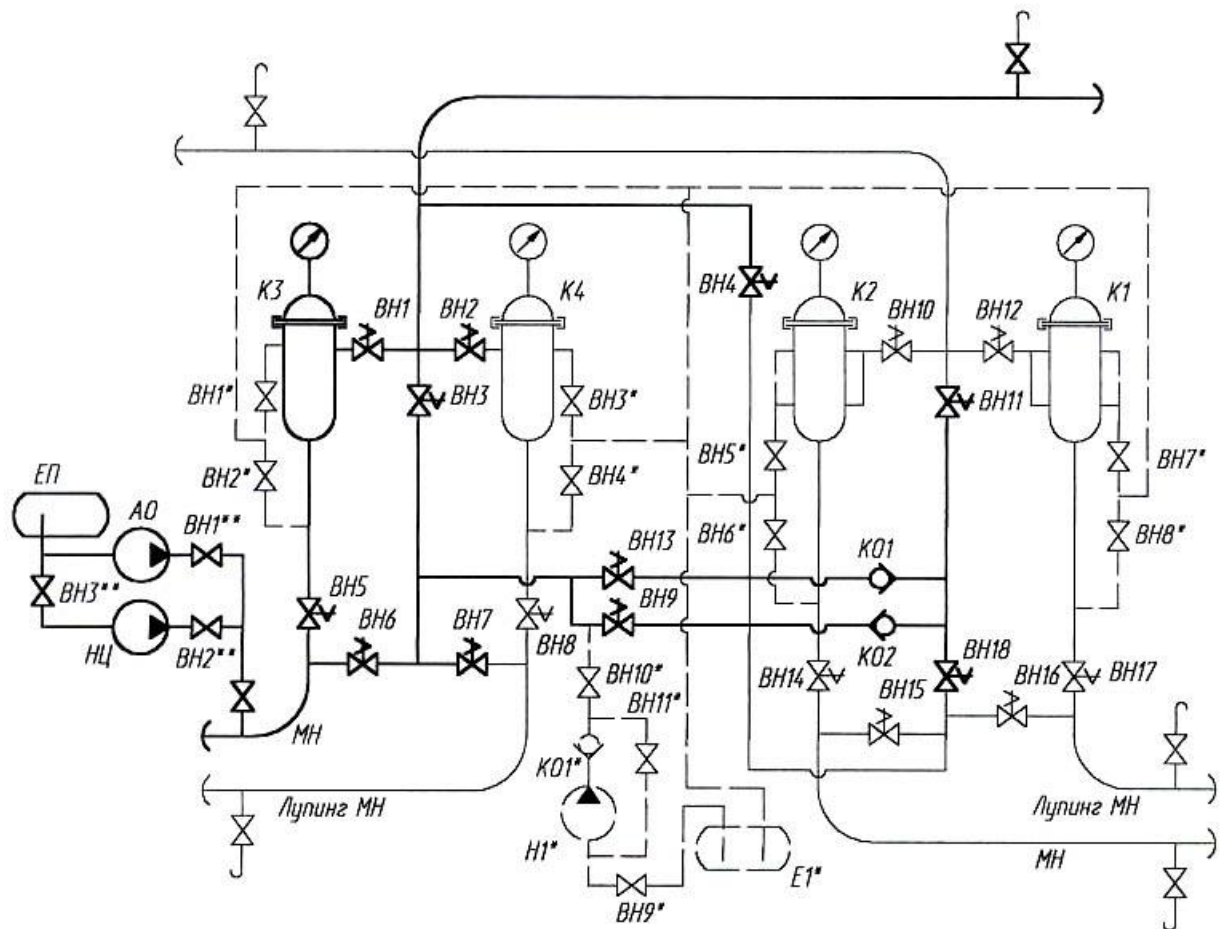


Рис. 25. Гидравлические испытания – этап 3

9. при появлении воды на выходе из крана для выпуска воздуха на камере пуска или "прохвате" насоса остановить насос, закрыть задвижки ВН 2^{**}, ВН 3^{**} и кран, отсоединить вспомогательный трубопровод;

- 10.подсоединить опрессовочный агрегат и передвижную емкость согласно схемы;
- 11.открыть задвижку ВН 1^{**};
- 12.создать в трубопроводах необходимое для испытания на прочность давление;
- 13.остановить опрессовочный агрегат и закрыть задвижку ВН 1^{**};
- 14.следить за изменениями давления в течение 24 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
- 15.открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление до величины, потребной для проверки трубопроводов на герметичность;
- 16.закрыть задвижку ВН 1^{**};
- 17.следить за изменениями давления в течение 12 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
- 18.открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление;

Этап 4 (см. рис. 26):

1. закрыть задвижки ВН 3^{*}, ВН 4^{*};

открыть краны для выпуска воздуха на камерах пуска и задвижку для выпуска воздуха.

					Технологическая часть	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

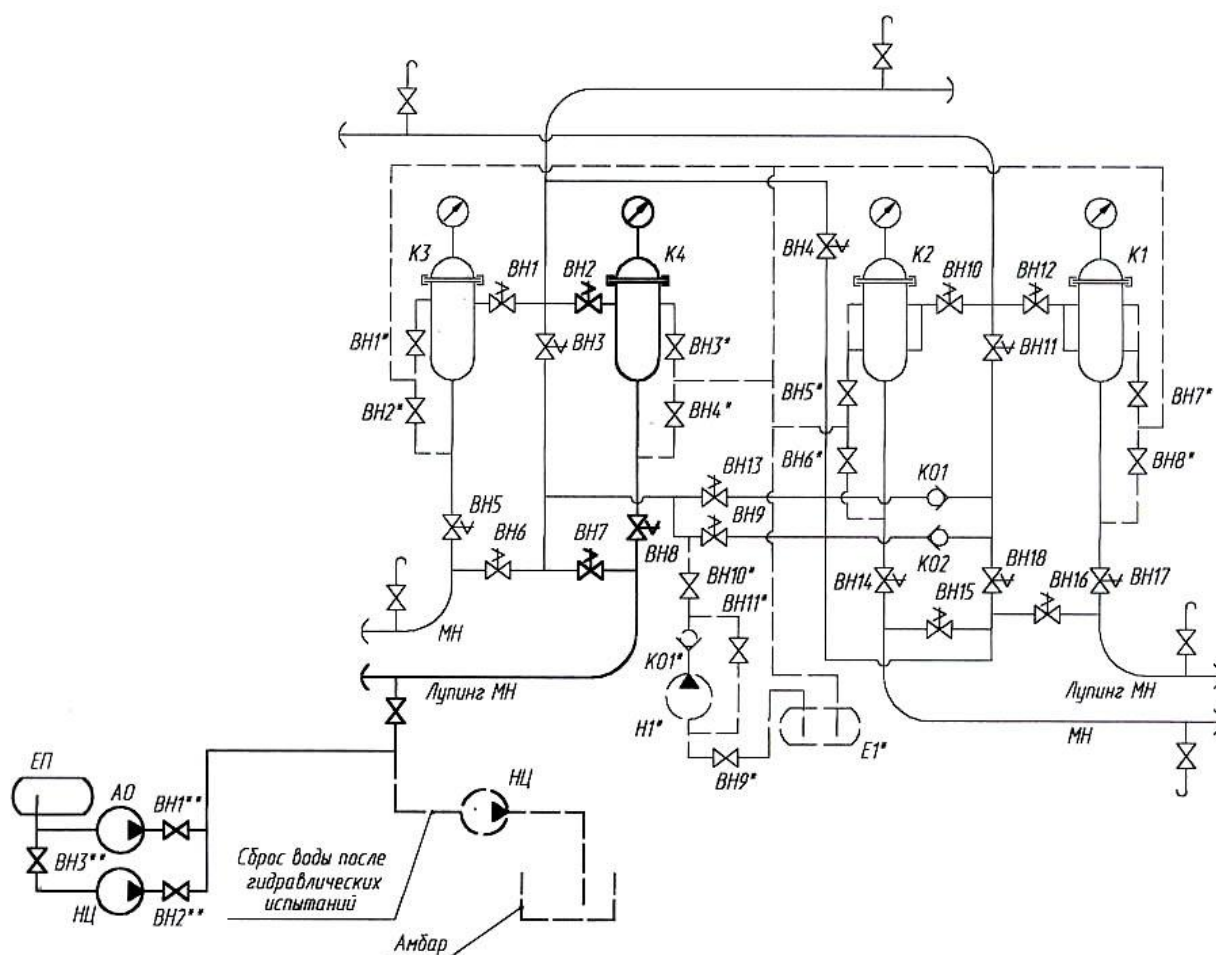


Рис. 26. Гидравлические испытания – этап 4

2. открыть задвижки ВН 2, ВН 7;
3. после того как вода равномерно распределится по трубопроводам, закрыть задвижки ВН 2, ВН 7;
4. обвязать насос согласно схемы;
5. открыть задвижки ВН 2** , ВН 3** , закрыть задвижку ВН 1**;
6. используя насос и вспомогательный трубопровод через вантуз перекачать воду из участка, подвергнутого испытанию, в участок, подвергаемый испытанию;
7. при появлении воды на выходе из крана для выпуска воздуха на камере пуска или "прохвате" насоса остановить насос, закрыть

- завдвижки ВН 2^{**}, ВН 3^{**} и кран, отсоединить вспомогательный трубопровод;
8. подсоединить опрессовочный агрегат и передвижную емкость согласно схемы;
 9. открыть задвижку ВН 1^{**};
 10. создать в трубопроводах необходимое для испытания на прочность давление;
 11. остановить опрессовочный агрегат и закрыть задвижку ВН 1^{**};
 12. следить за изменениями давления в течение 24 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
 13. открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление до величины, потребной для проверки трубопроводов на герметичность;
 14. закрыть задвижку ВН 1^{**};
 15. следить за изменениями давления в течение 12 часов, в случае отсутствия утечек и падения давления продолжить испытания;
 16. открыть задвижку ВН 1^{**} и сбросить давление;
 17. закрыть вантуз;
 18. отсоединить насос и опрессовочный агрегат;
 19. подсоединить насос для сброса воды из трубопроводов в амбар;
 20. открыть краны для выпуска воздуха на всех камерах приема и пуска;
 21. открыть все задвижки, кроме задвижек для выпуска воздуха и задвижек с индексом "*" – они должны быть закрыты;
 22. открыть вантуз и откачать воду в амбар до "прохвата" насоса;
 23. открыть задвижки для выпуска воздуха и провести повторную откачку;
 24. отсоединить насос.

Заключительные операции:

1. удалить сферические заглушки в местах подсоединения проектируемых трубопроводов к действующим нефтепроводам;
2. удалить вантузы для подсоединения насоса и опрессовочного агрегата;
3. удалить задвижки для выпуска;
4. убрать обозначение границы охранной зоны.

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном дипломном проекте рассматривается реконструкция камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода. В ходе реконструкции производится разборка старого оборудования, и соответственно осуществляется монтаж нового.

В связи с этим возникает необходимость определения затрат, как на закупку нового оборудования и его монтаж, так и на разборку старого. Расчет затрат представляем в виде смет. Стоимость оборудования и работ по его монтажу определяем по сборникам на монтаж оборудования.

7.1 Смета затрат на технологическое оборудование и основные материалы, используемые при монтаже камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

Смета (см. табл. 4) составлена в ценах, введенных в действие с 1 января 1984 г. Стоимость приобретения машин и оборудования определена по оптовым ценам, введенным в действие с 1 января 1982 г.

Таблица 4

№	Наименование оборудования	Количество	Стоимость единицы оборудования, руб.	Стоимость оборудования, руб.
1	Узел трубный камеры пуска средств очистки и диагностики МН	1 шт.	7300	7300
2	Узел трубный камеры пуска средств очистки и диагностики МН	1 шт.	7300	7300
3	Узел трубный камеры приема средств очистки и диагностики МН	1 шт.	7300	7300

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

Продолжение табл. 4

4	Узел трубный камеры приема средств очистки и диагностики МН	1 шт.	7300	7300
5	Насос А13В-8/83-11/4ОБ	1 шт.	1500	1500
6	Емкость ЕП-40	1 шт.	4700	4700
7	Клапан приемный КП-80У	1 шт.	35	35
8	Люк замерный ЛЗ-150	1 шт.	25	25
9	Клапан дыхательный СМДК-100 АА	1 шт.	100	100
10	Задвижка УШ19001-700-80	4 шт.	25000	100000
11	Задвижка 30с905нжМ 700-80	10 шт.	20500	205000
12	Задвижка ЗШПЭ-350-80	4 шт.	3000	12000
13	Задвижка ЗШ2-100-63хл1	8 шт.	400	3200
14	Задвижка ЗШ2-80-16хл1	1 шт.	165	165
15	Задвижка ЗШ2-50-63хл1	2 шт.	250	500
16	Кран шаровой 11с76п 20-25	1 шт.	2	2
17	Клапан обратный 19с20нж1 700-80	2 шт.	750	1500
18	Клапан обратный КОП 50-40	1 шт.	60	60
19	Фланец 3-50-63	7 шт.	2,5	17,5
20	Фланец 3-80-16	3 шт.	2,5	7,5
21	Фланец 1-100-2,5	3 шт.	2	6
22	Фланец 3-100-63	16 шт.	6	96
23	Фланец 1-150-2,5	2 шт.	2	4
24	Трубы стальные и узлы трубопроводов	140 т.	500	70000
25	Метизы	200 кг	0,6	120
26	Электроды	400 кг	1	400
29	Прочие детали	-	-	500
Итого				429138

7.2 Смета затрат на работы по монтажу технологического оборудования камер приема и пуска средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода

Смета (см. табл. 5) составлена в ценах и нормах, введенных в действие с 1 января 1984 г.

Таблица 5

№	Наименование монтируемого оборудования	Количество	Стоимость работ по одному объекту, руб.	Стоимость работ, руб.
1	Узел трубный камеры пуска средств очистки и диагностики МН	1 шт.	50	50
2	Узел трубный камеры пуска средств очистки и диагностики МН	1 шт.	50	50
3	Узел трубный камеры приема средств очистки и диагностики МН	1 шт.	50	50
4	Узел трубный камеры приема средств очистки и диагностики МН	1 шт.	50	50
5	Насос А13В-8/83-11/4ОБ	1 шт.	40	40
6	Емкость ЕП-40	1 шт.	120	120
7	Клапан приемный КП-80У	1 шт.	4	4
8	Люк замерный ЛЗ-150	1 шт.	4	4
9	Клапан дыхательный СМДК-100 АА	1 шт.	3	3
10	Задвижка УШ19001-700-80	4 шт.	80	320
11	Задвижка 30с905нжМ 700-80	10 шт.	80	800
12	Задвижка ЗШПЭ-350-80	4 шт.	50	200
13	Задвижка ЗШ2-100-63хл1	8 шт.	6	48
14	Задвижка ЗШ2-80-16хл1	1 шт.	5	5
15	Задвижка ЗШ2-50-63хл1	2 шт.	3	6
16	Кран шаровой 11с76п 20-25	1 шт.	1	1

Продолжение табл. 5

17	Клапан обратный 19с20нж1 700-80	2 шт.	70	140
18	Клапан обратный КОП 50-40	1 шт.	3	3
19	Фланец 3-50-63	7 шт.	2	14
20	Фланец 3-80-16	3 шт.	2	6
21	Фланец 1-100-2,5	3 шт.	2	6
22	Фланец 3-100-63	16 шт.	2	32
23	Фланец 1-150-2,5	2 шт.	2	4
24	Трубы стальные и узлы трубопроводов	140 т.	20	2800
Итого				4756

7.3 Смета затрат на работы по разборке (демонтажу) старого технологического оборудования камеры приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

Смета (см. табл. 6) составлена в ценах и нормах, введенных в действие с 1 января 1984 г.

Таблица 6

№	Наименование монтируемого оборудования	Количество	Стоимость работ по одному объекту, руб.	Стоимость работ, руб.
1	Узел трубный камеры приема средств очистки и диагностики МН	1 шт.	20	20
2	Емкость ЕП-16	1 шт.	40	40
3	Задвижка	10 шт.	35	350
4	Клапан обратный	2 шт.	25	50
5	Трубы стальные и узлы трубопроводов	75 т.	8	600
Итого				1060

Таким образом, стоимость технологического оборудования и монтажных работ в ценах 1984 г. составляет:

- технологическое оборудование и основные материалы:

429138 рублей;

- монтаж технологического оборудования:

4756 рублей;

- демонтаж старого технологического оборудования:

1060 рублей.

Перевод в цены 1991 г. осуществляется с помощью следующих увеличивающих коэффициентов:

- технологическое оборудование:

1,31;

- монтажные работы:

1,53.

Тогда, стоимость технологического оборудования и монтажных работ в ценах 1991 г. составляет:

- технологическое оборудование и основные материалы:

562170 рублей;

- монтаж технологического оборудования:

7277 рублей;

- демонтаж старого технологического оборудования:

1622 рубля.

Перевод в цены 2016 г. осуществляется с помощью увеличивающего коэффициента:

20.

Тогда, стоимость технологического оборудования и монтажных работ в ценах 2016 г. составляет:

- технологическое оборудование и основные материалы:

11243400 рублей;

- монтаж нового технологического оборудования:

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

145540 рублей;

- демонтаж старого технологического оборудования:

32440 рублей.

Таблица 7 Затраты на проведение всего мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Технологическое оборудование и основные материалы	11243400
Демонтаж старого технологического оборудования	32440
Монтаж нового технологического оборудования	145540
Итого	11421380

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Предприятия нефтегазового сектора являются опасными производственными объектами. Аварии на магистральных нефтепроводах влекут за собой не только большой экономический ущерб, но также приносят вред, загрязняя окружающую среду, способствуют возникновению пожаров, могут повлечь за собой человеческие жертвы.

При транспортировке нефти и нефтепродукта под высоким давлением магистральному нефтепроводу (МН) необходимо обеспечивать высокую надёжность и устойчивость к отказам и авариям. Основным способом обеспечения безопасности МН является внутритрубная очистка и диагностика полости магистрального нефтепровода, что также является необходимым фактором для поддержания его пропускной способности, предупреждения скапливания воды и внутренних отложений.

Камеры запуска и приема (далее по тексту "камеры") средств очистки и диагностики (СОД) линейной части магистральных нефтепроводов условным проходом от DN 150 до DN 1200 включительно и номинальным давлением до PN 15,0 МПа, предназначенные для установки на стационарных узлах запуска и приема и служащие для запуска и приема внутритрубных средств очистки, диагностики, герметизации и разделительных устройств в потоке перекачиваемого продукта. Камеры предназначены для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом "УХЛ" категории размещения 1 по ГОСТ 15150 с установкой на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С.

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бобкин А.Ю.			<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					97	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. з-2521</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

8.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.

При очистке линейной части магистрального нефтепровода возможны следующие опасные и вредные производственные факторы (физические, химические и психофизиологические):

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень шума;
- взрыв;
- пожар;
- физические перегрузки;
- биологические (клещи, гнус и др.)

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефти может вызвать хроническое отравление.

Класс опасности вредных веществ – III, ПДК в рабочей зоне – 10 мг/м³

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2% к начисленной оплате труда.

Возможными аварийными ситуациями на нефтеперекачивающей станции являются:

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

- утечка нефтепродукта при неплотном соединении арматуры и трубопроводов;
- утечка паров нефтяного газа из камеры приема-пуска;
- утечка нефтепродукта из резервуара;
- разлив при откачке и закачке нефти из камеры;
- падение давления подаваемых энергосредств;
- отказ в работе предусмотренных аварийных блокировок;
- разгерметизация фланцевых соединений в системе обвязки насосов и другого оборудования;
- разрыв нефтепровода;
- падение грузоподъемных кранов, кранов-трубоукладчиков.

8.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.

Устройство камеры приема-пуска средств очистки и диагностики (КПП СОД), и находится в II (III) климатическом регионе. Средняя температура зимой составляет минус 18° С, скорость ветра 3,6 м/с. Климат умеренно-континентальный с относительно морозной зимой и жарким летом с малым количеством осадков. Среднегодовая температура составляет минус 6,5 °С; среднегодовое количество осадков – 465 мм; влажность воздуха 68 %.

Техническое диагностирование магистрального трубопровода проводится в теплый и холодный период года на открытом пространстве в дневное время суток.

Работы соответствуют категории физических работ средней тяжести (категория IIб) – работы с интенсивностью энергозатрат 201-250 ккал/час (связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением).

Параметры микроклимата в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 11

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 8 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в воздухе в рабочей зоне

Период Года	Температура воздуха, С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптим.	Доп.	Оптим.	Доп.	Оптим.	Доп.
Холодный	17-19	13-21	40-60	75	0,2	0,4
Тёплый	20-22	15-27	40-60	70	0,3	0,4

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время работники обеспечиваются средствами против насекомых, производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями, спреями против кровососущих насекомых.

8.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.

Работа трубопроводчика линейного по санитарной характеристике технологического процесса относится к группе Ib – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук.

Территория имеет автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования. Для обеспечения безопасного проезда все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Площадь камеры приема-пуска СОД необходимо содержать в

					Социальная ответственность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора.

Площадка КПП забетонирована, по периметру предусмотрен бордюр. Ко всем камерам имеется пожарный проезд и выезд на дороги общего пользования.

Для трубопроводчика линейного предусмотрены санитарно-бытовые помещения и выдача средств индивидуальной защиты, спецодежды, спецобуви:

- костюм для защиты от общих производственных загрязнений;
- костюм для защиты от воды; костюм противоэнцефалитный;
- ботинки или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги или болотные резиновые с жестким подноском;
- перчатки с полимерным покрытием;
- каска защитная, подшлемник под каску;
- очки защитные.

На наружных работах зимой дополнительно:

- костюм для защиты от общих производственных загрязнений на утепляющей прокладке;
- жилет утепленный; белье нательное утепленное;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском или валенки с резиновым низом;
- шапка-ушанка; перчатки с полимерным покрытием; перчатки шерстяные (вкладыши).

Для защиты органов дыхания при пожаре применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) – изолирующие противогазы, исправность которых проверяют периодически по графику.

Ежесменно и перед применением работник проверяет противогаз на герметичность согласно инструкции по эксплуатации.

Одна из главных особенностей условий труда – это работа в условиях открытого пространства.

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

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21–25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35–40 °С. В обеденный перерыв работники обеспечиваются горячим питанием. Выдача работникам молока или других равноценных пищевых продуктов, спецпитания, мыла осуществляется в установленном порядке. Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Уровень освещенности не менее 50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается. К санитарно-бытовым помещениям на относятся: гардеробная, комната для приема пищи, туалет, умывальная, душевая, сушилка, помещение для обогрева.

8.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.

При обслуживании камеры приема пуска средств очистки и диагностики наибольшую опасность для здоровья персонала представляют остатки нефти в камере. Нефть, являющаяся горючей жидкостью, представляет высокую пожарную опасность. Кроме того, она имеет в своем составе гомологический ряд углеводородов C_nH_{n+2} (метан, этан, пропан и т.д.), которые, испаряясь, создают взрывоопасную концентрацию смеси с воздухом, а сернистая нефть, содержащая определенное количество сероводорода, представляет угрозу для жизни и здоровья людей своей высокой токсичностью (класс опасности- III). При достижении предельно допустимой концентрации вредных веществ (ПДК) должны приниматься меры по выявлению и устранению источников повышенной загазованности.

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

Анализ газовоздушной среды должен проводиться перед началом работ, после каждого перерыва в работе и в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через 1 час, а также по первому требованию работающих.

При внезапном увеличении загазованности выше ПДК в зоне производства работ необходимо приостановить все виды работ. Работникам надеть имеющиеся средства индивидуальной защиты органов дыхания, и срочно покинуть опасную зону, сообщить о случившемся руководителю ремонтных работ.

Ремонтный персонал должен быть обеспечен спецодеждой, изготовленной из материалов, не накапливающих статическое электричество, изолирующими шланговыми противогазами, спасательными поясами и канатами и другими средствами индивидуальной защиты, необходимыми инструментами, приспособлениями, приборами.

Во избежание несчастных случаев направляемый на работу персонал должен иметь соответствующую подготовку, пройти производственный инструктаж, ознакомиться с правилами внутреннего распорядка, общими правилами техники безопасности и с безопасными методами работы при обслуживании объектов КПП СОД, а также с методами оказания первой помощи.

Электрооборудование и электроинструменты, в которых возникают заряды статического электричества, должны иметь заземление и подлежать занулению. Трубопровод должен быть защищен от атмосферного электричества и вторичных проявлений молний.

8.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.

Перекачивание нефти по магистральным нефтепроводам является непрерывным технологическим процессом, поэтому помещение насосной и работы по ремонту и диагностике на МН представляют высокую взрывопожарную опасность.

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

Помещение насосной относится к категории А помещений повышенной взрывопожарной опасности.

Насосные станции должны быть оборудованы принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляцией, стационарными средствами пожаротушения, а также стационарными или переносными грузоподъемными устройствами. Все агрегаты специального назначения должны быть во взрывобезопасном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией, переговорным устройством и системой освещения.

Возможные причины и источники возникновения пожара:

- нарушение техники безопасности;
- возгорание из-за неисправного оборудования;
- возгорание вследствие использования искрообразующего инструмента;
- человеческий фактор;
- утечка нефтепродуктов.

Взрыво- и пожароопасные свойства нефти представлены в таблице 9

Таблица 9 – Взрыво- и пожароопасные свойства нефти.

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Температура, К		Предел взрываемости, %	
		Вспышки	Самовоспламенения	НКПР	ВКПР
Нефть	300	265	533	1,1	6,4

По взрывопожарной опасности помещение насосной и площадка КПП СОД относятся к категории А.

Основные мероприятия по взрывопожарной и пожарной безопасности:

- не допускается замазученность территории КПП СОД, загрязнение горючим мусором и хламом, загромождение дорог, проездов к объекту и средствам пожаротушения;
- при производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовленных из стали, режущие инструменты должны смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором;
- на объекте должен быть организован контроль воздушной среды газоанализаторами;
- категорически запрещается применение источников открытого огня;
- необходимо постоянно следить за исправностью силовой и осветительной электропроводки;
- обслуживающий персонал обязан знать устройство и инструкции по применению первичных средств пожаротушения.

Пожарную защиту КПП СОД обеспечивает автоматическая система пенотушения, которая включает в себя средства обнаружения пожара, системы сигнализации, управления, пожаротушения. Срабатывание системы пенотушения происходит автоматически, дистанционно или вручную.

Первичными средствами пожаротушения являются:

- пожарный щит
- песок и земля
- огнетушители порошковые общим объёмом не менее 100 литров
- лопата (штыковая и совковая) – 2шт.
- пожарная кошма 2*2 метра

8.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

При работе на камере приема пуска средств очистки и диагностики могут произойти следующие чрезвычайные ситуации: пожар, взрыв, разгерметизация камеры с аварийным выбросом вредных веществ в атмосферу.

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

Нефтепродукты являются пожароопасными и взрывоопасными веществами. При неправильной организации технологического процесса или несоблюдении определенных требований возникают пожары и взрывы, которые приводят к авариям, термическим ожогам и травмированию работников.

Аварии сопровождаются выбросом некоторого количества нефтепродуктов.

Аварии наносят значительный ущерб экономике, окружающей среде и здоровью человека из-за высокой токсичности нефти и нефтепродуктов.

В случае возникновения аварийной ситуации необходимо немедленно вывести людей из зоны производства работ, в дальнейшем действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Сооружения линейная производственно-диспетчерская станция относятся к IV группе по ГО.

Перекачивание нефти по МН является непрерывным технологическим процессом. Численность смены составляет 5 человек.

Персонал станции полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Территория ЛПДС имеет резервуары для хранения взрывоопасных и пожароопасных веществ, которые могут вызвать взрыв (первичный поражающий фактор), приводящий к образованию пожара (вторичный поражающий фактор).

Для повышения устойчивости объекта и защиты работающих при возможных ЧС рекомендуется установить автономный электрогенератор, вышки для обеспечения сотовой связи, емкость для чистой воды, тепловой котел.

8.7 Экологичность проекта.

Последствиями воздействия на окружающую среду при очистке линейной части магистрального нефтепровода могут быть:

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

- изменение характера и снижение биопродуктивности ландшафта в результате локального загрязнения почв;
- загрязнение поверхностных или грунтовых вод;
- изменение условий местного стока в результате забора воды из малых рек и сброса воды после испытания трубопровода;
- загрязнение атмосферы.

Основные мероприятия по охране окружающей среды включают:

- сведения о существующих фоновых концентрациях вредных веществ в воздухе;
- перечень источников выбросов;
- наименование выбрасываемых загрязняющих веществ;
- количественные и качественные характеристики выбрасываемых веществ;
- решения по снижению производственных шумов и вибраций;
- оценку эффективности проектируемых сооружений и устройств;
- ситуационную карту-схему района границ санитарно-защитной зоны;
- результаты расчетов загрязнения на все объекты окружающей среды.

При очистке полости магистрального нефтепровода продувкой воздухом или природным газом необходимо уменьшить зону загрязнения территории продуктами выброса.

При очистке полости магистрального нефтепровода промывкой воду сливают в специально сооружаемые резервуары-отстойники (амбары) или фильтруют через дамбы-фильтры. Резервуары-отстойники размещают в местах, исключающих их сообщение с рекой и попадание в нее загрязненной воды.

Запрещается сброс загрязненной продуктами очистки полости воды непосредственно в реки, водоемы и на территории, затапливаемые при паводках.

В разделе безопасность и экологичность проекта рассмотрены задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также указаны мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложена модернизация камер пуска и приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода «Сковородино-Козьмино» на НПС-24 «Сковородино», включающая в себя установку консольного крана ККР-3 для облегчения условий труда рабочих.

В конструкторско-технологической части выпускной квалификационной работы разработана конструкция и произведены проектировочные и проверочные расчеты элементов узла трубного камеры пуска средств очистки и диагностики, произведены проектировочные и проверочные расчеты узлов крана. Рассмотрена технология очистки и диагностики магистрального нефтепровода и технология гидроиспытаний камер пуска-приема средств очистки и диагностики магистрального нефтепровода.

В разделе безопасность и экологичность проекта решены задачи защиты окружающей среды, пожарной безопасности, а также мероприятия по технике безопасности и охране труда при производстве работ.

В экономической части произведены расчеты затрат, как на закупку нового оборудования и его монтаж, так и на разборку старого.

					<i>Модернизация узла камер пуска-приема средств очистки и диагностики на магистральном нефтепроводе «Сковородино-Козьмино»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Бобкин А.Ю.			<i>Заключение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Брусник О.В.					108	108
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ зр. з-2Б21</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						