

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров

УДК622.692.48.004.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич		01.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Рудаченко А.В.	к.т.н. доцент.		01.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры	Вазим А.А.	к.э.н.		01.06.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры	Гуляев М.В.	доцент		01.06.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н. доцент.		01.06.2016

Томск – 2016 г.

PAPER

Final qualification work of 102 pages, 16 fig., 10 tab., 18 sources, 3 enc.

Keywords: TANK, RELIABILITY, ACCOUNT, MAIN OIL PIPELINE.

Object of research are the RVS, RVSPA tanks used on the main oil pipeline.

The work purpose – the analysis of modern technologies and means for carrying out commodity and commercial operations with use of tanks of various type.

In the course of research comparisons of losses of oil when transporting with use of RVS and RVSPA tanks were carried out.

As a result of research are revealed big losses at commodity and commercial operations about use of tanks with stationary to a roof like RVS in comparison with tanks with a pontoon like RVSPA.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: it is described that it is the most expedient to use RVSPA tanks at commodity-transport operations.

Scope Main oil pipelines.

Economic efficiency importance of work economic analysis of use of RVS and RVSPA tanks. Reduction of losses at use of the RVSP tank.

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

Институт природных ресурсов

Специальность: 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Кафедра: Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

Рудаченко А.В.

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич

Тема работы: «Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 05.04.2016г. № 2615/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2016г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- система взаимодействия между грузо-отправителем и грузополучателем. – характеристика объекта – характеристика резервуаров РВС и РВСПА.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– товарно-коммерческий учёт нефти ; – определение технико экономических показателей резервуаров; – сравнение потерь резервуаров типа РВС и тип РВСПА.
Перечень графического материала	Технологическая схема Технологическая схема

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.04.2016г.
---	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, человеческих	- экономическая эффективность выбора стальных резервуаров с одинаковым номинальным объёмом по разным технико-экономическим показателям
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	- сравнительный анализ экономической эффективности, оценка экономического потенциала принятых технических решений
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	- обоснование экономической выгоды за счет внедрения проекта
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	- Расчет экономической эффективности
4. Оценка ресурсосбережения	- Расчет ресурсосбережения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Специалист	Направление/ специальность	130501«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проведение товарно-коммерческих операций нефти с помощью резервуаров. Климат континентальный. Объект предназначен для транспортировки товарной нефти к потребителю.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	Вредные факторы 1.Климатические условия. 2.Работа на высоте. 3.Токсичность нефтегазовой среды. 4.Загазованность воздуха в рабочей зоне. 5. Химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1.Движущиеся машины и механизмы. 2. Поражение электрическим током. 3. Взрывоопасность и пожароопасность.
2. Экологическая безопасность:	Способность нефтегазовой среды проникать в закрытые полости и пространства, зданий и сооружений. Скапливаться в различных углублениях и распространяться на большие расстояния и площади по воздуху, земле и водной поверхности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	Значительные потенциально опасные разрушительные способности технологического оборудования при их поломках, повреждениях или авариях.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Инструктирование и обучение.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Т01	Адушкин Антон Валерьевич		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ	12
1. ТОВАРНО-КОММЕРЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ	16
1.1. Описание схемы сдачи нефти по основной и резервной схеме учета. Характеристика	17
2. ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ТОВАРНОЙ НЕФТИ	18
2.1 , назначение и состав	18
2.2 Основные средства измерений и технологическое оборудование	19
2.2.1. Блок фильтров	19
2.2.2. Блок измерительных линий	19
2.2.3. Блок измерения параметров качества нефти	20
2.2.4. Блок ТПУ	21
2.2.5. Система обработки информации	21
2.2.6. Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией	21
2.2.7 . Описание технологической схемы и технологического режима перекачки нефти через СИКН	22
2.2.8. Случаи, при которых оператор ПСП должен отключить рабочую измерительную линию и включить резервную	22
2.2.9. Способ, периодичность отбора проб нефти, место, виды и периодичность проведения испытаний проб нефти	23
2.2.10. Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля	25
2.2.11. Перечень ситуаций, при которых СИКН должна быть отключена, осуществлён переход на резервную схему учета нефти	25
2.2.12. Прекращение учетных операций	27

3. ПРОВЕДЕНИЕ ТОВАРНО - КОММЕРЧЕСКИХ ОПЕРАЦИ ПО РЕ-	
ЗЕРВНОЙ СХЕМЕ УЧЕТА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗЕР-	27
ВУАРОВ ТИПА РВСПА-50000м ³ и РВС-20000м ³	
3.1. Характеристика объекта	28
3.2. Оборудование, эксплуатация, техническое обслуживание резер-	
вуара РВСПА-50 000 м ³ с купольной крышей из алюминиевых сплавов	30
3.2.1. Технические характеристики резервуара	31
3.2.2. Конструкции и оборудование резервуара	32
3.2.3. Понтон назначение и принцип работы	34
3.2.4 Устройство понтона	35
3.2.5. Устройство поплавка	36
3.2.6. Основные технические данные понтона «КонТЭК»	37
3.2.7. Уплотняющий затвор	38
3.2.8. Направляющая	39
3.2.9. Огневой предохранитель	40
3.2.10. Кольцевая лестница	40
3.2.11. Ветровое кольцо и площадки обслуживания оборудования	40
3.2.12. Устройство для размыва донных отложений	41
3.2.13. Приемо-раздаточное устройство	42
3.2.14. Кран сифонный КС-80	43
3.2.15. Коренные задвижки резервуара	44
3.2.16. СКНР	44
3.2.17. Система пожаротушения	45
3.2.18 . Планирование работ по ТО и ремонту	46
оборудования резервуаров РВСПА-50 000 м ³	
3.3 Оборудование, эксплуатация, техническое обслуживание	46
резервуара РВС-20 000 м ³	
3.3.1. Перечень оборудования	47
3.3.2. Приемо-раздаточные устройства	48

3.3.3. Краны сифонные	48
3.3.4. Устройство для размыва донных отложений	48
3.3.5. Средства измерения уровня нефти в резервуаре	48
3.4. Определение массы нефти в резервуарах	49
3.4.1. Основные контролируемые показатели качества нефти	49
3.4.2. Определение плотности нефти ареометром	51
3.4.3. Определение фактического объема нефти в резервуаре	53
3.4.4. Определение массы брутто нефти в мерах вместимости	54
3.4.5. Определение массы нетто нефти в резервуаре	55
3.4.6. Инвентаризация нефти в резервуарах	56
4. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ХРАНЕНИИ ЕЕ В РЕЗЕРВУАРАХ	58
4.1. Расчет потерь нефти от 'малых дыханий' в РВС-20000 м ³	63
4.2. Расчет потерь нефти от 'больших дыханий' в РВС-20000 м ³	65
5. ПОТЕРИ НЕФТИ	69
5.1. Определение источников потерь нефти	69
5.2. Мероприятия для снижения потерь нефти	72
5.3. Определение потерь нефти и их оформление	75
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
6.1. Производственная безопасность	76
6.2. Экологическая безопасность	80
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
6.4. Правовые и организационные вопросы безопасности	89
7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫБОРА РЕЗЕРВУАРА	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	98
Приложение А. Технологическая схема	100
Приложение Б. Технологическая схема	101
Приложение В.	102

ВВЕДЕНИЕ

Современные предприятия трубопроводного транспорта это сложные комплексы инженерно-технических сооружений, связанные между собой технологическими процессами, обеспечивающими прием, хранение, транспортировку и снабжение потребителей нефтью, нефтепродуктами или газом.

Эксплуатация магистральных нефтепроводов (МН) это совокупность процессов приема, перекачки и сдачи нефти, технического обслуживания и ремонта объектов магистральных нефтепроводов. При транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам осуществляется прием нефти от производителей, от нефтедобывающих предприятий, Перекачка по трубопроводам и сдача потребителям, поставка на экспорт, перевалка на другой вид транспорта железнодорожный или водный. Повышение эффективности предприятий трубопроводного транспорта достигается не только за счет технико-экономических показателей, но и за счет внедрения новой техники и технологии, улучшающей экономические показатели.

Все эти преимущества, в конечном счете, определяют высокую техническую и экономическую эффективность. В ходе доставки нефти потребителю регулярно проводятся товарно-коммерческие операции, от качества проведения которых, зависит прибыль нефтетранспортных предприятий.

Исходя из вышеизложенного, применение только современных методов, технологий и средств, позволяет полноценно решать поставленную задачу. В связи с этим тема выпускной квалификационной работы «Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров» является актуальной.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Адушкин А.В.								
Руковод.		Рудаченко А.В.							10	102
Консульт.								ТПУ гр.3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

Цель работы провести анализ современных технологий и средств для проведения товарно-коммерческих операций с использованием резервуаров различного типа. Для реализации данной цели необходимо выполнить следующие задачи.

Характеристика товарно-коммерческих операций нефтетранспортных предприятий корпорации

2. Характеристика современных систем учета товарной нефти (основная и резервная схема учета);
3. Оборудование, технологии, особенности проведения учетных операций с использованием резервуаров типа РВС 20 000 м³ и РВСПА 50 000 м³;
4. Расчет технологических потерь товарной нефти при проведении сливно-наливных операциях и хранении;
5. Комплекс защитных технологических мероприятий, сокращающих потери нефти при хранении и проведении учетных операций.
6. Вопросы экологии и охраны труда.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

АРМ	автоматизированное рабочее место
АСП	автоматическая система пожарного тушения
АСУТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
ВПП	высоконапорный пеногенератор
ВСМН	Восточно-Сибирские Магистральные Нефтепроводы
ДАО	дочернее акционерное общество
ИТР	инженерно-технический работник
КДС	клапан дыхательный совмещенный
КР	капитальный ремонт
КС	клапан сифонный
ЛПДС	линейная производственно-диспетчерская станция
МН	магистральная насосная
НА	насосный агрегат
НПС	нефтеперекачивающая станция
ОАО	открытое акционерное общество
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ООС	охрана окружающей среды
П	понтон
ПА	купольная алюминиевая крыша
ПДК	предельно-допустимая концентрация
ПОО	потенциально опасный объект
ППР	план производства работ
ПРП	приемо-раздаточный патрубок
ПРУ	приемо-раздаточные устройства
ПУЭ	правила устройства электроустановок
РВС	резервуар вертикальный стальной
РД	рабочая документация
РНУ	районное нефтепроводное управление
РП	рабочий проект

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Адушкин А.В.			Термины и сокращения	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко А.В.					12	102	
Консульт.						ТПУ гр.3-2Т01			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.							

Резервуарный парк, группы резервуаров, предназначенные для приема, хранения и откачки нефти, размещенных на территории с ограниченным по периметру обвалованием или ограждающей стенкой при наземных резервуарах и дорогами или противопожарными проездами при подземных резервуарах.

Система эксплуатации резервуаров и резервуарных парков включает в себя использование по их назначению, тех. обслуживание, диагностику, текущий и капитальный ремонты.

Техническое использование резервуаров по назначению это комплекс мероприятий по обеспечению измерений количества нефти, по контролю и поддержанию режимов работы магистрального нефтепровода.

Техническое обслуживание резервуаров и резервуарных парков это работы по поддержанию в работоспособном состоянии резервуаров и резервуарных парков.

Текущий ремонт резервуаров это работы по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик оборудования. Заменой отдельного оборудования без зачистки резервуаров.

Капитальный ремонт резервуара это мероприятия по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик. Заменой, восстановлением элементов конструкций резервуаров и оборудования с выводом резервуаров из эксплуатации.

Техническое диагностирование это комплекс работ по определению технического состояния резервуара.

Авария в резервуарном парке это выход или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения резервуара, его элементов, оборудования и устройств, сопровождаемые одним или несколькими из следующих событий:

- травматизм со смертельным исходом или с потерей трудоспособности пострадавших;

					Термины и сокращения	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- воспламенение нефти или взрыв ее паров и газов;
- загрязнение любого водотока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема;
- утечка нефти свыше 10 м^3 .

«Аварийная утечка» в резервуарном парке неконтролируемый выход (истечение) нефти объемом менее 10 м^3 на территории резервуарного парка без признаков событий, указанных в пункте «Авария в резервуарном парке», но требующий проведения ремонтных работ для обеспечения безопасности дальнейшей эксплуатации объекта.

Учетные операции это операции, проводимые сдающей и принимающей нефть сторонами, для определения массы брутто и массы нетто нефти для последующих расчетов, а также операции, проводимые при инвентаризации нефти и арбитраже.

Система измерений количества и показателей качества нефти это совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для: измерения массы брутто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений; измерения технологических и качественных параметров нефти; отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Резервная схема учета это система, применяемая для измерения массы нефти при отказе основной схемы измерения количества и показателей качества нефти. В качестве резервной схемы учета используют:

- другую систему измерения количества и показателей качества нефти, реализующую метод динамических измерений массы и расположенную на одной площадке с основной схемой;
- технические средства реализующие метод статических измерений массы: резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов, оснащенные

					Термины и сокращения	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

уровнемерами (или применяют рулетки), преобразователями плотности (или применяют ареометры), преобразователями температуры (или применяют термометры), автоматическими пробоотборниками (или применяют ручной пробоотборник).

Резервуар это емкость, предназначенная для хранения, приема, откачки и измерения объема нефти.

Инвентаризация нефти это процесс выявления её фактического наличия и сопоставления фактического наличия нефти с данными бухгалтерского учета.

Арбитражная проба это часть объединенной пробы, оставленная на случай разногласия между поставщиком и потребителем.

Товарная нефть это нефть, подготовленная поставщиком к передачи потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002.

Приемо-сдаточный пункт (ПСП) это пункт по учету количества и оценке качества нефти, на котором подразделения принимающей и сдающей нефть сторон выполняют операции приема-сдачи нефти.

Маршрутное поручение это поручение ОАО «АК «Транснефть» дочерним ОАО (ООО) МН на транспортировку партии нефти грузоотправителя.

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

Мера полной вместимости это средство измерений объема нефти, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны).

Партия нефти это количество нефти, сопровождаемое одним маршрутным поручением.

					Термины и сокращения	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ТОВАРНО-КОММЕРЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ

Товарно-коммерческие операции (Рис.1) на ПСП (НПС, ЛПДС), в РНУ, в ОСТ и »: Операции по приему, сдаче, перекачке, перевалке, сливу и наливу нефти, определению количества и показателей качества нефти, оформлению приемо-сдаточных документов, инвентаризации нефти, снятию фактических остатков, списанию естественной убыли и потерь нефти, отпуску и расходу на собственные нужды, отпуску сторонним потребителям, формированию отчетности, включающие также организационные мероприятия по обеспечению достоверного учета транспортируемой и хранимой нефти, контролю за выполнением таможенных требований при перемещении нефти через таможенную границу Российской Федерации.



Рисунок 1. Блок-схема проведения товарно-коммерческих операций

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Аджский А.В.				Товарно-коммерческие операции		Лит.	Лист
Руковод.	Рядаченко А.В.							16
Консульт.								102
Зав. Каф.	Рядаченко А.В.						ТПУ гр.3-2Т01	

1.1 Описание схемы сдачи нефти по основной и резервной схеме учета. Характеристика ПСП ОАО «ВЕРХНЕЧОНСКНЕФТЕГАЗ»

Система измерений количества и показателей качества нефти _____, расположенная на территории _____ (_____ » _____ « _____ ») и принадлежащая _____ « _____ ».

Сдача нефти в соответствии с качеством ГОСТ Р 51858-2002 от поставщика _____ « _____ » осуществляется по _____ б и направляется в резервуарный парк на _____

На _____ установлено:

- резервуарный парк
максимальное товарное наличие
насосная внешнего транспорта Н
- насосная внутрипарковой перекачки Н

					Товарно-коммерческие операции	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 назначение и состав

(приложение А) предназначена для автоматического измерения массы брутто нефти с относительной погрешностью измерений массы, не превышающей 0,25 % в доверительном интервале вероятности 0,95, и показателей качества нефти с нормируемыми погрешностями, при учетных операциях приёма-сдачи нефти между

Нефть, поставляемая для транспортирования потребителям Российской Федерации и для экспорта, должна соответствовать ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» с изменением №1.

СИКН измеряет массу нефти прямым методом динамических измерений с помощью ПР массового расхода кориолисового типа.

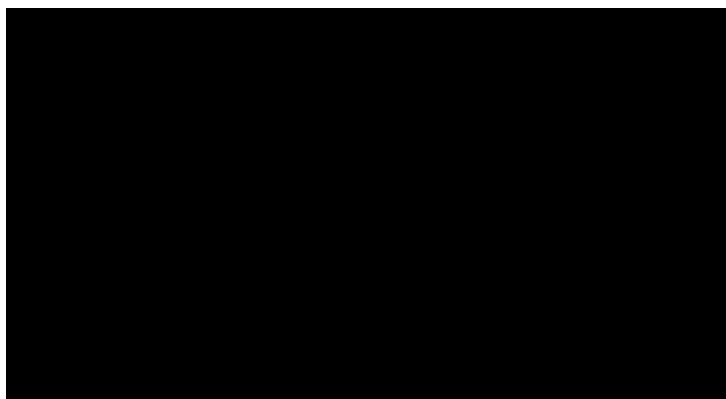


Рисунок 2.

Конструкция (рис.2) построена по блочно-модульному принципу и состоит из конструктивно законченных блоков и узлов:

- Блок фильтров (далее БФ);
- Блок измерительных линий (далее БИЛ), состоящего из двух блоков (БИЛ1 и БИЛ2);

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Адушкин А.В.			Характеристика современных систем учёта нефти	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					18
Консульт.							102
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр.3-2Т01	

- Блок измерения параметров качества нефти (далее БИК);
- Блок ТПУ;
- Блок (стенд) поверки и калибровки (проливки) ТПУ;
- Блок промывки ТПУ;
- Система обработки информации (СОИ).

2.2 Основные средства измерений и технологическое оборудование

2.2.1 Блок фильтров

Блок фильтров предназначен для защиты оборудования СИКН от твердых механических примесей. Установлен на входе в СИКН и состоит из: двух коллекторов Ду 400, трех фильтров (двух рабочих и резервного) и шести задвижек. Блок фильтров располагается в утепленном блок боксе с вентилятором, электрическим обогревателем и освещением.

2.2.2 Блок измерительных линий

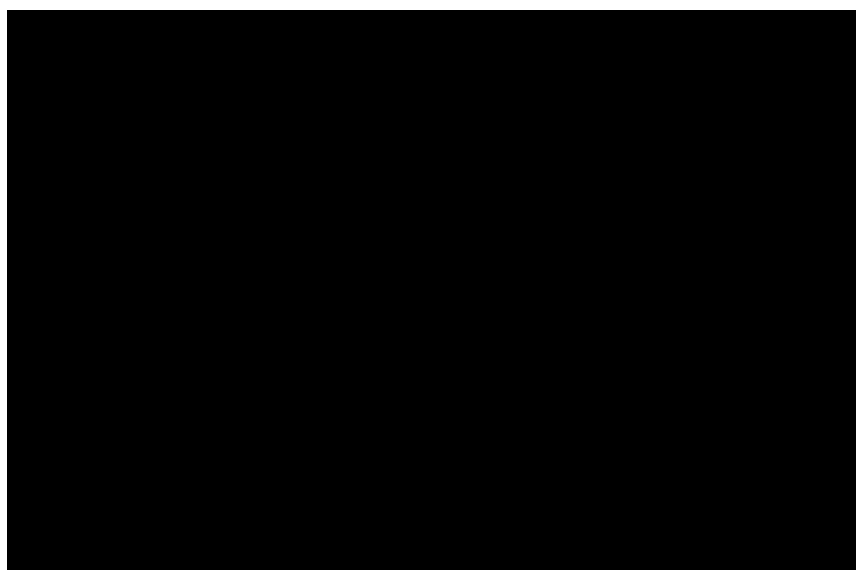


Рисунок 3. Блок измерительных линий

Конструктивно БИЛ (рис.3) выполнен в виде двух блок-боксов, расположенных на отдельных рамах. Блок измерительных линий (БИЛ-1), состоящий из двух рабочих измерительных линий Ду 200, входной и выходной коллекторы Ду 400 и линия подключения ПУ Ду200.

Измерительные линия № 1 и № 2 состоят из: электроприводных шаровых кранов Ду 200, Ру 4 МПа с контролем протечек, электроприводных шаровых кра-

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нов-регуляторов расхода Ду 200, Ру 4 МПа, массовых расходомеров , , термопреобразователей сопротивления, манометров МПТИ, и преобразователей давления. Блок измерительных линий (БИЛ-2), состоящий из одной контрольно-резервной ИЛ, с возможностью подключения к рабочим ИЛ. Имеет схожий состав оборудования с линиями №1 и № 2.

2.2.3 Блок измерения параметров качества нефти

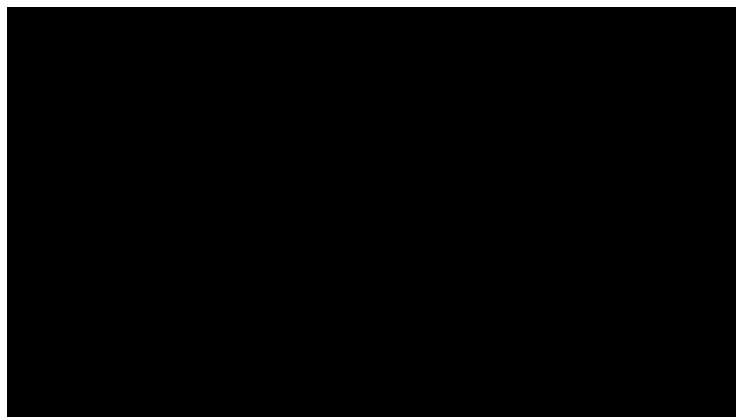


Рисунок 4. Блок измерения параметров качества нефти

Блок измерения параметров качества нефти (рис.4) предназначен для формирования и выдачи информации по плотности, влагосодержанию, давлению и температуре перекачиваемой нефти, ручного и автоматического отбора проб по ГОСТ 2517-85, а так же проведения поверки и КМХ преобразователя плотности с помощью термостатированного цилиндра, устройство для определения свободного газа в нефти УОСГ-100, ультразвуковой расходомер. Для обеспечения прокачки нефти на входе в БИК установлены два электронасоса (рабочий и резервный) Управление расходом осуществляется частотным регулированием электроприводов насосов. В блоке контроля качества смонтирована система промывки. Промывку БИК производят перед проведением поверки средств измерения БИК, а также выполняют внеплановую промывку в случае выхода за пределы нормированных метрологических характеристик средств измерений, расположенных в БИК при проведении КМХ. Так же на входном коллекторе СИКН (после УП) установлены индикаторы фазового состояния ИФС-1В-700М (рабочий и резервный) для контроля отсутствия свободного газа в нефти (приложение Б). Конструктивно БИК представляет

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

собой металлическую раму, на которой размещены трубопроводы нефти Ду50 мм. с насосными агрегатами, запорной арматурой и контрольно-измерительными приборами.

2.2.4 Блок ТПУ

Для поверки и контроля метрологических характеристик массовых расходов в качестве стационарной ПУ в проекте применен компакт-прувер 18 фирмы «Daniel» в комплекте с компаратором, датчиками давления и температуры.

Для обеспечения требуемого режима поверки на отводящем трубопроводе ПУ установлен регулятор расхода. В качестве регулятора расхода используется шаровой кран-регулятор расхода РАРД.200.040.28-03Р DN 200 мм, PN 4,0 МПа с ручным управлением. Конструктивно блок ТПУ выполнен в виде отдельного блока на раме.

2.2.5 Система обработки информации

Система обработки информации (СОИ) предназначена для сбора, обработки и выдачи информации в виде оперативных отчётов, аварийных сообщений, протоколов поверки и контроля метрологических характеристик ПР.

2.2.6 Порядок взаимодействия с испытательной лабораторией

Определение показателей качества нефти производится в испытательной химической лаборатории аккредитованной в установленном Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии порядке, совместно с представителем .

Показатели качества нефти определяют стандартизированными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

По результатам анализа отобранной пробы представитель » заполняет паспорт качества на нефть, который подписывается представителями обеих сторон и является неотъемлемой частью акта приема сдачи нефти.

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2.7 Описание технологической схемы и технологического режима перекачки нефти через

Технологическая схема представлена в Приложении А.

При работе нефть поступает в блок фильтров, далее во входной коллектор измерительных линий, из входного коллектора, нефть через краны шаровые КШ4 и КШ5 поступает в рабочие измерительные линии и далее пройдя первичные преобразователи расходомеров массовых РМ1 и РМ2 регуляторы расхода РР1 и РР2, краны шаровые КШ6 и КШ7 поступает в выходной коллектор блока измерительных линий и далее в выходной коллектор СИКН. При этом краны шаровые КШ8÷КШ14 должны быть закрыты и проверены на герметичность. Часть нефти из входного трубопровода СИКН поступает в БИК через устройство пробозаборное УП и кран шаровой КШ15. Прокачка нефти через БИК производится одним из насосных агрегатов Н1, Н2. Далее нефть последовательно проходит через один из двух автоматических пробоотборников, ручной пробоотборник, термостатирующий цилиндр, преобразователь плотности, через один из двух поточных влагомеров и ультразвуковых расходомеров, обратный клапан. Возврат нефти из БИК производится во входной трубопровод СИКН через кран шаровой КШ16. Технологическая схема обеспечивает переход на резервную измерительную линию, при этом поток нефти переключают на резервную измерительную линию, краны шаровые на входе и выходе резервной измерительной линии открываются (КШ10, КШ11), а краны шаровые на входе и выходе неисправной рабочей измерительной линии закрываются (КШ4, КШ6 для ИЛ-1 и КШ5, КШ7 для ИЛ-2).

2.2.8 Случаи, при которых оператор ПСП должен отключить рабочую измерительную линию и включить резервную (перечень ситуаций)

Переход на резервную измерительную линию осуществляется:

- отказ преобразователя расхода;
- отказ линии связи от преобразователя расхода до контроллера-вычислителя;
- неустранимые утечки нефти в измерительной линии;

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- засорение прямого участка трубы до или после ПР (повышение перепада давления в линии);
- посторонний шум в измерительной линии.

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

Отбор проб нефти производится через щелевое пробозаборное устройство автоматическим или ручным пробоотборником, установленным в БИК. По видам пробы подразделяются на точечную и объединенную. Точечная проба характеризует свойства нефти в данный момент времени, объединенная проба определяет свойства партии нефти. (ГОСТ 2517-85)

Операторы и совместно с лаборантом на СИКН производят:

а) смену бачка автоматического пробоотборника в БИК для анализа параметров качества нефти (содержание в нем воды, солей, механические примесей и серы). Одновременно с отбором пробы снимаются показания давления и температуры с отображением на АРМ СИКН. При отказе автоматических пробоотборников отбор проб на данные виды анализов производится вручную через ручной пробоотборник в БИК с периодичностью 1 час.

б) разовый точечный отбор пробы нефти через ручной пробоотборник в БИК для анализа ее на давление насыщенных паров. При отборе пробы снимаются показания давления и температуры с АРМ оператора СИКН.

Среднесменная проба 3 литра, отобранная автоматическим пробоотборником, доставляется в лабораторию, регистрируется в «Журнале учета и регистрации проб» и делится на две части. Одна часть пробы используется для определения качественных параметров нефти, вторая – оформляется по ГОСТ 2517 – 85, опечатывается печатью и хранится в месте хранения арбитражных проб в качестве арбитражной в течение 30 суток. Нейтральная лаборатория для анализа арбитражной пробы выбирается по согласованию сторон.

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Арбитражные пробы для хранения разливают в чистые сухие стеклянные бутылки, которые должны быть герметично закупорены пробками или винтовыми крышками с прокладками, не растворяющимися в нефти; горловины закупоренных бутылок должны быть обернуты полиэтиленовой пленкой или другим плотным материалом, обеспечивающим сохранность пробы, и обвязаны бечевкой. Концы бечевки продевают в отверстие этикетки, пломбируют и опечатывают.

Определение показателей качества нефти производится в аккредитованной испытательной химической лаборатории совместно с представителем ООО «Транснефть-Восток» стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858 с изменением № 1:

- массовую долю воды по ГОСТ 2477-65 по каждой среднесменной пробе;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534-76 - по каждой среднесменной пробе;
- массовую долю серы по ГОСТ 1437-75 –по каждой среднесменной пробе;
- давление насыщенных паров по ГОСТ 1756-2000 – по точечной пробе 1 раз в смену;
- плотность нефти по ГОСТ 3900-85 с учетом требований МИ 2153-04 по каждой среднесменной пробе;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370-83 –один раз в 10 дней по накопительной пробе;
- кинематическую вязкость по ГОСТ 33-2000 – один раз в 10 дней по точечной пробе;
- выход фракций по ГОСТ 2177-99 – один раз в 10 дней по точечной пробе;
- массовую долю парафина по ГОСТ 11851-85 – один раз в 10 дней по накопительной пробе;
- объемную долю свободного газа по МИ 2575 –1 раз в месяц и по требованию одной из Сторон;
- массовую долю сероводорода и метил-этилмеркаптанов по ГОСТ Р 50802 – один раз в 10 дней по точечной пробе;

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- массовую долю органических хлоридов по ГОСТ Р.52.247-2004 – один раз в 10 дней по накопительной пробе.

2.2.10 Перечень контролируемых параметров, порядок и периодичность их контроля

В течение смены операторы грузоотправителя и грузополучателя обязаны контролировать по СИКН каждые два часа:

- мгновенный массовый расход нефти по измерительным линиям и СИКН в целом (по АРМ СИКН или по дисплею контроллера-вычислителя);
- суммарный объём нефти (по АРМ СИКН или по дисплею контроллера-вычислителя);
- суммарную массу нефти (по АРМ СИКН или по дисплею контроллера-вычислителя);
- перепад давления на фильтрах (по АРМ СИКН или по месту);
- текущее значение плотности нефти в БИК (по АРМ СИКН или по дисплею контроллера-вычислителя);
- текущее значение температуры нефти в БИК (по АРМ СИКН или по месту);
- текущее значение давления нефти в БИК (по АРМ СИКН или по месту);
- работу автоматического пробоотборника (по АРМ СИКН или по месту);
- расход по линии качества в БИК (по АРМ СИКН или по месту).

Все вышеуказанные данные автоматически заносятся в электронный журнал регистрации показаний СИКН на АРМ. В случае отказа основного и резервного АРМ, оператор ОАО «ВЧНГ» должен вести журнал регистрации показаний СИКН вручную на бумажном носителе.

2.2.11 Перечень ситуаций, при которых должна быть отключена и осуществлён переход на резервную схему учета нефти

Переход на резервную схему учета нефти осуществляется в случаях:

- одновременного отказа преобразователей расхода, на рабочих и резервной линиях;
- одновременном отказе всех фильтров;

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- одновременного отказа всех насосов БИК;
- не устранимые утечки нефти на байпасном трубопроводе СИКН;
- превышения значения суммарной погрешности по массе брутто СИКН допускаемого предела $\pm 0,25$ % при проведении очередной или внеочередной поверки средств измерений;
- реконструкции и проведения плановых работ по обслуживанию, связанных с остановкой СИКН, по согласованию с _____ и _____ ;
- отключения электроэнергии (при отсутствии резервного электроснабжения);
- наличия неустраняемых утечек нефти на всех трубопроводах ИЛ СИКН;
- аварийных ситуациях, при которых эксплуатация СИКН невозможна (пожар и т.д.) или может привести к гибели людей и оборудования;
- отказ СОИ СИКН;
- несоответствия расхода нефти через БИК нормативному (если нет возможности отрегулировать расход);
- падение давления нефти после ПР ниже значения определяемого формулой (1) Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти и невозможности установления нормируемого значения.

Отсутствие дополнительных средств измерений не является причиной перехода на резервную схему учета нефти. Решение о переходе на резервную схему учета принимает оперативный персонал _____ и _____ с извещением своих вышестоящих инстанций и диспетчера _____ .

Резервная схема учета нефти предполагает использование 2-х вариантов

- 1) Учет нефти производится по технологическим резервуарам _____ расположенным на _____ (приложение В)

Средства измерений:

-

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- рулетка измерительная с лотом Р-20УЗГ, 20 м. по ГОСТ 7502 - 98;
- переносной пробоотборник по ГОСТ 2517-85 для отбора проб из резервуара;
- термометры ТЛ 4-2 с ценой деления 0,1 0С, погрешность $\pm 0,2$ 0С для определения температуры проб нефти, отбираемых из резервуара;
- ареометры АНТ-1 по ГОСТ 18481 с ценой деления шкалы 0,5 кг/м³.

2) Учет нефти производится по установке поверочной передвижной на базе массометров, включенной последовательно с СИКН и расположенной на площадке СИКН ПСП «Талаканское» ОАО «ВЧНГ».

2.2.12 Прекращение учетных операций

Прекращение учетных операций осуществляется в случаях:

- увеличение содержания воды более 0,5 % по показаниям поточного влагомера (при установившемся значении на вторичном приборе влагомера и сохраняющимся в течение не менее 3-х минут)
- по результатам оперативного двухчасового контроля;
- при срабатывании индикаторов (рабочего и резервного одновременно) контроля наличия свободного газа с учетом переходного периода указанного в инструкции завода-изготовителя ИФС;
- при полном и отказе основной и резервной схемы учета нефти.

Решение о прекращении учетных операций принимает оперативный персонал с извещением вышестоящих ин-

станций и диспетчера . При прекращении учетных

операций составляют «Акт отключения СИКН» в 3-х экземплярах, если до прекращения учетные операции велись с применением СИКН. Возобновление учетных операций производит оперативный персонал

по разрешению диспетчера . В качестве мер допускается работа через по кольцевой схеме в .

					Характеристика современных систем учёта нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

3. ПРОВЕДЕНИЕ ТОВАРНО - КОММЕРЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПО РЕ-
ЗЕРВНОЙ СХЕМЕ УЧЕТА НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗЕРВУА-
РОВ

3.1 Характеристика объекта

Прием нефти на _____, в соответствии с качеством ГОСТ Р 51858-2002,
осуществляется по приемному коллектору _____ в любой из резервуаров на ос-
новании технологического регламента _____ в _____

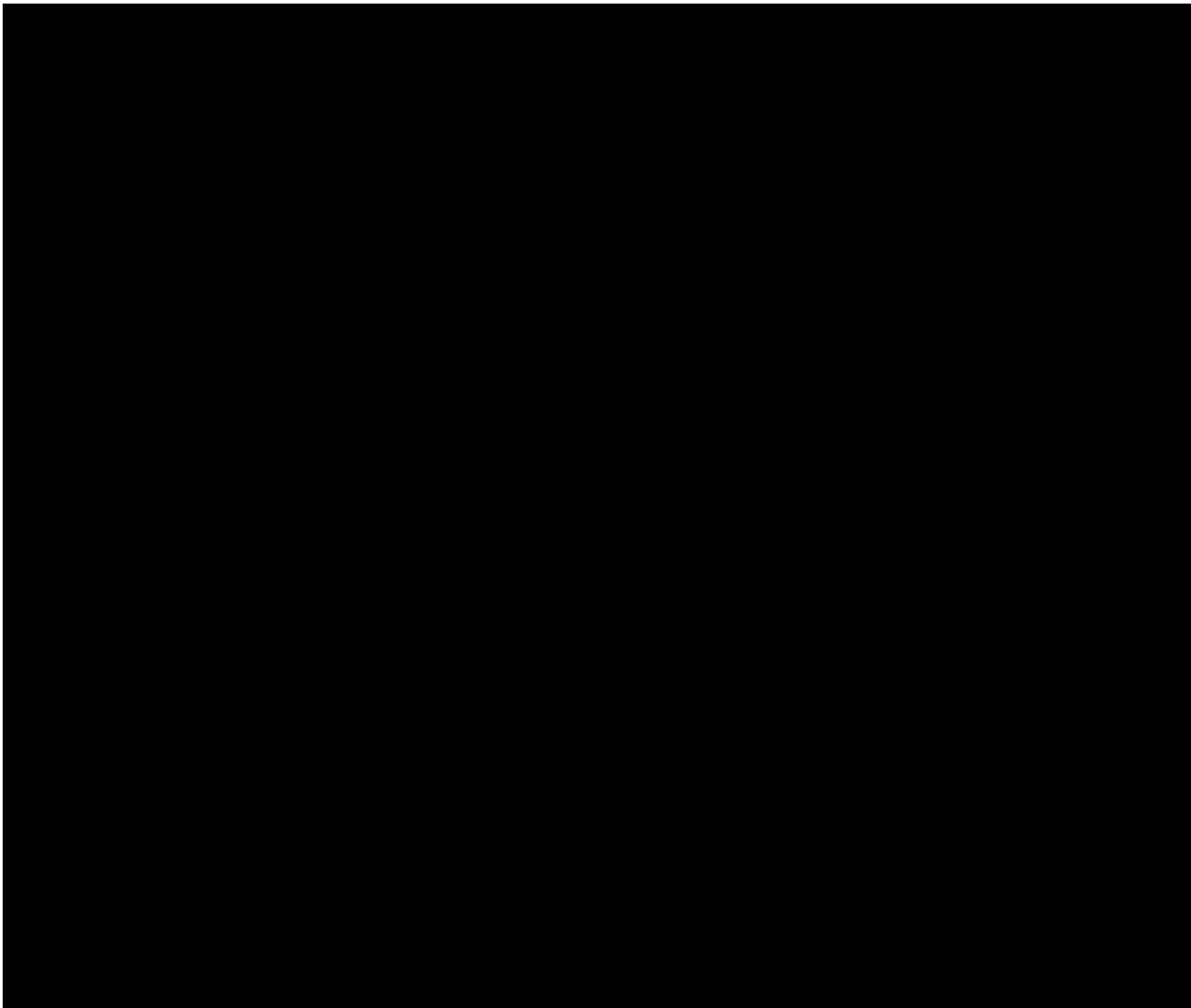
В _____ коллектор осуществлено подключение нефтепровода от
принадлежащее _____

На _____ установлено:

Транспортировка нефти производится по МН Ду1220мм. трубопроводной
системы _____. Основное и вспомогательное обо-
рудование МН ВСТО автоматизировано и оснащено телемеханикой для дистан-
ционного управления и блокировки. Пуски и остановки основного оборудования
осуществляются автоматически дистанционно по команде диспетчера из
_____ или по месту.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Адушкин А.В.			Проведение- товарно-коммерческих опе- раций по резервной схеме учёта нефти с использованием резервуаров	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.					28	102
Консульт.						ТПУ гр.3-2Т01		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Таблица 1



3.2 Оборудование, эксплуатация, техническое обслуживание резервуара РВСПА-50 000м³ с купольной крышей из алюминиевых сплавов

Эксплуатация и обслуживание РВСПА-50000м³ ведется с учетом требований РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз» и РД 23.020.00-КТН-018-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Резервуары стальные вертикальные для хранения нефти и нефтепродуктов объёмом 1000 – 50000м³. Нормы проектирования». На основании документов НТД введен состав оборудования, технические характеристики, устройства, правила заполнения и опорожнения, состав работ и сроки проведения технического обслуживания и ремонта оборудования и конструкций, требования к проведению диагностики и капитального ремонта, состав и сроки работ по предотвращению образования донных отложений, требования безопасности при эксплуатации резервуаров с купольными крышами. Каждый работник, обслуживающий резервуар с купольной крышей, должен знать устройство, правила эксплуатации и особенности резервуара с купольной крышей, его преимущества и недостатки по сравнению с резервуарами других типов, поддерживать в исправности и порядке при обслуживании.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

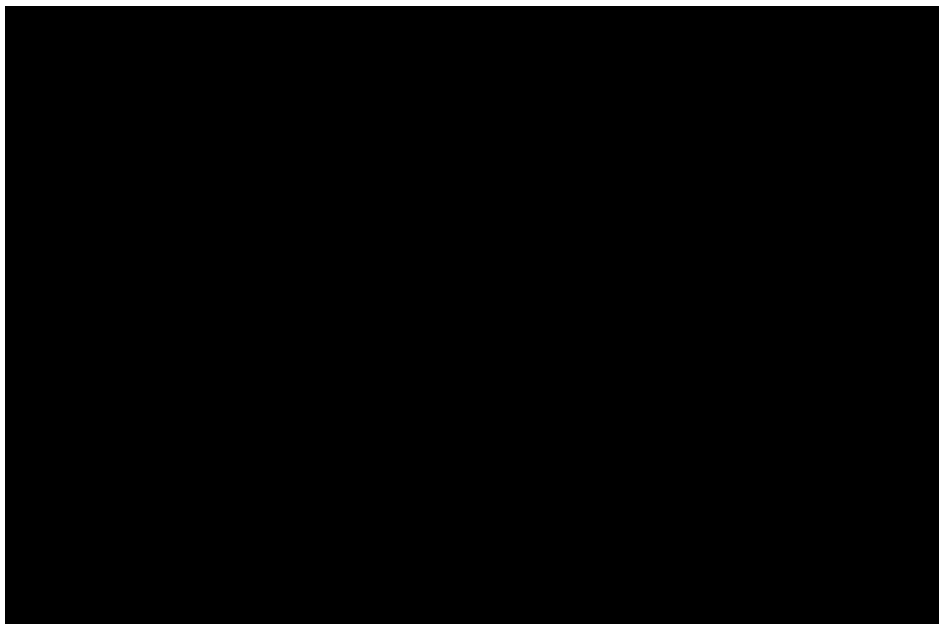


Рисунок 5.РВСПА-50000м³

3.2.1 Технические характеристики резервуара

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах типа РВСПА-50000, представлен в таблице 2

Таблица 2

Оборудование и конструктивные элементы резервуара

<i>Наименование оборудования</i>	
1	
Купольная крыша	
Понтон	
Дыхательный клапан	
Предохранительный клапан	
Вентиляционный патрубок	
Огневой предохранитель	
Газоуравнительная система	
Приемо-раздаточный патрубок с хлопушей *	
Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой	
Компенсирующая система приемо-раздаточных патрубков	
Пробоотборник	
Водоспуск с плавающей крыши	
Кран сифонный	
Система размыва донных отложений	
Кольцевая лестница	
Замерный люк	
Световой люк	
Люк-лаз	
Уровнемер	
Датчики температуры нефти	
Сигнализатор аварийного уровня	
Пожарные датчики	
Система молниезащиты	
Система защитного заземления	
Система защиты от коррозии	
Система пожаротушения	
Система орошения	

3.2.2 Конструкции и оборудование резервуара

Стенка резервуара состоит из 8 поясов, каждый пояс из 24 листов размером 7990 x 2250 мм. Толщина листов стенки резервуара различна и уменьшается снизу вверх. Монтаж стенки выполнен полистовым методом.

В верхней части, стенка укрепляется кольцом жесткости, которое обеспечивает общую устойчивость конструкции резервуара, воспринимает ветровую нагрузку и служит обслуживающей площадкой. Днище состоит из листов толщиной 9 мм, в месте примыкания днища к стенке резервуара смонтировано кольцо окраек, состоящее из 32 листов, толщиной 16 мм. Для обеспечения возможности слива подтоварной воды и наиболее полного опорожнения ре-

резервуара днище имеет уклон 1:100 от центра к стенке резервуара. При эксплуатации, во время ежесменных осмотров (1 раз в смену) необходимо через смотровые колодцы, расположенные возле стенки резервуара, контролировать отсутствие протечек днища резервуара.

При наличии воды в смотровых колодцах, её необходимо откачать погружным насосом в ближайший колодец производственной канализации, оборудованный в каре резервуара.

Также необходимо наблюдать за осадкой резервуара. Контроль осадки заключается в нивелировке окрайки днища по наружному периметру в постоянных точках через каждые 4 м.

В первый год эксплуатации резервуара, контроль осадки резервуара нивелированием в абсолютных отметках окрайки днища проводится 1 раз в месяц; в последующие четыре года эксплуатации контрольное нивелирование проводится 1 раз в год; в последующие годы - не реже 1 раза в 5 лет. Купольная крыша является несущей и ограждающей конструкцией резервуара, водонепроницаемой обеспечивающей вентиляцию подкупольного пространства.

Несущей конструкцией купольной крыши является сетчатый каркас из алюминиевых прессованных профилей двутаврового и квадратного сечения, образованный из треугольных ячеек.

Для обеспечения естественной вентиляции резервуара купольная крыша оборудована вентиляционным патрубком, расположенным на вершине и кольцевым вентиляционным продухом, расположенным по всему периметру между опорным кольцом и опорным поясом.

Значения снеговой и ветровой нагрузки на купольную крышу принимаются согласно существующих климатических районов.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2.3 Понтон. Назначение и принцип работы.

Понтон алюминиевый предназначен для снижения потерь нефти и нефтепродуктов, а также предотвращения загрязнения атмосферы углеводородами при хранении их в вертикальных стальных резервуарах путем перекрытия поверхности продукта понтоном. Резервуар с понтоном более безопасен в отношении взрыво-пожаробезопасности, за счет отсутствия газового пространства. Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения по сравнению с резервуарами без понтона, 70.....99%. Резервуар оборудован понтоном конструкции заводского изготовления. Плывучесть понтона обеспечивается наличием алюминиевых поплавков, собранных из отдельных элементов. Для ограничения опускания понтона и фиксации её в крайнем нижнем положении смонтированы стационарные опорные стойки, выполненные из трубы Ду 40 мм. Стойки расположены под понтоном равномерно по концентрическим окружностям. Стойки двух типов. По периметру периферийного кольца устанавливаются стойки переменной высоты – 72 шт. При всплытии понтона при гидроиспытаниях монтажные стойки по периферийному кольцу заменяются на стойки переменной высоты. Общее количество стоек на понтоне «КонТЭК» - 272шт. Стойки закреплены на понтоне и движутся вместе с ним. Длина стоек различна и определена в соответствии с профилем днища резервуара. Доступ на понтон обеспечивается через два люка лаза Ду 600х900мм во втором поясе. Понтон из алюминиевых сплавов состоит из герметичных поплавков, расположенных параллельными рядами в центральной части и по окружности на периферии. В каждом ряду поплавки скреплены между собой. Поверхность понтона покрыта настилом, состоящим из секций. В нижнем положении понтон опирается на опорные стойки переменной высоты, монтируемые на понтоне. На понтоне смонтированы люк-лазы, герметично закрываемые крышками, которые при посадке понтона на опорные стойки открываются толкателями. Зазор между понтоном и стенкой резервуара перекрывается уплотняющим затвором. Уплотнение затвора должно достигаться за счет упругих сил материала уплотнителя. Номинальный размер

					<i>Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

зазора между понтоном и стенкой резервуара должен быть 200 мм, усилие прижатия к стенке резервуара мягкого уплотняющего затвора должно быть не более 20 Н/м.

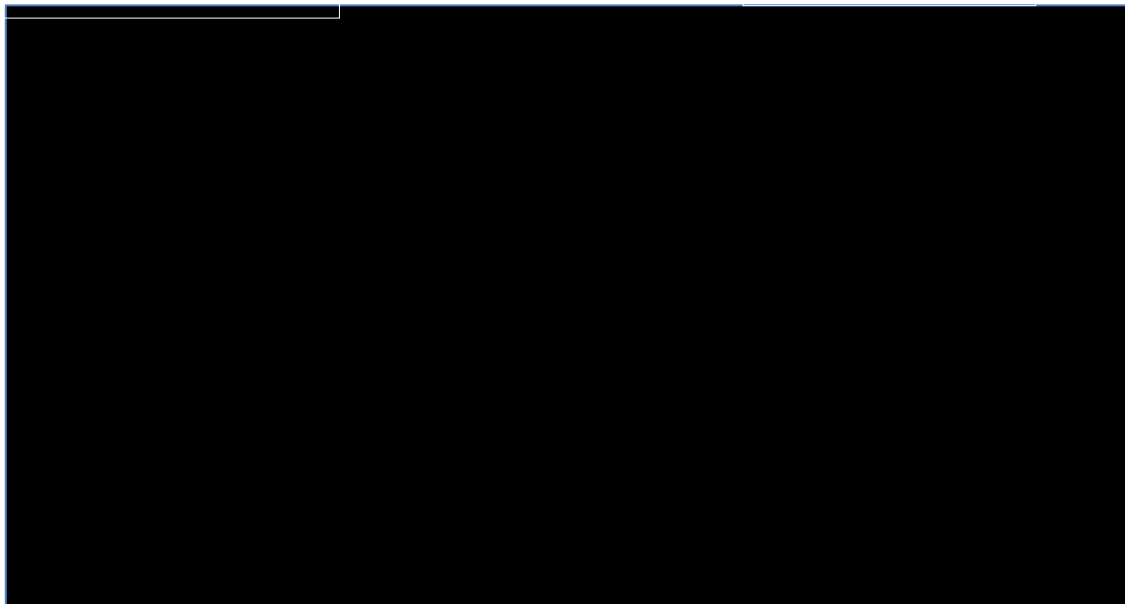
3.2.4. Устройство понтона

Конструкция понтона сборно-разборная при помощи болтовых соединений, с габаритными размерами составных частей, которые позволяют проводить монтаж, замену любой части понтона при ремонтных работах, либо полный демонтаж через существующие в резервуарах люки обслуживания. Формообразующим элементом понтона является несущее кольцо 1 (рис.6) состоящее из набора сегментов из алюминиевого профиля. На несущем кольце равномерно по периметру установлены плоские пружины 2, на которых закреплены щеточные сегменты 3. Просвет между несущим кольцом и щеточными сегментами закрыт фартуком 5. На стыках сегментов несущего кольца установлены кронштейны с опорными стойками 4. К каждому кронштейну закреплены поплавки 6. На несущее кольцо установлены ряды силовых балок 7, под которые в поперечном направлении смонтированы ряды поплавков. Между двумя смежными рядными поплавками установлены скобы с опорными стойками. Концы крайних рядных поплавков замкнуты на несущее кольцо, образуя тем самым совместно с балками 7 единую силовую конструкцию. На верхние плоскости силовых балок и несущего кольца установлен ленточный настил 8, который фиксируется прижимом 9. Для прохода направляющей на понтоне установлен тоннель обводной 10. Для удобства эксплуатации на настиле установлен клапаны-люки 11 для прохода на настил понтона и для предотвращения образования вакуума при сливе продукта, а также избыточного давления при наливке продукта в подпонтонном пространстве. Для снятия заряда статического электричества имеется устройство заземления 12, связывающее токопроводящие части понтона с конструкцией резервуара. На настиле понтона предусмотрены устройства для слива с настила продукта и конденсата.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Направляющая понтонa

Кровля резервуара



Днище резервуара

Стенка резервуара

Рисунок 6. РВСПА

1- несущее кольцо, 2- щеточный сегмент, 3 - пружина, 4- стойка опорная, 5- фартук, 6- поплавков, 7- балка силовая, 8- настил, 9 - прижим настила, 10- тоннель обводной, 11-клапан люк, 12- устройство заземления,. 13- устройство слива.

3.2.5 Устройство поплавка. Поплавков представляет собой сборно-сварную конструкцию (Рис.7.), состоящую из обечаек 3, донышек 4 и кронштейнов 5.



Балка силовая

Рисунок 7. Поплавков

В донышке поплавка установлен вентиль с золотником 2. На вентиль навернут колпачок 1 с уплотнительной прокладкой из маслобензостойкой

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

резины. Установка понтона на стойки с рабочей высотой эксплуатации 1255мм проводится после окончания монтажа понтона (ремонтное положение 2460мм), или после выполнения регламентных или ремонтных работ в резервуаре. Указанные работы проводятся с настила понтона, находящегося в положении «на плаву», с уровнем жидкости в резервуаре не менее 3000 мм.

3.2.6 Основные технические данные понтона «КонТЭК»

Таблица 3

Технические данные понтона «КонТЭК».

<i>Наименование параметров</i>	<i>Нормы типоразмера</i>
- Емкость резервуара , м ³	
- Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения по сравнению с резервуарами без понтона, %	
- Интервал рабочих температур, С	
- Рабочая среда	
- Запас плавучести, %	
- Диаметр понтона, м	
- Без затвора	
- Номинальный зазор между понтоном и стенкой резервуара, мм	
- Скорость движения понтона , м/час	
- Нижнее эксплуатационное положение понтона, м	
- Электрическое сопротивление заземления , Ом	
- Общее количество стоек, шт	
- Количество стоек переменной высоты, шт	
- Количество поплавков, шт	
- Вес понтона в сборе , кг	

Осмотры и техническое обслуживание

Техническое обслуживание понтона заключается в плановой организации и своевременном проведении обследования и ремонта. Осмотр и техническое обслуживание понтона резервуара проводятся в соответствии с картой технического обслуживания резервуара данной конструкции и графиком ППР. Осмотр и техническое обслуживание оборудования понтона проводить строго в соответствии с мерами безопасности указанными в наряде – допуске.

При осмотре понтона необходимо обратить внимание на следующее:

- утечки нефти;

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- образование трещин по сварным швам и основному металлу;
- появление вмятин;
- плотное закрытие монтажных, световых, замерных люков;
- положение понтона, ее горизонтальность;
- отсутствие нефти на настиле понтона;

При наполнении-опорожнении резервуара, осмотр понтона запрещен. Осмотр понтона производится через смотровые люка при максимальном заполнении резервуара один раз в месяц.

3.2.7 Уплотняющий затвор

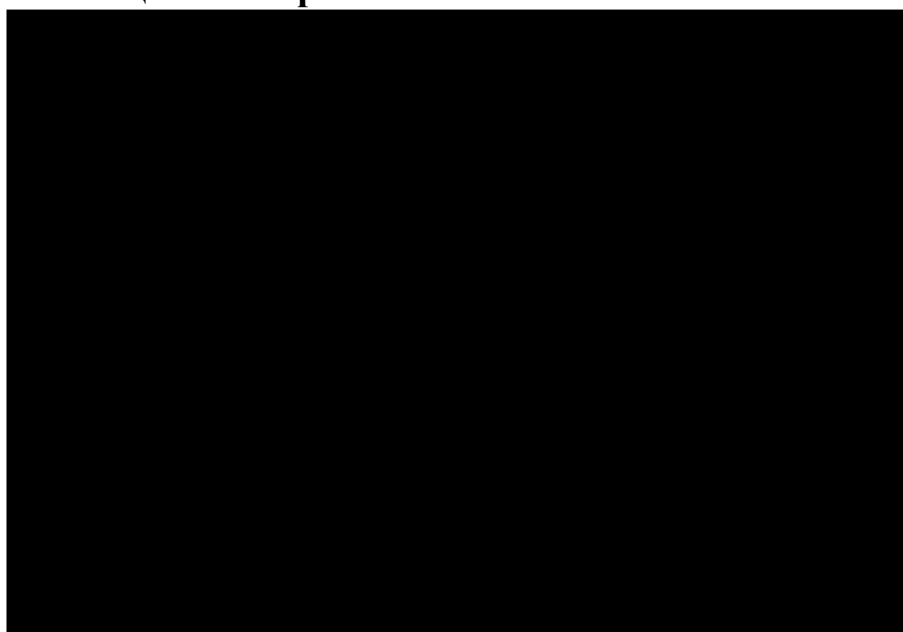


Рисунок 8. Уплотняющий затвор понтона

Уплотняющий затвор (рис.8) комбинированного типа состоит из лакоткани эмульгированной фторопластом предназначен для герметизации зазора между стенкой резервуара и понтоном с целью сокращения потерь легких фракций нефти и нефтепродуктов от испарения. Затвор легко собирается в резервуаре, имеют подвижные деталей, экологически безвредны, стойки к нефтепродуктам. Уплотняющий затвор понтона обладает высокой степенью герметичности, высокоэластичен, морозостоек, долговечен.

Температурный интервал эксплуатации, °С от –60 до +40

Перекрываемый зазор, мм от 100 до 200

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При техническом обслуживании следует проверить техническое состояние, обратить внимание на плотность прилегания затвора к стенке резервуара. Не допускать скопления грязи на щитке затвора. По мере необходимости производить очистку от парафинистых отложений затвора. Сигнализаторы аварийного уровня ОМЮВ подключены к устройствам сопряжения с объектами (УСО) микропроцессорной автоматики НПС. В случае срабатывания датчика на каком-либо резервуаре, на АРМ оператора НПС появляется звуковая сигнализация и оперативное сообщение, включается алгоритм защиты резервуара от перелива.

3.2.8 Направляющая

Для предотвращения вращения понтона под воздействием потоков нефти при заполнении и опорожнении резервуара и для координации движения понтона устанавливается одна направляющая, которая представляет собой вертикально установленную трубу Ду 500 мм., опирающуюся на днище резервуара тремя опорными уголками. На верхнем фланце направляющей установлен радарный уровнемер и многоточечный датчик температуры, а также имеется люк для ручного замера уровня нефти (рис.15). Внутри направляющей установлена стальная нержавеющая труба $d = 220$ мм для радарного уровнемера. В верхней части направляющей имеется вентиляционный отвод на верхнем фланце которого установлен вентиляционный патрубок ПВ-50 с огнепреградителем ПО-50. Для герметизации узла прохода направляющей через понтон предусмотрено уплотнение, состоящее из стального скользящего листа и прокладки из прорезиненного бельтинга, прижимаемой к скользящему листу накладкой.

3.2.9 Огневой предохранитель

Для снижения возможности возникновения пожаров, путем предохранения резервуара от попадания в него искр и пламени и сокращения загрязнения атмосферы на вентиляционном отводе направляющей стойки резервуара РВСПА-50000м³ установлен огневой предохранитель ОП-50. Техническое

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

обслуживание огневых предохранителей заключается в проведении проверочных осмотров (в весенне-летний период эксплуатации осмотры следует проводить не реже одного раза в месяц).

3.2.10 Кольцевая лестница

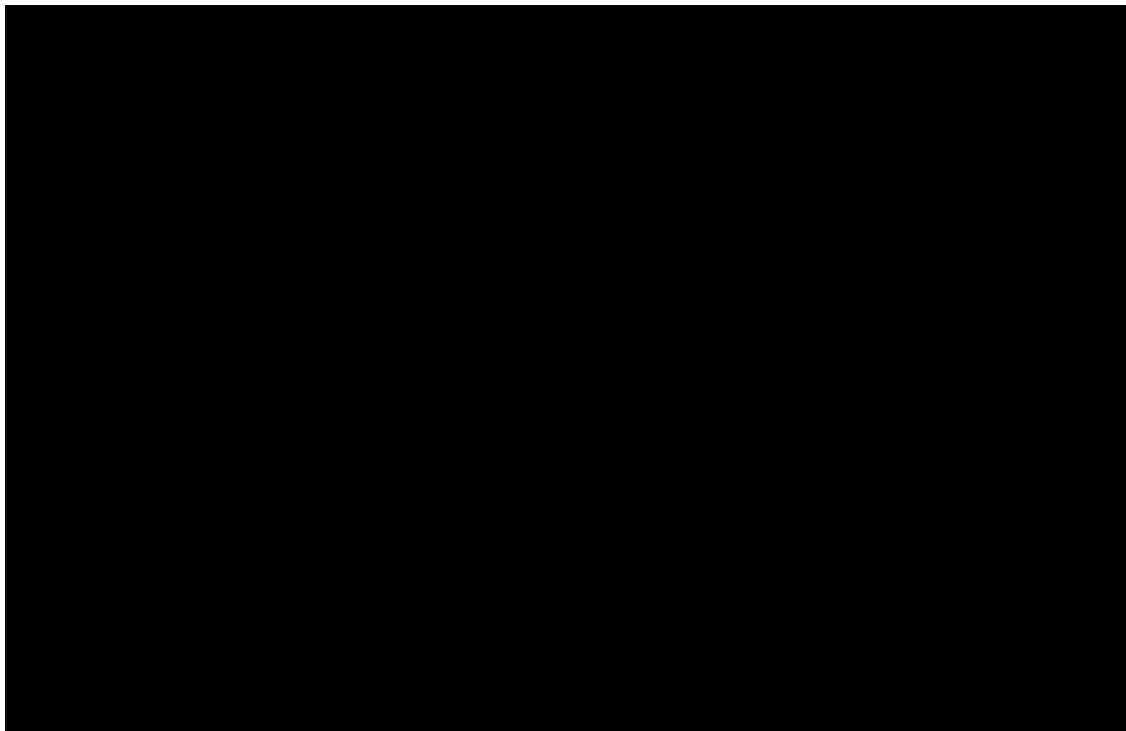


Рисунок 9. Кольцевая маршевая лестница

Кольцевая маршевая лестница (рис.9) предназначена для подъема на ветровое кольцо резервуара. Состоит из лестничных маршей, промежуточных площадок, ограждения. Кольцевая лестница крепится к стенке резервуара. Длина лестничных маршей от 3279 мм до 3861 мм, угол наклона 45°, ширина 700 мм. Площадки выполнены в виде секторов и опираются на кронштейны. Кронштейны под площадки приварены к стенке резервуара

3.2.11 Ветровое кольцо и площадки обслуживания оборудования

Ветровое кольцо, расположенное в верхней части стенки, состоит из 18 секций с ограждением и настилом, обеспечивает общую устойчивость конструкции резервуара, воспринимает ветровую нагрузку и служит обслуживающей площадкой. С ветрового кольца производится обслуживание камер пены низкой кратности КНП5 (9 шт.) и извещателей пламени ИПЭС-ИК/УФ (16

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

шт.). По своей конструкции люки и патрубки предусмотрены для длительной работы без необходимого ремонта, поэтому не требуют специального обслуживания в процессе эксплуатации. В процессе эксплуатации необходимо производить периодические осмотры, но не реже 1 раза в месяц.

3.2.12 Устройство для размыва донных отложений

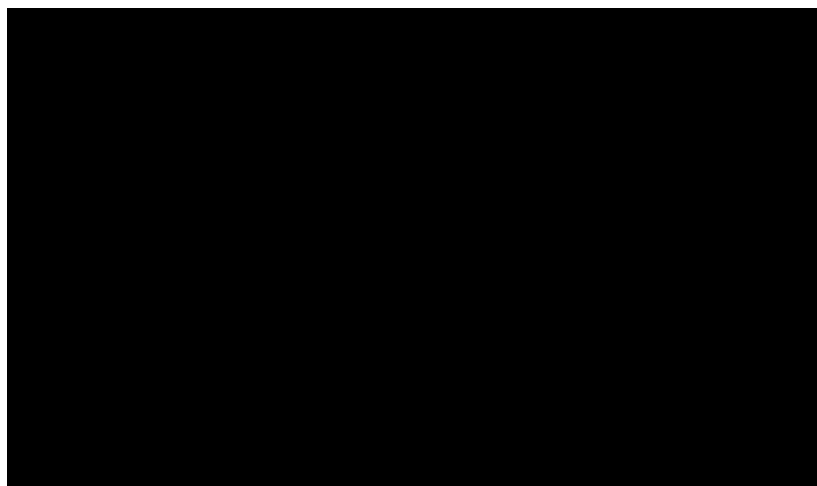


Рисунок 10. «Диоген 700»

Для предотвращения образования донных отложений в резервуаре, на первом поясе стенки резервуара смонтированы два устройства размыва донных отложений «Диоген 700» (рис.10) в количестве 2 шт. Работы по размыву донных отложений производятся с целью предотвращения образования, накопления и удаления донных отложений, предотвращения скопления и удаления подтоварной воды. Технологический процесс размыва и удаления донных отложений из эксплуатируемых резервуаров заключается в периодическом перемешивании нефти в резервуаре и включает следующие операции: размыв и удаление донных отложений, контроль эффективности процесса размыва и удаления донных отложений из резервуаров с нефтью. Уровень донных отложений в резервуарах должен замеряться один раз в сутки, с записью результатов замера до и после размыва в журнале. Донные отложения препятствуют достоверному учету нефти, поэтому регулярный контроль их количества, размыв и удаление имеют значение в плане минимизации потерь нефти от погрешности баланса.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2.13 Приемо-раздаточное устройство

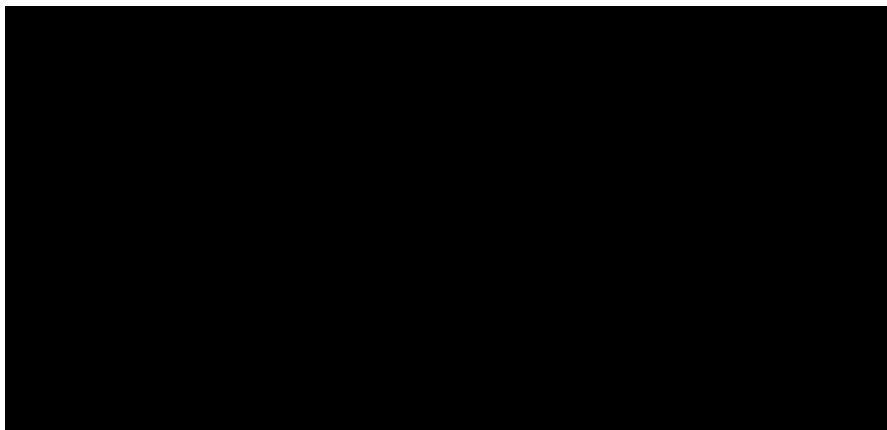


Рисунок 11. Приемо-раздаточное устройство

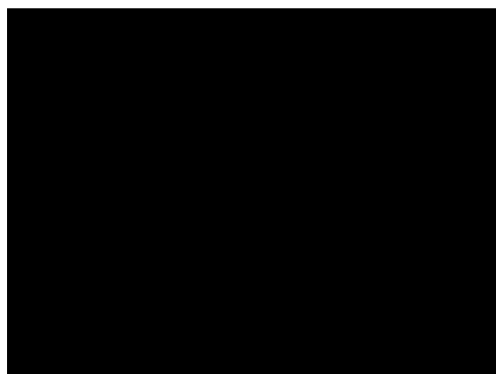
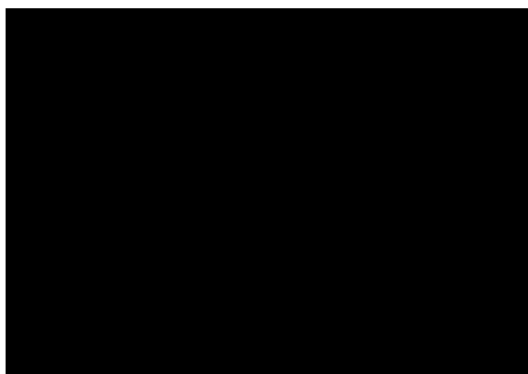
Приемо-раздаточное устройство (ПРУ) (рис.11) предназначено для увеличения полезной емкости резервуаров и снижения интенсивности образования донных отложений при закачке/откачке нефти.

При заполнении резервуара нефть, проходя через приемо-раздаточное устройство, распространяется по днищу резервуара в виде затопленной струи, смывает донный осадок и переносит его во взвешенное состояние в массе нефти.

Уменьшение уровня минимального взлива при откачке нефти из резервуара происходит за счет того, что зазор между зонтом приемо-раздаточного патрубка и днищем резервуара составляет минимальную величину (по допустимому значению скорости истечения нефти в резервуар через ПРУ с учетом образования статического электричества).

В состав приемо-раздаточного устройства входят (рис.12) приемо-раздаточные патрубки (4 шт.) с отводами поз. 1, зонтами поз.2, рассекателями поз. 3. Монтаж ПРУ производится на фланцы приемо-раздаточных патрубков резервуара (поз. 4). Фланцы должны быть соединены между собой шунтирующей перемычкой.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42



1 - отвод; 2 - зонт; 3 – рассекаТЕЛЬ; 4 – фланец.

Рисунок 12. Приемо-раздаточное устройство.

3.2.14 Кран сифонный КС-80

Краны сифонные КС (рис.13) предназначены для забора и спуска подтоварной воды из резервуаров для хранения и раздачи нефти и нефтепродуктов. По устойчивости к воздействию климатических факторов внешней среды краны изготовлены в исполнении УХЛ.

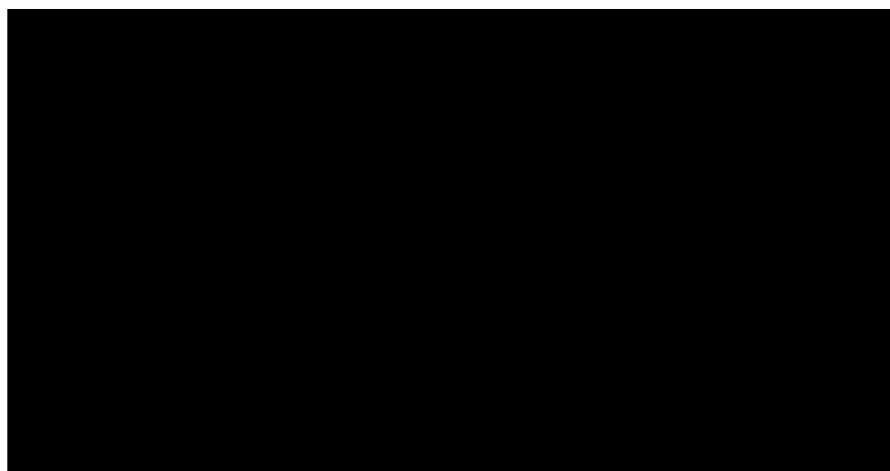


Рисунок 13. Кран сифонный

1 - кран проходной муфтовый, 2 - ручка, 3 - втулка сальника, 4 - корпус сальника, 5 - кольцо кожуха, 6 - патрубок, 7 - фланец, 8 - болтовое соединение, 9 - кольцо уплотнительное, 10 – кожух.

На фланце корпуса сальника 4 нанесены три буквы: Р, П и Н, что соответствует трем положениям патрубка:

Р - рабочее: патрубок обращен вниз происходит сброс подтоварной воды.

П - промывка: патрубок обращен вверх происходит промывка патрубка.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Н - нерабочее: патрубок расположен горизонтально.

Патрубок 6 занимает нужное положение в резервуаре при помощи ручки 2.

После окончания операции "сброса воды" закрыть кран и установить патрубок в нерабочее положение. ТО проводится 1 раз в три месяца.

3.2.15 Коренные задвижки резервуара

В каре резервуара, на трубопроводах приемо-раздаточных патрубков смонтированы коренные шиберные задвижки Ду 1000 мм, обеспечивающие возможность налива и опорожнения резервуара. Для управления задвижками на них установлены электропривода. Электроприводы предназначены для дистанционного и местного управления запорной арматурой магистральных нефтепродуктопроводов, эксплуатирующийся в наружных установках и в помещениях во взрывоопасных зонах, в которых возможно образование паро- и газовоздушных взрывоопасных смесей.

3.2.16 СКНР

Наименование изделия система компенсации нагрузок от приемо-раздаточных патрубков на стенку РВС 10-50 тыс.м.³ СКНР (рис.14) предназначены для компенсации относительных пространственных перемещений и герметичного соединения трубопроводов, транспортирующих жидкие среды (горючие, легковоспламеняющиеся жидкости) до условного давления 1,0 МПа и рабочих температур от мин; гс 3 0°C до плюс 50°C и эксплуатирующийся на магистральных нефтепроводах и нефтебазах. СКНР применяются для трубной обвязки приемо-раздаточных патрубков стальных вертикальных резервуаров номинальным объемом от 10 до 50 тыс.м.³. и высотой стенки резервуаров 11,8 м и менее с подводными технологическими трубопроводами условным диаметром от 400 до 700 мм и условным давлением до 1,0 МПа. СКНР обеспечивает снижение нагрузок на приемо-раздаточные патрубки резервуаров, возникающих при осадке основания резервуара и опор ПТ при деформациях стенки резервуара и трубопроводов СКНР, ПРП и ПТ при изменениях гидравлического давления, температуры окружающего воздуха и

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перекачиваемого (хранимого) продукта, изменении веса трубопровода СКНР при его заполнении и опорожнении.

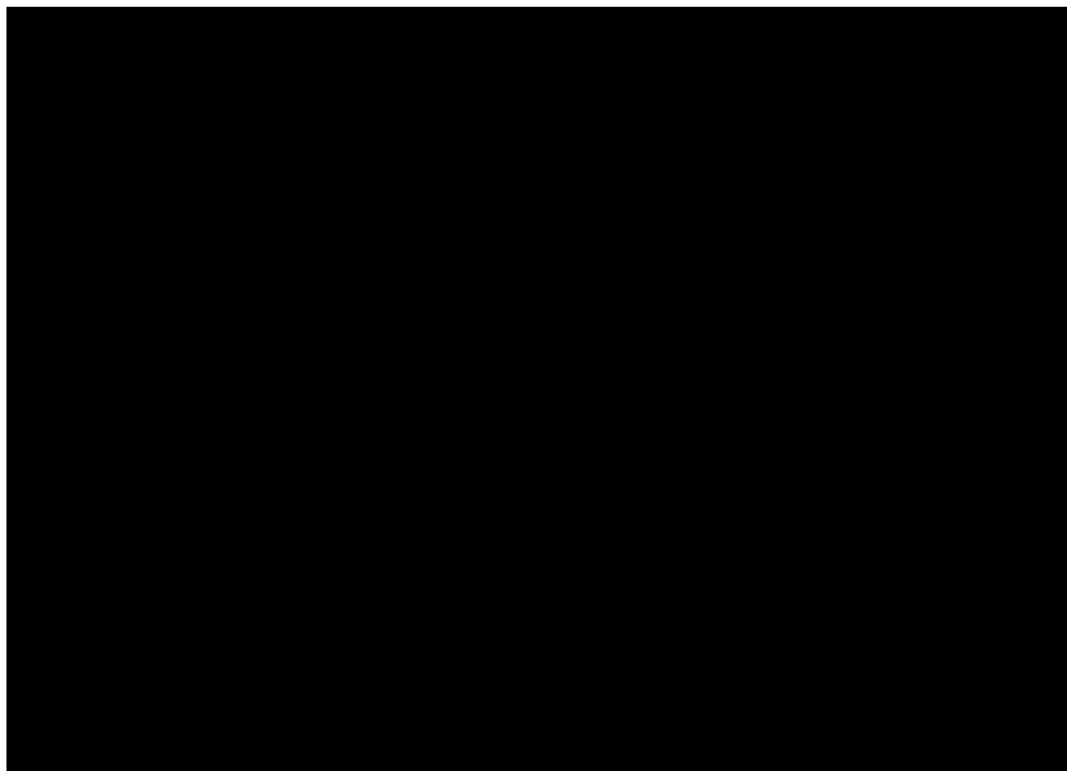


Рисунок 14 .Общий вид СКНР

3.2.17 Система пожаротушения

Для противопожарной защиты резервуара РВСПА-50000м³, предусмотрено комбинированное пенное пожаротушение, основанное на применении низкократной пены, получаемой из рабочих растворов фторсодержащих пленкообразующих пенообразователей и трубопроводы водяного охлаждения. Комбинированное тушения пожара предусматривает одновременно:

- подачу пены низкой кратности через нижний пояс резервуара непосредственно в слой нефти (система подслоного тушения);
- подачу пены низкой кратности в зону кольцевого пространства между стенкой резервуара и понтоном;

Система подслоного пожаротушения смонтирована в первом поясе резервуара и представляет собой кольцевой трубопровод с технологическими отверстиями и системой подводящих трубопроводов. Система подслоного

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пожаротушения предназначена для обеспечения ввода пены под давлением непосредственно во внутрь резервуара. Количество линейных вводов под-
слойного тушения пожаров принято три. Патрубки линейных вводов распо-
лагаются равномерно по периметру резервуара.

Количество линейных вводов подачи пены сверху принято три линейные
вводы системы подачи пены сверху располагаются равномерно по периметру
резервуара. Камеры предназначены для комбинированных автоматических
систем пожаротушения нефти и нефтепродуктов в вертикальных стальных
резервуарах с купольной крышей способны решать следующие задачи:

3.2.18 Планирование работ по ТО и ремонту оборудования резервуа- ров РВСПА-50 000м³

Планирование ТО и ремонта оборудования резервуаров РВСПА-50000м³
производится по графикам ППР (плановая система ТОР) и фактическому тех-
ническому состоянию оборудования по результатам диагностических кон-
тролей (система ТОР по фактическому техническому состоянию).

Осмотр и техническое обслуживание резервуаров следует проводить в
соответствии с картами технического обслуживания. Визуальный осмотр,
техническое обслуживание системы комплексной защиты резервуаров от
воздействия опасных факторов молнии, статического электричества и искре-
ния должны проводиться в соответствии с графиком планово-
предупредительных

3.3 Оборудование, эксплуатация, ТО резервуара РВС-20000м³

Рассмотрим технические характеристики резервуара РВС-20000м³ и уста-
навливаемого на нем оборудования.

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров
указаны в таблице 4.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технические характеристики типовых стальных вертикальных резервуаров

Тип Резервуара(м ³)	Высота стенки, м	Диаметр резервуара, м	Масса, т , (мин.-макс.)
PBC-20000			
PBCП-20000			
PBC-20000			
PBC-20000			
PBCП-20000			
PBC-20000			
PBCП-20000			

3.3.1 Перечень оборудования

Перечень оборудования и конструктивных элементов, устанавливаемых на резервуарах типа PBC-20000м³, представлен в таблице 5.

Таблица 5

Оборудование и конструктивные элементы резервуаров

Наименование оборудования	Наличие
1	2
Дыхательный клапан	
Предохранительный клапан	
Вентиляционный патрубок	
Огневой предохранитель	
Газоуравнительная система	
Приемо-раздаточный патрубок с хлопушей *	
Приемо-раздаточное устройство с поворотной заслонкой	
Пробоотборник	
Водоспуск с плавающей крыши	
Кран сифонный	
Система размыва донных отложений	
Шахтная лестница	
Замерный люк	
Световой люк	
Люк-лаз	
Уровнемер	
Датчики температуры нефти	
Сигнализатор аварийного уровня	
Пожарные датчики	
Система молниезащиты	
Система защитного заземления	
Система защиты от коррозии	
Система пожаротушения	
Система орошения	

3.3.2 Приемо-раздаточные устройства (патрубки) предназначены для закачке/откачке нефти в РВС, (присоединены к технологическим трубопроводам) и монтируются в РВС на нижнем поясе. Хлопуши и заслонки, устанавливаемые на РВС, предназначены для предотвращения потерь нефти из резервуаров при авариях и повреждениях технологических трубопроводов или запорной арматуры. На приемо-раздаточном патрубке РВС, ЖБРП должны предусматриваться компенсирующие системы для снижения усилий, передаваемых технологическими трубопроводами на резервуар. Резервуар оборудуется отсекающими коренными задвижками. Резервуары должны быть оборудованы средствами отбора проб. Для отвода ливневых вод с плавающей крыши применяется водоспуск.

3.3.3 Краны сифонные предназначены для сброса подтоварной воды из стальных резервуаров. Для защиты от прямого воздействия атмосферных осадков сифонный кран оборудуется кожухом. Буквы с метками на корпусе сальника соответствуют трем положениям патрубка: Р – рабочее; Н – нерабочее; П – положение промывки.

Риска на патрубке должна совпадать с буквой на фланце сальника. После окончания «сброса воды» кран закрывается, патрубок устанавливается в нерабочее положение, отворачивается пробка в корпусе сальника, удаляется вода до появления нефти, пробка закрывается, устанавливается в кожух.

3.3.4 Устройство для размыва донных отложений. Для предотвращения образования и размыва донных отложений используется система размыва или другое специальное оборудование, имеющее все необходимые разрешительные документы их применения.

3.3.5 Средства измерения уровня нефти в резервуаре. Резервуары оснащаются сигнализаторами аварийного максимального и минимального уровней нефти, устройствами измерения температуры, уровня нефти, автоматическими пожарными извещателями. Техническое состояние дыхательной арматуры имеет важное значение. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и дыха-

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тельных клапанов может предотвратить потери нефти от вентиляции газового пространства. Двухканальная система TRL/2 (канал измерения уровня и температуры продукта) является базовым вариантом построения системы и наиболее широко используется для коммерческого учета нефти и нефтепродуктов. В этом случае с базовой комплектацией системы дополнительно используются датчики давления. Расчет массы продукта производится в реальном масштабе времени с использованием данных об уровне продукта, его средней температуре и его плотности, определяемой на основе показаний датчика гидростатического давления жидкости (продукта), устанавливаемого вблизи дна резервуара. Высочайшая точность измерения достигается за счет термостабилизации электроники и наличия цифрового эталона для автоматической поверки уровнемера перед каждым измерением. Межповерочный интервал уровнемера 5 лет.

3.4 Определение массы нефти в резервуарах. Определение массовой доли воды, %; массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ в нефти. Определение показателей качества нефти важная составляющая учетных операций при приеме-сдаче нефти на ПСП. Испытания нефти представители сдающей и принимающей сторон проводят совместно в испытательной лаборатории, аккредитованной в установленном порядке.

3.4.1 Основные контролируемые показатели качества нефти

Согласно действующим в Российской Федерации стандартам, процедура контроля качества нефти производится проведением ряда испытаний, по следующим показателям, согл. требований ГОСТ Р 51858-2002 с изменен. № 1. Приведение плотности нефти при 20 °С к 15 °С выполняют по таблицам ГОСТ Р 8.599, а также по таблицам МИ 2153 или по программам пересчета МИ 2632. Допускается определять плотность нефти спец. приборами. Название прибора анализатор плотности. Погрешность этих приборов не хуже погрешности при проведении анализа в стандартизованных лабораториях. Допускается определение показателей, составляющих балласт нефти, проводить анализаторами имеющими сертификат Федерального агентства по техническому регулирова-

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нию и метрологии Госстандарта РФ в установленном порядке. Принимают нефть партиями. Партией принимают любое количество нефти которое сопровождается документом о качестве нефти по ГОСТ 1510-84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение».

Для проверки нефти на соответствие требованиям ГОСТ Р 51858 производят приемосдаточные и периодические испытания. Приемосдаточные испытания проводят по следующим показателям: это плотность, кг/м³, массовая доля серы, %, массовая доля воды, %, массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³. При приеме нефти для транспортировки по системе магистрального транспорта проверяют давление насыщенных паров, кПа. Периодические испытания выполняют в сроки, согласованные сдающей и принимающей сторонами, но не реже 1 раза в 10 дней по следующим показателям:

- массовая доля органических хлоридов, ppm;
- массовая доля механических примесей, %;
- давление насыщенных паров, кПа;
- массовая доля сероводорода, ppm;
- массовая доля метил- этилмеркаптанов в сумме, ppm.
- выход фракций, % об.;
- массовая доля парафина, %;

Данные «выход фракций» и «массовая доля парафина» производят при приеме нефти в систему магистрального нефтепровода. Так же проводят при сдаче нефти на экспорт.

Для определения массовой доли механических примесей, массовой доли органических хлоридов и парафина составляют накопительную пробу равных количеств нефти всех суточных объединенных проб за период между измерениями, отобранных по ГОСТ 2517.

Давление насыщенных паров, выход фракций, содержание сероводорода и легких меркаптанов определяют по точечным пробам нефти. Остальные показатели качества нефти определяют по объединенной пробе нефти, отобранной

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

по ГОСТ 2517. Содержание свободного газа в нефти определяют не реже одного раза в месяц, а так же по требованию одной из сторон. Результаты периодических испытаний заносят в паспорт качества испытываемой партии нефти и в паспорта всех партий до очередных периодических испытаний.

При несоответствии результатов периодических испытаний по любому показателю требованиям ГОСТ Р 51858 испытания переводят в категорию приемосдаточных для каждой партии до получения положительных результатов не менее чем в трех партиях подряд.

3.4.2 Определение плотности нефти ареометром

Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или по ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153, или по ГОСТ Р 51069 с учетом систематической погрешности, определенной по МИ 2153, по объединенной пробе нефти, отобранной из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517. Значения плотности приводят к температуре измерения объема нефти в резервуаре и к стандартным условиям в соответствии с МИ 2153 или МИ 2632.

Средства измерений и вспомогательные устройства

При выполнении измерений плотности применяют следующие средства измерений и технические средства:

- Ареометры для нефти АНТ-1 или АН по ГОСТ 18481 с пределом основной допускаемой погрешности 0,5 кг/м³;
- Цилиндры для ареометров стеклянные типа I по ГОСТ 18481 или цилиндры металлические соответствующих размеров, в том числе теплоизолированные, термостатируемые и вмонтированные в трубопровод;
- Термометры жидкостные стеклянные типа А по ГОСТ 28498 или термометры стеклянные для испытания нефтепродуктов типа ТИН-5 по ГОСТ 400, цена деления 0,1°C;

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Термостат для поддержания заданной температуры пробы с пределом допускаемой погрешности 0,1°С;

- Штативы для закрепления термометров в фиксированном положении в цилиндрах;

- Мешалки;

- Трубка резиновая диаметром 8 мм по ГОСТ 5496;

- Емкости для отбора и переноса пробы нефти;

- Бензин-растворитель по ГОСТ 443;

- Нефрас по ГОСТ 8505;

- Вода дистиллированная однократной перегонки по ГОСТ 6709.

Допускается применять другие средства измерений и материалы, обеспечивающие измерения плотности в соответствии с требованиями настоящей рекомендации.

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытываемую пробу нефти, снятии показаний по шкале ареометра при температуре испытаний и пересчете показаний ареометра к температуре и давлению, при которых определен объем нефти. При контроле поточных ПП показания ареометра пересчитывают к температуре и давлению нефти в плотномере в момент отбора пробы для контроля. Пробу нефти отбирают по ГОСТ 2517. Объем пробы должен быть не менее двух литров. Перед заполнением измерительного цилиндра проба делится на две части.

Повторяют измерение, используя вторую часть пробы. После измерений использованные средства измерений и оборудование моют и сушат на воздухе.

Обработка результатов измерений

Показания ареометра пересчитывают к условиям измерений объема по формуле

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\rho = \frac{\rho_{AP}}{[1 + \beta(t - t_{AP})](1 - \gamma P)}, \quad (1)$$

где ρ - значение плотности нефти по показаниям ареометра, пересчитанное к условиям измерения объема или плотности нефти, кг/м³;

ρ_{AP} - показание ареометра (с учетом поправки на мениск при использовании ареометров, градуированных по нижнему мениску), кг/м³;

β - коэффициент объемного расширения нефти 1/°C;

t_{AP} - показание термометра при измерениях плотности ареометром, °C;

t - значение температуры нефти при измерениях объема (плотности) нефти, °C;

γ - коэффициент сжимаемости нефти, значения которого 2153, 1/МПа,

P - избыточное давление нефти при измерениях объема (плотности), МПа;

Значения плотности нефти при 20°C находят из таблицы Б.1 МИ 2153.

Значения плотности нефти при 15°C находят из таблицы Б.2 МИ 2153

Вычисляют среднее арифметическое значение результатов измерений плотности двух частей пробы нефти, пересчитанных по формуле (1), или найденных по приложению Б МИ 2153. Затем из среднего арифметического значения вычитают систематическую погрешность метода, которую определяют по формуле В.1 МИ 2153. За результат измерения плотности нефти принимают значение, вычисленное согласно предыдущего пункта. Запись и округление чисел проводят до четырех значащих цифр.

3.4.3 Определение фактического объема нефти в резервуаре.

Общий объем нефти в резервуаре и объем подтоварной воды определяют по градуировочной таблице на конкретный резервуар.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Фактический объем нефти в резервуаре(МИ 2951-2005) вычисляют по формуле

$$V_n = V_0 [1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s) \cdot (t_{ст} - 20)], \quad (2)$$

где V_0 – объем нефти в резервуаре по градуировочной таблице, m^3 , определяемый по формуле

$$V_0 = V_{ж} - V_{в}, \quad (3)$$

$V_{ж}$ – объём жидкости (нефть и подтоварная вода), определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, m^3 ;

$V_{в}$ – объем подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара, составленной при температуре 20 °С по ГОСТ 8.570, m^3 ;

$\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, значение которого принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ C$;

α_s – температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня, значение которого при измерениях уровня рулеткой из нержавеющей стали α_s принимают равным $12,5 \cdot 10^{-6} 1/^\circ C$. При измерениях уровня нефти рулеткой по высоте пустоты резервуара, а так же при измерениях уровня нефти уровнемерами принимают $\alpha_s = 0$;

$t_{ст}$ – температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в резервуаре.

3.4.4 Определение массы брутто нефти в мерах вместимости

Массу брутто нефти, в тоннах, в мерах вместимости вычисляют по формуле

$$M_{бр} = V_n \cdot \rho_n \cdot 10^{-3}; \quad (4)$$

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где ρ_n – плотность нефти при температуре измерений объема в резервуаре, кг/м³;

V_n – фактический объем нефти в резервуаре, м³.

При откачке нефти из мер вместимости (резервуара) массу сданной нефти определяют как разность первоначальной массы и массы остатка.

Массу сданной нефти $M_{сд}$ вычисляют по формуле

$$M_{сд} = M_{H1} - M_{H2}, \quad (5)$$

где M_{H1} – масса нефти до начала откачки, т;

M_{H2} – масса остатка нефти, т.

При закачке нефти в меры вместимости (в резервуары, танки наливных судов, железнодорожные цистерны) массу принятой нефти $M_{пр}$ вычисляют по формуле

$$M_{пр} = M_{H2} - M_{H1}, \quad (6)$$

где M_{H1} – масса нефти до начала закачки нефти в резервуар, т;

M_{H2} – масса нефти, определённая по окончании процесса закачки, т.

Определение содержания балласта в нефти проводят в испытательной лаборатории с использованием проб, отбираемых в соответствии с ГОСТ 2517.

3.4.5 Определение массы нетто нефти в резервуаре

Массу нетто нефти M_n , т, вычисляют как разность массы брутто нефти M , т, и массы балласта m , т, по формуле

$$M_n = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100} \right), \quad (7)$$

где W_B – массовая доля воды в нефти, %;

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

WМП – массовая доля механических примесей в нефти, %;

WXC – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$WXC = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho_v}, \quad (8)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м³.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_v}, \quad (9)$$

где φ_B – объёмная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды, кг/м³ (принимают равной 1000 кг/м³).

3.4.6 Инвентаризация нефти в резервуарах

Инвентаризацию проводят с целью определения наличия и сопоставления фактического наличия нефти с бухгалтерским учетом. Инвентаризацию нефти проводят по состоянию на 24 часа м.с.к. последнего числа каждого месяца. Для проведения инвентаризации приказом по ОАО (ООО) МН и подразделению издают приказ постоянно действующие инвентаризационные комиссии из числа работников ОАО (ООО) МН при обязательном участии бухгалтера, возглавляемые руководителем ОАО (ООО) МН или его заместителем. Руководитель и главный бухгалтер ОАО (ООО) МН несут ответственность за правильное и своевременное проведение инвентаризации. Инвентаризацию проводят без прекращения перекачки по магистральным нефтепроводам.

ОАО (ООО) МН имеют следующую документацию:

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- на линейную часть магистральных нефтепроводов, технологические нефтепроводы и технологические резервуары (емкости утечек, дренажные емкости и т.п.) градуировочные таблицы, выполненные на основании расчетов вместимости, утвержденные главным инженером ОАО (ООО) МН, и другие нормативные документы;

- на меры вместимости (резервуары и др.) – градуировочные таблицы, утвержденные в установленном порядке, и другие нормативные документы.

Массу нефти при инвентаризации определяют:

- в резервуарах и других мерах вместимости;
- в линейной части магистральных нефтепроводов;
- в технологических резервуарах;
- в технологических трубопроводах.

Определение массы нефти в мерах вместимости, линейной части магистральных нефтепроводов и технологических трубопроводах осуществляют в соответствии с разделом 7 рекомендаций Р 50.2.040-2004 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе МН». К моменту инвентаризации количество резервуаров, находящихся в режиме закачки-откачки: минимальное. Массу нефти в резервуарах при инвентаризации определяют в установленном время проведения инвентаризации: в отключенных и работающих резервуарах. При инвентаризации нефти резервуара, работающего в режиме закачки (откачки), массовую долю балласта рассчитывают из Документа о качестве, оформленного за текущую смену. Измеренный при инвентаризации фактический остаток нефти в резервуарах включает в себя:

- технологический остаток (в том числе минимально допустимый);
- временно вытесненную нефть;
- товарный остаток.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

4. РАСЧЁТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ ХРАНЕНИИ В РЕЗЕРВУАРАХ

При выкачке нефтепродуктов из емкости в освобождающийся объем газового пространства всасывается атмосферный воздух. При этом начинается испарение нефтепродукта. В момент окончания выкачки парциальное давление паров в газовом пространстве обычно бывает значительно меньше давления насыщенных паров при данной температуре.

При последующем заполнении резервуара находящаяся в газовом пространстве паровоздушная смесь вытесняется из емкости. По удельному весу потери от 'больших дыханий' составляют более 2/3 суммарных потерь от испарения. Таким образом, из самого определения потери от 'больших дыханий' зависят от частоты закачки-выкачки резервуаров, т.е. от коэффициента оборачиваемости k

Если емкость оборудована дыхательным клапаном, то давление в газовом пространстве при этом повышается до давления, на которое этот клапан отрегулирован. Затем дыхательный клапан открывается и в атмосферу вытесняется некоторый объем паровоздушной смеси, соответствующий объему паров, которые образуются в процессе дополнительного насыщения газового пространства (обратный выход). Аналогичное явление происходит после частичного заполнения очищенной и проветренной емкости, если в конце заполнения газовое пространство еще не вполне насыщено парами (дополнительный выдох). Однако в этом случае дыхательный клапан после окончания наполнения емкости не закрывается, и сразу начинается 'дополнительный выдох'

Таким образом, были получены простые формулы для определения суточного колебания температуры газового пространства резервуара:

$$\Delta t_r = t_v \cdot f_1 + 591 \cdot [f_2 \cdot f_3 + f_7 \cdot f_6 + f_4 \cdot (f_8 - f_5)] \quad (10)$$

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Аджшкин А.В.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рцдаченко А.В.					58	102
Консульт.						ТПУ гр.з-2Т01		
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.						

где $f_1 - f_8$ функции, определяемые по специальным графикам.

Зная амплитуду колебания температуры в газовом пространстве резервуара Δt_r , можно вычислить максимальную, минимальную и среднюю температуры. Как показывают наблюдения, амплитуда колебания температуры газа в резервуаре в летний период больше амплитуды колебания воздуха Δt_b . Однако минимальная температура воздуха (t_{bmin}). Поэтому приближенно можно принять:

$$t_{rmin} = t_{bmin} = t_{всп} - \Delta t_b / 2 \quad (11)$$

$$t_{rmax} = t_{bmin} + \Delta t_r = t_{всп} - \Delta t_b / 2 + \Delta t_b \quad (12)$$

$$t_{rcp} = (t_{rmax} + t_{rmin}) / 2 = t_{всп} + (\Delta t_r - \Delta t_b) / 2 \quad (13)$$

$$t_{в.сл.min} = t_{всп} - 0,3 \cdot \Delta t_r / 2 \quad (14)$$

$$t_{в.сл.max} = t_{всп} + 0,3 \cdot \Delta t_r / 2 \quad (15)$$

Температура верхних слоев нефтепродукта $t_{в.сл.ср}$ может быть принята приблизительно равной средней температуре воздуха $t_{в.ср}$. Поскольку испарение днем вызывает охлаждение поверхности нефтепродукта, а частичная конденсация паров ночью приводит к нагреванию поверхности нефтепродукта, то оба процесса стремятся к сохранению $t_{в.сл} = const$.

Из экспериментальных данных амплитуда колебания температуры верхних слоев нефтепродукта в среднем составляет $\Delta t_{в.сл} = (0,2 - 0,4) \cdot \Delta t_r$. Вышеприведенные рекомендации по определению температурного режима резервуаров применимы для ориентировочных расчетов по определению количества испаряющегося нефтепродукта в вертикальных стальных резервуарах.

На основании уравнения состояния газов

$$V_1 \cdot P_1 \cdot (1 - C_1) = G_1 \cdot R \cdot T_1 \quad (16)$$

где R -газовая постоянная воздуха

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

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{1}{R} \quad (17)$$

Заменяя R универсальной газовой постоянной R', получаем

$$R = R' / M_B \quad (18)$$

где M_B - молекулярный вес воздуха,

Тогда

$$G_1 = V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} \cdot \frac{M_g}{R'} \quad (19)$$

В конце процесса вес воздуха (в газовом пространстве резервуара G₂) можно определить аналогично предыдущему уравнению:

$$G_2 = V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \cdot \frac{M_g}{R'} \quad (20)$$

Вес воздуха, ушедшего из резервуара вместе с паровоздушной смесью за время процесса через дыхательный клапан,

$$G_g = G_1 - G_2 = \left(V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{M_g}{R'} \quad (21)$$

Вместе с воздухом в паровоздушной смеси из резервуара уйдет некоторое количество паров нефтепродукта.

Весовое количество нефтепродукта, ушедшего с паровоздушной смесью, определится из соотношения

$$\frac{G_g}{G_b} = \frac{V_g}{V_b} \cdot \frac{\rho_g}{\rho_b} \quad (22)$$

где V_B, V_б - объемы воздуха и паров нефтепродукта в ушедшей из резервуара паровоздушной смеси; ρ_B и ρ_б - плотности воздуха и паров нефтепродукта в паровоздушной смеси.

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

Объемы газов в смеси по закону Дальтона пропорциональны их объемным концентрациям

$$V_B / V_{\bar{B}} = (1 - C) / C \quad (23)$$

где $C = (C_1 + C_2) / 2$ - средняя объемная концентрация паров нефтепродукта в смеси.

Известно, что

$$\rho_B = M_B / 22,4; \quad \rho_{\bar{B}} = M_{\bar{B}} / 22,4 \quad (24)$$

Следовательно

$$\rho_B / \rho_{\bar{B}} = M_B / M_{\bar{B}} \quad (25)$$

Подставляя найденные значения отношения объемов и молекулярных весов, получаем

$$\frac{G_{\bar{B}}}{G_B} = \frac{(1 - C)}{C} \cdot \frac{M_{\bar{B}}}{M_B} \quad (26)$$

Откуда

$$G_{\bar{B}} = \frac{M_{\bar{B}}}{M_B} \cdot \frac{C}{(1 - C)} \cdot G_B \quad (27)$$

или

$$G_{\bar{B}} = \left(V_1 \cdot (1 - C_1) \cdot \frac{P_1}{T_1} - V_2 \cdot (1 - C_2) \cdot \frac{P_2}{T_2} \right) \cdot \frac{C}{(1 - C)} \cdot \frac{M_{\bar{B}}}{R'} \quad (28)$$

Уравнение (11) позволяет определить вес теряемых паров нефтепродукта в результате их испарения в резервуаре.

Уравнение (28) удобнее всего выразить через допускаемые значения избыточного давления P_1 и вакуума P_2 , а также через давление насыщенных паров, соответствующие температурам T_1 и T_2 . Подставляем значения $C_1 = P_{y1} / P_1$,

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$C_2 = P_{y2} / P_2$ и $C = P_y / P$ в (5.89), получаем

$$G_{\bar{o}} = \left((P_1 - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_2 - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_{\bar{o}}}{R'} \quad (29)$$

где P_{y1} - давление насыщенных паров при температуре T_1 ;

P_{y2} - давление насыщенных паров при температуре T_2 ;

P_y - среднеарифметическое значение давления насыщенных паров;

Для удобства расчетов давление в газовом пространстве целесообразно выразить через допускаемое давление в дыхательном клапане: $P_1 = P_a - P_{кв}$;

$P_2 = P_a + P_{кд}$; $P = (P_1 + P_2) / 2$, где $P_{кв}$ - вакуум, $P_{кд}$ - избыточное давление.

Тогда уравнение (5.90) может быть преобразовано в виде

$$G_{\bar{o}} = \left((P_a - P_{кв} - P_{y1}) \cdot \frac{V_1}{T_1} - (P_a - P_{кв} - P_{y2}) \cdot \frac{V_2}{T_2} \right) \cdot \frac{P_y}{(P - P_y)} \cdot \frac{M_{\bar{o}}}{R'} \quad (30)$$

где P_a - абсолютное атмосферное давление.

При практических расчетах давление насыщенных паров нефтепродуктов при различных температурах может быть найдено из графиков $p_y = f(t)$.

Молекулярный вес бензиновых паров определяется эмпирической зависимостью

$$M_{\bar{b}} = 60 + 0,3 \cdot t_{н.к} + 0,001 t_{н.к}^2 \quad (31)$$

где $M_{\bar{b}}$ - молекулярный вес бензиновых паров в кг/моль, $t_{н.к}$ - температура начала кипения бензина в °C.

Молекулярная масса смеси газов $M_{см}$ и плотность этих газов выражаются формулами

$$M_{см} = y_1 \cdot M_1 + y_2 \cdot M_2 + \dots + y_n \cdot M_n$$

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

$$\rho_{\text{см}} = y_1 \cdot \rho_1 + y_2 \cdot \rho_2 + \dots + y_n \cdot \rho_n$$

где $y_1, y_2, \dots, y_n$ - молекулярный состав, доли единицы; $M_1, M_2, \dots, M_n$ - молекулярная масса компонента, кг/моль; $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ - плотность компонентов, кг/м³.

Исследование уравнения (29) позволяет получить расчетные формулы в зависимости от характера 'дыхания' резервуара и выяснить условия, при которых потери от испарения могут быть ликвидированы частично или полностью.

4.1 Расчет потерь нефти от 'малых дыханий' в резервуаре РВС- 20000м³

В процессе 'малых дыханий' часть жидкого нефтепродукта, испаряясь, превращается в газообразное состояние, тем самым как бы уменьшается объем, занимаемый нефтепродуктом, и увеличивается объем газового пространства резервуара. Но при практических расчетах можно пренебречь этим колебанием газового пространства и принять $V_1 = V_2 = V$. Тогда уравнение (29) для подсчета потерь от 'малых дыханий' в наземных резервуарах примет вид

$$G_{\text{т.д.}} = V \cdot [(P_a - P_{\text{кв}} - P_{y1})/T_1 - (P_a + P_{\text{кд}} - P_{y2})/T_2] \cdot P_y / (P - P_y) \cdot M_b / R \quad (33)$$

Определим потери нефти в июле от одного «малого дыхания» в РВС – 20000м³, установленного в Томской области и заполненного до нижнего нормативного уровня $H_{\text{нн}} = 0,810$ м. Объем по строительному номиналу: $V_{\text{стр}} = 19486 \text{ м}^3$. Объем по нормативному уровню нижнему: $V_{\text{нн}} = 1295 \text{ м}^3$. Температура начала кипения нефти $t_{\text{нк}} = 46$ °С. Среднее атмосферное давление $P_a = 105$ Па. Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области $t_{\text{вср}} = 21,5$ °С. Среднемесячная минимальная температура $t_{\text{бmin}} = 13,2$ °С. Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара $\Delta t_{\text{г}} = 32,8$ °С. Плотность нефти $\rho = 845$ кг/ м³.

Решение

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

Определяем температуру в газовом пространстве резервуара:

а) среднемесячная амплитуда колебания температуры воздуха:

$$\frac{\Delta t_{\text{г}}}{2} = t_{\text{г}}^{\text{ср}} - t_{\text{г}}^{\text{мин}}$$

$$\Delta t_{\text{в}} =$$

в) минимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{гмин}} = t_{\text{вмин}} =$$

с) максимальная температура в газовом пространстве резервуара:

$$t_{\text{гmax}} = t_{\text{гмин}} + \Delta t_{\text{г}} =$$

Определяем температуру верхних слоев нефти:

$$t_{\text{всмин}} = t_{\text{вср}} - 0,3 \cdot \Delta t_{\text{г}} / 2 =$$

$$t_{\text{всmax}} = t_{\text{вср}} + 0,3 \cdot \Delta t_{\text{г}} / 2 =$$

Определяем объемную концентрацию паров нефти в газовом пространстве резервуара.

$$P_{\text{у1}} =$$

Среднеарифметическое давление насыщенных паров:

$$P_{\text{у}} = (P_{\text{у1}} + P_{\text{у2}}) / 2 =$$

Определяем молекулярный вес бензиновых паров:

$$M_{\text{б}} = 60 + 0,3 \cdot t_{\text{к}} + 0,001 \cdot t_{\text{к}}^2 =$$

Расчетное избыточное давление дыхательных клапанов КДС-3000:

$$P_{\text{кд}} =$$

Расчетный вакуум дыхательных клапанов КДС-3000:

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

$$P_{кв} =$$

Среднее давление в газовом пространстве:

$$P =$$

Потери нефти за одно «малое дыхание»:

$$G_{т.д.} = V \cdot [(P_a - P_{кв} - P_{y1})/T_1 - (P_a + P_{кд} - P_{y2})/T_2] \cdot P_y / (P - P_y) \cdot M_6 / R' =$$

$$=$$

4.2 Расчет потерь нефти от 'больших дыханий' в резервуаре РВС-20000м³

Из самого определения 'больших дыханий' следует, что величина потерь должна быть пропорциональна объему закачанного в резервуар нефтепродукта.

Для 'атмосферных' резервуаров примем $P_1 = P_2 = P$. Поскольку 'большие дыхания' происходят за короткий промежуток времени, то $T_1 = T_2 = T$, а следовательно, и $C_1 = C_2 = C$. Тогда уравнение (28) примет вид

$$G_{б.д.} = (M \cdot V_1 - V_2) \cdot C \cdot \frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R'} \quad (34)$$

Здесь $V_1 - V_2 = V_6$ - объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а $\frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R'} = \rho_6$ - плотность паров нефтепродукта.

Если резервуар рассчитан на какое-то избыточное давление, то в начале процесса 'большого дыхания' часть паров сожмется и газовое пространство резервуара уменьшится до V'_2 . Сжатие газов будет происходить до тех пор, пока давление в газовом пространстве не станет больше P_2 . Следовательно, потери от 'больших

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

дыханий' начнутся с объема газового пространства $V_2' < V_1$. Тогда из резервуара уйдет объем паровоздушной смеси равный $V_6 - \Delta V$, где V_6 - объем закачанного в резервуар нефтепродукта, а $\Delta V = V_1 - V_2'$ - часть объема газового пространства резервуара, которая может быть заполнена нефтепродуктом без потерь от 'больших дыханий'.

Таким образом, для определения V_2' уравнение (30) надо приравнять нулю

Тогда

$$V_2' = V_1 \cdot (P_a - P_{кв} - P_{y1}) / (P_a + P_{кд} - P_{y2}) \cdot T_2 / T_1$$

Принимая $T_1 = T_2 = T$ и $P_{y1} = P_{y2} = P_y$ и заменяя $P_1 = P_a - P_{к.в}$ и $P_2 = P_a + P_{к.д}$, получаем:

$$V_2' = V_1 \cdot \frac{(P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)}$$

$$\Delta V = V_1 - V_2', \quad \Delta V = V_1 \cdot \left(\frac{1 - (P_1 - P_y)}{(P_2 - P_y)} \right)$$

$$\Delta V = V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)}$$

Объем газов, выходящих из резервуара, $V_г = V_6 - \Delta V$

Или

$$V_г = V_6 - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \quad (35)$$

Вес паров нефтепродукта, теряемых из резервуара при одном 'большом дыхании':

$$G_{6,д.} = (V_6 - \Delta V) \cdot \rho \cdot C \quad \text{при} \quad \frac{P}{T} \cdot \frac{M_6}{R} = \rho_6 \quad \text{и} \quad C = P_y / P$$

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

$$\text{т.е. } G_{\delta, \delta} = \left(V_{\delta} - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_{\delta}}{R'} \quad (36)$$

Определим потери нефти от одного «большого дыхания» в РВС-20000м³

при заполнении его от нижнего нормативного уровня Н_{нн}= до верхнего нормативного уровня Н_{вн}= . Объем по строительному номиналу: V_{стр}= , объем по нормативному уровню нижнему: V_{нн}= , объем по нормативному уровню верхнему V_{вн}= Температура начала кипения нефти t_{нк} = Среднее атмосферное давление P_а = . Среднемесячная температура воздуха в июне в Томской области t_{всп} = Среднемесячная минимальная температура t_{бmin} = . Амплитуда суточного колебания температуры газового пространства резервуара Δt_г = .

Плотность нефти ρ = .

Решение

Определяем давление насыщенных паров нефти при ее средней температуре

t_{вспр} = t_{всп} = =

Определим объем закачанной нефти:

V_б = V_{вн} - V_{нн} =

Определим объем газового пространства перед заполнением резервуара:

V₁ = V_{стр} - V_{нн}

P₁ = P_а - P_{к.в} = ;

P₂ = P_а + P_{к.д} = ;

Средняя температура в газовом пространстве резервуара:

t_{гср} = (t_{гmax} + t_{гmin}) / 2 = t_{всп} + (Δt_г - Δt_в) / 2 =

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

$\Delta t_{\text{в}} =$ — перепад температур в газовом пространстве

$M_{\text{б}} =$

Потери нефти за одно «большое дыхание»:

$$G_{\text{б.д.}} = \left(V_{\text{б}} - V_1 \cdot \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_y)} \right) \cdot \frac{P_y}{T} \cdot \frac{M_{\text{б}}}{R'} =$$

$$= [15776 - 18191 \cdot (101961 - 99755) / (101961 - 21000)] \cdot 21000 / (273 + 29,6) \cdot 75,9 / 8314 =$$

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

5. ПОТЕРИ НЕФТИ

При транспортировке нефти неизбежно возникают потери. Из общей суммы годовых потерь потери от испарения нефтепродуктов на нефтебазах и при транспортировке составляют примерно 4,5%. Большая часть этих потерь происходит при сливо-наливных операциях в резервуаре. Процесс испарения происходит при любой температуре вследствие теплового движения молекул нефти. С возрастанием температуры скорость испарения увеличивается. В герметичном резервуаре испарение происходит до тех пор, пока газовое пространство резервуара не будет заполнено насыщенными парами. Для насыщения замкнутого газового пространства резервуара парами нефтепродукта при различных температурах необходимо тем большее количество паров, чем выше температура поверхностного слоя нефтепродукта. Еще одним источником потерь нефти являются потери от погрешности баланса принимаемой и сдаваемой нефти, возникающие при недостоверности учета на приемо-сдаточных пунктах (ПСП) и НПС.

Потери нефти подразделяются на 4 группы :

- Потери от естественной убыли – испарение нефти при закачке, откачке и хранении в резервуарах;
- Потери, связанные с ремонтом МН;
- Потери в результате аварий;
- Потери в результате погрешности баланса, возникающие при недостоверности учета.

5.1 Определение источников потерь нефти

Одним из основных средств улучшения экономических показателей производства является максимальное использование имеющихся ресурсов (например, сокращение потерь при приеме, транспортировке и на нефтебазах).

					<i>Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Аджкин А.В.</i>			<i>Потери нефти</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Рядаченко А.В.</i>					69	102
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр.3-2Т01</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рядаченко А.В.</i>						

В данной работе так же рассматривается процесс оперативно – технологического обслуживания резервуаров и резервуарных парков с целью определить возможности сделать потери нефти минимальными. Потери нефти в резервуарном парке, выбор схемы перекачки нефти, функции по учету нефти на ПСП. Резервуарные парки сооружаются на головных НПС, промежуточных НПС с резервуарным парком (в начале технологических участков), в конечных пунктах (НПЗ), на перевалочных пунктах (морские терминалы, пункты налива в железнодорожные цистерны), на приеме - сдаточных пунктах. Предназначены резервуарные парки для выполнения следующих задач:

- Сбор нефти от производителей для последующей перекачки на головных НПС, ПСП, а также в местах врезки других нефтепроводов;
- Создание необходимого запаса нефти для обеспечения бесперебойной поставки ее потребителям и приема от грузоотправителей во время плановых и аварийных остановок нефтепровода или технологического участка;
- Компенсация разности расходов на смежных технологических участках, чем обеспечивается безкавитационная работа насосов и увеличивается надежность работы нефтепровода в целом;
- Хранение нефти грузоотправителей и собственной;
- Оперативный учет перекачиваемой нефти и коммерческий учет нефти, принимаемой от производителей и сдаваемой потребителям, по резервной схеме;
- Компаундирование (смешение) разной нефти с целью увеличения количества более качественной нефти;
- Доподготовка нефти не соответствующей требованиям ГОСТ Р 51858 – 2002 путем отстоя и дренажа подтоварной воды;
- Вынос газовоздушных и водяных пробок из МН после ремонтных работ или в процессе очистки.

Полезный объем резервуарных парков нефтепроводов определяется в соответствии с требованиями ВНТП 2 – 86.

					Потери нефти	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Планировка резервуарного парка, расстояния между стенками резервуаров, вместимость групп резервуаров и расстояния между группами должны соответствовать требованиям СНиП 2.11.03.

Правильная планировка резервуарного парка способствует удобству оперативно-технологического обслуживания, своевременному выявлению неисправностей и, следовательно, может предотвратить не только повышенные потери от испарения, но и возможные утечки в результате негерметичности оборудования.

Немаловажное значение имеют донные отложения т.к. они препятствуют достоверному учету нефти, поэтому регулярный контроль их количества, размыв и удаление имеют важное значение в плане минимизации потерь нефти от погрешности баланса.

Схемы перекачки нефти

Нефтеперекачивающие станции (рис.15), оснащенные резервуарами, осуществляют перекачку нефти по нефтепроводам в зависимости от схемы подключения насосов и резервуаров:

«через резервуары»;

«с подключенными резервуарами»;

«из насоса в насос»;

При перекачке по схеме «через резервуары» нефть принимается поочередно в один или группу резервуаров нефтеперекачивающей станции, подача на следующую НПС осуществляется из другого резервуара или группы резервуаров. Схема перекачки «через резервуары» применяется для учета перекачиваемой нефти при последовательной перекачке, для сохранения качества продукта. При схеме перекачки «с подключенными резервуарами» резервуары служат компенсаторами неравномерности подачи нефти предыдущей НПС и откачки на последующую нефтеперекачивающую станцию. При перекачке по схеме «из насоса в насос» резервуары промежуточных нефтеперекачивающих станций отключаются. Они используются только для приема нефти из трубопровода во время аварии или ремонта линейной части нефтепровода.

					Потери нефти	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

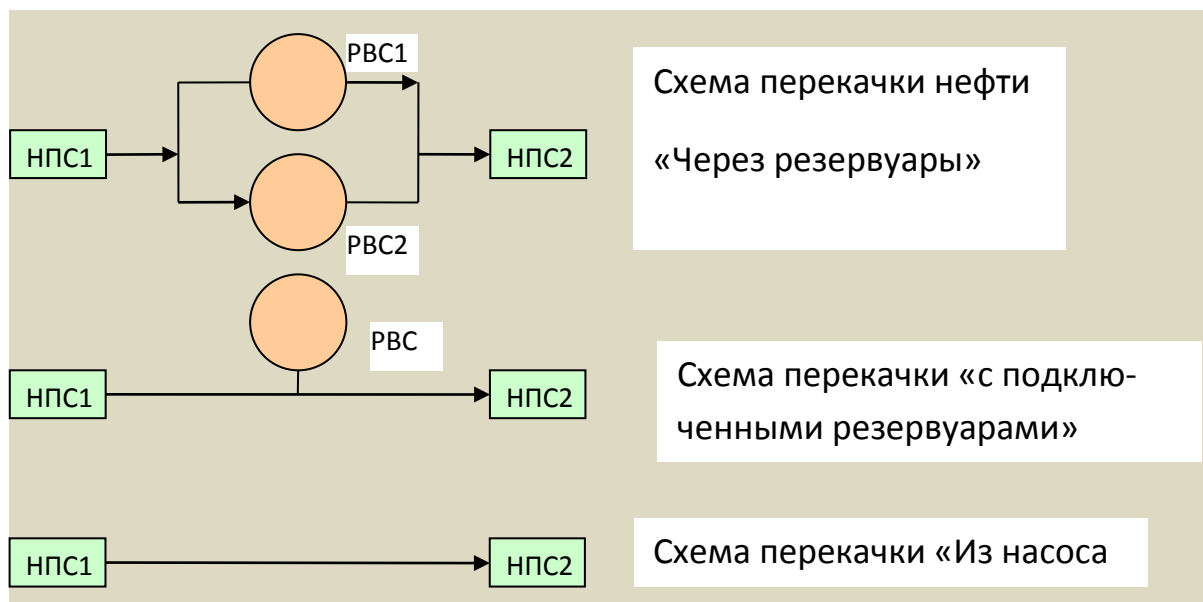


Рисунок 15. Схемы перекачки нефти

С точки зрения снижения потерь от испарения нефти самой экономичной является схема перекачки «из насоса в насос», однако снижается надежность работы нефтепровода. Поэтому оптимальная схема – «с подключенными резервуарами». ПСП осуществляет учет количества принимаемой, перекачиваемой, находящейся на хранении и сдаваемой нефти и контроль ее качественных показателей:

5.2 Мероприятия для снижения потерь нефти

Для снижения потерь нефти (рис.16) в РВСПА и РВС можно применять как конструктивные методы, так и организационно-технические мероприятия.

Конструктивные методы снижения потерь нефти:

- Сокращение объема газового пространства, которое достигается при установке понтона и позволяет снизить потери от испарения на 99%;
- Уменьшение амплитуды колебаний температуры газового пространства с помощью тепловой изоляции резервуаров, охлаждения резервуаров в летнее время, окраска резервуара светоотражающей краской;
- Улавливание паров нефтепродукта, уходящих из емкостей при помощи газоравнительной системы;
- Установка дисков-отражателей на дыхательных клапанах.

					Потери нефти	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Правильная организация эксплуатации резервуаров это одно из важнейших средств уменьшения потерь нефти и нефтепродуктов. Наиболее эффективными являются следующие организационные мероприятия:

Для РВСПА:

- Наибольшая эффективность применения понтонов наблюдается при эксплуатации резервуаров большой вместимости с пониженными уровнями разлива нефти;
- Температура нефти на эффективность применения понтонов существенного влияния не оказывает;
- В значительной степени эффективность применения понтонов определяется качеством уплотнения зазора между затвором и стенкой резервуара. Чем качественнее уплотняющий затвор, тем меньше потери нефти от испарения;
- Определяющее влияние на сокращение оказывают номинальный объем, коэффициент оборачиваемости и уровень заполнения резервуаров.

Для РВС:

- Для уменьшения потерь от малых дыханий в атмосферных резервуарах необходимо легкоиспаряющиеся нефтепродукты хранить при максимальном заполнении резервуара, так как в этом случае достигается наименьший объем газового пространства. По той же причине рекомендуется по возможности сконцентрировать остатки легкоиспаряющихся нефтепродуктов в одном резервуаре;
- Для сокращения потерь от «больших дыханий» необходимо максимально сократить внутрибазовые перекачки из резервуара в резервуар;
- Чем меньше промежуток времени между выкачкой и закачкой нефтепродукта в резервуар, тем меньше величина потерь от «больших дыханий». Это объясняется тем, что при выкачке в резервуар через вакуумную камеру дыхательного клапана будет поступать чистый воздух и при малом интервале времени он не успеет насытиться парами нефтепродукта. Следовательно, при закачке

					Потери нефти	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродукта в атмосферу будет уходить паровоздушная смесь с меньшей концентрацией. С этой же целью желательно заполнять резервуар в ночное время, откачивать целесообразнее днем;

- Организация работы резервуарного парка по схеме «с подключенными резервуарами»;
- Известно, что потери от «малых дыханий» прямо пропорциональны площади испарения. Но так как с увеличением объема резервуара отношение площади поперечного сечения к объему падает для типовых «атмосферных» резервуаров, то отсюда следует, что легкоиспаряющиеся нефтепродукты выгоднее хранить в резервуарах большого объема;
- Важное значение имеет техническое состояние резервуара и дыхательной аппаратуры. Регулярная проверка герметичности крыши резервуара и дыхательных клапанов может предотвратить потери от вентиляции газового пространства;
- Правильная организация системы учета, предусматривающая применение современных средств измерений высокой точности, является непременным условием эффективной борьбы с потерями.

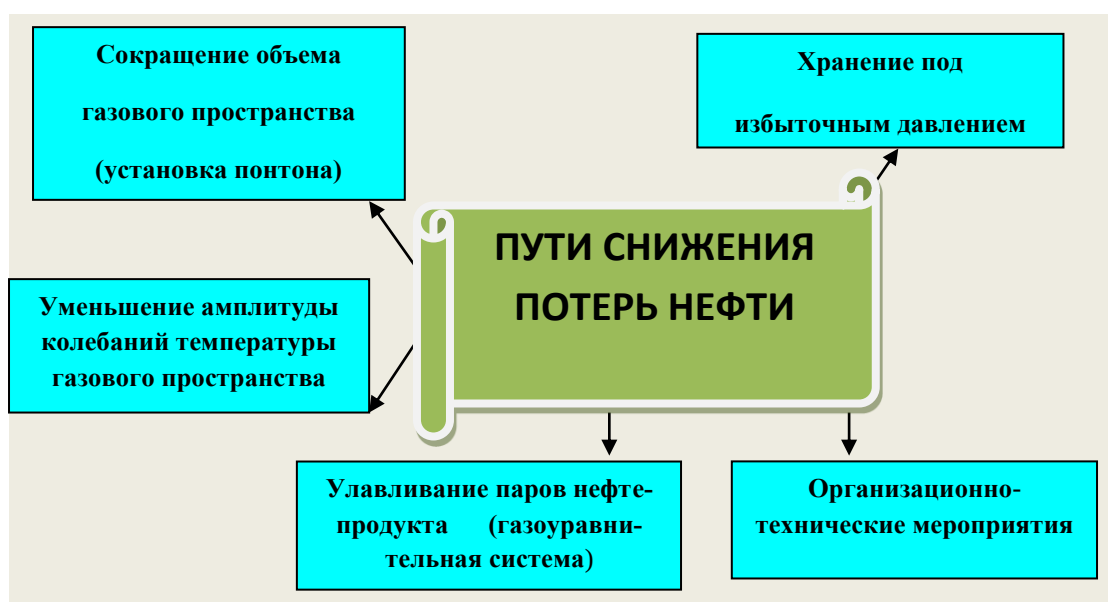


Рисунок 16. Схема путей снижения потерь нефти

					Потери нефти	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3 Определение потерь нефти и их оформление

Возникающую при транспортировке нефти естественную убыль рассчитывают в соответствии с документом "Нормы естественной убыли нефти при ее транспортировке по маршрутам ОАО «АК «Транснефть» и относят на издержки грузоотправителей. Аварийные потери определяют на основании Акта технического расследования аварии (отказа) линейной части магистрального трубопровода и относят на издержки предприятий нефтепроводного транспорта.

Потери, связанные с ремонтными работами, относят на затраты предприятий нефтепроводного транспорта по выполнению этих ремонтных работ.

Потери, связанные с погрешностью баланса сдаваемой и принимаемой нефти, или фактический дебаланс в предприятиях магистральных нефтепроводов возникает в результате погрешности измерений массы нетто нефти, принятой от производителей, сданной смежным ОАО (ООО) МН или грузополучателям, зависит от количества пунктов приема-сдачи нефти, оснащения ПСП СИКН, погрешностей СИКН, с помощью которой проводят прием и поставку нефти, погрешностей определения величины изменения массы нефти в резервуарах и нефтепроводах на начало и конец отчетного периода, а также погрешностей определения показателей качества нефти.

Нормы погрешности баланса по каждому предприятию, определенные пределами их допускаемых значений, исходя из погрешности средств измерений и методов определения составляющих массы сдаваемой и принимаемой нефти, рассчитывают в соответствии с МИ 2736

					Потери нефти	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объекты нефтепроводного транспорта, как носители опасных и вредных факторов, относятся к категории повышенной опасности.

Основными факторами и обстоятельствами, определяющими категорию повышенной опасности объектов и технологических процессов нефтепроводного транспорта являются опасные и вредные свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды).

6.1 Производственная безопасность

Территория резервуарного парка должна быть спланирована и иметь уклон для отвода ливневых вод в сборные колодцы. На каждый резервуарный парк должны быть разработаны технологическая карта, план ликвидации аварий и план пожаротушения. На каждый резервуар должен быть нанесен номер, соответствующий технологической схеме. На стенке резервуара должна быть нанесена надпись «Огнеопасно». Автоматическая система пожаротушения резервуаров должна находиться в состоянии постоянной готовности к работе. В процессе эксплуатации запрещается отключение автоматической установки пожаротушения и перевод из режима автоматического управления на ручной пуск.

Земляное обвалование должно соответствовать проекту. Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования должны быть установлены лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара - не менее 2, для группы РВС - не менее 4. Переходить через обвалование в иных местах запрещается. На территории резервуарных парков и у отдельно стоящих РВС курить и пользоваться любыми источниками открытого огня запрещается. Об этом должны предупреждать четкие надписи и знаки безопасности как в резервуарном парке, так и входа в него.

					<i>Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Адушкин А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.					Листов
Консульт.							76
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					102
						ТПУ гр.3-2Т01	

ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- Эксплуатация негерметичных оборудования и запорной арматуры
- Уменьшение высоты обвалования
- Наличие деревьев и кустарников в каре обвалования
- Отбирать пробы из резервуара во время слива или налива нефтепродуктов

В процессе эксплуатации приемо-раздаточных устройств необходимо контролировать герметичность фланцевых соединений. Монтажные, световые и пробоотборные люки, расположенные на крыше резервуаров во время эксплуатации должны быть плотно закрыты крышками на прокладках. РВС должны быть заземлены.

Огневые и газоопасные работы в резервуарном парке НПС необходимо проводить с соблюдением требований Инструкций “по организации и безопасному проведению огневых, сварочных, газоопасных и других работ повышенной опасности на объектах ОАО «АК Транснефть». Осмотр дыхательных и предохранительных клапанов, огневых предохранителей на резервуарах следует проводить в соответствии с Правилами технической эксплуатации резервуаров и инструкции по их ремонту. Измерение уровня нефти в резервуарах должно проводиться с помощью дистанционных средств измерения. При необходимости ручного измерения уровня и температуры, а также отборе проб нефти переносными средствами во избежание искрообразования следует:

Отбор проб в резервуаре производится с замерного люка после 2-х часового отстоя с момента окончания заполнения. Отбор проб с РВС следует производить только вдвоём. Для отбора проб используется пробоотборник, изготовленный из металла, не дающего искру, т.е. из бронзы, меди, латуни и т.п. Перед отбором пробы необходимо произвести заземление пробоотборника. Крышку замерного люка следует открывать ногой. По окончании отбора проб, крышку люка закрывайте без падения и удара о горловину люка. Под крышкой замерного люка должна быть исправная резиновая прокладка, исключая искрообразование при ударе в случае неосторожности закрытия люка. Необходимо поднимать и опускать измерительную ленту с лотом и пробоотборником так, чтобы стальная

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лента рулетки всё время скользила по направляющей колодке замерного люка. Спуск и подъём должны быть плавными без рывков и ударов о края замерного горловины люка.

Следует обтирать рулетку с лотом и пробоотборником, а также убирать случайно разлитую нефть только хлопчатобумажной ветошью. Замазученную ветошь нельзя оставлять на крыше резервуара, а следует уносить в специальный металлический ящик. Нельзя допускать падения в резервуар деревянных пробок, палок и других предметов, т.к. на них скапливается заряд статического электричества и при соприкосновении со стенками резервуара может возникнуть искра. Обувь должна быть без подков и металлических гвоздей, а одежда из материала, не дающего искры, т.е. хлопчатобумажная. Нельзя производить отбор проб во время грозы и при силе ветра 6 баллов и более (скорость ветра 9,9-12,4 м/сек). При необходимости для местного освещения следует пользоваться фонарём 12в, во взрывобезопасном исполнении, который нужно включать и выключать вне обвалования или на расстоянии 20 м от мест возможного скопления опасных газов.

Технический надзор за первичными средствами пожаротушения осуществляет ответственный за противопожарное состояние данного объекта.

- Расстояние от возможного очага пожара до места размещения огнетушителя не должно превышать:

- 20 м - для общественных зданий и сооружений;
- 30 м - для помещений категорий А, Б, В;

- При температуре окружающей среды 0 °С и ниже пенные огнетушители необходимо перенести в отапливаемые помещения и вывесить плакат с надписью "Здесь находятся огнетушители", а на трубопроводных объектах, где находились огнетушители в теплое время года, вывесить таблички с указанием места нахождения огнетушителей.

Защитная одежда и защитные приспособления, применяемые выдаются согласно отраслевым нормам. Проектом предусматривается обеспечение работающего персонала средствами индивидуальной защиты: органов дыхания, зрения и слуха, кожного покрова.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита тела человека защищается спецодеждой (костюмы хлопчатобумажные различных размеров), спец.обувью, рукавицами, касками, подшлемниками, перчатками, изолирующими подставками, резиновыми ковриками и дорожками, щитками, диэлектрическими перчатками, шлемами, масками и др.

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

Для обеспечения безопасности людей и сохранности зданий, сооружений и оборудования от разрушения, загорания и взрывов при прямых ударах молнии установлена молниезащита в соответствии с «Инструкцией по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (РД 34.21.122-89).

Для взрывоопасных и пожароопасных зданий и сооружений выполнена защита:

- от прямых ударов молнии;
- от вторичных ударов молнии;
- от заносов высоких потенциалов через наземные и подземные коммуникации; от статического электричества. Защита от прямых ударов молнии

					Социальная ответственность	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнена со стержневыми молниеприемниками и заземлением металлической кровли зданий.

Проявление статического электричества представляет собой большую опасность как источник возникновения пожара и углеводородного природного газа, которые являются диэлектриками.

Предупреждение опасностей, связанных с искровыми разрядами статического электричества и вторичного проявления молний, на установках обеспечиваются следующими мероприятиями, предусмотренными отраслевыми правилами и нормами техники безопасности:

- Оборудование и трубопроводы, расположенные на установке и эстакаде, представляют собой на всем протяжении непрерывную цепь и присоединяются к заземляющим устройствам.
- Все оборудование и трубопроводы установки должны быть заземлены на границах площадок не менее двух раз.

6.2 Экологическая безопасность

Трубопроводный транспорт нефти относится к отраслям, оказывающим заметное влияние на общее загрязнение окружающей среды.

Специфика отрасли заключается в насыщенности ее основного производства опасными процессами, связанными с использованием и производством взрывоопасных, горючих и токсичных продуктов на многих сооружениях.

Масштабы загрязнения зависят не только от объема транспортировки нефти и ее качества, но и от несовершенства технологических процессов, технического состояния оборудования и культуры его эксплуатации. Поэтому ответственность предприятия за загрязнение окружающей среды особенно важна и вопросам охраны природы уделяется большое внимание.

Деятельность по охране окружающей среды охватывает широкий диапазон работы от разработки безотходных и малоотходных технологий, приборов и систем контроля состояния окружающей среды.

Реализуя на практике корпоративную политику Компании

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ООО «Транснефть-Восток» обеспечивает транспортировку нефти в соответствии с основными принципами организации деятельности магистрального трубопроводного транспорта.

Основными видами

» являются:

- транспортировка нефти по магистральным нефтепроводам;
- поддержание в технически исправном состоянии объектов нефтепровода и обеспечение надежности эксплуатации нефтепровода;

Обеспечивающими видами деятельности являются техническое обслуживание, ремонт и эксплуатация магистральных нефтепроводов и сопутствующих сооружений; учет принимаемой, перекачиваемой и передаваемой нефти по количеству и по показателям нефти и т.д.

Отдельными видами деятельности в области охраны окружающей среды являются разработка ежегодной программы экологической безопасности и обеспечение ее выполнения; представление данных для оформления разрешительной документации, лицензий, нормативной документации; организация отчетности по вопросам природопользования и природоохранной деятельности в порядке, установленном законодательством, ; разработка мероприятий по ликвидации возможных аварий на производственных объектах филиала и их выполнение.

Согласно Энергетической стратегии на период до 2020 года транспортная инфраструктура нефтяного комплекса будет развиваться и впредь, что обусловлено необходимостью для России иметь собственные терминалы для поставок нефти на экспорт, целесообразностью формирования новых маршрутов. Первоочередной задачей, стоящей перед , является обеспечение соответствия транспортных мощностей растущему объему нефтедобычи в России. Лежащая в основе технической политики стратегия проведения регулярной 100%-ной внутритрубной диагностики нефтепроводов и формирования планов капитального ремонта на основе её результатов, позволила с минимальными затратами обеспечить высокую степень экологической безопасности.

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При этом, эффективность и экономичность и перспективное развитие магистрального трубопроводного транспорта нефти связано с обязательностью выполнения требований по рациональному природопользованию, охране окружающей среды и обеспечению экологической безопасности в процессе транспортировки, хранения и перекачки нефти.

Идентифицированы экологические аспекты деятельности предприятия, проведено их ранжирование, установлен перечень экологических показателей. Важнейшим направлением нашей деятельности является оснащение аварийно-восстановительных служб оборудованием для ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций и аварий; проведение учебно-тренировочных занятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти.

При разработке, внедрении и обеспечении эффективного функционирования СУОС на предприятии преследуются цели, вытекающие из Экологической политики

- соответствие экологическому законодательству, нормам и правилам по охране окружающей среды;
- разграничение полномочий и ответственности персонала за реализацию Экологической политики в соответствии со структурной схемой административного управления ОАО;
- проведение производственного экологического контроля всех видов деятельности с целью постоянного совершенствования СУОС;
- признание ведущей роли экологических требований при выработке стратегических решений, связанных с реконструкцией, техническим перевооружением и модернизацией производственных мощностей;
- повышение компетентности и осведомленности персонала в области охраны окружающей среды, обеспечения экологической безопасности и защиты от ЧС.

Особое внимание уделяется взаимодействию с общественностью и СМИ, имеющего целью не только привлечение общественности к участию в принятии

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экологически значимых решений, касающихся области деятельности и повышение имиджа .

Функционирование СУОС направлено на ее постоянное улучшение согласно стандартам ГОСТ Р ИСО 14001, ГОСТ 17.00.01-76 «Система стандартов в области охраны труда и улучшения использования природных ресурсов». Анализ со стороны руководства осуществляется с учетом факторов правового, организационного, экологического, экономического и иного характера и направлен на поддержание постоянного улучшения, пригодности и эффективности СУОС. В соответствии с Регламентом СУОС «Анализ со стороны руководства», анализ направлен:

- на выявление тех областей деятельности, где возможно улучшение СУОС,
- установление общности причин выявленных несоответствий;
- проверки эффективности корректирующих действий;
- оценки эффективности процессов достижения целевых экологических показателей;
- оценки степени адаптации СУОС к иным системам управления.

В процессе анализа рассматриваются :

- результаты проведения внешних и внутренних аудитов;
- результаты проверки деятельности уполномоченными органами в области охраны окружающей среды.
- информации об имевших место авариях и ЧС;

Результаты выполнения мероприятий, предусмотренных:

- программой работ по обеспечению экологической безопасности;
- программой управления окружающей средой;
- программой совершенствования СУОС.
- планы подготовки руководящего состава в области охраны окруж. среды;
- оценки достижения целевых экологических показателей;
- учет рекомендаций партнеров, общественных объединений.

Охрана почвы

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основным направлением по ликвидации последствий аварийных разливов нефти является рекультивация нефтезагрязненных земель. Процесс рекультивации нефтезагрязненных земель включает: удаление из состава почвы нефти; рекультивацию земель (технический и биологический этап).

Доочистка загрязненной поверхности проводится вручную и механическими способами непосредственно после ликвидации аварии, поскольку на загрязненной поверхности остается значительное количество свободной нефти в виде луж, пятен. Использование в этом случае нефтесборочных устройств нерационально. Для доочистки загрязненной поверхности используется ручной инвентарь: ведра, метлы, скребки, лопаты и т. п. Для улучшения качества и эффективности сбора нефти с поверхности применяют и механические устройства, основанные на принципах адгезии и сорбции.

Технический этап проведения работ по рекультивации позволяет интенсифицировать процессы физико-химического разложения нефти и снизить ее концентрацию, создать оптимальные водно-воздушные свойства почвы для биологической рекультивации. Достигается с помощью дискования, культивации, фрезерования, гребневания, вспашки, лущения, боронования. Выбор определенного приема обработки загрязненной почвы зависит от конкретных условий: механического состава почвы и состояния ее поверхности. Землевание (почвование) производится с целью снятия загрязненного слоя почвогрунтов и последующего нанесения плодородного слоя пород или почв для восстановления уровня первоначального плодородия.

Технология рекультивации нефтешламов и нефтезагрязнённых земель при помощи культуры микробов-деструкторов позволяет в каждом конкретном случае разработать комплекс агротехнических мероприятий, направленных на оптимизацию деятельности выделенной из аборигенной микрофлоры культуры микробов-деструкторов.

Достоинства технологии заключаются в следующем:

- технология позволяет снизить содержание нефти и нефтепродуктов в почве и воде в 10-60 раз за сезон;

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- применение микробов-деструкторов, выделенных из естественного микробиоценоза, исключает непредсказуемые экологические последствия, возможные при использовании посторонних видов микроорганизмов;
- комплекс выделенных штаммов микробов-деструкторов обеспечивает полную минерализацию нефти и нефтепродуктов до углекислого газа и воды;
- низкая себестоимость культуры микробов-деструкторов;
- технология применима для ликвидации замазученности нефтью и нефтепродуктами (бензин, керосин, дизтопливо и др.)

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями:

авария: Разрушение сооружений и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и/или выброс опасных веществ.

авария на объекте магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: Внезапный вылив или истечение опасной жидкости в результате полного разрушения или частичного повреждения трубопровода, его элементов, резервуаров, оборудования и устройств, сопровождаемое одним или несколькими из следующих событий:

- смертельный травматизм;
- травмирование с потерей трудоспособности;
- воспламенение опасной жидкости или взрыв ее паров;
- загрязнение любого водостока, реки, озера, водохранилища или любого другого водоема сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, вызвавшее изменение окраски поверхности воды или берегов или приведшее к образованию эмульсии, находящейся ниже уровня воды, или к выпадению отложений на дно или берега;

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- объем утечки составил 10 кубометров и более, а для легкоиспаряющихся жидкостей объем утечки превысил один кубометр в сутки.

Инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса.

Инцидент на объекте магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: Отказ или повреждение трубопровода, резервуаров, оборудования или технических устройств на объектах организаций системы «Транснефть», повлекшие к отклонению от режима технологического процесса и приведшие к:

- утечкам нефти, нефтепродуктов, объемом менее 10 м³ без воспламенения нефти или взрыва ее паров, без загрязнения водотоков;

- немедленной остановки перекачки для проведения аварийно-восстановительных работ.

Управление силами и средствами, привлекаемыми к локализации и ликвидации аварий на ЛЧ БРНУ, осуществляется через вышеуказанные органы управления. Основные задачи, функции, права и обязанности данных органов управления определены положениями о них.

Управление силами и средствами, привлекаемыми к локализации и ликвидации аварий на ЛЧ БРНУ, осуществляется через вышеуказанные органы управления. Основные задачи, функции, права и обязанности данных органов управления определены положениями о них.

Координацию работ по ликвидации аварии осуществляют КЧС и ПБ Общества, Оповещение и сбор КЧС и ПБ производится диспетчером ТДП, РДП путем рассылки смс сообщений и дополнительным обзвоном членов КЧС ПБ при получении сигнала оповещения (информации об угрозе или возникновении аварии), а также по указанию председателя КЧС и ПБ Общества, РНУ.

					Социальная ответственность	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В целях обеспечения непрерывного управления в штабе ликвидации аварии организуется круглосуточное дежурство. Для этого из состава оперативного штаба создаются 2-3 дежурные смены, которые действуют в соответствии с утвержденными функциональными обязанностями.

Связь на период локализации и ликвидации аварий организуется силами и средствами в соответствии с требованиями п. 8.4 РД-13.020.00-КТН-020.14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ», а также в соответствии с «Инструкцией по организации связи на период ликвидации аварий, инцидентов и их последствий на объектах магистральных нефтепроводов

Система обеспечивает:

- оперативную связь диспетчерской службы. Специализированная система диспетчерской (селекторной) связи, обеспечивающая возможность двухстороннего обмена речевой информацией в режимах избирательного, группового и циркулярного вызовов, средств телефонной и факсимильной связи;

- производственную связь. Организуется на основе средств местной телефонной связи, средств радиотелефонной связи на площадных объектах и ЛЧ МН;

- связь оповещения. Организуется в интересах оперативного доведения информации от систем охранной и пожарной сигнализации. Обеспечивает передачу ответственным лицам видеоизображений, речевой и сигнальной информации.

- связь взаимодействия. Организуется со службами медицинской помощи, подразделениями противопожарной службы, правоохранительными органами, органами управления МЧС России и прочими организациями, участвующими в совместной работе по предупреждению и ликвидации ЧС.

Оповещение об аварии организуется в соответствии с требованиями п. 8.1 РД-13.020.00-КТН-020.14 «Магистральный трубопроводный транспорт

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ», а также в соответствии с утвержденными схемами оповещения.

При обнаружении аварийной ситуации на рабочем трубопроводе линейные обходчики сообщают руководству, диспетчеру о нарушении технологического режима трубопровода, выявляют причину и по распоряжению ответственного руководителя работ по ликвидации аварии производят закрытие арматуры, отсекающей аварийный участок.

Каждый исполнитель при обнаружении критических неисправностей, утечек, разрывов трубопровода во время технического обслуживания и ремонта, должен выполнить следующее:

- незамедлительно сообщить начальнику смены о месторасположении и характере неисправности;
- предупредить окружающих об опасности, выставить на безопасном расстоянии вокруг повреждённого трубопровода предупредительные знаки, а при имеющейся возможности, организовать постоянное дежурство.

При получении информации от сторонних организаций или частных лиц о каких-либо происшествиях исполнители работ должны принять меры по осмотру места и характера неисправности и действовать в установленном порядке.

Техническое расследование причин аварий производится на основании «Порядка проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденного Приказом Ростехнадзора от 19.08.2011 N 480. Ликвидацией аварий на объекте занимается персонал бригады по ликвидации аварий и их последствий ЛАЭС и ЦРС. Тушение возможных пожаров, проведение связанных с ними аварийно-спасательных работ осуществляется силами ДПД и штатных аварийных формирований, Выполнение работ по тушению пожаров и проведению связанных с ними аварийно-спасательных работ, осуществляется в соответствии с законодательством РФ, в том числе норма-

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тивными правовыми актами Министерства РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России). Необходимое для решения задач по локализации и ликвидации аварий оборудование размещено на НПС, ЛЭУ, ЦРС, в специальных помещениях. Аварийный запас труб и материалов для ликвидации аварий на трубопроводах входит в состав аварийного запаса хранится на складах НПС, ЛЭУ. Могут быть задействованы и другие склады – решается руководством по мере необходимости в обеспечении. В подразделениях

в соответствии с "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности" разработаны и утверждены планы ликвидации аварийных разливов нефти (ПЛАРН), которые пересматриваются один раз в три года. Подвоз материалов производится автомобильным транспортом. При выполнении аварийно-восстановительных работ персонал пользуется существующей мобильной радиотелефонной связью. Все отказы в работе трубопроводов подлежат отдельному расследованию и учету действующей комиссией. Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах согласно положению ООО «Транснефть-Восток» «Порядок проведения работ по расследованию причин аварий и инцидентов на опасных производственных объектах.»

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Инструктирование и обучение работников являются федеральными требованиями, обязательными для проекта. Обязательное обучение, обеспечиваемое Подрядчиком, включает в себя следующие требования: Все принимаемые на работу лица, а также командированные в организацию работники и работники сторонних организаций, выполняющие работы на выделенном участке, проходят вводный инструктаж. Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда, либо лицо, на которое возложены эти обязанности, в специально отведенном для

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

этого месте, оборудованном пособиями, специальными техническими средствами. Вводный инструктаж проводят по программе, разработанной отделом охраны труда с учетом требований стандартов, правил, норм и инструкций по охране труда, а также всех особенностей производства, утвержденной руководителем предприятия. Продолжительность инструктажа устанавливается в соответствии с утвержденной программой. О проведении вводного инструктажа делается запись в журнале регистрации вводного инструктажа с обязательной подписью инструктируемого и инструктирующего. Инструктаж на рабочем месте проводится со всеми работниками, независимо от их ведомственной принадлежности, работа которых связана с технологическим оборудованием или ведением технологических процессов по основной и совмещаемым профессиям. Инструктаж на рабочем месте проводит непосредственный руководитель работ. Проведение инструктажей на рабочем месте включает в себя ознакомление работников с имеющимися опасными или вредными производственными факторами, изучение требований охраны труда, инструкциях по охране труда, технической, эксплуатационной документации, а также применение безопасных методов и приемов выполнения работ. Первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем до начала производственной деятельности с переводимыми из одного подразделения в другое, с работниками, выполняющими новую для них работу, командированными, временными работниками, со строителями, выполняющими строительно-монтажные работы на территории действующего предприятия. Первичный инструктаж на рабочем месте проводят по программам, разработанным и утвержденным руководителями производственных и структурных подразделений предприятия с учетом требований стандартов, соответствующих правил, норм, и инструкций по охране труда, производственных инструкций и другой технической документации. Программы согласовывают с отделом охраны труда и профсоюзным комитетом подразделения, предприятия. Повторный инструктаж проводит непосредственный руководитель работ не реже чем один раз в три месяца по программе первичного инструктажа на рабочем месте. Повторный инструктаж проводится с целью обновления, углубления и закрепления знаний

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

требований безопасности при выполнении исполнителями основных и наиболее часто выполняемых работ и операций. Внеплановый инструктаж проводят при введении в действие новых или переработанных стандартов, правил, инструкций по охране труда, а также изменений к ним, при изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, исходного сырья, материалов и других факторов, влияющих на безопасность труда, при нарушении работающими и учащимися требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме, аварии, взрыву или пожару, отравлению. Целевой инструктаж проводят при выполнении разовых работ, не связанных с прямыми обязанностями по профессии работника (погрузка, выгрузка, уборка территории, разовые работы вне предприятия и т.п.), при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и катастроф. Целевой инструктаж с работниками, проводящими работы с оформлением наряда-допуска на огневые, газоопасные и другие работы повышенной опасности проводит ответственный за безопасное производство работ и с записью в наряде-допуске. К проведению сварочных работ и работ с переносным электроинструментом допускаются лица, прошедшие предварительное обучение, проверку знаний инструкций по охране труда, имеющие запись в квалификационном удостоверении о допуске к выполнению работ с переносным электроинструментом и группу по электробезопасности не ниже II, имеющие наряд-допуск.

Ответственный за проведение работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже, чем у подчиненного персонала, и в своей работе руководствоваться требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок. Запрещается оставлять без надзора электроинструмент, присоединенный к сети, а также передавать его лицам, не имеющих допуска к работе с ним. Проведение всех видов инструктажей и стажировки оформляется в Журнале регистрации инструктажей персонала на рабочем месте с указанием причины их проведения.

					Социальная ответственность	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫБОРА РЕЗЕРВУАРА

Для проведения полного анализа экономической эффективности выбора стальных резервуаров с одинаковым номинальным объемом, проведем их сравнение по разным технико-экономическим показателям, например по общему расходу металла и полезному объему, таблица №7, №8 (типовые резервуары). С точки зрения экономической эффективности, значительно большее значение имеет не экономия стали или снижение себестоимости, а стоимость сокращения потерь от испарения, которая несравненно выше. Например, если экономия стали или сметной стоимости составляет тысячи рублей, то экономия от сокращения потерь нефтепродукта составляет десятки или сотни тысяч рублей. Это следует из общего количества потерь нефти и нефтепродуктов, которое оценивается в пределах 5÷7% от объема добываемой нефти в стране и составляет миллионы тонн. Потери нефти в представленных резервуарах типа РВСПА и РВС от «больших» и «малых» дыханий при проведении операций по закачке, откачке и хранению нефти происходят от испарения насыщенных паров нефти в атмосферу. Эти потери неизбежны в процессе эксплуатации резервуара, что является естественной убылью. Эти потери относят на издержки грузоотправителей. Убытки рассчитывают в соответствии с документом "Нормы естественной убыли нефти при ее транспортировке по маршрутам

В результате рассмотренного процесса технического использования резервуаров типа РВСПА и РВС в том числе оборудования резервуаров, учета количества и качества нефти, применяемых средств измерений, источников потерь нефти при транспортировке и расчета потерь от больших и малых дыханий, схем перекачки нефти, мероприятий для снижения потерь нефти, технико-экономических показателей резервуаров одинаковым номинальным объемом, можно оценить преимущество РВСПА перед РВС.

					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Адцшкин А.В.			Экономическая эффективность выбора резервуара			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рцдаченко А.В.								92	102	
Консульт.								ТПУ гр.3-2Т01				
Зав. Каф.		Рцдаченко А.В.										

Достоинство:

- Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения
по сравнению с резервуарами без понтона, 70.....99%;
- Сокращение испарения углеводородов в окружающую среду;
- Более пожаровзрывобезопасен;
- Температура нефти не существенно влияет на испарение;
- Применение одного РВСПА-50000м³ приведет к уменьшению занимаемой площади объекта, внутрипарковых коммуникаций, технических работ по обслуживанию в отличии от двух РВС-20000м³ и одного РВС- 10000м³.

Недостатки:

- Увеличенный расход стали на 15-20%, применительн к РВС 20000м³, что объясняется наличием понтона;
- Наличие понтона, затвора, из-за неисправности которых, возможна аварийная ситуация (перекос понтона).

Для проведения полного экономического выбора резервуара РВС или РВСПА, учтем общие потери нефти в резервуарных парках и технико-экономические показатели резервуаров. Важной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение качества и количества продукта. Это требует обеспечения максимальной герметизации всех процессов слива, налива и хранения. Основная доля потерь от испарения на протяжении всего пути движения нефти от промысла до нефтеперерабатывающих заводов, на самих заводах и нефтепродуктов от заводов до потребителей приходится на резервуары (по отраслям нефтяной промышленности количественные безвозвратные потери распределяются следующим образом: потери на нефтепромыслах – 4,0%; на нефтеперерабатывающих заводах – 3,5%; при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов на нефтебазах и нефтепродуктопроводах – 2,0%. Всего 9,5%.

					Экономическая эффективность выбора резервуара	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7. Техничко-экономические показатели стальных резервуаров со стационарной крышей

Техничко-экономические показатели стальных резервуаров со стационарной крышей		
Показатель	Номинальный объем тыс.м ³	
	10	20
Геометрический объем, тыс. м ³		
Полезный объем (вместимость), м ³		
Диаметр, м		
Высота стенки, м		
Масса, т:		
стенки		
днища		
крыши		
Общая масса резервуара, т		
Удельный расход стали на 1 м ³ полезного объема, кг		

Таблица 8. Техничко-экономические показатели стальных резервуаров с понтонном

Техничко-экономические показатели стальных резервуаров с понтонном			
Показатель	Номинальный объем, тыс.м ³		
	20	30	50
Полезный объем, тыс. м ³			
Диаметр, м			
Высота стенки, м			
Расход металла, т			
Удельный расход металла на 1 м ³ полезного объема, кг			

Все потери нефти и нефтепродуктов классифицируются на следующие виды: количественные потери; качественно-количественные потери, при которых происходит количественная потеря с одновременными ухудшениями качества нефтепродукта, потери от испарения; качественные потери, когда ухудшается качество нефтепродукта при неизменном количестве, потери при недопустимом смешении. Кроме того, следует выделить еще две группы потерь углеводородного сырья, характеризующие естественную убыль и безвозвратные потери при авариях. Согласно «Нормам естественной убыли...» под естественной убылью понимаются потери, являющиеся следствием несовершенства существующих в данное время средств и технологии приема, хранения, отпуска и транспорта продуктов. При этом допускается лишь уменьшение количества при сохранении качества в пределах заданных требований. Естественная убыль может быть также

обусловлена изменением физико-химических свойств нефтепродукта или воздействием метеорологических факторов.

Потери нефтепродуктов и нефти

Таблица 9.

Источники потерь	Потери, %	Источники потерь	Потери, %
В резервуарах		с канализационными стоками	
в том числе:		В линейной части:	
от «больших дыханий»		от утечек	
от выдуваний		от аварий	
от газового сифона		при наливе железнодорожных цистерн	
при зачистке			
в насосных станциях			

Нефть и нефтепродукты проходят сложный путь транспортировки, перевалки, хранения и распределения. Ориентировочно можно считать, что до непосредственного использования нефтепродукты подвергаются более чем 20 перевалкам, при этом 75% потерь происходит от испарения и только 25% от аварий и утечек. В системе Госкомнефтепродукта основная доля потерь приходится на резервуарные парки (до 70%), причем около 65% от испарения при «малых» и «больших» дыханиях. Проведение различных мероприятий по снижению потерь дает положительный эффект. Но даже по официальным данным видно, что потери еще очень велики. Так, из отчета Сургутского РНПУ естественная убыль нефти только за один месяц составила 3370 тонн. Наибольшие потери нефти от испарения отмечаются в резервуарах типа РВС со стационарной крышей. Величина их обычно составляет около 0,14% хранимого объема, но в ряде случаев может увеличиваться в 1,5 раза. По данным СибНИИНП в 1 м³ товарной нефти Западной Сибири содержится от 0,15 до 0,76 м³ растворенного и окклюдированного газа. При движении нефти по трубопроводам такой газ переходит в газовую фазу, образуя пробки, а попадая в резервуар, теряется в атмосферу через дыхательную арматуру.

Сокращение потерь нефти и нефтепродуктов от испарения в РВСПА, по сравнению с резервуарами без понтона, 70.....90%.

Используя, среднестатистические данные по резервуарам определяем экономически выгодный проект (тип) резервуара.

Таблица 10.

Тип резервуара	Расход металла на сооружение (кг)	Полезный объём (м ³)	Потери нефти от испарений (%)
РВС- 20000м ³			
РВСП-20000м ³			
РВСП-50000м ³			

С точки зрения экономической эффективности, значительно большее значение имеет не экономия стали или снижение себестоимости, а стоимость сокращения потерь от испарения, которая несравненно выше. Разница в металле при строительстве РВС 20000 от РВСП 20000 .

До непосредственного потребителя нефтепродукты подвергаются более чем 20 «перевалкам» через РВС или РВСП.

Потери нефти при транспортировке составляют:

Тип резервуара РВС 20000 –

Тип резервуара РВСП 20000 –

Экономии стали при строительстве резервуара типа РВС 20000 составляет , а экономия от сокращения потерь нефтепродукта при использовании резервуара тип РВСП 20000 составляет в месяц . Основываясь на выше перечисленных расчетах, определениях, сопоставлениях, мы можем сделать заключение, что при проведении товарно - коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров типа РВСП 20000 целесообразно и выгодно.

					Экономическая эффективность выбора резервуара	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривалась «Технология проведения товарно- коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров».

В процессе проделанной работы были взяты за основу два вида систем учета нефти:

1. По основной схеме учета нефти с применением СИКН;
2. По резервной схеме учета с применением резервуаров типа РВСП и РВС.

Рассмотрены , оборудование резервуаров, учет количества и качества нефти, применяемых средств измерений. Выявлены источники потерь нефти при транспортировке и схемах перекачки нефти, проведен расчет потерь от «больших» и «малых» дыханий, определены мероприятия для снижения потерь нефти, приведены технико-экономические показатели резервуаров одинаковым номинальным объемом.

Основываясь на выше перечисленных расчетах, определениях, сопоставлениях, учитывая экономическую эффективность, и прежде всего, экологическую безопасность резервуаров, мы можем сделать заключение, что при проведении товарно - коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров целесообразней и выгодней использовать резервуар типа РВСП.

					Заключение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

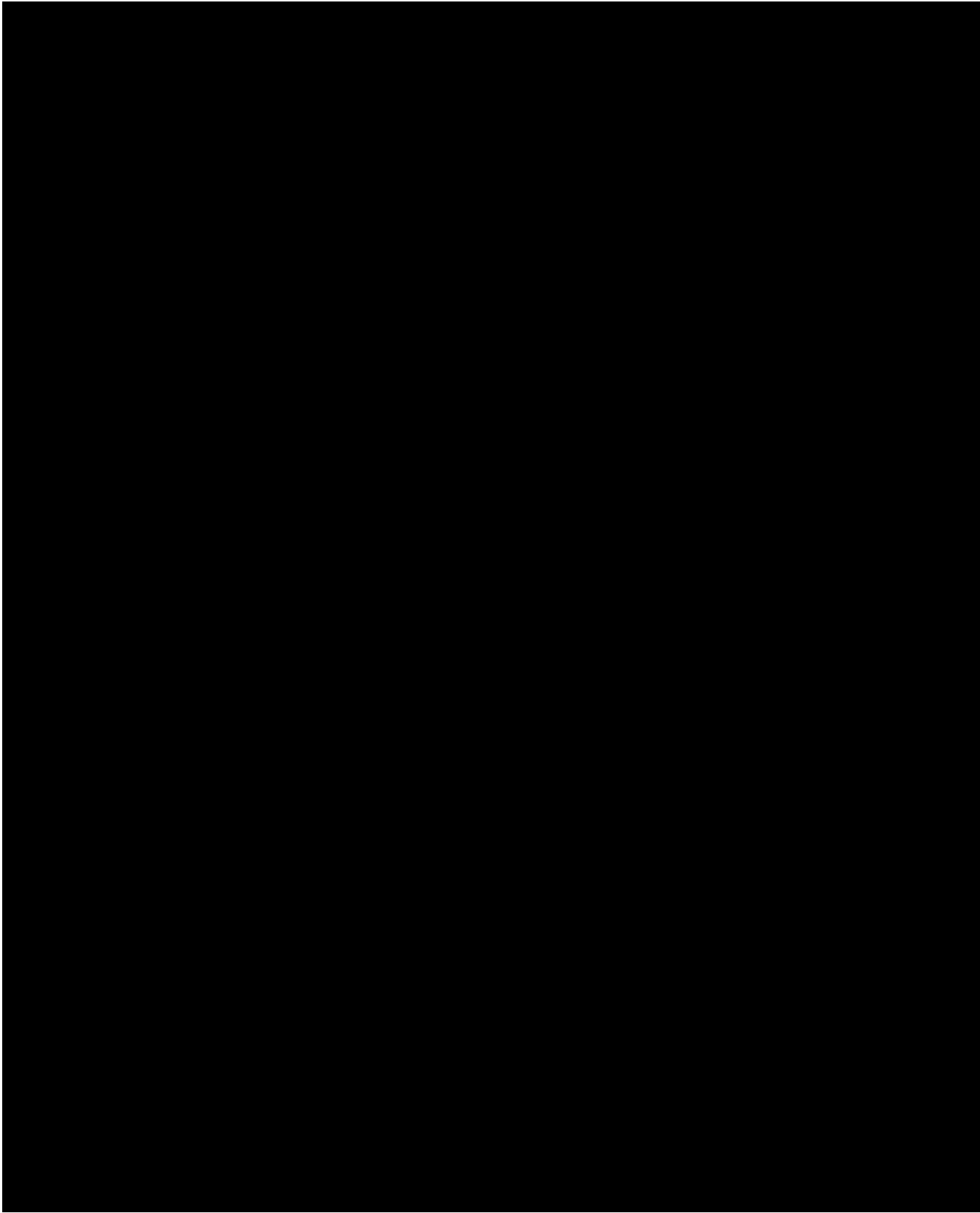
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД 153-39.4-078-01 «Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз»;
2. ОР-03.100.20-КТН-157-13 «Порядок ведения товарно- коммерческих операций с нефтью в организациях системы «Транснефть»;
3. ОР-16.01-60.30.00-КТН-029-1-01 «Регламент расчета полезной емкости, емкости для товарных операций и разработки технологических карт на резервуары и резервуарные парки»;
4. Р 50.2.040-2004 «Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов»;
5. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 263 с.
6. МИ 2153-2003 ГСИ «Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях»;
7. ГОСТ 2517-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
8. РД. «Регламент проведения работ по размыву и удалению донных отложений из резервуаров с применением устройств для размыва донных отложений типа «Диоген», 2009г.;
9. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
- 10.РД-13.220.00-КТН-575-06 «Правила пожарной безопасности на объектах ОАО «АК «Транснефть»;
- 11.РД 34.21.122-89 «Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений»;
- 12.РД 39-22-113-89 «Правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»;
- 13.СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», 1997 г.;
- 14.РД 13.220.00-КТН-575-06 Стандарт. «Правила пожарной безопасности на объектах ОАО «АК «Транснефть»;

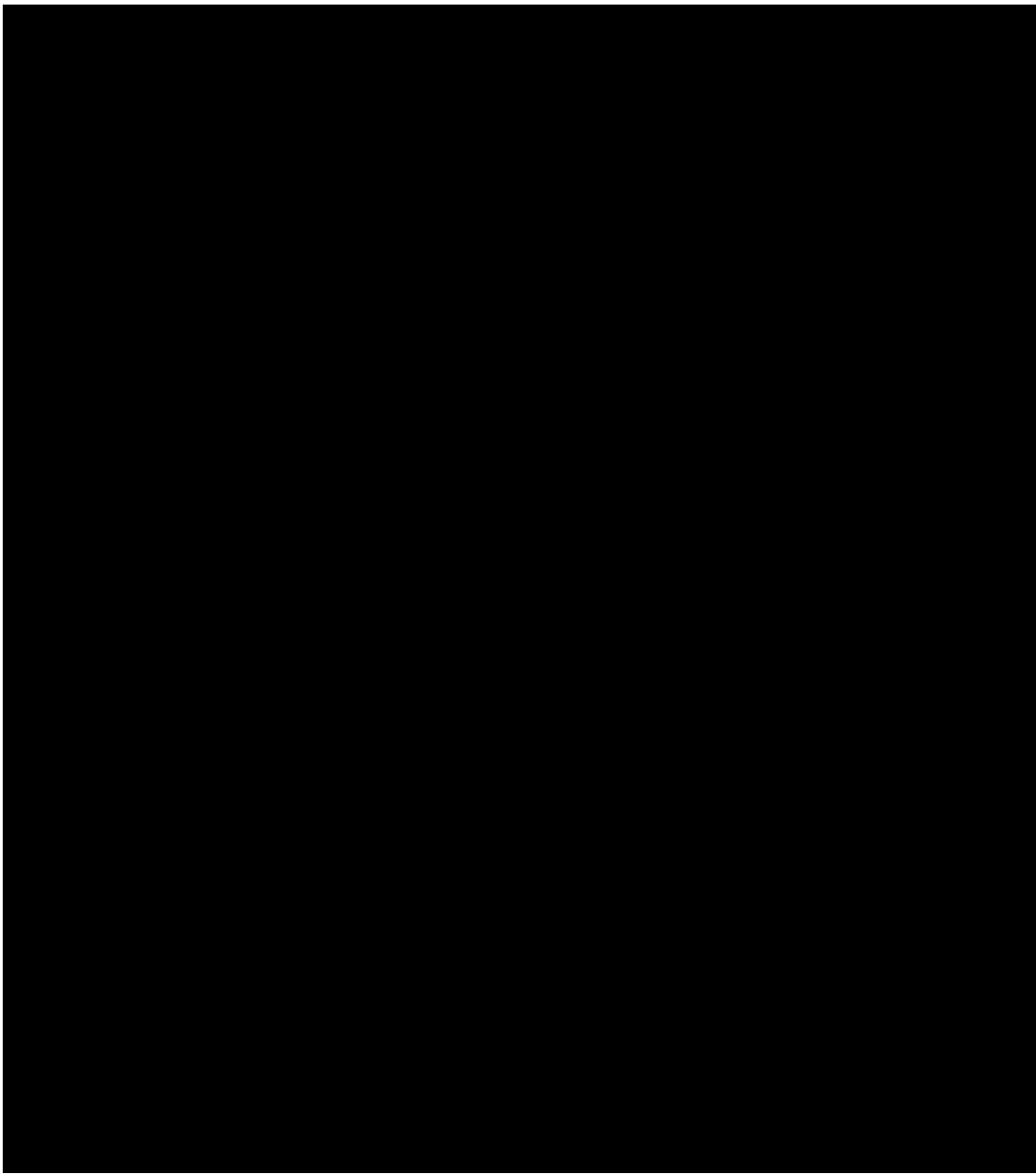
					Список литературы	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 15.РД 39-0147098-005-88 «Правила охраны окружающей среды при сборе и транспортировке нефти»;
16. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов., ред. Земенков Ю.Д., Москва «Инфра-Инженерия», 2006г.
- 17.Коршак А.А., Коршак С.А. Экологическая целесообразность применения плавающих покрытий в резервуарах // Новое в экологии и безопасности жизнедеятельности: Докл. 4-й Всерос. науч.-практ. конф. – СПб, 1999. – С. 404-406;
- 18.Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А. и др. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2002. – Гл. 10. Оценка фактических потерь нефти и нефтепродуктов. – С. 359-423;

					Список литературы	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

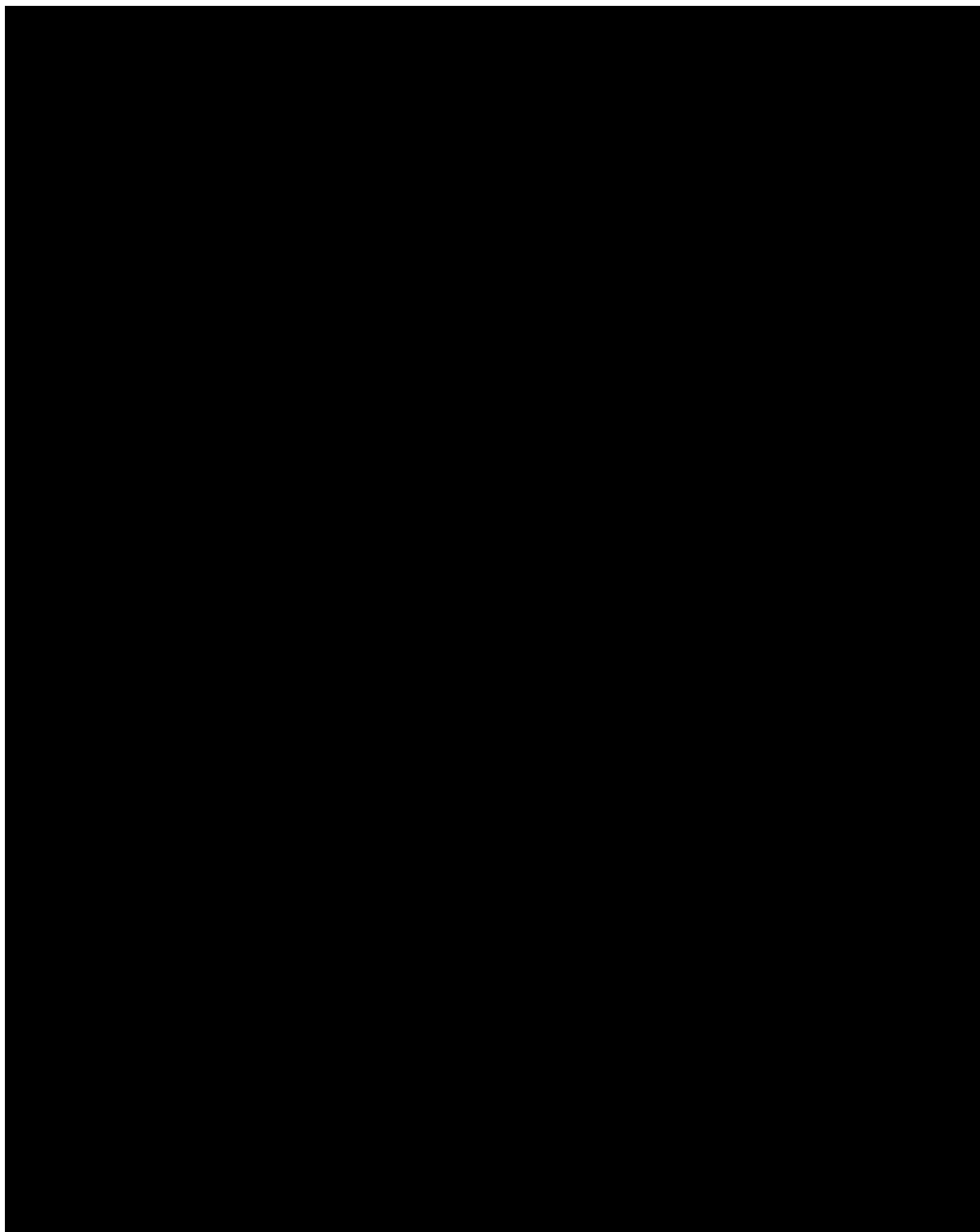


Технологическая схема



					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологическая схема



					Технология проведения товарно-коммерческих операций с нефтью с использованием резервуаров	Лист
						102
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		