

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах»

УДК 622.692.48-047.44

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Буховский М.А.		02.06.2017

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		02.06.2017

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н., доцент		02.06.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н., инженер		01.06.2017

**Консультант-лингвист**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		02.06.2017

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

<b>И.О. Зав. кафедрой</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		02.06.2017

Томск – 2017г.

## Планируемые результаты обучения магистрантов

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р4</b>	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
<b>Р5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р6</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р7</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
<b>Р8</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.О.Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)                      \_\_\_\_\_  
 (Дата)                              Бурков П.В.  
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Буховскому Максиму Алексеевичу

Тема работы:

Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводов

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 17.05.2017 г. №3322/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

02.06.2017г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

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

Системы обнаружения утечек на линейной части магистрального нефтепровода

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор зарубежной литературы по вопросу систем обнаружения утечек нефти, исследование причин возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов, анализ методов и систем обнаружения утечек на магистральном нефтепроводе для сравнения их способности к обнаружению утечки, анализ методов тестирования систем обнаружения утечек для определения их работоспособности и оптимизации их работы, расчет сокращения рисков аварий на МН</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Шарф И.В., доцент кафедры экономики природных ресурсов</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Маланова Н.В., инженер</p>
<p>Приложение на иностранном языке</p>	<p>Коротченко Т.В. доцент кафедры иностранных языков</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Введение</p>	
<p>Методы и системы обнаружения утечек</p>	
<p>Параметрические системы обнаружения утечек</p>	
<p>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</p>	
<p>Экономическая эффективность применения СОУ</p>	
<p>Социальная ответственность</p>	
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>Заключение</p>	

Список использованной литературы

Приложение на иностранном языке

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

05.09.2016г

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Наталья Алексеевна	к.г.-м.н, доцент		05.09.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Буховский Максим Алексеевич		05.09.2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 с., 21 рис., 34 табл., 27 источников, 1 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, система обнаружения утечек, метод обнаружения утечек, риски, аварии

Объектом исследования является (ются) линейная часть магистрального нефтепровода

Цель работы – анализ систем обнаружения утечек на линейной части магистрального нефтепровода

В процессе исследования проводились расчет ущерба природной окружающей среде при авариях на магистральных нефтепроводах. Рассмотрены вопросы функционирования систем обнаружения утечек, их работоспособность, установка на линейной части магистрального нефтепровода. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности по монтажу систем обнаружения утечек, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ систем обнаружения утечек. На основании полученных результатов было выявлено, что применение параметрических систем обнаружения утечек имеет ряд преимуществ, одним из которых является сокращение рисков аварий на магистральном нефтепроводе.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, земляные работы, монтаж средств измерения, прокладка волоконно-оптического кабеля, работы по сливу перекачиваемого продукта и т.д.

Область применения: линейная часть магистрального нефтепровода



## Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**авария на магистральном трубопроводе:** Авария на трассе трубопровода, связанная с выбросом и выливом под давлением опасных химических и пожаровзрывоопасных веществ, приводящая к возникновению техногенной чрезвычайной ситуации [1].

**авария на объекте магистрального трубопроводного транспорта:** Внезапный вылив или истечение опасной жидкости в результате полного или частичного разрушения трубопровода, его элементов, оборудования или устройств, сопровождаемых одним или несколькими из следующих событий.\*

**герметичность:** Свойство конструкций препятствовать проникновению через их стенки жидкости, газа или пара.

**инцидент на магистральном нефтепроводе:** Отказ или повреждение технических устройств, сопровождаемый утечкой нефти на трубопроводе менее 10 м<sup>3</sup> без воспламенения нефти или взрыва ее паров, без загрязнения водотоков [2].

**отказ:** Полная или частичная утрата объектом работоспособности.

**работоспособность:** Стояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции с параметрами, установленными требованиями технической документации.

**течеискание:** Вид неразрушающего контроля, обеспечивающий выявление сквозных дефектов в изделиях и конструкциях, основанный на проникновении через такие дефекты проникающих веществ.

**течи:** Канал или пористый участок перегородки, нарушающий ее герметичность, т. е. течи бывают сквозные и пористые.

**утечка:** Нарушение герметичности магистрального трубопровода, сопровождающееся истечением из него нефтепродукта.

**чрезвычайная ситуация:** Обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

#### Примечание

\* 1) воспламенение жидкости или взрыв ее паров, 2) загрязнение водного объекта 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, 3) объем утечки составил 10 м<sup>3</sup> и более [3].

## Сокращения

- DTS – Distributed Temperature Sensor (распределенный датчик температуры)
- DVS – Distributed Vibration Sensor (распределенный датчик вибрации)
- ORL – Optical return loss (оптические возвратные потери)
- OTDR – Optical time-domain reflectometer (оптический временной рефлектометр)
- APH – Аварийный разлив нефти
- APM – Автоматизированное рабочее место
- БД – База данных
- ВОК – Волоконно-оптический кабель
- ВОСК – Волоконно-оптическая система контроля
- ВРМБ – Вынужденное рассеяние Мандельштама-Бриллюэна
- ИСМТ – Инфразвуковая система мониторинга трубопровода
- КМ – Комбинационное излучение
- КРС – Комбинационное рассеяние света
- ЛИС – Линейная станция измерения
- НГДУ – Нефтегазодобывающее управление
- ПО – Программное обеспечение
- ПСП – Приемо-сдаточный пункт
- ПТК СОУ – Программно-технический комплекс системы обнаружения утечек
- РМБ – Рассеяние Мандельштама – Бриллюэна
- СДКУ – Система диспетчерского контроля и управления
- СИКН – Система измерения количества и показателей качества нефти
- СМПО – Система мониторинга протяженных объектов
- СОУ – Система обнаружения утечек
- СОУиКА – Система обнаружения утечек и контроля активности
- УВ – Углеводороды
- ЧС – Чрезвычайная ситуация
- ЭВМ – Электронно-вычислительная машина

## Содержание

Введение .....	13
1 Методы и системы обнаружения утечек.....	16
1.1 Утечки, причины возникновения.....	16
1.2 Классификация методов обнаружения утечек.....	19
1.3 Требования к СОУ.....	21
2 Параметрические системы обнаружения утечек.....	24
2.1 Описание параметрических методов обнаружения утечек, базирующиеся на измерение технологических параметров.....	24
2.2 Внедрение методов обнаружения утечек в трубопроводах, базирующихся на измерении технологических параметров.....	35
2.3 Сравнение параметрических методов обнаружения утечек непрерывного действия, основанных на контроле технологических параметров.....	39
2.4 Сравнительный анализ распределенных и протяженных систем.....	41
3 Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ .....	43
3.1 Описание.....	43
3.2 Оффлайн тестирование СОУ.....	46
3.3 Пример разработки функциональных карт.....	48
4 Экономическая эффективность применения СОУ .....	51
4.1 Предисловие.....	52
4.2 Основы ответных действий на возникновение тревоги об утечке.....	52
4.3 Расчет сокращения рисков разливов нефти при использовании систем обнаружения утечек.....	54
5 Социальная ответственность .....	68
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	83
Заключение.....	95
Список публикации студента .....	97
Список использованной литературы.....	97
Приложение.....	100

## Введение

Обеспечение экологической и промышленной безопасности трубопроводного транспорта углеводородов (УВ) – нефтепроводов, продуктопроводов – всегда была актуальной. Нефтепроводы функционируют под высоким давлением и при их разгерметизации происходит масштабный по объему выброс перекачиваемой среды. За счет этого не только причиняется материальный ущерб компаниям трубопроводного транспорта из-за потерь перекачиваемой среды, расходами на ликвидацию аварий, штрафными выплатами, но и влечет за собой загрязнение окружающей природной среды, приводит к созданию предпосылок для появления чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Для России потребность в обеспечении безопасного трубопроводного транспорта УВ имеет особенно острый характер. Это вызвано в первую очередь протяженностью действующих и проектируемых нефтепроводов. Кроме этого, значительной проблемой являются несанкционированные врезки в нефтепроводы с намерением отбора перекачиваемой среды, включающие серьезные масштабы. Несанкционированные врезки включают механические воздействия на нефтепровод, утечки перекачиваемой среды, образуют значительный материальный урон предприятиям, обслуживающим нефтепроводы, а также вызывают серьезные экологические катастрофы.

Последствия утечек вызывают загрязнение окружающей среды, опасность возгорания и взрыва, ликвидация последствий ведет к серьезным экономическим потерям. В результате утечек концентрация нефтепродуктов в водоемах в 9-15 раз превышает предельно допустимые нормы; экстремальное загрязнение почвы в 150-200 раз превосходит фоновые значения, а десятки тысяч гектаров земли уже частично или полностью исключены из хозяйственного оборота.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Буховский М.А</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>					<i>13</i>	<i>121</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Ситуация настолько угрожающая, что вынуждает мировое сообщество все чаще и чаще обращаться к проблеме утечки нефти и нефтепродуктов из трубопроводов [4].

Для безопасной эксплуатации нефтепроводного транспорта, защиты от несанкционированных врезок нужен надежный механизм непрерывного дистанционного контролирования технического состояния нефтепроводов с опциями детектирования течей и охраны. Такие механизмы интенсивно производятся как в России, так и за границей.

**Актуальность** обнаружения течей на магистральных нефтепроводах чрезвычайно высока, т.к. такие утечки во многих случаях приводят к плохим последствиям. За счет этого не только причиняется материальный ущерб компаниям трубопроводного транспорта из-за потерь перекачиваемой среды, расходами на ликвидацию аварий, штрафными выплатами, но и влечет за собой загрязнение окружающей природной среды, приводит к созданию предпосылок для появления чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера. Одной из приоритетных задач в стратегии инновационного развития ПАО «Транснефть» является создание и модернизация технологий и оборудования системы обнаружения утечек. Поэтому **целью данной работы** будет служить разработка рекомендаций по усовершенствованию параметрической системы.

**Объект исследования** – линейная часть магистрального нефтепровода.

**Предмет исследования** – методы и системы определения утечек на магистральном нефтепроводе.

**Практическая значимость** – результатом работы может послужить выбор эффективных и экономически обоснованных систем обнаружения утечек, метода для эффективного тестирования работоспособности систем, а также может быть оценен эффект таких систем в их способности сокращать последствия аварий.

Для достижения поставленной цели были определены **следующие задачи**: исследование причин возникновения аварий на линейной части магистральных нефтепроводов, анализ методов и систем обнаружения утечек на магистральном нефтепроводе с целью сравнения их способности к обнаружению утечки, анализ

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	п	д		14

методов тестирования систем обнаружения утечек для определения их работоспособности и оптимизации их работы, расчет сокращения рисков аварий на МН.

**Реализация и апробация работы:**

- участие в 19 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Анализ распределенных систем обнаружения утечек нефти на магистральных трубопроводах».
- участие в 20 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Analysis of leak detection systems on a pipeline».
- участие в 21 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Analyse von Leckerkennungssystemen an Ölröhrfernleitungen».
- дважды участвовал в международной научно-технической конференции молодежи Транснефть 2015 и 2016 с докладом «К вопросу о методах обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах».

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	п	д		15

# 1 Методы и системы обнаружения утечек

## 1.1 Утечки, причины возникновения

Утечка – это нарушение герметичности магистрального трубопровода, сопровождающееся истечением из него нефтепродукта. Основной причиной утечек является устаревшее эксплуатационное оборудование трубопроводного транспорта. Около 68 % магистральных трубопроводов имеют срок эксплуатации более 20 лет, т.е. находятся в критическом возрасте.

Также резко возросло число несанкционированных врезок. Помимо непосредственного экономического ущерба, наносимого хищением 13 нефтепродуктов, любая несанкционированная врезка, являясь ненормативной конструкцией, несет большую потенциальную опасность, поскольку изначально нарушает локальные прочностные характеристики трубопровода.

Нарушение качества изоляции при изготовлении и нанесении покрытия, а также его восстановлении приводит к образованию коррозионных повреждений на наружной поверхности труб в виде пятен, язв и каверн различной величины и глубины, являющихся результатом взаимодействия металла трубы со средой.

Значительное количество аварий происходит по причине механических повреждений - поверхностных дефектов, образовавшихся при транспортных и строительно-монтажных работах. В очаге разрывов находятся различные по длине царапины и риски. Любая трещина, возникшая из-за случайного повреждения может развиваться (например, из-за перепада температур внешней среды, колебаний давления в нефтепроводе, возможного дополнительного внешнего нагружения изгибающим моментом) и вызвать значительные разрушения вследствие большой упругой энергии нефтепровода.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>.Буховский М.А</i>			<i>Методы и системы обнаружения утечек</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>					<i>16</i>	<i>121</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						



Оценка аварийности на трассе магистральных нефтепроводов проводится на базе сведений по интенсивности аварий из ежегодных отчетов о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (таблица 1, рисунок 1) [5].

					<i>Методы и системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

Таблица 1 - Статистика интенсивности аварий на трассах магистрального нефтепровода

Причины аварий	Число аварий												Всего	Доля, %
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016		
Брак строительства/изготовления	4	2	3		3	1		2	2			1	18	24
Коррозия		1			1						1		3	4
Износ оборудования								1					1	1
Механическое воздействие при проведении земляных работ	4			2								1	7	9
Несанкционированные врезки	8	12	10	1	3	1	1						36	48
Воздействие стихийных явлений природного происхождения					1								1	1
Конструктивные недостатки							1	1					2	3
Организационные ошибки		3		2	1			1					7	9
Всего	16	18	13	5	9	2	2	5	2	0	1	2	75	100

Методы и системы обнаружения утечек

Дата

Подпись

№ докум.

Лист

Изм.

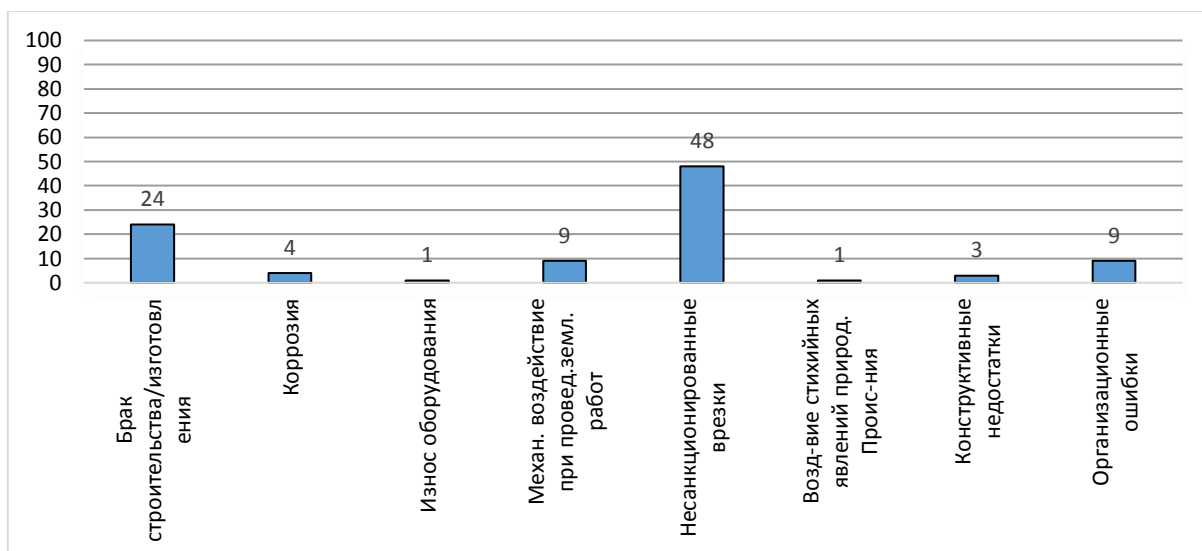


Рисунок 1 - Процент аварийности на МН с 2005 по 2016 гг. (по информации Ростехнадзора) по причинам:

По информации Ростехнадзора (2005-2016 г.) весомое место из причин аварий на магистральных нефтепроводах имеют несанкционированные врезки – 49,3 %. Однако следует заметить, что их количество в последние три года свелось на ноль. На втором месте стоит брак строительно-монтажных работ, изготовления. Организационные ошибки составляют третье место и включают в себя несовершенство технической документации, ошибочные действия персонала при эксплуатации, нарушение порядка проведения опасных работ.

В следствие этого, важнейшей из задач трубопроводного транспорта является своевременное обнаружение течей не зависимо от причин их возникновения. Для этого применяются системы обнаружения утечек (СОУ).

## 1.2 Классификация методов обнаружения утечек

По принципам действия и типам применяемого оборудования методы обнаружения утечек можно классифицировать способом, указанным на рисунке 2.



Рисунок 2 – Классификация методов обнаружения утечек по принципам действия и типам применяемого оборудования

Опишем сначала методы, относящиеся к периодическому контролю состояния трубы и позволяющие выявить утечки при выполнении определенного вида работ.

Визуальное наблюдение позволяет обнаружить выход нефтепродукта на поверхности земли. Суть метода состоит в обнаружении мест утечек транспортируемой нефти или нефтепродуктов из подземного (подводного) трубопровода в процессе осмотра трассы трубопровода с помощью обходчиков, автотранспорта, речных катеров и авиации [6, 7].

С помощью внутритрубных дефектоскопов можно обнаружить с большой вероятностью все дефекты в трубопроводе, но этот метод отличается существенной дороговизной.

Газоаналитический метод определения места течи чаще всего реализует способ щупа. Основан на поглощении углеводородсодержащими газами (группы СН и СН<sub>2</sub>) энергии источника инфракрасного излучения с длиной волны 3,39-10<sup>-6</sup> м [23, 28].

Акустический метод базируется на регистрации акустических колебаний, возбуждаемых в грунте или окружающей газовой среде при утечке нефти. Колебания среды обусловлены трансформацией кинетической энергии течи в энергию упругих колебаний. Принцип работы течеискателей базируется на преобразовании вибрации почвы или колебаний воздуха в электрические сигналы, частотной и амплитудной выборки этих сигналов. Непосредственный контакт прибора с объектом при этом не обязательно выполнять [8].

Опрессовку проводят на прочность (24 часа) и герметичность (12 часов). В процессе испытаний изделий на герметичность используют воду. Утечки обнаруживают по выходе воды на поверхность и по падению давления в манометре [8].

Тепловой метод основан на изменении температуры на поверхности над трассой нефтепровода. Перепады температур колеблются от долей градуса до десятков градусов. Для реализации данного метода применяются специальные приборы – тепловизоры. С помощью данного метода осуществляют обнаружение утечек нефтепродуктов из трубопроводов, выявляют несанкционированные подключения [8].

У периодического контроля состояния трубопровода есть существенный недостаток – это отсутствие оперативности.

Практика эксплуатации трубопроводов отдает предпочтение методам постоянного слежения (мониторинга) технологических параметров перекачки по экономическим и экологическим соображениям. Все известные мониторинговые (динамические) методы СОУ базируются на сопоставлении контролируемых параметров перекачки и расчётных, получаемых моделированием процесса в реальном масштабе времени.

### 1.3 Требования к СОУ

Для выявления прогрессивных СОУ необходимо определить требования, которыми должна обладать лучшая СОУ. Проведя анализ

					<i>Методы и системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

источников и патентов, а также таблицы о сравнении параметрических методов, я пришел к выводу, что к таким требованиям относятся:

- непрерывный мониторинг;
- дистанционный контроль;
- низкая вероятность ложных срабатываний;
- низкая стоимость оборудования, его монтажа и обслуживания в расчете на 1 км трубопровода;
- метод должен позволять определять место локации утечек, точность при определении координат утечек и по возможности объем утечки;
- оперативность, т. е. максимально уменьшить время реакции на аварийную ситуацию;
- Программная реализация метода должна обладать совместимостью с установленной информационно-управляющей системой;
- надежность – определяется как мера способности СОУ выдавать точные решения по поводу возможного существования утечки в рамках заданных границ, установленных дизайном СОУ. Из этого следует, что надежность сводится к возможности:
  - Обнаруживать утечку, когда утечка существует по факту;
  - Некорректно сигнализировать утечку, когда утечка не произошла.

Система считается надежной если она продолжительно обнаруживает фактическую утечку без генерирования ложных сигналов.

- высокая чувствительность, т.е. способность регистрировать мелкие утечки.

Минимально обнаруживаемый расход утечки и время ее обнаружения зависят друг от друга. Наименьший минимальный обнаруживаемый расход утечки требует большего времени ее обнаружения, наибольший минимальный обнаруживаемый расход утечки разрешает меньшее время ее обнаружения. Функционирование СОУ лучше описывается, используя функциональный график (рисунок 5) [12].

					<i>Методы и системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

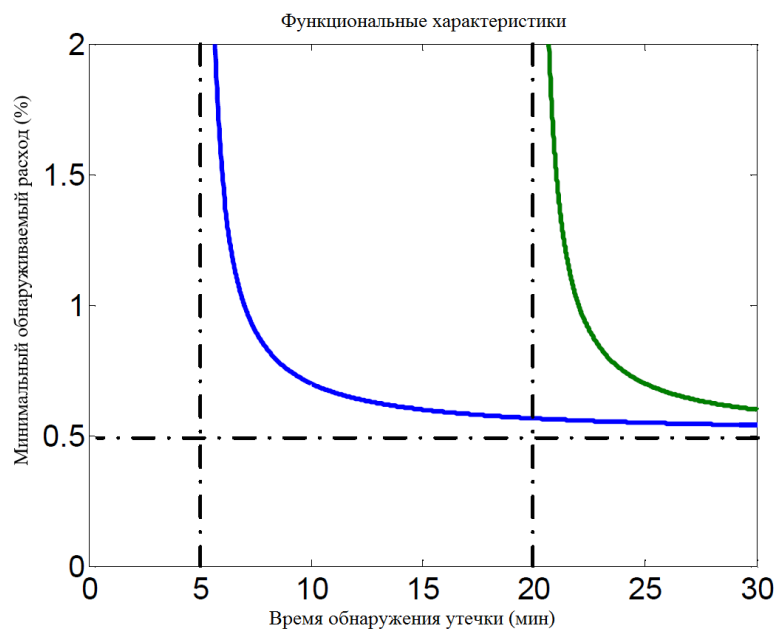


Рисунок 5 – Функциональные характеристики СОУ

## 2 Параметрические системы обнаружения утечек

Эти методы осуществляют непрерывный контроль над состоянием трубопровода в режиме реального времени, как правило, с помощью средств автоматики и телемеханики. Их разделяют на 2 типа:

1) методы, основанные на контроле дополнительных параметров (длина волны Брэгга, акустическая эмиссия и т.д.).

2) методы, осуществляющие контроль над технологическими параметрами. К этой категории относятся параметрические методы, построенные на основе анализа изменения гидравлических параметров технологического процесса при возникновении утечек. Далее произведем их описание.

### 2.1 Описание параметрических методов обнаружения утечек, базирующиеся на измерение технологических параметров

#### Метод линейного баланса

Метод основан на постоянстве массового расхода нефти в различных сечениях трубопровода при установившемся режиме. В начале и в конце контролируемого участка устанавливают расходомеры (турбинного или объемного типа), информация с которых по каналам телеметрии непрерывно поступает на компьютер, расположенный в диспетчерском пункте. Информация содержит мгновенные значения плотности  $\rho$  нефти, ее температуры  $t$  и объемного расхода  $Q$ . В автоматическом режиме происходит сравнение массовых расходов  $\rho_1 Q_1$   $\rho_2 Q_2$  нефти в двух сечениях трубопровода. В том случае, если разность расходов превышает допустимый предел, срабатывает аварийная сигнализация, означающая появление утечки [7].

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>.Буховский М.А</i>			<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>					<i>24</i>	<i>121</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						



Системы, которые воспрещают расчет объемных потерь между входом в систему и выходом без каких-либо компенсаций за счет изменений содержимого в результате изменений давления, температуры или композитного состава продукта.

В настоящее время минимальная погрешность измерений для выпускаемых расходомеров составляет 0,15 % [11]. Учитывая, что в балансовом методе используются два узла учета нефти (в начале диагностируемого участка и в конце диагностируемого участка), погрешность определения баланса количества нефти на диагностируемом участке МН будет составлять:  $0,15 \% \cdot \sqrt{2} = 0,2 \%$ , что для МН Ду1200 мм и производительностью 11000 м<sup>3</sup>/ч составляет 22 м<sup>3</sup>/ч.

То есть это метод, который воспрещает расчет объемных потерь между входом в систему и выходом без каких-либо компенсаций за счет изменений содержимого в результате изменений давления, температуры или композитного состава продукта.

#### Метод материального баланса нефти на участке трубопровода

Принцип работы метода состоит в том, что при возникновении утечки продукта расход на входной точке становится больше расхода на выходной точке. Кроме того, в балансовом методе определяется масса жидкости в трубопроводе, которая при возникновении утечки уменьшается.

Этот метод допускает дисбаланс между массами нефти, закачанной на контролируемый участок трубопровода и отобранной из него, однако разность этих масс должна коррелировать с изменением массы жидкости, происшедшим на рассматриваемом участке нефтепровода [7].

В начале и в конце контролируемого участка нефтепровода устанавливают турбинные или ультразвуковые расходомеры, записывающие расходы  $Q_1(t)$  и  $Q_2(t)$ , а также датчики давления, записывающие давления  $p_1(t)$  и  $p_2(t)$  в соответствующих сечениях трубопровода. Изменение  $\Delta M$  массы нефти на рассматриваемом участке трубопровода вычисляется:

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						25
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta M = \int_0^{\Delta t} [\rho_1(t)Q_1(t) - \rho_2(t)Q_2(t)]dt, \quad (1)$$

В рассматриваемом методе превышение этой разностью сравнивается с изменением массы нефти, происшедшим на участке нефтепровода в течение интервала времени  $\Delta t$ :

$$\int_t^{t+\Delta t} [\rho_1(t)Q_1(t) - \rho_2(t)Q_2(t)]dt \leftrightarrow M(t + \Delta t) - M(t), \quad (2)$$

где  $M(t) = \int_0^L [\rho_1(x,t)S(x,t)]dx$ ,  $M(t + \Delta t) = \int_0^L [\rho_1(x,t + \Delta t)S(x,t + \Delta t)]dx$  – массы нефти на

участке трубопровода в моменты времени  $t$  и  $t + \Delta t$ , соответственно;

$S(x,t)$  – площадь сечения трубопровода, занятого нефтью;

$L$  – протяженность контролируемого участка;

$\leftrightarrow$  – знак сравнения.

Трудность такого метода состоит в том, что если левая часть равенства (2) определяется достаточно просто, то правая его часть прямому измерению не поддается, а в нестационарных процессах – даже и расчету. Разработанная в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина теория неустановившихся течений жидкости в трубах с учетом возможного разрыва сплошности потока (т.е. образования или исчезновения парогазовых полостей) и основанная на ней компьютерная программа (изменение режимов эксплуатации нефтепроводов) позволяют преодолеть указанную трудность.

Для расчета изменений массы нефти на контролируемом участке трубопровода используются давления  $p_1(t)$  и  $p_2(t)$ , определяемые датчиками в начальном и конечном сечениях участка. Разработанная теория и действующая в масштабе реального времени и применяемая компьютерная программа позволяют вычислить величину  $M(t + \Delta t) - M(t)$  с учетом поправок на давление и возможное наличие пустот в трубопроводе, а затем сравнить рассчитанную величину с разностью масс закачанной и отобранной нефти [7].

Метод учитывает поправку, обусловленную колебаниями давления и температуры, которые вызывают изменение объема, измеряемого

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

расходомером. То есть вводятся поправки на приращение плотности за счет изменения температуры и давления, а также на приращение объема участка трубопровода, т.е. [9]:

$$\Delta\rho = \rho_0 \left( -\beta_T \cdot \Delta T + \frac{\Delta p}{k} \right), \quad (3)$$

где  $\Delta\rho$  – изменение плотности нефти

$\Delta p$  – изменение давления;

$\rho_0$  – плотность продукта при известной температуре;

$\beta_T$  – коэффициент объемного расширения;

$\Delta T$  – изменение температуры;

$k$  – модуль упругости продукта.

$$\Delta V_p = V_0 \frac{D_0}{E \cdot \delta} \Delta P, \quad (4)$$

где  $\Delta V$  – изменение объема;

$V_0$  – объем при известных параметрах;

$E$  – модуль Юнга материала трубы – физическая величина, характеризующая свойства материала сопротивляться растяжению, сжатию при упругой деформации, Па;

$\delta$  – толщина стенки трубы

$$\Delta V_T = V_0 \cdot \alpha \cdot \Delta T, \quad (5)$$

где  $\alpha$  – коэффициент объемного расширения материала трубы [10].

Такой метод обеспечивает ограниченный расчет содержимого трубопровода. Эти системы не включают коррекции за счет изменения состава и часто используют объемный модуль упругости и значение температурного расширения для расчета давления и температуры.

Коэффициент теплового объемного расширения:

$$\beta_T = \frac{1}{V_0} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right) \Big|_p \quad (6)$$

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Он показывает относительное изменение объёма тела, происходящее в результате изменения его температуры на 1 К при постоянном давлении. В результате при изменениях, вызванных повышением температуры перекачиваемого продукта, получаем новый объём:

$$V = V_0 [1 + \beta(t - t_0)] \quad (7)$$

Коэффициент сжимаемости:

$$\beta_p = -\frac{1}{V_0} \frac{dV}{dp} \quad (8)$$

Где знак минус указывает на уменьшение объёма с повышением давления.

Величина, обратная коэффициенту сжимаемости называется объёмным модулем упругости

Объёмный модуль упругости:

$$K = -V_0 \frac{dp}{dV} \quad (9)$$

характеризует способность вещества сопротивляться всестороннему сжатию. Эта величина определяет связь между относительным изменением объёма тела и вызвавшим это изменение давлением. Например, у воды объёмный модуль упругости составляет около 2000 МПа; это число показывает, что для уменьшения объёма воды на 1 % необходимо приложить внешнее давление величиной 20 МПа. В результате при изменениях, вызванных повышением давления перекачиваемого продукта, получаем новый объём, который будет меньше старого:

$$V = V_0 \left[ 1 - \frac{p - p_0}{K} \right] \quad (10)$$

Объём транспортируемого продукта при изменении температуры и давления может быть выражен следующим образом:

$$V = V_0 \frac{1 + \beta \cdot \Delta t}{\left[ 1 - \frac{\Delta p}{K} \right]} \quad (11)$$

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Так изменения температуры продукции, протекающие в следствии теплообмена с окружающей средой, являются причиной изменения объема, что ведет к тому, что на входе в трубопровод и выходе из него возникает несоответствие в объеме.

### Метод гидравлической локации места утечки нефти

Этот метод заключается в анализе профиля давления (оценивается параметр  $\frac{\partial P}{\partial x}$ ). Измеряется манометрическое давление на концах двух специально выбранных базисных сегментах, находящихся вблизи перекачивающих станций. Если в некоторой точке возникает утечка, то линия гидравлического уклона становится ломаной. Задача состоит в том, чтобы указать место утечки нефти и оценить ее интенсивность по изменению гидравлических уклонов на этих сегментах [7].

Плечо  $AB$  нефтепровода между двумя нефтеперекачивающими станциями работает в стационарном режиме, не имеет самотечных участков и транспортирует однородную нефть с некоторым расходом  $Q_0$  (рисунок 3).

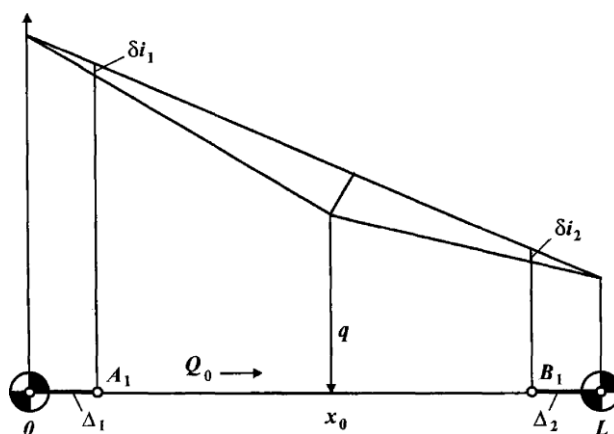


Рисунок 3 – Расчетная схема метода «гидравлической локации» утечки [7]

Если в некоторой точке  $x_0$  этого плеча возникает утечка нефти с расходом  $q$ , то линия гидравлического уклона искажается и становится ломаной.

Пусть протяженность участка  $AB$  равна  $L$ . Выберем два базисных сегмента – один  $AA_1$  с протяженностью  $AA_1 = \Delta_1$  вблизи первой

нефтеперекачивающей станции и второй  $B_1B$  с протяженностью  $B_1B = \Delta_2$  вблизи второй.

Гидравлический уклон  $i$  на рассматриваемом плече нефтепровода есть функция от расхода  $Q$  последнего:

$$i(Q) = \lambda \frac{v^2}{2dg} = \lambda \frac{16Q^2}{2g\pi^2 d^5}, \quad (12)$$

где  $\lambda = f(\text{Re}; \zeta)$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$l$  – длина трубопровода;

$d$  – диаметр трубопровода;

$v$  – линейная скорость продукта,  $v = Q/S$ ;

$Q$  – объемный расход.

Имеет место следующее равенство:

$$i_{AA_1} = i_{B_1B} = \frac{H_A - H_{A_1}}{\Delta_1} = \frac{H_{B_1} - H_B}{\Delta_2}, \quad (13)$$

где буквой  $H$  обозначены напоры в соответствующих сечениях трубопровода.

Если в точке  $x_0$  возникает утечка нефти, то гидравлические уклоны  $i_{AA_1}$  и  $i_{B_1B}$  перестают быть равными; их изменения  $\delta i_1$  и  $\delta i_2$  находятся по показаниям дифференциальных манометров:

$$\delta i_1 = \frac{\delta(H_A - H_{A_1})}{\Delta_1} > 0 \text{ и } \delta i_2 = \frac{H_{B_1} - H_B}{\Delta_2} < 0, \quad (14)$$

Имеют место также соотношения:

$$\delta i_1 = \left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \delta Q_1 \text{ и } \delta i_2 = \left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0} \delta Q_2, \quad (15)$$

в которых  $\left( \frac{\partial i}{\partial Q} \right)_{Q_0}$  – частные производные от функции  $i(Q)$  по  $Q$ ,

вычисленные при номинальном расходе  $Q_0$ . Эти производные могут быть определены как теоретическим путем (с помощью дифференцирования той или иной формулы для зависимости гидравлического уклона  $i$  от расхода  $Q$ ), так и экспериментально, путем исследования изменений гидравлического уклона

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

рассматриваемого участка нефтепровода при изменениях его пропускной способности [7].

Из равенств (15) можно найти изменения  $\delta Q_1$  и  $\delta Q_2$  расходов перекачки до и после сечения утечки:

$$\delta Q_1 = \frac{\delta i_1}{\left(\frac{\partial i}{\partial Q}\right)_{Q_0}} \quad \delta Q_2 = \frac{\delta i_2}{\left(\frac{\partial i}{\partial Q}\right)_{Q_0}}, \quad (16)$$

а также расход  $q$  истечения нефтепродукта:

$$q = \delta Q_1 - \delta Q_2 = \frac{|\delta i_1| + |\delta i_2|}{\left(\frac{\partial i}{\partial Q}\right)_{Q_0}}, \quad (17)$$

Координата  $x_0$  сечения утечки нефти определяется следующим образом. Поскольку величины  $\delta i_1$  и  $\delta i_2$  чрезвычайно малы, то имеет место уравнение:

$$x_0 \delta i_1 = -(L - x_0) \delta i_2, \quad (18)$$

Или:

$$x_0 = L \frac{|\delta i_2|}{|\delta i_1| + |\delta i_2|}, \quad (19)$$

где  $L$  – протяженность трубопроводного плеча  $AB$ .

### Метод отрицательных волн давления

Если перекачка нефти по участку трубопровода временно не ведется, то возможен метод обнаружения утечек жидкости, основанный на улавливании волн разряжения (оценивается параметр  $\frac{\partial P}{\partial t}$ ), рождаемых утечкой в момент ее возникновения. Волны разряжения распространяются по обе стороны от места утечки и регистрируются аппаратурой. Скорость  $c$  этих волн определяется формулой:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{k} + \frac{\rho_0 d}{\delta E}}}, \quad (20)$$

где  $E$  – модуль Юнга металла трубы;

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$\delta$  – толщина стенки трубы;

$K$  – модуль упругости нефти.

Пусть  $L$  – протяженность участка нефтепровода, а  $x$  – неизвестная координата сечения, в котором возникает утечка. Предположим, что в начале и в конце участка имеется регистрирующая аппаратура, которая фиксирует моменты  $t_1$  и  $t_2$  прихода волн разряжения соответственно к началу и к концу участка. Тогда разность  $(t_1 - t_2)$  моментов прихода волн свидетельствует о смещении места утечки относительно середины рассматриваемого участка. Координата  $x$  места утечки определяется через разность моментов прихода волн к началу и концу участка трубопровода формулой [7]:

$$x = \frac{L}{2} + \frac{c}{2}(t_1 - t_2), \quad (21)$$

Исследование возможностей этого метода показывает, что волны давления, генерированные возникновением утечки, распространяются в покоящейся жидкости без существенного затухания и поэтому могут быть зарегистрированы измерительной аппаратурой.

При течении нефти по нефтепроводу из-за турбулентного характера течения в трубе и работы насосных агрегатов величина естественных колебаний давления в нефтепроводе составляет  $0,02 \div 0,03$  кГ/см<sup>2</sup>. В отличие от электрических шумов, которые легко фильтруются, естественные колебания носят не регулярный характер, и при уровне установке в СОУ порогов менее  $0,025$  кГ/см<sup>2</sup> могут приводить к ложным срабатываниям СОУ [11].

В результате решения системы характеристических уравнений течения жидкости по трубопроводу в одномерном приближении, определяющих связь между расходом утечки и величиной падения давления в нефтепроводе в месте утечки, получаем формулу (16), по которой, в качестве примера, рассчитаем падение давления в нефтепроводе  $D_y$  1200 при интенсивности (расходе) утечки  $22$  м<sup>3</sup>/ч.

$$\Delta P = \frac{0,5 \cdot G_{ym} \cdot c}{F_{mp}} \times 1,02 \times 10^{-5}, \quad (22)$$

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32



где:  $\Delta P$  – падение давления в нефтепроводе в месте утечки, кгс/см<sup>2</sup>;

$G_{ум}$  – интенсивность (расход) утечки, кг/с;

$F_{тр}$  – площадь поперечного сечения нефтепровода, м<sup>2</sup>;

$c$  – скорость звука, м/с.

В результате расчета по формуле (16) получаем, что при утечке интенсивностью 22 м<sup>3</sup>/ч в МН Ду 1200 мм происходит падение давления в месте утечки на величину 0,025 кгс/см<sup>2</sup>.

Таким образом, для того, чтобы гарантированно определять утечки «по волне давления» и не иметь ложных срабатываний, СОУ следует настраивать на чувствительность не ниже, чем 22 м<sup>3</sup>/ч.

#### Метод сравнения скорости изменения расходов

Метод основан на измерении мгновенной скорости изменения расхода в различных сечениях нефтепровода. В начале и в конце контролируемого участка трубопровода устанавливают измерительные диафрагмы (калиброванные сужения, позволяющие по разности давлений до и после сужения рассчитать скорость и расход жидкости) и оборудованные устройствами дифференцирования (рисунок 4).

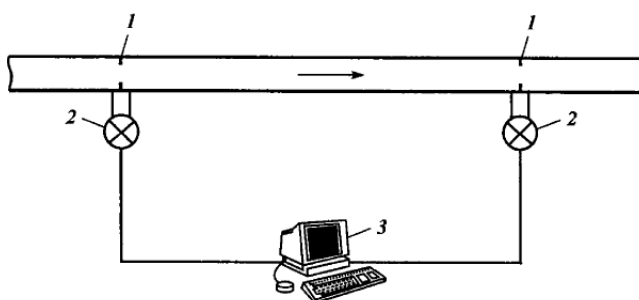


Рисунок 4 – Схема обнаружения утечек по методу сравнения скоростей изменения расходов[7]: 1 – диафрагмы; 2 – преобразователи; 3 – компьютер

Ключевое уравнение метода получается дифференцированием по времени:

$$\frac{\partial G_{dis}}{\partial t} = \frac{\partial G_{in}}{\partial t} + \frac{\partial G_{out}}{\partial t}, \quad (23)$$

где  $G_{dis}$  – скорректированный дисбаланс масс за период времени  $t$ ;

					Параметрические системы обнаружения утечек	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$G_{in}$  и  $G_{out}$  – расходы соответственно на входе и выходе трубопроводной сети.

Электрические сигналы, пропорциональные скорости изменения расхода, по каналам телеметрии поступают в ЭВМ, где сравниваются с заранее рассчитанными значениями. Повреждение или разрыв трубопровода вызывает резкое изменение расхода транспортируемой нефти. Приблизительно место утечки можно определить по разности времен появления всплесков скорости изменения расходов в контрольных сечениях.

### Метод давление-расход

Метод основан на анализе изменения профиля давления вдоль трубопровода. В случае возникновения утечки на контролируемом участке фиксируется понижение давления.

Предполагается, что рассматриваемый трубопровод сплошной, без дополнительных отводов, по которому протекает однородная жидкость.

Используется гидродинамическая модель, описывающая процессы утечки в трубопроводе в виде дифференциального уравнения и граничных условий:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \lambda \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} - \frac{c^2}{F} G_l \delta(x - \xi), \quad (24)$$

при  $t = 0$ :  $p(0;x) = p_n - \frac{p_n - p_k}{l} x$ ;

при  $x = 0$ :  $p = p_n$ ;

при  $x = l$ :  $p = p_k$ ;

где  $\delta(x - \xi)$  – функция Дирака;

$p$  – давление в магистрали;

$t$  – время;

$x$  – координата по длине трубы;

$l$  – длина трубопровода;

$F$  – площадь сечения трубы;

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- $c$  – скорость распространения волны давления;
- $G$  – массовый расход утечки;
- $\lambda$  – коэффициент сопротивления трубопровода;
- $\xi$  – координата места утечки.

Решая дифференциальное уравнение можно определить координату утечки как зависимость от давления, расхода и параметров трубопровода:

$$\xi = f(G, P, l, F), \quad (25)$$

## 2.2 Внедрение методов обнаружения утечек в трубопроводах, базирующихся на измерении технологических параметров

Одним из вариантов организационно-технических систем является программно-технический комплекс системы обнаружения утечек (ПТК СОУ или СОУ) [13].

Комбинированная система обнаружения утечек представляет собой программно-технический комплекс, предназначенный для мониторинга и контроля целостности диагностируемого участка нефтепровода с заданными характеристиками по времени обнаружения, размеру и точности локализации утечки в стационарных режимах.

Функции комбинированной СОУ:

- принятие в автоматическом режиме и обработка технологических сведений по транспортируемой среде и состоянию диагностируемого участка нефтепровода с целью мониторинга, контроля целостности нефтепровода, регистрации места и идентификации времени утечки;
- релиз фактической и расчетной информации по происходящим процессам оператору СОУ;
- отправка сведений об утечке диспетчеру СДКУ;
- образование и дисплей трендов контролируемых параметров;
- формирование отчетов.

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

СОУ дает возможность оператору определять в реальном времени значения массового расхода нефти, давления в нефтепроводе, плотности, вязкости и температуры нефти.

Архитектура СОУ включает в себя технические решения по использованию средств измерения, программное и математическое обеспечение (рис. 6) [13].

На рисунке 6 представлен вариант СОУ для участка.

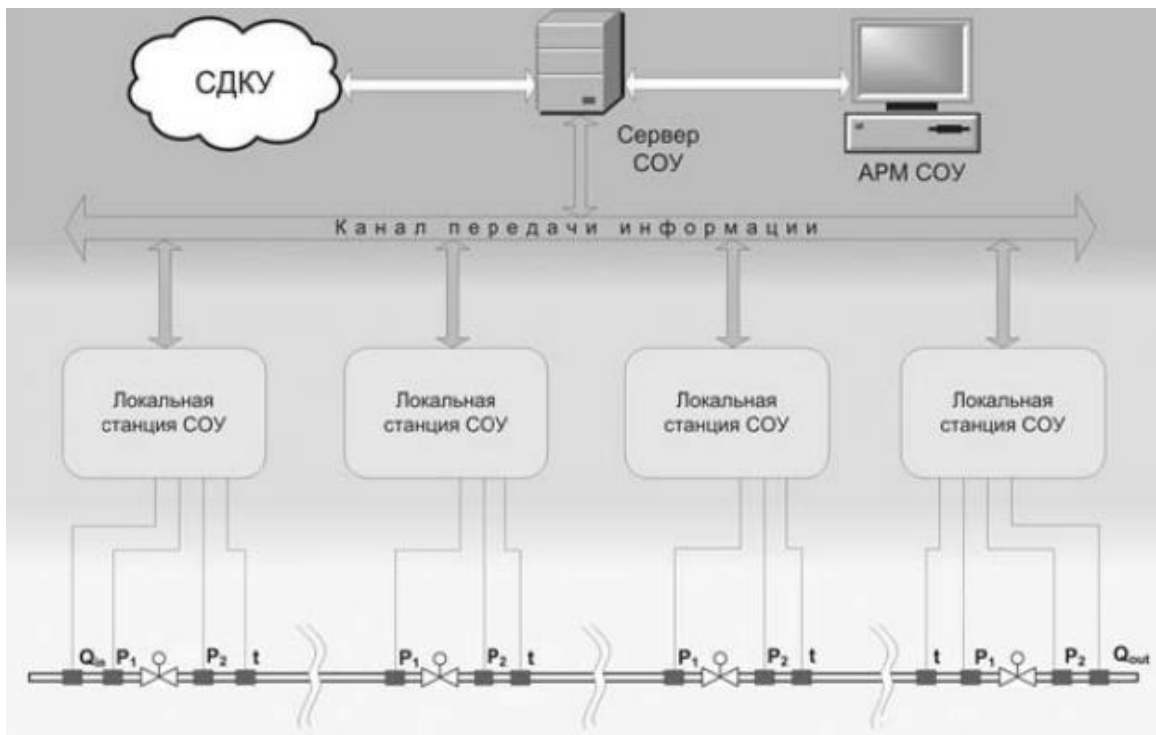


Рисунок 6 – Структурная схема системы обнаружения утечек

Информация с датчиков поступает на локальные (линейно-измерительные) станции и в дальнейшем передается по каналам связи (протоколам обмена данными) на сервер СОУ. На сервере вся поступающая информация анализируется, и результат передается диспетчеру СОУ.

Программно-технический комплекс СОУ является трехуровневой, распределенной системой:

- нижний уровень – датчики давления и температуры, устанавливаемые до и после задвижки, расходомеры или массомеры, устанавливаемые в местах входа и выхода продукта из трубопровода;

- средний уровень – локальные станции, устанавливаемые вблизи мест установки датчиков шкафного исполнения с высокоскоростными промышленными контроллерами и коммуникационным оборудованием, устанавливаемые в начале и конце контролируемого участка;
- верхний уровень – сервер СОУ и АРМ оператора СОУ;

Локальные измерительные станции собирают технологические данные, измеренные средствами нижнего уровня. С помощью программного обеспечения определяются значения давления, плотности и вязкости жидкости, которые учитываются при расчете расходов.

Дополнительно учитывается влияние изменения температуры на жидкость и геометрические размеры трубы, что очень важно для длинных участков трубопровода.

Линейная станция СОУ укомплектована проводной или спутниковой системой точного времени, которая делает возможным с высокой точностью синхронизовать линейные станции.

Из собранной информации образуются информационные пакеты с фиксациями времени. Эти пакеты по протоколам связи транслируются серверу СОУ.

Все поступающие сведения на сервер АРМ оператора СОУ о технологическом процессе, а также результаты анализа и все действия пользователя сохраняются в базе данных (БД) СОУ.

Данные в конце и начале обслуживаемого нефтепровода принимаются и обрабатываются промышленными контроллерами. Первичная информация для расчетов и анализа в БД СОУ передается от контроллеров линейных станций (ЛИС) ЛИС 1, ЛИС 2 через ОРС-сервер с помощью программы-конвертора.

Анализ и дисплей результатов работы СОУ выполняется АРМ оператором СОУ по информации измерений, сохраненных в БД СОУ.

Проводятся математические расчеты в АРМ оператора и выводится результат. Решения о утечки в АРМ оператора СОУ производится на основе использования следующих методов:

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- "массовый баланс",
- "волна давления",
- "давление-расход",
- "гидравлический уклон",
- другие.

В анализе реализован метод материального баланса, который заключается в сравнении показаний расходомеров в конце и начале контролируемого участка.

Малые по размеру и быстрорастущие утечки регистрируются методом анализа волны давления, проходящей от местонахождения утечки при ее формировании.

Метод волны давления и профиля давления делает возможным определение места формирования утечки.

Метод зависимости расхода и давления обеспечивает определение утечки при нестационарном режиме.

### Применение

В настоящее время СОУ, разработанная ОАО "Нефтеавтоматика", находится в промышленной эксплуатации на ПСП "Мишкино" ОАО "Удмуртнефть", а также на объектах ОАО "Татнефть":

- НГДУ "Азнакаевскнефть" на участке нефтепровода от СИКН № 202 ПСП "Азнакаево" до узла подключения;
- НГДУ "Альметьевнефть" на участке нефтепровода от СИКН № 224 ПСП "Альметьевск" до узла подключения к МН "Альметьевск-Калейкино";
- НГДУ "Джалильнефть" на участке нефтепровода от СИКН № 215 ПСП.

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

### 2.3 Сравнение параметрических методов обнаружения утечек непрерывного действия, основанных на контроле технологических параметров

Таблица 2 – сравнение параметрических методов, контролируемых технологические параметры

Метод	Недостатки
По волне давления	Точность метода сильно зависит от гидродинамических шумов в нефтепроводе, от величины утечки. Амплитуда волны давления затухает из-за вязкого трения. При разрывах сплошности потока или наличии газовых пузырей скорость распространения волны давления разряжения снижается, вследствие чего сигнал будет блокирован или будет нести недостоверную информацию. В работающем трубопроводе применение данного метода имеет существенные трудности, связанные со значительным затуханием возникших волн при их распространении в трубопроводе.
Материального баланса вещества	Минимальный расход диагностируемой утечки зависит, в первую очередь, от точности измерения расхода и при имеющихся в настоящее время расходомерах колеблется на уровне 0,5-1 %. Невозможно выявить утечку, расход которой меньше, чем погрешность измерения расхода. Данный метод требует более сложного программного обеспечения. Метод не определяет место образования утечки.
Линейного баланса	Не определяет точное место локализации утечек, не учитывает изменений при нестационарном или квазистационарном режиме перекачки, т.к. в трубопроводе может происходить напессовка или депрессия трубы, может изменяться температура жидкости или, могут появляться и исчезать пустоты или самотечные участки
Гидравлической локации места утечки нефти	Возможности этого метода ограничены, т.к. при уменьшении интенсивности утечки точность метода снижается, появляются ложные срабатывания. Чувствительность метода низкая (5..15 % от номинальной производительности). Имеется наличие «мертвой зоны» в конце эксплуатационного участка. Имеет место трудность определения утечек при нестационарных процессах. Чувствительность алгоритма к изменению проходного сечения труб в 3–5 раз выше, чем к утечкам, что приводит к ложным срабатываниям системы.
Сравнения скорости изменения расходов	Ложные фиксации утечек из-за нарушения стационарного режима, изменением свойств партий перекачиваемых нефтей или нефтепродуктов, осложнениями технологических режимов перекачки и пр.

Таким образом, можно сказать, что все существующие параметрические методы обнаружения утечек не лишены недостатков. Принимая во внимания современные требования безопасности, необходимо использовать данные методы в тандеме друг с другом.

## Волоконно-оптический метод

Метод основан на использовании волоконно-оптического сенсорного кабеля (ВОСК). По специальной технологии в сенсорном оптическом кабеле вводятся волоконно-оптические датчики (количество датчиков может достигать 200 шт/м). Волоконно-оптический датчик представляет собой решетку Брэгга, записанную в волокне с помощью ультрафиолетового лазера. Длина волны Брэгга изменяется под действием температуры, давления, вибрации, акустической эмиссии, микродеформации, т.е. датчик обладает многопараметровой чувствительностью [4].

## Акустико-эмиссионный метод

При увеличении дефекта, разрыве связей или пластическом деформировании материала выделяется энергия, имеющая форму волн напряжения или акустической эмиссии. Трещина создаёт волны напряжения, под действием локального напряжения или деформации, даже если она микроскопическая. Эти волны могут быть выявлены при помощи пьезопреобразователей, которые установлены на трубопроводе определенным образом. Акустическую эмиссию (АЭ) можно регистрировать на высоких частотах (до 3-5 МГц), что даёт возможность применять метод и в присутствии интенсивных внешних шумов, так как на высоких частотах естественные и технические шумы очень слабы. В отличие от других методов в АЭ-методе энергия выделяется из самого материала [4].

При применении данного метода датчики устанавливаются на расстоянии около 100 м, что приводит к существенному удорожанию и усложнению системы. Поэтому этот метод целесообразно использовать на ограниченной части трубопровода – на наиболее опасных участках МНПП.

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40



## 2.4 Сравнительный анализ распределенных и протяженных систем

Продлав описание типичных систем обнаружения утечек, дальнейшим этапом работы является построение таблицы сравнения этих систем, базирующихся на технологических и физических параметрах измерения (таблица 3).

Таблица 3 – Сравнительный анализ распределенных и протяженных систем

Функции	Параметр	Параметрическая СОУ	Волоконно-оптическая СОУ	Инфразвуковая система мониторинга трубопроводов
Обнаружение утечек	Чувствительность	От 1,0 % максимального расхода	0,1 %	0,4 %
	Точность	400 м	5 м	9 м
	Время обнаружения	До 5 мин	Менее 1 мин	От 1 до 6 мин
Локация внутритрубных устройств	Режим	-	Непрерывный	Непрерывный
	Точность		10 м	100 м
Регистрация активности	Точность	-	Перемещение и работа тяжелой техники 150 м от оси кабеля	60 м вдоль трубопровода
			Регистрируются движение пешехода и ручная копка 10 м от оси кабеля	
	Время обнаружения		От 2 до 6 с	1-2 мин
Дефектоскопия	Тип дефектов	-	Деформация трубопровода	Геометрические дефекты стенки трубопровода
	Точность		1 м	± 10 см

Анализ технических характеристик указанных систем показывает, что СОУ основанные на измерении технологических параметров обеспечивают регистрацию крупных утечек, сопровождающихся падением давления, и имеют предел чувствительности, который составляет около 1 % производительности

трубопровода. При этом утечки с низкой интенсивностью (менее 1 %) такие системы не регистрируют.

Кроме того, указанная СОУ ограничивается только единственным функционалом – обнаружение утечек, тогда как оставшиеся СОУ (инфразвуковая система и волоконно-оптическая) имеют возможность помимо основной задачи – обнаруживать утечки – еще и функции контроля активности, локализации внутритрубных снарядов, обнаружения деформаций и развивающихся дефектов.

Исходя из данного анализа, отражающего только технические характеристики систем, можно сделать вывод, что наиболее точной, чувствительной и оперативной является волоконно-оптическая СОУ.

Однако, по монтажу системы и вводу ее в эксплуатацию существует барьер в виде невозможности ее инсталляции на нефтепроводах, уже введенных в эксплуатацию. В этом плане параметрическая СОУ обладает достоинством, т.к. все необходимое оборудование уже установлено на магистральных нефтепроводах. Поэтому основное внимание будет уделено параметрическим СОУ.

					<i>Параметрические системы обнаружения утечек</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3 Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ

#### 3.1 Описание

Вероятностные функциональные карты могут быть разработаны в автоматическом режиме для трубопроводных СОУ с помощью накладывания очереди искусственных утечек на ряд записанных в реальном времени данных и затем используя полученные данные для приведения в действие системы в офлайн режиме [14].

Получившиеся карты обеспечивают более реалистичное оценивание функционирования СОУ чем большинство используемых однопараметрических СОУ стандартов по чувствительности утечек, так как они по сути имеют дело с неопределенностями, связанными с инструментальными ошибками и шумом, ошибками моделирования и вычисления. Это справедливо в том случае, когда СОУ настроена на уровень чувствительности, который находится на одном и том же порядке что и неопределенности в вычислении обнаружения утечек.

Анализ базовой линии в режиме офлайн без накладывания искусственных утечек также используется для оценивания ложных срабатываний для настроенных СОУ. Результирующие вероятностные функциональные карты для настроенной системы, комбинированные с соответствующей частотой ложных срабатываний, обеспечивают метод для нормирования текущего функционирования системы, а также указывает на улучшения, которые могут быть получены настраиванием или модифицированием системы.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Буховский М.А</i>			<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>					43	121
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Уровень сложности, который будет использоваться для систем обнаружения утечек, является функцией данных, доступных для ее функционирования. Не имеет смысла вводить RTTM СОУ для трубопровода, где давление, температура и композитные эффекты являются важными, но где нет соответствующих измерений, необходимых для поддержания основанных на данной модели расчетов.

Входными данными для обработки СОУ являются полевые измерения в реальном времени. Все входные измерения подвергаются ошибкам разного сорта. Входные данные обрабатываются устройством обнаружения утечек, который также может подвергаться ошибкам.

Обычно ошибки, создаваемые устройством обнаружения утечек, состоят из ошибок, связанных с отказами, приходящимися на важнейшие физические эффекты, такие как температура или состав, или же слабым или упрощенным моделированием таких эффектов. В статистических системах, обрабатывание ошибок может быть связано с использованием недостаточной формулы, так, например, с использованием линейной формулы обнаружения утечек, когда более осложненная нелинейная формула могла бы дать лучшие результаты.

Ошибки измерения и обработка комбинируются и образуют суммарные ошибки, другими словами неопределённости в выходных сигналах СОУ, которые затем используются как индикаторы статуса утечки. Так как такие ошибки являются случайными, они имеют склонность создавать неопределенность в функционировании системы.

Если СОУ настроена на работу в области чувствительности утечки, которая заведомо выше области неопределенности в выходном сигнале об утечке, то тогда любая сработавшая тревога об утечки является значительной и правдоподобной. С другой стороны, любая СОУ, которая работает при чувствительности обнаружения утечек такого же порядка, как и ошибки измерения, будет отображать ошибки на выходе.

Такие ошибки могут быть выражены в форме ложного несрабатывания (когда утечка произошла, но сигнала ее обнаружения не было) или ложного

					<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

срабатывания (ложное срабатывание сигнала, утечка при этом не произошла). СОУ функционирующая таким способом может быть описана как функционирующая вероятностно. Рисунок 7 показывает эффект размера порога на функционирование обнаружения утечек [15].

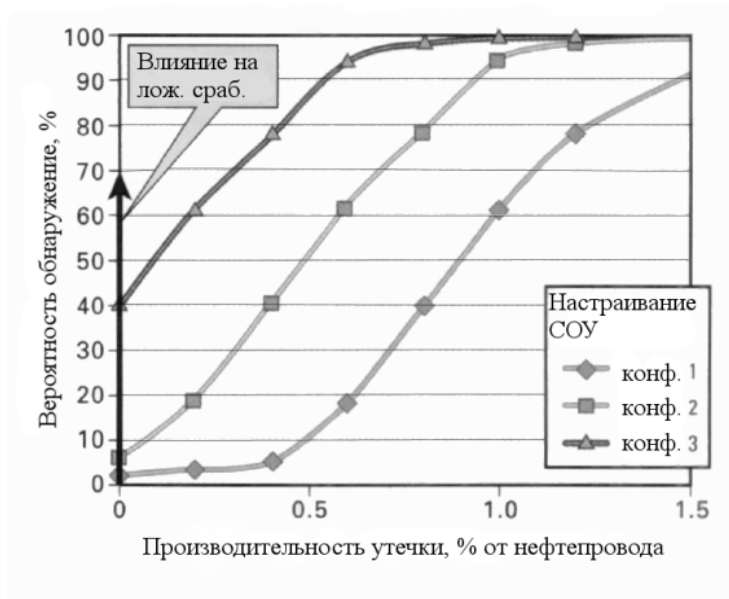


Рисунок 7 – Влияние повышения порога на работоспособность СОУ

В идеале, конечно, СОУ будет оперировать в полностью детерминированном режиме с нулевым порогом обнаружения утечек и все утечки будут обнаружены без ложных тревог. В реалии, однако, когда сигналы об утечке имеют связанные ошибки, ценой повышенной чувствительности за счет снижения порога является повышенная вероятность того, что система будет чаще генерировать ложные срабатывания.

Такие сигналы ложных срабатываний вовлекают затраты, требующие персоналу уделять больше времени исследованию причины утечки. И на оборот, любые попытки снизить ложные срабатывания увеличивая порог обнаружения утечек будут иметь повышенную вероятность, что утечка не будет обнаружена системой или будет обнаружена только через значительный интервал времени. Затраты, связанные с фактической утечкой, конечно зависят от стоимости ее ликвидации, а также другие регулирующие и правовые последствия.

Следовательно, настраивание и конфигурирование СОУ всегда вовлекает конфликт между теми, кто требует максимизации вероятности обнаружения утечки и теми, кто хочет минимизировать вклад персонала, редуцируя ложные срабатывания.

### 3.2 Оффлайн тестирование СОУ

Современные СОУ сложноорганизованы, так что входные данные (выраженные в виде расхода утечки, порога по объему утечки или более сложные, вторичные параметры конфигурации) полностью не значимы для описания функционирования системы. Следовательно, тестирование СОУ является единственным подходящим способом для оценивания функционирования системы [14].

Американский нефтяной институт рекомендует периодически тестировать трубопроводные СОУ для определения их работоспособности. Это может быть выполнено с помощью фактического слива нефти в емкости, автомобильную цистерну или в трубопроводную систему, которая проведена вне защищаемого СОУ трубопровода.

Такой вид тестирования несет значительные риск и затраты. Затраты связаны с полным аспектом подготовительных работ для тестирования и самим исполнением тестирования. С точки зрения рисков, в любое время перепуска нефти во временную емкость для хранения возможен риск возникновения утечки. Такой вид тестирования также ограничивает практическое число их проведения.

Сложно получить целостное представление о функционировании СОУ без проведения экстенсивного тестирования, особенно когда функциональные карты СОУ подразумевают вероятностный характер. В особенности, детальное определение функционирования, используя полевые тестирования, требовало бы сбор стольки множества данных, что разработка функциональной карты системы, используя это подход, не представлялось бы возможным (однако, мы должны принять к сведению, что использование фактического сливного

					<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

тестирования для подтверждения функциональных карт не только осуществимо, но и рекомендуется).

Альтернативным дозволенным подходом является оффлайн тестирование СОУ. Такой вид оценивания системы имеет преимущество в том, что оно может быть выполнено в автоматическом и полуавтоматическом режимах. При этом, пользуются предварительно записанными данными с модифицированными входными данными, необходимыми для отображения полного функционирования системы.

Дополнительное преимущество заключается в том, что может быть сгенерирован ряд симулированных утечек, которые предоставляют исчерпывающий набор функциональных карт, построенных благодаря этому подходу. Это представляет собой возможность, особенно недоступную для фактического сливного тестирования.

Дальнейшим достоинством является то, что данные утечки могут быть считаны и обработаны настолько быстро, насколько аппаратура СОУ это позволяет, обрабатывая большое количество имитирующих данных об утечке, в отличие от того случая, когда, обрабатывается только ограниченное число фактических данных об утечки, которые должны быть обработаны в реальном времени.

Потенциальным недостатком этого подхода является то, что он чувствительный к качеству входных данных, используемых для привода в действие СОУ. В общем, все входные данные должны отражать поведение тех данных, которые приходили бы на СОУ с полевых измерений.

Вдобавок, данные используемые для привода СОУ, должны быть пригодными для модификации, так, чтобы они выражали поведение полевых измерительных приборов в присутствии утечки разных размеров. Часто оффлайн тестирование выполняется с идеальными данными т.е. в исключении ошибок или с статистически сгенерированными ошибками, что не совсем соответствует поведению фактических входных данных.

					<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

### 3.3 Пример разработки функциональных карт

Для оценивания была использована СОУ для трубопровода большого диаметра. Использовалась основанная на RTTM СОУ, реализующая методологию переходного объемного баланса.

В этом основанном на данной модели подходе, использованы измерения расхода в начале и в конце трубопроводной системы для реализации баланса расхода на всей протяженности трубопровода. Давление, температура, состав и другие измерения задействованы для приведения в действие RTTM модели, выходными данными которых являются граничные потоки, служащие для расчёта обособленного компримированного расхода для трубопроводной системы.

В отсутствии утечки, баланс расхода и компримированный расход должны уравниваться. Следовательно, разница между этими двумя величинами представляет собой размер утечки.

Система дополнена устройствами интегрирования и осреднения, разработанными для нахождения небольших утечек в течении длительного временного интервала, а также дополнительной обработкой для предотвращения срабатывания тревоги утечки до тех пор, пока не превышен порог ее кумулятивного объема.

Другие компоненты СОУ выполняют долгосрочное архивирование входных полевых данных, так что они могут быть позже воспроизведены для переанализирования и понимания причины сигнала утечки. Это выполняется автоматически на постоянной основе и является важным аспектом для анализа, описанного здесь. Фильтрация и обработка всех данных, а также обработчик сигнала обнаружения утечек могут быть настроены пользователем СОУ.

Сложность конфигурации СОУ не позволяет понять, как система будет работать с реальными, содержащими шум, данными. Для того чтобы обеспечить оценку работоспособности СОУ был разработан оффлайнный анализатор. Для любых настроек СОУ анализатор работает в двух режимах:

					<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



- Основной режим данных, в котором архивированные входные данные запущены в СОУ неизменными для определения ложных срабатываний/несрабатываний в пределах текущей настройки.
- Режим, использующий архивированные данные, которые были искажены для симуляции наличия утечки установленного размера.

Функционирование в первом режиме очевидно. Выбирается набор данных и записывается число сигналов утечки, созданных в течении симуляции, для позднего анализа. Во втором режиме приложение выбирает расход утечки, прогоняет набор архивированных данных до того места, где утечка применена и затем искажает записанные входные полевые данные для имитации утечки, работая затем в течении установленного периода симуляции.

Пользователь настраивает набор размеров утечки, периода анализируемого времени, время, условленное для обнаружения утечки, и частоту анализа обнаружения утечки (часы между симулированными утечками). Программа прогоняется через все настроенные случаи утечки, записывая результаты в базе данных. Время обнаружения, обнаруженный размер и обнаруженное место записываются для каждой симулированной утечки.

На рисунке 8 показаны типичные результаты для установленной конфигурации. На рисунке изображена кумулятивная вероятность обнаружения утечки как функция времени в пределах 24 часов для ряда расходов утечки [15].

					<i>Использование вероятностных функциональных карт для анализа СОУ</i>	<i>Лист</i>
						49
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

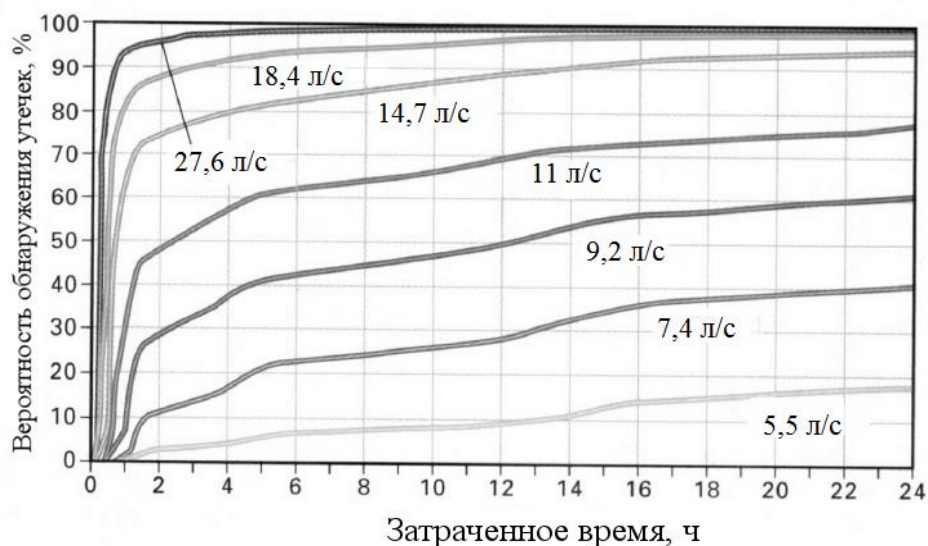


Рисунок 8 – Типовая функциональная карта обнаружения утечек

Частота ложных срабатываний для такой конфигурации была определена менее одного сигнала об утечке/месяц/segment трубопровода. Все утечки выражены в частях номинального расхода.

Во всех случаях кумулятивная вероятность возрастает со временем. По мере того как размер утечки становится меньше, вероятность ее обнаружения со временем уменьшается. Из-за дизайна СОУ существующая утечка склонна со временем становиться встроенной в модель с условием, что если утечка не будет обнаружена в течении 24 часов, то в большей степени становится менее возможным, что утечка будет обнаружена.

Рациональным способом эксплуатации СОУ является критерий утечки в размере 0,65% от номинального расхода, который мы получим, используя вероятность обнаружения 95% в течении 24 часов.



## 4.1 Предисловие

СОУ и их компоненты функционируют в тандеме с человеческими ресурсами и устройствами обработки для обнаружения и мониторинга гидравлических аномалий в трубопроводе и отвечают подходяще в случае утечки. СОУ обеспечивает решающий инструмент для сокращения рисков, связанных с эксплуатацией опасных производственных объектов. Даже в полной мере следуя всем требованиям и нормам, невозможно полностью исключить вероятность возникновения утечки и связанных с ней опасностей, включая потери человеческих жизней, ущерб окружающей природной среде и негативное общественное мнение.

СОУ сокращает в конечном итоге экономическую составляющую путем ограничения объема и площади разлива в случае его возникновения в двух аспектах: производя ответное действие как, например, остановка насосов, закрытие задвижек, ускоряя тем самым ответные меры на устранение последствий утечек. Кроме этого, даже самая чувствительная система обслуживается диспетчерами и операторами, которые, в конечном счете, являются «детекторами утечек». Система, которая обнаруживает быстро, но очень трудоемка для эффективного анализа сигнала, может привести к длительному времени от возникновения утечки до ответных мер по ее устранению чем простая СОУ.

## 4.2 Основы ответных действий на возникновение тревоги об утечке

Процесс выработки ответных действий может быть проиллюстрирован разделением его на 4 периода. Начальный период называется динамическим между моментом нарушения целостности трубопровода до стабилизации расхода утечки. Второй период наступает, когда расход утечки стабилизировался, и система запрашивает соответствующие ответные действия. Третий период наступает, когда производятся ответные действия,

					<i>Экономическая эффективность применения СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

последний – время между окончанием ответных действий и остановкой утечки (рис. 9) [16].



Рисунок 9 – Последовательность событий, инициированных утечкой

СОУ создает сигнал о тревоге некоторое время позже возникновения утечки. Время, требуемое для идентификации утечки, зависит от вида системы и ее эксплуатационных характеристик.

Было бы не уместно предполагать, что сигнал тревоги об утечке незамедлительно вызовет соответствующие ответные действия, т.к. СОУ свойственно сигнализировать фиктивные утечки. В виду этого, фиктивные сигналы влияют на время, требуемое для запроса ответных действий, основанных на стратегии, которую придерживаются эксплуатирующие компании. Некоторую примеры различных стратегий включают:

1. Незамедлительный ответ на все сигналы об утечках.
2. Определить максимальный период времени для анализа сигнала; Ответ обнулится, если этот период пройдет или же если анализатор сигнала не достиг порога.
3. Ответ на тревогу только когда анализатор этой тревоги достиг условленного порога.

Очевидно, за всеми стратегиями стоят конечные затраты: незамедлительный ответ на все сигналы об утечке увеличит в итоге цену каждого фиктивного сигнала, в то время как игнорирование этого сигнала с целью его анализа может замедлить ответ. Выбор стратегии управления сигналами зависит от многих факторов, тем временем анализ рисков/цены

может помочь найти равновесие между нуждой быстрого реагирования и дальнейшего поддержания постоянной эксплуатации.

Когда сигнал успешно выводит соответствующий ответ, ответ будет включать в себя управление насосами, закрытие или открытие задвижек и т.д. Затратится время до полной остановки насоса, закрытия задвижек. Мгновенное закрытие исключено случаем гидравлического удара.

После завершения ответных действий, которые заканчиваются отсечением участков, утечка по-прежнему будет продолжаться до тех пор, пока давление напора не достигнет атмосферного.

#### 4.3 Расчет сокращения рисков разливов нефти при использовании систем обнаружения утечек

##### 4.3.1 Исходные данные

На магистральном нефтепроводе диаметром 1200 мм зафиксирован случай порыва путем сообщения сигнала тревоги СОУ. До диагностирования утечки СОУ прошло некоторое время (рисунок 10).

Разлившаяся нефть растеклась на месте с суглинистой почвой и впиталась в землю, часть нефти испарилась в атмосферу.

Глубина пенетрации нефти в грунт составила  $h_{cp}=0,5$  м. В таблице 4 приведены входные данные смоделированной для расчета ситуации.

Таблица 4 – Входные данные

$Q_0 = 1,70 \text{ м}^3 / \text{с} = 6120 \text{ м}^3 / \text{ч}$	– расход нефти в герметичном нефтепроводе при функционирующих насосах;
$\rho_0 = 0,86 \text{ т} / \text{м}^3$	– плотность нефти;
$d_{\text{вн}} = 1,208 \text{ м}$	– внутренний диаметр в нефтепроводе;
$h_{cp} = 0,5 \text{ м}$	– глубина пенетрации нефти в грунт;
$K_n = 0,4$	– емкость нефти в земле;
$K_u = 4,9$	– показатель инфляции;
$K_e = 2$	– показатель пересчета в зависимости от степени контаминации земель нефтью;
$K_n = 2,5$	– показатель пересчета в зависимости от количества времени на восстановление загрязненных сельскохозяйственных земель;

*Экономическая эффективность применения СОУ*

Лист

54

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

$H_{б.а.} = 50 \text{ руб./т}$	– базовая нормативная плата за выброс 1 т углеводородов в рамках установленного лимита;
$H_c = 163000000 \text{ руб./га}$	– нормативная стоимость сельскохозяйственных земель;
$K_{э.а.} = 1,4$	– показатель экологической ситуации и экологической значимости атмосферы в данном районе;
$K_{э(i)} = 1,1$	– показатель экологической ситуации и экологической значимости грунта в данном районе;
$K_z = 1,3$	– показатель пересчета в зависимости от глубины загрязнения земель;
$У_{м.о.} = 80 \text{ руб./т}$	– удельные затраты за загрязнение токсичными отходами IV класса;
$K_{т.н.} = 4$	– класс токсичности нефти.

В смоделированной ситуации были приняты следующие допущения:

- Рельеф местности, на которой произошел разлив, будем считать плоским;
- Глубина пенетрации нефти в грунт – 0,5 м;
- Количество испарившейся нефти составило 10 % от разлившейся нефти;
- Считаем, что разлив нефти происходит до остановки перекачки;
- Влажность грунта принимаем 20 %.

#### 4.3.2 Постановка задачи

Целью расчета является оценка эффекта СОУ в отношении совершенствования системы управления промышленной безопасностью. Для обоснования этого эффекта рассматривается сокращение рисков, вызванных разливом нефти. Сокращение рисков рассчитывается для каждого из расхода утечек – 0,4 %, 1 %, 1,4 %, 2 %, 3 %.

#### 4.3.3 Расчет

##### 4.3.3.1 Рассчитаем ущерб природной окружающей среде если СОУ отреагировала на утечку в течении 24 часов

СОУ создает сигнал тревоге через некоторое время после возникновения утечки. Время, требуемое для идентификации утечки, зависит от вида системы и ее эксплуатационных характеристик.

Расчет ведем для утечек разной производительности – 0,4 %, 1 %, 1,4 %, 2 %, 3 % от расхода нефтепровода. Используем рисунок 10 для определения времени обнаружения утечки согласно разным расходам с вероятностью обнаружения утечки 95 %. График был построен исходя из результатов оффлайн тестирования СОУ [16].

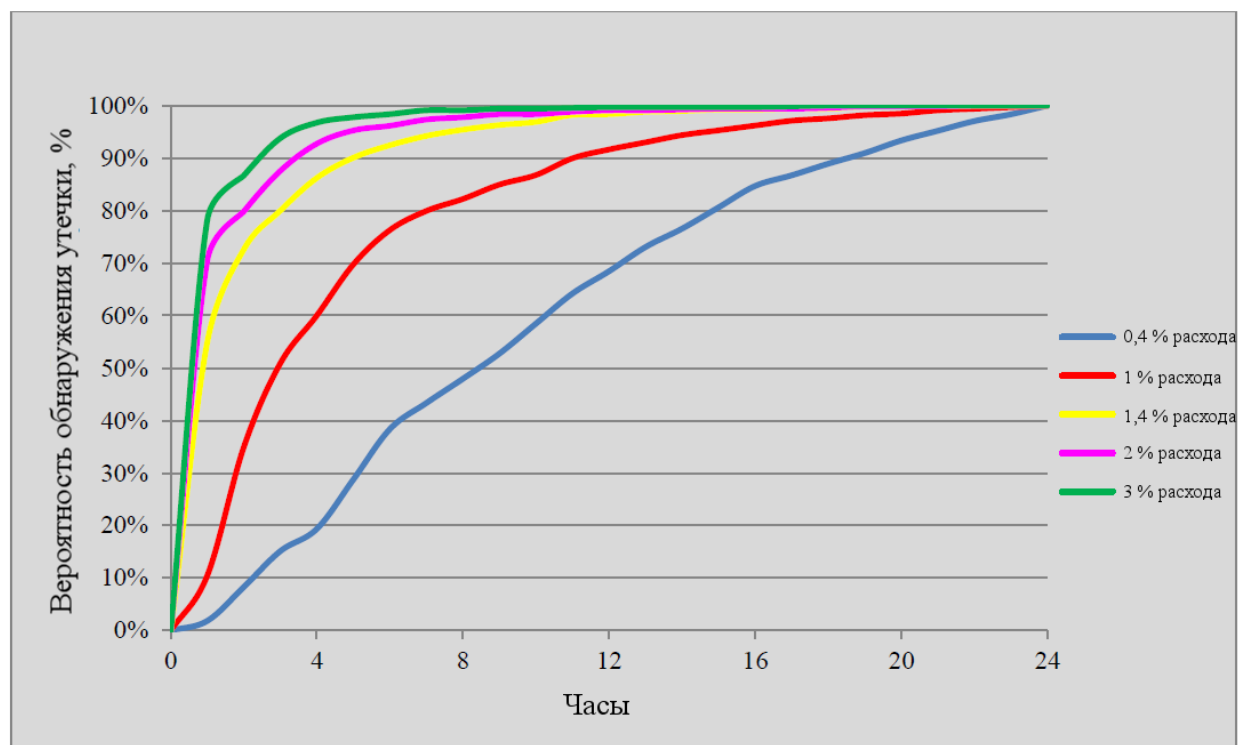


Рисунок 10

Расчет проводился на основании методики [17,18].

По графику определяем время обнаружения утечки:

Для расхода утечки 0,4 % время составляет 22 ч (см. таблицу 5);

Таблица 5 – Время обнаружения утечки

Расход, %	Время обнаружения, ч
0,4	22
1	15
1,4	6
2	5
3	3

Расход нефти в герметичном нефтепроводе составляет 6120 м<sup>3</sup>/ч.

Отсюда получаем объем и массу разлившейся нефти:

$$V = Q \cdot k \cdot t, \quad (26)$$

$$M = V \cdot \rho, \quad (27)$$



где  $V$  – объем разлившейся нефти;

$Q$  – расход нефти в герметичном нефтепроводе;

$k$  – расход утечки, в процентах от производительности нефтепровода;

$t$  – продолжительность утечки;

$\rho$  – плотность нефти.

Для расхода утечки 0,4 % объем и масса вылившейся нефти получается  $V_1 = 6120 \cdot 0,004 \cdot 22 = 538,5 \text{ м}^3$ ,  $M_1 = 538,5 \cdot 0,86 = 463,11 \text{ т}$ ; (см. таблицу 6).

Таблица 6 – Определение объема и массы утечки

Расход, %	Объем, м <sup>3</sup>	Масса, т
0,4	538,5	463,11
1	918,0	789,48
1,4	514,0	442,04
2	612,0	526,32
3	550,8	473,69

Согласно методическому руководству по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах [27] расчет массы выбросов низкомолекулярных углеводородов в атмосферный воздух (при отсутствии возгорания) производится по формуле:

$$M_i (\text{исп}) = F \cdot q \cdot t \cdot 10^{-6} \quad (5)$$

где  $F$  – площадь поверхности пролива, м<sup>2</sup>.

$t$  – время испарения, с;

$q$  – удельная величина выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности нефти (нефтепродукта), г/(с·м<sup>2</sup>). Удельная величина выбросов с поверхности пролива может быть рассчитана в соответствии с РД 03-26-2007, ГОСТ 12.1.004-91 или по экспериментальным данным, приведенным в «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах».

С целью упрощения расчетов при оценке экологического ущерба допускается принимать следующие удельные выбросы для нефти (нефтепродуктов), г/(с·м<sup>2</sup>): 1.

Из соображения, что масса нефти, испарившаяся в атмосферу, составляет 10% от общей массы, получаем массы нефти, впитавшуюся в почву и испарившуюся в атмосферу:

$$M_{ui} = M_1 \cdot \frac{10}{100} = 463,1 \cdot \frac{10}{100} = 46,3 \text{ т} \quad M_{eu1} = M_1 - M_{ui} = 463,11 - 46,3 = 416,8 \text{ т} \quad (\text{см. таблицу 7}).$$

где  $M_u$  – масса испарившейся в атмосферу нефти;

$M_{eu}$  – масса нефти, впитавшейся в почву.

Таблица 7 – Расчет масс нефти, впитавшейся в почву и испарившейся в атмосферу

Расход, %	Масса нефти, впитавшаяся в почву, т	Масса нефти, испарившаяся в атмосферу, т
0,4	416,8	46,3
1	710,5	78,9
1,4	397,9	44,2
2	473,7	52,6
3	426,3	47,4

Определяем объем нефти, разлившейся по поверхности почвы:

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта (количество нефти, впитавшейся в грунт), которая определяется по соотношениям:

$$V_{sp} = \frac{M_{en}}{K_n \cdot \rho} \quad (28)$$

где  $M_{en}$  – масса нефти, впитавшаяся в грунт, т;

$K_n$  – нефтеемкость грунта, принимается по таблице 8;

$\rho$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

$V_{sp}$  – объем нефтенасыщенного грунта, м<sup>3</sup> [17].

Таблица 8 – Нефтеемкость грунтов

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2... 20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05...2 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
Супесь, суглинок	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	<b>0,38</b>	0,28	0,18	0,10

Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

Все необходимые для вычислений значения есть в исходных данных.

Вычислим:

$$V_{cp1} = \frac{454,7}{0,40,86} = 1211,8 \text{ м}^3 \text{ (см. таблицу 9).}$$

Таблица 9 – Расчет объема нефти, впитавшейся в почву

Расход, %	Масса нефти, впитавшаяся в почву, т	Объем нефти, впитавшейся в почву, м <sup>3</sup>
0,4	454,7	1211,8
1	1136,9	2065,5
1,4	1591,6	1156,7
2	2273,7	1377,0
3	3410,6	1239,3

Определяем площадь разлива:

$$F_{cp} = \frac{V_{cp}}{h_{cp}} \quad (29)$$

где  $F_{cp}$  – площадь нефтенасыщенного грунта, м<sup>2</sup>;

$h_{cp}$  – средняя глубина пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта, м.

$$F_{cp1} = \frac{1211,8}{0,5} = 2423,5 \text{ м}^2 \text{ (см. таблицу 10).}$$

Таблица 10 – Расчет площади разлива нефти

Расход, %	Объем нефти, впитавшейся в почву, м <sup>3</sup>	Площадь разлива нефти по поверхности почвы, м <sup>2</sup>
0,4	1211,8	2423,5
1	2065,5	4131,0
1,4	1156,7	2312,4
2	1377,0	2754,0
3	1239,3	2478,6

Расчитываем ущерб окружающей природной среды, который подлежит компенсации за загрязнение земель.

Согласно нормативному документу "Порядок определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами" ущерб  $U_3$  от контаминации земель нефтью рассчитывается по уравнению:

$$U_3 = H_c \cdot F_{cp} \cdot K_n \cdot K_e \cdot K_{э(i)} \cdot K_z, \text{ руб}, \quad (30)$$

где  $H_c$  – нормативная стоимость сельскохозяйственных земель, тыс. руб/га;

					Экономическая эффективность применения СОУ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$F_{zp}$  – площадь нефтенасыщенного грунта, м<sup>2</sup>;

$K_n$  – коэффициент пересчета, который принимается в зависимости от периода времени по восстановлению загрязненных сельскохозяйственных земель (таблица 11) [17];

$K_e$  – коэффициент пересчета, который принимается в зависимости от степени загрязнения земель, характеризуемой 5 уровнями (таблица 12) [17];

$K_{э(i)}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости территории Восточно-сибирского экономического района (таблица 13) [17];

$K_z$  – коэффициент пересчета, который принимается в зависимости от глубины загрязнения земель (таблица 14) [17].

Таблица 11 – Коэффициенты пересчета  $K_n$  нормативов стоимости сельскохозяйственных земель  $H_c$  в зависимости от периода времени по их восстановлению

Время восстановления, годы	Коэффициент пересчета, $K_n$	Время восстановления, годы	Коэффициент пересчета, $K_n$
1	0,9	8...11	5,6
2	1,7	11...15	7,0
<b>3</b>	<b>2,5</b>	16...20	8,2
4	3,2	21...25	8,9
5	3,8	26...30	9,3
6...7	4,6	31 и более	10,0

Таблица 12 – Коэффициент  $K_e$  для расчета размера ущерба в зависимости от степени загрязнения земель нефтью

Уровень загрязнения	Степень загрязнения земель	$K_e$
1	Допустимая	0
2	Слабая	0,3
3	Средняя	0,6
4	Сильная	1,5
<b>5</b>	<b>Очень сильная</b>	<b>2,0</b>

Таблица 13 – Коэффициенты ( $K_э$ ) экологической ситуации и экологической значимости территории

Экономические районы Российской Федерации	$K_э$
Северный	1,4
Северо-Западный	1,3
Центральный	1,6
Волго-Вятский	1,5
Центрально-Черноземный	2,0
Поволжский	1,9
Северо-Кавказский	1,9
Уральский	1,7
Западно-Сибирский	1,2
<b>Восточно-Сибирский</b>	<b>1,1</b>
Дальневосточный	1,1

Таблица 14 - Коэффициент  $K_г$  для расчета ущерба в зависимости от глубины загрязнения земель

Глубина загрязнения земель, см	$K_г$
0...20	1,0
<b>0...50</b>	<b>1,3</b>
0...100	1,5
0...150	1,7
>150	2,0

Подставляем значения в формулу 5 для разного расхода утечек. Для 0,4 % получим:

$$У_{з1} = 163000000 \cdot \frac{2423,5}{10000} \cdot 2,5 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot 1,3 = 282449138 \text{ (см. таблицу 15).}$$

Таблица 15 – Определение ущерба окружающей природной среде от загрязнения почвы

Расход, %	Площадь разлива нефти по поверхности почвы, м <sup>2</sup>	Ущерб ОПС, подлежащий компенсации, руб.
0,4	2423,5	282449138
1	4131,0	481447395
1,4	2312,4	269610541
2	2754,0	320964930
3	2478,6	288868437

Оцениваем ущерб, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы.

Расчет ущерба ОПС от выбросов углеводородов нефти в атмосферу при аварийном выходе нефти вычисляется по уравнению:

$$Y_{к.а.} = 5K_u \cdot C_a \cdot M_u, \quad (31)$$

где  $K_u$  – показатель инфляции,

$M_u$  – масса испарившейся нефти,

Ущерб, который подлежит компенсации,  $Y_{к.а.}$  определяется как плата за сверхлимитное высвобождение загрязняющих веществ с использованием повышающего коэффициента 5:

$$C_a = H_{б.а.} \cdot K_{э.а.}, \quad (32)$$

где  $H_{б.а.}$  – базовый норматив платы,

$K_{э.а.}$  – коэффициент экологической ситуации и экологической значимости атмосферы в данном регионе;

Вычисляем:

$$C_a = 50 \cdot 1,4 = 70$$

$$Y_{к.а.1} = 5 \cdot 4,9 \cdot 70 \cdot 46,3 = 79404 \text{ (см. таблицу 16).}$$

Таблица 16 – Расчет ущерба окружающей природной среде от выбросов в атмосферу

Расход, %	Масса испарившаяся атмосфере, т	нефти, в	Ущерб ОПС, подлежащий компенсации, руб.
0,4		46,3	79432
1		78,9	135395
1,4		44,2	75821
2		52,6	90263
3		47,4	81237

Вычисляем плату за контаминацию окружающей природной среды в случае аварии на магистральных нефтепроводах.

Плата за загрязнение окружающей природной среды вышедшей нефтью в случае аварии на магистральных нефтепроводах  $\Pi$  исходит из ущерба, который подлежит компенсации за загрязнение земли и атмосферы :

$$\Pi = Y_z + Y_{к.а.}, \text{ руб.}, \quad (33)$$

$$\Pi_1 = 282449138 + 79432 = 282528570 \text{руб. (см. таблицу 17).}$$

Таблица 17 – Расчет выплат за контаминацию окружающей природной среде в результате разлива нефти

Расход, %	Плата за контаминацию окружающей природной среды с применением СОУ, руб.
0,4	282528570
1	481582790
1,4	269686362
2	321055193
3	288949674

4.3.3.2 Повторим расчет ущерба природной окружающей среде в предположении, что утечка была обнаружена 24 часа после ее возникновения в результате обхода линейной части МН.

Рассчитаем объем разлившейся нефти в случае отсутствия СОУ. Обход нефтепровода производится 1 раз в сутки. Следовательно, обнаружение утечки, независимо от ее расхода, будет составлять 24 ч. Отсюда получаем:

Для расхода утечки 0,4 % объем вылившейся нефти получается  $V_1' = 6120 \cdot 0,004 \cdot 24 = 587,5 \text{ м}^3$ ,  $M_1' = 587,5 \cdot 0,86 = 505,25 \text{ т}$  (см. таблицу 18).

Таблица 18 – Определение объема и массы нефти в течении 24 часа разлива

Расход, %	Объем, м <sup>3</sup>	Масса, т
0,4	587,5	505,25
1	1468,8	1263,17
1,4	2056,3	1768,42
2	2937,6	2526,34
3	4406,4	3789,51

Поскольку масса нефти, испарившаяся в атмосферу, составляет 10% от разлившейся нефти, получаем массу нефти, впитавшейся в почву и испарившейся в атмосферу (см. таблицу 19):

$$M_{\text{вп}}' = M_1' \cdot \frac{10}{100} = 505,2 \cdot \frac{10}{100} = 50,5 \text{ т} \quad M_{\text{атм}}' = M_1' - M_{\text{вп}}' = 505,2 - 50,5 = 454,7 \text{ т}$$

Таблица 19 – Расчет массы нефти, впитавшейся в почву и испарившейся в атмосферу

Расход, %	Масса нефти, впитавшаяся в почву, т	Масса нефти, испарившаяся в атмосферу, т
0,4	454,7	50,5
1	1136,9	126,3
1,4	1591,6	176,8

2	2273,7	252,6
3	3410,6	379,0

Определим объем нефти, разлившейся по поверхности почвы:

$$V'_{сп1} = \frac{M_{en}}{K_n \cdot \rho} = \frac{454,7}{0,4 \cdot 0,86} = 1321,9 \text{ м}^3 \text{ (см. таблицу 20).}$$

Таблица 20 – Расчет объема нефти, впитавшейся в почву

Расход, %	Масса нефти, впитавшаяся в почву, т	Объем нефти, впитавшейся в почву, м <sup>3</sup>
0,4	454,7	1321,9
1	1136,9	3304,8
1,4	1591,6	4626,7
2	2273,7	6609,6
3	3410,6	9914,4

Определяем площадь разлива:

$$F_{сп1} = \frac{V_{сп}}{h_{сп}} = \frac{1321,9}{0,5} = 2643,8 \text{ м}^2 \text{ (см. таблицу 21).}$$

Таблица 21 – Расчет площади разлива нефти

Расход, %	Объем нефти, впитавшейся в почву, м <sup>3</sup>	Площадь разлива нефти по поверхности почвы, м <sup>2</sup>
0,4	1321,9	2643,8
1	3304,8	6609,6
1,4	4626,7	9253,4
2	6609,6	13219,2
3	9914,4	19828,8

Рассчитаем ущерб окружающей природной среды, который подлежит компенсации за загрязнение земель.

Вычисление:

$$Уз1 = Нс \cdot F_{гр} \cdot K_n \cdot K_v \cdot K_{э}(i) \cdot K_{г} = 163000000 \cdot \frac{2643,8}{10000} \cdot 2,5 \cdot 1,1 \cdot 2 \cdot$$

1,3 = 308126332 руб. (см. таблицу 22).

Таблица 22 – Определение ущерба окружающей природной среде от загрязнения почвы

Расход, %	Площадь разлива нефти по поверхности почвы, м <sup>2</sup>	Ущерб ОПС, подлежащий компенсации, руб.
0,4	2643,8	308126332
1	6609,6	770315832
1,4	9253,4	1078442164
2	13219,2	1540631664
3	19828,8	2310947496



Оценим ущерб, подлежащего компенсации, окружающей природной среде от загрязнения атмосферы.

Вычисляем:

$$Ук. а. 1 = 5 \cdot Ки \cdot Нб. а. \cdot Кэ. а. \cdot Ми = 5 \cdot 4,9 \cdot 50 \cdot 1,4 \cdot 46,3 = 86653 \text{ руб.}$$

(см. таблицу 23).

Таблица 23 – Расчет ущерба окружающей природной среде от выбросов в атмосферу

Расход, %	Масса нефти, испарившаяся в атмосферу, т	Ущерб ОПС, подлежащий компенсации, руб.
0,4	50,5	86653
1	126,3	216633
1,4	176,8	303286
2	252,6	433266
3	379,0	649899

Определим плату за контаминацию окружающей природной среды в случае аварии на магистральном нефтепроводе:

$$П'_1 = Уз + Ук. а. = 308126332 + 86653 = 308212986 \text{ руб.}$$

(см. таблицу 24).

Таблица 24 – Расчет выплат за контаминацию окружающей природной среде в результате разлива нефти

Расход, %	Плата за контаминацию окружающей природной среды без применения СОУ, руб.
0,4	308212986
1	770532465
1,4	1078745451
2	1541064930
3	2311597395

#### 4.3.3.3 Расчет сокращения рисков, возникших в результате возникновения порыва на МН, посредством использования систем обнаружения утечек

Расчет производится как отношение ущербов, выраженных в единицах платы за загрязнения ОПР, с использованием и без использования СОУ.

$$R = \frac{\Pi' - \Pi}{\Pi'} \cdot 100 \% \quad (34)$$

$$R_1 = \frac{308212986 - 282528570}{308212986} \cdot 100\% = 8,3 \% \text{ (см. таблицу 25, рисунок 11).}$$

Таблица 25 – Сокращение рисков в результате использования СОУ

Расход, %	Плата за контаминацию окружающей природной среды с применением СОУ, руб.	Плата за контаминацию окружающей природной среды без применения СОУ, руб.	Сокращение рисков, %
0,4	282528570	308212986	8,3
1	481582790	770532465	37,5
1,4	269686362	1078745451	75,0
2	321055193	1541064930	79,2
3	288949674	2311597395	87,5

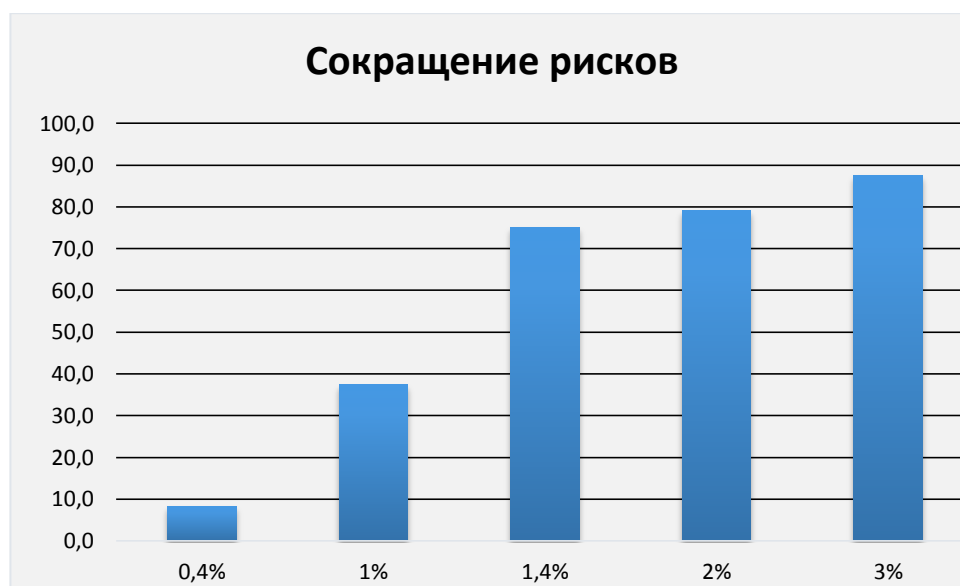


Рисунок 11 – Сокращение рисков в результате использования СОУ

#### 4.3.3.4 Заключение

В результате проведенного анализа были построены матрицы стоимостей, определены сокращения рисков. Видно, что с использованием средств обнаружения утечек, риски, выраженные в единицах платы за ущерб окружающей природной среде, уменьшаются за счет сокращения времени на обнаружение утечки и площади разливов.

Из графика следует, что риски сокращаются в сторону увеличения расхода утечки, что обусловлено сокращением объема разливающейся нефти. В ходе выполнения анализа, было допущено, что обход трубопровода производится раз в сутки, т.е. в 24 часа, что объясняет малую долю сокращения рисков для расхода утечки 0,4 %.

Данные оценки сокращения рисков могут быть использованы при обосновании приоритетности установки СОУ для линейных участков нефтепроводов с наиболее высокими показателями рисков. Наряду с превентивными мерами, такими как проведение дефектоскопического контроля и внепланового ремонта нефтепроводов, риски также могут быть снижены путем уменьшения ущерба ОПС установкой СОУ. Сокращение рисков благодаря СОУ может быть использовано с целью обоснования необходимости инвестиций в установку СОУ.

Хотя случаи, рассмотренные выше были просты по сравнению с реальным поведением утечек, обнаруживаемых СОУ, эти случаи показывают, что сокращение рисков благодаря СОУ может быть оценено. Однако в связи с ограниченностью доступных данных данный расчет носит рекомендательный характер.

Эффективное управление рисками и затратами являются важнейшими заботами эксплуатирующих трубопроводы организаций. СОУ ограничивают масштабы потенциальных аварий и уменьшают риски, не оказывая тем временем влияния на вероятность возникновения утечки.

					<i>Экономическая эффективность применения СОУ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Введение

Местом производства монтажа датчиков давления и расходомеров, укладки волоконно-оптического датчика и установки гидроантенн является непосредственно линейная часть магистрального нефтепровода. Рабочей средой является нефть. В процессе эксплуатации системы возможно наличие вредных факторов, оказывающих опасное воздействие, такие как пары нефти, плохие метеоусловия, возникновение термических и механических опасностей в виде взрывоопасных смесей и значительного давления в магистральном нефтепроводе. Не исключено и появление чрезвычайных ситуации, вызванных лесными пожарами, диверсиями, среди которых типичными являются ЧС, вызванные авариями техногенного характера.

Целью данного раздела является приведение норм опасных и вредных факторов, оказывающих влияние на организм человека, средств защиты от этих факторов. Помимо того, рассматриваются меры для обеспечения экологической безопасности окружающей природной среды, превентивные меры для предупреждения появления ЧС, а также перечень действий в случае ее возникновения. В последнем параграфе приводятся организационные и правовые вопросы, касающиеся компоновки рабочей среды и правовые нормы труда.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Буховский М.А</i>					68	121
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>						
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>				<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		

## 5.2 Производственная безопасность

### 5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

При эксплуатации объекта присутствуют как вредные, так и опасные факторы разного происхождения. Вредные факторы могут быть обусловлены следующими механизмами: при монтаже и ремонте первичных приборов СОУ может возникнуть опасность отравления парами нефти или нефтепродуктов через неплотные соединения арматуры и трубопроводов.

Пары нефти относятся к веществам со слабо выраженным токсическим действием, поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Признаками отравления парами нефти являются: головокружение, сухость во рту, головная боль, тошнота, повышенное сердцебиение, общая слабость, а в больших дозах может произойти остановка дыхания от удушья. Таким же действием обладают пары бензина, керосина, органических растворителей (уайт-спирит, скипидар. 646. 647, ацетон и др.), а также углеводородные газы (метан, этан, пропан, бутан).

Наиболее опасными отравляющими свойствами обладают нефти, содержащие значительное количество сернистых соединений, и особенно сероводород, оксиды серы и азота.

По характеру воздействия на организм человека вредные вещества делятся на 6 групп [19]:

Токсические – это вещества поражающие жизненно важные органы и системы человека: сердечно-сосудистую, центральную нервную, пищеварения, дыхания и другие. Примерами таких веществ являются бензол, толуол, анилин, соединения ртути, тетраэтилсвинец, дихлорэтан и другие.

Раздражающие – это вещества вызывающие раздражения и химические ожоги дыхательных путей, кожных покровов и слизистых оболочек. Это кислоты, щелочи, аммиак, хлор. фтор. сера, сероводород и другие.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Сенсибилизирующие – это вещества, вызывающие в организме человека аллергические реакции. К ним относятся соединения ртути, платина, формальдегид, пыльца растений и другие.

Канцерогенные вещества вызывают развитие злокачественных опухолей. Например, мазут, гудрон, нефтяной кокс, битум, сажа, анилиновые красители, пыль асбеста и другие.

Мутагенные влияют на генетический аппарат зародышевых и соматических клеток организма, приводя к снижению сопротивляемости организма, раннему старению, а также к рождению неполноценного потомства, причем не всегда первого, а, возможно, второго и третьего поколений. Это такие вещества как: этилены, формальдегид, иприт, уретан, органические перекиси.

Вещества, влияющие на репродуктивную функцию, приводят к потере способности воспроизводить потомство, т. е. вызывают бесплодие. Это свинец, сурьма, никотин, марганец, ядохимикаты, соединения ртути и другие.

ПДК – это содержание веществ в воздухе, которое при каждодневной (кроме выходных дней) работе в продолжительности 8 часов или при другой длительности, но не больше 40 часов в неделю, в продолжении всего рабочего времени не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, фиксируемых настоящими методами исследований во время работы или в поздние время жизни современного и будущего поколений [20].

В зависимости от значений ПДК и ряда других показателей определяется степень воздействия вредных веществ на организм человека.

Класс опасности вредных веществ устанавливается в зависимости от норм и показателей, указанных в табл. 35 [21].

Таблица 35

Наименование показателя	Норма для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно-допустимая концентрация (ПДК). мг/м <sup>3</sup>	Менее 0.1	0.1-1.0	1,1-10.0	Более 10

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15-150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе. мг/м <sup>3</sup>	Менее 500	500-5000	5001-50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6.0	6.0-18.0	18.1-54,0	Более 54.0
Зона хронического действия	Более 10.0	10.0-5,0	4.9-2,5	Менее 2,5

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

## Метеоусловия

Метеоусловия представляют комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

### 5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии

При проведении исследований так же присутствует наличие опасных и вредных факторов. Большая опасность для человека связана с возможностью возникновения термических и барических поражающих факторов.

Взрывопожароопасность обусловлена тем фактом, что при монтаже и ремонте первичных приборов в производственной среде возможно наличие взрывопожароопасных смесей и при нарушении норм, правил и инструкций по технике безопасности не исключена возможность возникновения источника зажигания (искра, открытый огонь), и как следствие, пожара и взрыва.

Взрывопожароопасные свойства нефти, попутного газа и бензинов приведены в таблице 36 [22].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72



Таблица 36 – Взрывопожароопасные и токсические свойства нефти

Наименование вещества на рассматриваемом объекте	Агрегатное состояние	Класс опасного вещества	Температура, °С		Концентрационный предел взрываемости, % объем	
			вспышки	самовоспламенения	нижний предел	верхний предел
Нефть	Ж (П)	4	-18	233	1,1	7,4
Попутный нефтяной газ	Г	4	-	405-580	6,0	13,5
Бензины	Ж (П)	4	-17...-44	255-474	0,76	8,12

Перекачиваемая нефть легко испаряется и способна образовывать взрывоопасную смесь. Нефтепродукты относятся к легковоспламеняющимся веществам. Их пары с воздухом образуют взрывоопасную смесь. Это выдвигает повышенные требования к надежности и эффективности пожаро- и взрывозащиты. Пары нефтепродуктов способны создавать опасность воспламенения от источника огня. Блуждающие пары тяжелее воздуха, поэтому они стелятся по поверхности пола в цехе, затекают с воздухом и образуют горючие и взрывоопасные смеси.

Пожароопасность технологических процессов в значительной степени определяется физико-химическими свойствами нефтепродуктов (таблица 1.2).

#### Механическое воздействие

- опасности, связанные с наличием давления при обслуживании первичных приборов ( $P \leq 4,5$  МПа) [23];
- во время монтажа, ремонта или замены датчиков может возникнуть возможность получения механических травм у персонала обслуживающего средства автоматизации.

### 5.2.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Как следует из предыдущих глав, при монтаже и эксплуатации СОУ выявлено наличие опасных и вредным факторов, исходя из чего требуется обеспечить защиту от их воздействия на человека.

На объектах внедрения СОУ используется комплекс мер по обеспечению средств защиты на объектах [24]. Требования к спецодежде:

- спецодежда и спецобувь выдаются операторам, технологам, слесарям КИПиА, слесарям-ремонтникам, слесарям-монтажникам в пределах, установленных на объекте внедрения норм;
- во время работы рабочие обязаны пользоваться выданной им спецодеждой и спецобувью.

Так же стоит заметить, что персонал объекта должен быть оснащен противогазами.

Противогазы с коробкой применяют при объемной доле свободного кислорода в воздухе не менее 18 % и суммарной объемной доле парообразных и газообразных вредных примесей не более 0,5 %. Ремонтные рабочие (при выполнении работ по ремонту или устранению утечек, а также при ремонтных работах в колодцах) обязаны иметь шланговые противогазы.

Шланговые противогазы предназначены для защиты органов дыхания и глаз человека при работе в атмосфере с объемной долей вредных веществ более 0,5 % и объемной долей кислорода в воздухе менее 18 %.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при проведении работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

1. Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
2. Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

поведения во взрыво- и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд–допуске;

3. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным планом производства работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;
4. Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
5. Проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в ликвидации аварийного разлива нефти. Весь персонал, задействованный на работах, должен находиться в спецодежде.

Мероприятия по пожарной безопасности при автоматизации СОУ разработаны в соответствии с нормативным документом ППБ-01-03 «Правила пожарной безопасности в РФ» и в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 (1999 г.) «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

Датчики, входящие в систему измерения параметров, имеют взрывозащищенное исполнение, соответствуют требованиям ГОСТР 51330.1-99 и ГОСТР 51330.10-99.

Перед началом работы система автоматизации СОУ должна быть в исправном состоянии, а в случае необходимости отремонтирована. При неисправности системы автоматизации эксплуатация объекта запрещается.

Основные мероприятия по пожарной безопасности:

- при производстве работ в газовой среде воспрещается применение ударных инструментов, изготовленных из стали: ударные инструменты должны быть изготовлены из цветного металла (меди, латуни, бронзы). Режущие инструменты должны обильно смазываться маслом, тавотом или мыльным раствором;
- отогрев замерших камер и нефтепроводов допускается только паром или горячей водой, или горячим песком при закрытой запорной арматуре;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- обслуживающий персонал обязан знать устройство и инструкции по применению первичных средств пожаротушения.

### 5.3 Экологическая безопасность

#### 5.3.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Основная опасность для окружающей среды связана с загрязнением почвы и атмосферы.

Выбросы являются неизбежными. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания, работы при резке трубы, сварочные работы, изоляционные работы.

При работе техники, технических средств для ЛАРН и автотранспорта в атмосферу выбрасываются: углерод оксид, азот (IV) оксид, сера диоксид, керосин и углерод. В период ликвидации аварии:

1. при выполнении сварочных работ в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния, фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор), азот (IV) оксид, углерод оксид;
2. при осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды;
3. при резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

При возникновении аварийной ситуации и локализации и ликвидации аварийного разлива нефти происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: земляные работы при разработке котлованов, создание временных отвалов грунта, при разработке котлована, передвижение техники, загрязнение отходами производства.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 5.3.2 Анализ «жизненного цикла» объекта исследования

На стадиях эксплуатации объекта исследования сам объект исследования не несет никакой опасности для ОПС. Возникающая опасность для окружающей среды объясняется загрязнением почвы и атмосферы. Это вызвано в первую очередь аварийными разливами нефти и нефтепродуктов. На обнаружение таких разливов и направлено действие объекта исследования.

### 5.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для обеспечения защиты ОПС предусматривается комплекс превентивных мер во избежание негативного воздействия на ОПС, а также мер по снижению влияния такого воздействия.

Как правило, существуют превентивные мероприятия по исключению выбросов в атмосферу. Они подразумевают предотвращение возникновения аварий.

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. рекультивация нарушенных земель;
2. размещение отвалов грунта в пределах границ нарушаемых земель;
3. для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием;
4. демонтаж временной площадки после окончания работ;
5. для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрено своевременная уборка мусора;
6. запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
7. выполнение работ повышенной пожароопасности только по нарядам-допускам специалистами соответствующей квалификации;
8. применение строительных материалов, имеющих сертификат качества.

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

Загрязненная нефтью площадь земли обозначается информационными знаками, запрещающими выпас скота, поджигание костров и т.п. Работа по удобрению должна проводиться в спецодежде, респираторах и резиновых перчатках. Сельскохозяйственный транспорт перевозится в нерабочем положении; после окончания работ очищается от грязи, остатков семян, удобрения, промывается водой и содержится под навесом. Минеральное удобрение хранится в складах химических реактивов и реагентов отдельно по видам согласно правилам хранения. Семена высеваемых культур располагают отдельно от удобрений, реактивов и ядохимикатов.

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

##### 5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Чрезвычайные ситуации на магистральном нефтепроводе могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, из которых наиболее типичными являются ЧС по причинам техногенного характера (аварии) и др. Сам объект исследования не способен инициировать ЧС.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть: ошибочные действия персонала при производстве работ, отказ приборов контроля и сигнализации, отказ электрооборудования и отключение электроэнергии, производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий, старение оборудования (моральный или физический износ), коррозия оборудования, гидравлический удар, факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						78
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

#### 5.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии

Во время эксплуатации объекта исследования возможно возникновение ЧС, связанных с аварийными разливами нефти и нефтепродуктов, а также их возгоранием. В зависимости от объема и площади разлива нефти и нефтепродуктов на местности, во внутренних пресноводных водоемах выделяются чрезвычайные ситуации следующих категорий [25]:

1. локального значения – разлив от нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов до 100 тонн нефти и нефтепродуктов на территории объекта;
2. муниципального значения – разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы муниципального образования либо разлив до 100 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы территории объекта;
3. территориального значения – разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов в пределах административной границы субъекта Российской Федерации либо разлив от 100 до 500 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы муниципального образования;
4. регионального значения – разлив от 1000 до 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив от 500 до 1000 тонн нефти и нефтепродуктов, выходящий за пределы административной границы субъекта Российской Федерации;
5. федерального значения – разлив свыше 5000 тонн нефти и нефтепродуктов либо разлив нефти и нефтепродуктов вне зависимости от объема, выходящий за пределы государственной границы Российской Федерации, а также разлив нефти и нефтепродуктов, поступающий с территорий сопредельных государств.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

### 5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед проведением работ переносным газоанализатором измеряется уровень загазованности возд. среды, при этом концентрация паров нефти и газов не должно превышать ПДК по санитарным нормам;
- в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должен быть оснащен спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

В случае обнаружения возгорания нефтепровода необходимо:

1. сообщить непосредственному руководителю о случившемся;
2. вызвать службу ведомственной пожарной охраны;
3. пользуясь средствами индивидуальной защиты, прекратить все работы вблизи возгорания и эвакуировать людей;
4. пострадавшим оказать медицинскую помощь;
5. прекратить перекачку нефти на данном участке нефтепровода, либо перевести весь поток в резервный;
6. далее действовать указаниям непосредственного руководителя.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



## 5.5 правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.5.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Работы по ликвидации АРН выполняются в соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации магистральных трубопроводов» (ПОТ РО 112-002-98).

Для ликвидации аварии весь персонал распределяется в рабочие группы. В каждой группе назначается руководитель, ответственный за состояние безопасности труда на вверенном ему участке работ. Персонал, выполняющий работы по ликвидации АРН, должен быть проинструктирован о безопасных методах и приемах выполнения работ, а также уметь оказывать первую медицинскую помощь.

Все участвующие в работах снабжаются спецодеждой, которая соответствует сезону и конкретным типам выполняемых работ, и необходимыми СИЗ. Работники, выполняющие работы непосредственно с устройствами сбора нефти на береговой линии, производят работы в резиновых сапогах, а работники на мелководье – в болотных сапогах.

### 5.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Перед работами по ликвидации АРН осуществляется анализ воздушной среды. Когда содержание паров нефти в воздухе превышает ПДК, работы в этой области не допускаются без средств защиты органов дыхания.

Работники должны ознакомиться с местностью, нахождением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Раскрытые горловины резервуаров, котлованы и другие опасные места огораживаются надежными поручнями.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

Не разрешено пользоваться этилированным бензином как растворителем при мытье рук, чистки одежды, узлов механизмов и инструментов.

Использование сорбентов, растворителей, моющих средств разрешается только в соответствии с инструкциями по их использованию.

Сбор нефти в позднее время, как правило, не осуществляются, но второстепенные работы (выгрузка нефтесборщиков, транспорт и т.п.) лучше проводить в течении суток, поэтому обозначаются меры безопасности труда в позднее время (освещения, охрана).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью экономического анализа является сравнение трех систем определения утечек на магистральном нефтепроводе с последующим выявлением экономических показателей.

Обеспечение экологической и промышленной безопасности трубопроводного транспорта углеводородов (УВ) – нефтепроводов, продуктопроводов – всегда была актуальной. Нефтепроводы функционируют под высоким давлением и при их разгерметизации происходит масштабный по объему выброс перекачиваемой среды. За счет этого не только причиняется материальный ущерб компаниям трубопроводного транспорта из-за потерь перекачиваемой среды, расходами на ликвидацию аварий, штрафными выплатами, но и влечет за собой загрязнение окружающей природной среды, приводит к созданию предпосылок для появления чрезвычайных экологических ситуаций техногенного характера.

Для безопасной эксплуатации нефтепроводного транспорта, защиты от несанкционированных врезок нужен надежный механизм непрерывного дистанционного контролирования технического состояния нефтепроводов с опциями детектирования течей и охраны в виде систем определения утечек.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>.Буховский М.А</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>					83	121
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

## 6.1 Расчет времени на проведение мероприятия

Необходимое время для прокладки волоконно-оптического кабеля включает в себя прокладку траншеи, транспортные работы по доставке кабеля к месту прокладки, прокладка кабеля и необходимы переходников, закопка траншеи.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е23, Сборник Е2, необходимое время приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Необходимое время на прокладку кабеля

Операция	Время, час	Общее время, ч
Выкопка траншеи	1,02	1020
Транспортные работы	0,1	100
Прокладка кабеля и дополнительного оборудования	0,45	450
Засыпка траншеи	0,31	310
<b>Итого:</b>	29,93	1880

В итоге, суммарное время, затрачиваемое на исполнение работ, составило 1880 ч.

## 6.2 Количество необходимой специальной техники

Во время прокладки опто-волоконного кабеля требуются разные виды техники. Это обусловлено необходимостью транспорта кабеля к месту прокладки и вдоль линейной части магистрального нефтепровода, разработки траншеи, протаскивания кабеля и затем засыпки траншеи.

Для провозки кабеля на условно взятое расстояние 100 км необходимо транспортное средство. Таким средством хорошо послужит транспортное средство УАЗ.

Разработку траншеи следует производить роторным экскаватором ЭР-7АМ вместимостью ковша 0,9 м<sup>3</sup>.

Следующим этапом является концептирование средства для укладки кабеля. Кабелеукладчик представляет собой барабан, на который намотан

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

кабель, установленного на специальном прицепе для перевозки кабеля ПС-8934 грузоподъемностью 4 т.

Засыпка траншеи производится бульдозером Д-271.

### 6.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для бульдозера, экскаватора и перевозчика выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. № 1072).

Расчет амортизационных отчислений при прокладке волоконно-оптического кабеля представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет амортизационных отчислений при прокладке волоконно-оптического кабеля

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Транспортное средство УАЗ	200000	5	10000	1,14	3	1880	6429,6
Экскаватор роторный ЭР-7АМ	1450000	11,1	160950	18,37	1	1880	34535,6
Кабелеукладчик ПС-8934	350000	33,3	116550	13,30	2	1880	50008
Бульдозер Д-271	1200000	16,7	200400	22,87	1	1880	42995,6
Итого	133969						

Следуя приведенному расчету, сумма амортизационных отчислений составила 133969 руб.

#### 6.4 Затраты на материалы

В этом разделе определим сумму затрат на материалы для прокладки кабеля при новом строительстве, прокладка ВОК в открытой траншее, участок 100 км.

Итоговые данные для прокладки кабеля при новом строительстве обобщены в таблице 28.

Таблица 28 – Стоимость материалов на прокладку волоконно-оптического кабеля

Наименование материалов		Метод сварки: механизированная сварка		
		Кол-во, м, шт.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Волоконно-оптический кабель DITEST-SO-N	100000	50	5000000
2	Оптическая муфта	100	150	15000
3	Логический модуль СОУиКа	1	96100	96100
4	Анализатор DITEST-14	1	82400	82400
5	Оптический кросс	100	900	90000
<b>Итого:</b>				5283500

Из таблицы следует, что затраты, требуемые для приобретения материалов, составили 5283,5 тыс. руб.

#### 6.5 Расчет затрат на оплату труда

Потребность в кадрах строителей определена исходя из состава бригад по видам работ. Состав бригады определен исходя из проектных решений, технологических сроков строительства и приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Состав бригады.

Наименование профессий рабочих	Разряд	Численность рабочих
Прораб	-	2
Мастер	-	2
Водитель автобуса	-	2
Машинист экскаватора	-	2
Машинист бульдозера	6	2
Водитель бортовой машины	2	2

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i> 86
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Монтажник-спайщик	6	4
Электромонтажник	5	4
Землекоп	3	6
Землекоп	2	6
Всего		34

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 30 – Фонд заработной платы.

Наименование профессий рабочих	Ставка руб/час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Численность рабочих	Итого
Прораб	120	1860	40320	44352	2	947520
Мастер	140	1860	47040	51744	2	1105440
Водитель автобуса	86	1860	28896	31785,6	2	679056
Машинист экскаватора	94	1860	31584	34742,4	2	742224
Машинист бульдозера	90	1860	30240	33264	2	710640
Водитель бортовой машины	80	1860	26880	29568	2	631680
Монтажник-спайщик	94	1860	31584	34742,4	4	1484448
Электромонтажник	80	1860	26880	29568	4	1263360
Землекоп (3 разряд)	70	1860	23520	25872	6	1658160
Землекоп (2 разряд)	64	1860	21504	23654,4	6	1516032
Всего			308448	339292,8	34	10738560

Исходя из полученных значений заработной платы с учетом надбавок, можно сделать вывод, что инсталляция волоконно-поточеской системы обнаружения утечек составила 10738 тыс. руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

## 6.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при прокладке волоконно-оптического кабеля представлены в таблице 6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 31 – Расчет страховых взносов при прокладке волоконно-оптического кабеля

Наименование профессий рабочих	Количество работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (22%)	Страховые от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	Всего, руб
Прораб	2	947520	4910,98	8636,54	37255,68	1524,096	1240304
Мастер	2	1105440	5729,47	10075,97	43464,96	1778,112	1447021
Водитель автобуса	2	679056	3519,53	6189,51	26699,9	1092,269	888884,3
Машинист экскаватора	2	742224	3846,93	6765,29	29183,62	1193,875	971571,2
Машинист бульдозера	2	710640	3683,23	6477,41	27941,76	1143,072	930227,8
Водитель бортовой машины	2	631680	3273,98	5757,70	24837,12	1016,064	826869,1
Монтажник-спайщик	4	1484448	7693,86	13530,59	58367,23	2387,75	1943142
Электромонтажник	4	1263360	6547,97	11515,39	49674,24	2032,128	1653738
Землекоп (3 разряд)	6	1658160	8594,21	15113,95	65197,44	2667,168	2170531
Землекоп (2 разряд)	6	1516032	7857,56	13818,47	59609,09	2438,554	1984486
Общая сумма, руб.					14056775		

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист

88



Из расчета, следует, что з.п. с затратами на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве составила 14056775 руб.

### 6.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 32).

Таблица 32 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные отчисления	133969
Затраты на материалы	5283500
Оплата труда	10738560
Страховые взносы	14056775
Накладные расходы (20%)	6042560,8
<b>Всего затрат:</b>	<b>36255365</b>

Затраты на прокладку волоконно-оптического кабеля составили 36255365 руб.

### 6.8 Анализ конкурентных технических решений

Важно реалистично оценивать сильные и слабые стороны конкурирующих СОУиКА. С этой целью необходимо использовать всю имеющуюся информацию о них. Для этого будем рассматривать 3 современных системы: СОУ «СОУиКа», СОУ «Нефтеавтоматика», СОУ «ИСМТ» имеющих на рынке. В таблице 33 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных систем.

Таблица 33 – Оценочная карта.

Критерий оценки	Вес крит-	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк3	Кф	Кк1	Кк3
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>							<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			89

	ерия							
1	2	3	4	5	6	7	8	
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>								
1. Способствует обнаружению утечки на МН	0,19	5	4	5	0,95	0,76	0,95	
2. Способствует обнаружению активности на МН	0,17	5	1	3	0,85	0,17	0,51	
3. Устойчив к отказам	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32	
4. Простота эксплуатации	0,03	3	5	5	0,09	0,15	0,15	
5. Простота внедрения	0,03	1	5	2	0,03	0,5	0,06	
6. Надежность	0,07	5	5	3	0,35	0,35	0,21	
7. Помехоустойчивость	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21	
8. Точность обнаружения	0,11	5	2	3	0,55	0,22	0,33	
9. Скорость обнаружения	0,11	5	2	4	0,55	0,22	0,44	
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>								
1. Конкурентоспособность продукта	0,02	5	3	3	0,1	0,06	0,06	
2. Цена	0,05	2	5	4	0,1	0,25	0,2	
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25	
4. Послепродажное обслуживание	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05	
5. Уровень проникновения на рынок	0,01	4	2	4	0,04	0,04	0,04	
Итого	1	60	51	53	4,66	3,17	3,78	

Из приведенной оценочной карты видно, представленная СОУиКА наиболее конкурентоспособная из представленных – это достигается за счет высоких технических критериев, которые характеризуют функциональность системы. Просуммировав экономические критерии, можно сделать вывод, что система не выгодна по сравнению с конкурентами, но это обусловлено, в основном, дороговизной системы и этот недостаток компенсируют достоинства технической части. Высокие технические характеристики системы, такие как точность и скорость обнаружения системы являются главными конкурентными преимуществами, потому что при устранении утечки нефти экономический ущерб растет с каждой секундой.

## 6.9 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) и финансовой эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности разработки. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{2}{5} = 0,4;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{5}{5} = 1;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{4}{5} = 0,8.$$

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (2)$$

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

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

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

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

$n$  – число параметров сравнения.

$$I_{p-ucn1} = 5*0,19 + 5*0,17 + 5*0,08 + 3*0,03 + 1*0,03 + 5*0,07 + 5*0,07 + 5*0,11 + 5*0,11 = 4,12;$$

$$I_{p-ucn2} = 4*0,19 + 1*0,17 + 3*0,08 + 5*0,03 + 5*0,03 + 5*0,07 + 4*0,07 + 2*0,11 + 2*0,11 = 2,54;$$

$$I_{p-ucn3} = 5*0,19 + 3*0,17 + 4*0,08 + 5*0,03 + 2*0,03 + 3*0,07 + 3*0,07 + 3*0,11 + 4*0,11 = 3,19.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{ucn.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{ucn.1} = \frac{I_{p-ucn1}}{I_{финр}}, \quad I_{ucn.2} = \frac{I_{p-ucn2}}{I_{финр}} \text{ и т.д.} \quad (3)$$

$$I_{ucn.1} = \frac{4,12}{0,4} = 10,3 ;$$

$$I_{ucn.2} = \frac{2,54}{1} = 2,54 ;$$

$$I_{ucn.3} = \frac{3,19}{0,8} = 3,94 .$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см. табл. 9) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{cp}$ ):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn.1}}{I_{ucn.2}} \quad (4)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn.1}}{I_{ucn.1}} = \frac{10,3}{10,3} = 1 ;$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} = \frac{10,3}{2,54} = 4,05 ;$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.3}} = \frac{10,3}{3,94} = 2,61 .$$

Таблица 34 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,4	1	0,8
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,12	2,54	3,19
3	Интегральный показатель эффективности	10,3	2,54	3,94
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	4,05	2,61

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять и выбрать более эффективный вариант решения поставленной в магистерской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Сравнивая интегральный показатель эффективности трех разных разработок приходим к выводу, что первое исполнение, соответствующее предлагаемому варианту, превосходит 2 исполнение в 4,05 раза, и третье в 2,61 раза.

#### 6.10 Вывод

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, Ресурсоэффективность и Ресурсосбережение» было проведено обоснование необходимости внедрения систем обнаружения утечек на линейной части магистральных нефтепроводов, было рассчитано время на проведение мероприятия, которое составило 1880 ч. Определено количество необходимой техники, предназначенной для выполнения мероприятия по внедрению СОУ, их затраты на амортизационные отчисления. При выполнении расчета затрат на

материалы, их стоимость составила 5283,5 тыс. руб. Затраты на оплаты труда и на страховые взносы составили соответственно 10738 и 14056,8 тыс. руб.

Кроме того, были проведены анализ конкурентных технических исследований и определение ресурсной и финансовой эффективности исследования, из которых следует, что волоконно-оптическая система определения утечек является наиболее конкурентоспособной из представленных, а также обладает лучшим интегральным показателем эффективности.

В конечном итоге, общие затраты на проведение мероприятия, включающие амортизационные отчисления, затраты на материалы, оплата труда, страховые взносы, а также накладные расходы, составили 36255,4 тыс. руб.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

## Заключение

В данной работе были проанализированы причины аварий на линейной части магистрального нефтепровода, построена классификация современных методов и систем обнаружения утечек, выявлены основные недостатки параметрических методов обнаружения утечек, рассмотрены 3 системы определения утечек, базирующихся на разных физических и технологических принципах, сформулированы требования к системам обнаружения утечек, проведен анализ указанных систем. В результате СОУиКа оказалась самой эффективной, отвечающая заданным требованиям.

Однако, по монтажу системы и вводу ее в эксплуатацию существует барьер в виде невозможности ее инсталляции на нефтепроводах, уже введенных в эксплуатацию. В этом плане параметрическая СОУ обладает достоинством, т.к. все необходимое оборудование уже установлено на магистральных нефтепроводах.

Для эффективного тестирования параметрической СОУ было предложено взамен действующего мероприятия по отбору перекачиваемого продукта в полевых условиях использовать автоматизированный режим тестирования.

В расчетной части был оценен эффект применения параметрической СОУ в виде сокращения рисков аварий. Было доказано, что СОУ ограничивает масштабы потенциальных аварий и уменьшает риски, не оказывая тем самым влияния на вероятность возникновения утечек. Хотя случаи, рассмотренные в расчете, были просты по сравнению с реальным поведением утечек, они показывают, что сокращение рисков благодаря СОУ может быть оценено.

Данные оценки сокращения рисков могут быть использованы при обосновании приоритетности внедрения СОУ для линейных участков

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		.Буховский М.А			<i>Заключение</i>		
<i>Руковод.</i>		Антропова НА					
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						95	121
					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		

нефтепроводов с наиболее высокими показателями рисков. Наряду с превентивными мерами, такими как проведение дефектоскопического контроля и внепланового ремонта нефтепроводов, риски также могут быть снижены путем уменьшения ущерба ОПС установкой СОУ. Такое сокращение рисков может быть использовано с целью обоснования необходимости инвестиций в установку СОУ. Однако в связи с ограниченностью доступных данных данный расчет носит рекомендательный характер.

Эффективное управление рисками и затратами являются важнейшими заботами эксплуатирующих трубопроводы организаций. СОУ ограничивают масштабы потенциальных аварий и уменьшают риски, не оказывая тем временем влияния на вероятность возникновения утечки.

					Список публикации студента	<i>Лист</i>
						96
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



### Список публикации студента

- участие в 19 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Анализ распределенных систем обнаружения утечек нефти на магистральных трубопроводах».
- участие в 20 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Analysis of leak detection systems on a pipeline».
- участие в 21 международном научном симпозиуме имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоении недр» с докладом «Analyse von Leckerkennungssystemen an Ölröhrfernleitungen».
- дважды участвовал в международной научно-технической конференции молодежи Транснефть 2015 и 2016 с докладом «К вопросу о методах обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах».

					Список публикации студента	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

## Список использованной литературы

1. **ГОСТ Р 22.0.05-94.** Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации [Текст]. – Введ. 1994–10–24. – М.: Госстандарт России, 1994. –16 с.
2. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах [Текст] : РД 153-39.4-114-01 : утв. ОАО АК «Транснефть» 28.12.01 : введ. в действие с 20.02.02
3. Положение о порядке технического расследования причин аварии на опасных производственных объектах [Текст] : РД 03-293-99 : утв. Росгортехнадзор России 02.06.99 : введ. в действие с 08.06.99
4. Булатов А.Ф. Повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродуктопроводов на основе интеллектуальных технологий [Текст] : дис. канд. техн. наук : 05.13.06: защищена 2015: утв. 2015/ Булатов Артур Фларитович. – Уфа, 2015. – 235 с.
5. Годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, М., 2015. – с. 144-152.
6. ОР-23.040.00-КТН-361-09. Порядок обследования трассы магистрального нефтепровода при возникновении нештатных ситуаций ОАО «АК «Транснефть» – М., 2009 – 9 с.
7. Вайншток С.М. Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов: В 2 т. – М., 2004. – Т.2 – 621 с.
8. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: Учеб. Пособие для вузов / Е.А. Богданов. – М.: Высш. шк., 2006. – 279 с.
9. Хасенова Д.Ф. Анализ методов обнаружения утечек, применяемых в параметрических СОУ/ Д.Ф. Хасенова, В.Г. Крец // VII всероссийская научно-техническая конференция «Молодежь и наука». – 2012. –3 с.
10. Bulk modulus [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Bulk\\_modulus](https://en.wikipedia.org/wiki/Bulk_modulus) , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 04.05.2017 г.
11. Системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах [Текст] : РД 13-320-00-КНТ-544-06 : утв. ОАО АК «Транснефть» 02.06.11 : введ. в действие с 08.06.11.
12. G. Geiger. State of the art in leak detection and localization/ Pipeline Technology Conference/ – Germany. 2006 – 25 с.
13. Опыт ОАО "Нефтеавтоматика" в разработке и внедрении систем обнаружения утечек в трубопроводах / Э.И. Глушков, И.Д. Кизина, Д.В. Гайнуллин, В.Ю. Иванов. – М., 2011. – 4 с.
14. Including false positives boosts PLDS performance efficiencies/ Carpenter, Philip S;Morgan, Henrie;Nicholas, Ed // Oil & Gas Journal. – USA, 2006.– P. 56-59.

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводах</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Список использованной литературы</i>					
<i>Разраб.</i>		<i>Буховский М.А</i>						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова НА</i>							98	121
<i>Консульт.</i>								<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>								

15. Method gives realistic analysis of leak detection systems/ Carpenter, Philip S;Nicholas, Ed;Morgan, Henrie//Oil & Gas Journal. – USA, 2005. – P. 53-58
16. Trevor Slade. Economic Benefits of Leak Detection Systems: A Quantitative Methodology/ Alyeska Pipeline. Energy Solutions International. – USA, 2014. – P.11
17. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – утв. Минтопэнерго РФ 1995 г –59 с.
18. Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах». Е. Е. Фомина, – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009 – 29 с.
19. **ГОСТ 12.0.003-74.** ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Текст]. – Введ. 1974–01–01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1976. – 3 с.
20. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
21. **ГОСТ 12.1.007-76.** ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. [Текст]. – Введ. 1977–01–01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1976. – 6 с.
22. **ГОСТ 12.1.044-89.** ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. [Текст]. – Введ. 1991–01–01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1989. – 26 с.
23. Постановление Росгортехнадзора РФ «Об утверждении Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» [Текст] : ПБ 03-576-03 : утв. Госгортехнадзор РФ 11.06.03 – М.: ПИО ОБТ 2003. – 23 с.
24. **ГОСТ 12.4.103-83(2002).** «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация». [Текст]. – Введ. 1984–07–01. – М.: Система стандартов безопасности труда, 1983. – 8 с.
25. Постановление РФ от 21 августа 2000 г. N 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
26. Leak detetion systems [Электронный ресурс] – Электрон. дан. URL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Leak\\_detection](https://en.wikipedia.org/wiki/Leak_detection) , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 01.05.2017г.
27. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах. – утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ 2012 г –141 с.

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

# Приложение

## Раздел 7 РАЗДЕЛ НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Буховский М.А.		02.06.2017

Консультант кафедры \_\_\_\_\_ (кафедра ИЯ) \_\_\_\_\_ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	К.ф.н.		02.06.2017

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_ (кафедра ИЯ) \_\_\_\_\_ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	К.ф.н.		02.06.2017

					<i>Анализ современных систем обнаружения утечек нефти на линейной части магистральных нефтепроводов</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Приложение</i>		
<i>Разраб.</i>		Буховский М.А					
<i>Руковод.</i>		Антропова НА					
<i>Консульт.</i>							
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.					
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						100	121
					<i>НИ ТПУ гр. 2БМ5А</i>		

Pipeline networks are the most economic and safest mode of transportation for oil, gases and other fluid products [26]. As a means of long-distance transport, pipelines have to fulfill high demands of safety, reliability and efficiency. If properly maintained, pipelines can last indefinitely without leaks.

Governments, engineering companies, and industry associations have developed standards and regulations to apply to design, operation, and maintenance of pipelines and thus ensure safe operation. But, land movements, earthquakes, tree roots, floods, illegal tapping, construction works, and various other third-party events, whether intentional or unintentional, all continue to affect pipelines. These make perfect pipeline integrity impossible and raise the value of quickly locating and minimizing any spills.

Leaks can be hazardous, causing an explosion or an environmental situation such as crude oil or refined products leaking from a line and flowing into a waterway. In addition, a leak equates to a loss of product in the system, which equates to a loss of revenue to the pipeline operator. There is a potential for loss of life and damage to property with any size leak but even more so with larger leaks.

The cost to repair damage to property and the environment can be very significant. There can be fines assessed to the pipeline operator and in some instances, managers of the pipeline operating companies have been tried, found guilty of Leaks in a pipeline can be caused by many things including internal or external corrosion of the pipe, third party damage such as construction equipment striking the pipe, equipment failure such as a valve or flange failure, operating the line above its rated operating pressure or temperature, which may result in a failure, and intentional damage or sabotage by outside parties.

Most significant leaks that do occur are caused by damage from nearby excavation. If a pipeline is not properly maintained, it can corrode, particularly at construction joints, low points where moisture collects, or locations with imperfections in the pipe. However, these defects can be identified by inspection tools and corrected before they progress to a leak. Other reasons for leaks include accidents, earth movement, or sabotage.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Pipeline leak detection is used to determine if and in some cases where a leak has occurred in systems which contain liquids and gases. The installation and operation of a leak detection and leak prevention system on pipeline systems is normally a standard part of a pipeline system and operations. In some cases, leak-detection systems are mandated by regulations. The purpose of the system is to be able to prevent a leak from occurring and to detect a leak of product from the line, of significant volume, and take the necessary measures to shut the line down to minimize the impact of a leak and to repair.

The primary purpose of leak detection systems (LDS) is to help pipeline controllers to detect and localize leaks. LDS provide alarms and display other related data to the pipeline controllers to assist decision-making. Pipeline leak detection systems can also enhance productivity and system reliability thanks to reduced downtime and inspection time.

### **1 Regulatory Framework**

Companies operating pipelines transporting hazardous fluids (e.g. liquids or gases) often have to consider a dedicated regulatory framework. Examples are

- Code for Federal Regulations (CFR) Title 49 Part 195 (USA)
- API 1130 2nd Ed. (USA), and
- "Technische Regeln für Fernleitungen" (TRFL) (Technical Rules for Pipelines) (Germany).

The 2nd Edition of API 1130 "Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines" was published from the American Petroleum [12]. The API 1130 focuses on the design, implementation, testing and operation of CPM systems; it is limited to single-phase liquid pipelines. It defines a CPM-system as an "algorithmic approach to detect hydraulic anomalies in pipeline operating parameters". The technical overview section introduces to methodologies of CPM-systems, classifying them into

- externally based leak detection systems, and
- internally based CPM systems.

**Externally based systems.** Externally based systems use local sensors, generating a leak alarm [26]. System costs and complexity of installation usually are

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

high; applications therefore are limited to special high-risk areas, e.g. near rivers or nature protection areas. Examples for such a type of LDS are acoustic emission detectors monitoring noise levels and location and vapor sensing cables, sensing gas or hydrocarbon vapor near a leak or fiber-optic cables.

**Internally based systems.** Internally based systems utilize field sensors (e.g. for flow, pressure and fluid temperature) to monitor internal pipeline parameters. These field signals are used for inferring a leak. The classical line balance method balancing inlet and outlet volume flow is an example.

Other sections of the API 1130 cover topics like

- field instrumentation, SCADA/Communication, data presentation,
- operation, maintenance and testing, and
- descriptions of types of internally based CPM systems.

## 2 Requirements to LDS

API 1155 provides a common framework to evaluate the performance of LDS. This simplifies the selection of appropriate LDS meeting the customer requirements. API 1155 defines four performance metrics:

### 2.1 Reliability

Reliability (due to API 1155) is defined as a measure of the ability of the LDS to render accurate decisions about the possible existence of a leak on the pipeline, while operating within an envelope established by the LDS design. It follows that reliability is directly related to the probability

- to detect a leak, given that a leak in fact exists, and
- to incorrectly declare a leak given that no leak has occurred.

A system is considered to be reliable if it consistently detects actual leaks without generating incorrect declarations.

### 2.2 Sensitivity

Sensitivity (due to API 1155) is defined as a composite measure of the size of leak that a LDS is capable to detect, and the time required for the system to issue an alarm. Minimum detectable leak rate and leak detection time depend on each other. Smaller minimum leak detection rates require longer leak detection times, and larger

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

minimum leak detection rates permit smaller leak detection times. The performance of a LDS will best be described using an Operational Characteristic Plot (Figure 12) [12].

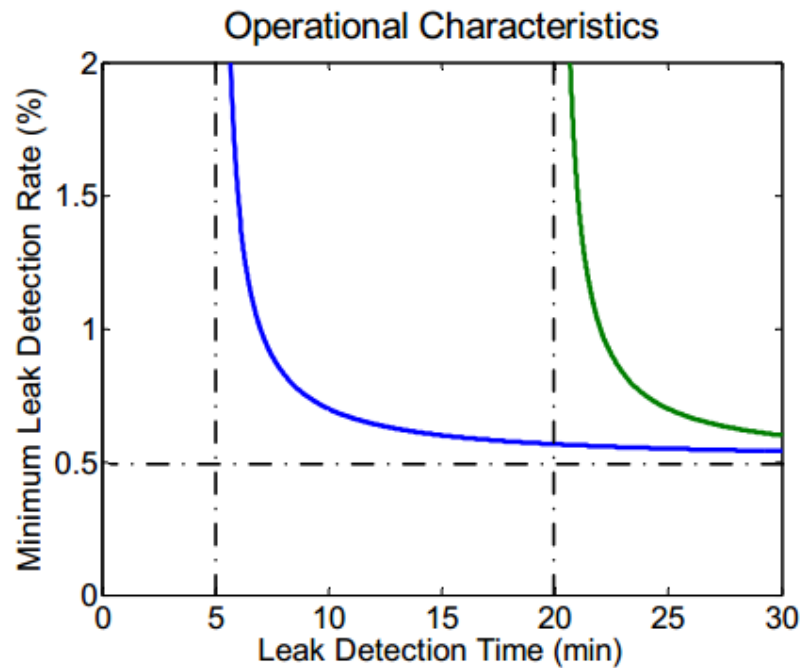


Figure 12– Evaluating sensitivity using the operational characteristic plot.

There are some important things to note:

- For very long leak detection times, for both LDS. The minimum leak detection rate converges asymptotically to a minimum limit value, the smallest possible leak detection rate. This value mainly depends from the accuracy of the flowmeters and therefore is nearly independent from the LDS used.
- If detection time decreases, the minimum leak detection rate increases for both LDS. LDS 1 shows a much better performance (smaller minimum leak detection rates) than LDS 2.

### 2.3 Accuracy

LDS may provide additional leak information like leak location and leak rate. The validity of these leak parameter estimates constitutes another measure of performance referred to as accuracy.

### 2.4 Robustness



Robustness (due to API 1155) is defined as a measure of the LDS ability to continue to operate and provide useful information, even under changing conditions of pipeline operation, or in condition where data is lost or suspect. A LDS is considered to be robust if it continues to function under such less than ideal conditions. Robust LDS typically are able to tolerate sensor failures using some kind of redundancy evaluation.

### **3 Externally Based Systems**

There are many possibilities to classify externally and internally based systems; we follow the API classification scheme.

Local leak sensors of externally based systems generate a leak alarm which e.g. can be evaluated by SCADA-systems. This kind of LDS is characterized by a very good sensitivity to leaks and is very accurate with respect to the leak localization. On the other side, system costs and complexity of installation usually are high; applications therefore are limited to special high-risk areas, e.g. near rivers or nature protection areas.

#### **3.1 Acoustic emission detectors**

Escaping liquids creates an acoustic signal as it passes through a perforation in the pipe. Acoustic sensors affixed to the outside of the pipe monitor internal noise levels and location, creating a baseline acoustic "fingerprint" of the line. When a leak occurs, the resulting low frequency acoustic signal is detected and analyzed. Deviation from the baseline "fingerprint" would signal an alarm. The received signal is stronger near the leak site thus enabling leak localization.

#### **3.2 Fiber optic sensing cables**

The fiber optic sensing leak detection method involves the installation of a fiber optic cable along the entire length of the pipeline.

The substances to be measured come into contact with the cable in case of a leak occurrence, changing the temperature of the cable. The distributed fiber optical temperature sensing technique offers the possibility to measure temperature along the pipeline (Figure 13) [12].

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

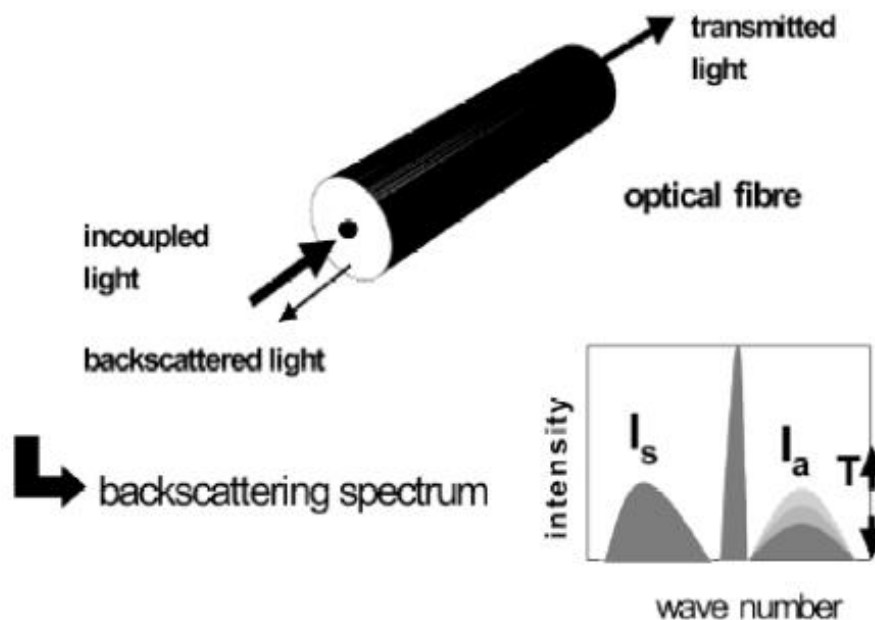


Figure 13 – Leak detection and localization using optical fiber.

This technique is based on the Raman Effect and the so-called Optical Time Domain Reflectometry (OTDR). A pulsed laser is coupled into the optical fiber, which is the sensing element. In the fiber the photons interact with the molecules of the fiber material. Therefore, the laser light is scattered as the laser pulse propagates through the fiber owing to changes in density and composition of the fiber as well as to molecular and bulk vibrations. Some of the photons are scattered backwards. The spectrum of the backscattered will be analyzed. The spectral analysis is combined with measuring propagation time of the laser pulses along the fiber (radar principle) because the velocity of the light in the fiber is known. Scanning the entire length of the fiber by short intervals (e.g. 3ft) the temperature profile along the fiber is determined. Assuming that in case of a leak the temperature locally changes at the sensing cable position, leaks can be detected and localized.

### 3.3 Vapor or liquid sensing tubes

The vapor or liquid sensing tube based leak detection method involves the installation of a tube along the entire length of the pipeline (Figure 14) [12].

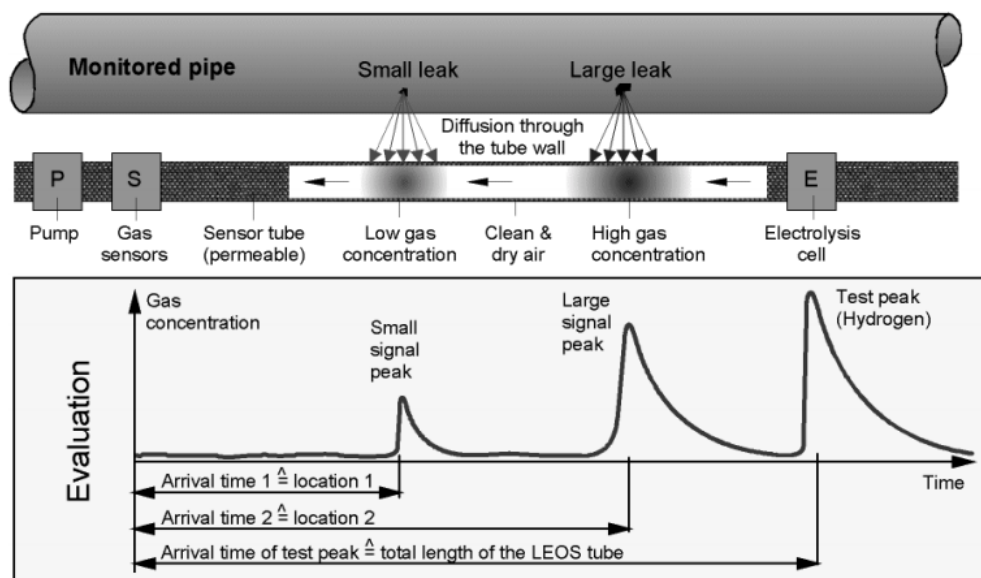


Figure 14 – Leak detection and localization using vapor sensing tube.

This tube is highly permeable to the substances to be detected in the particular application. If a leak occurs, the substances to be measured come into contact with the tube in the form of vapor, gas or dissolved in water. The tube is pressure-tight and is filled with air (at atmospheric pressure). In the event of a leak, the leaking substance diffuses into the tube due to the concentration gradient. After a certain period of time, the inside of the tube produces an accurate image of the substances surrounding the tube, regardless whether the tube is installed in air, water or in the ground.

In order to analyze the concentration distribution present in the sensor tube, a pump pushes the column of air in the tube past a detection unit at a constant speed, thus recording the measured level as a function of the pumping time. The concentration profile is not affected by the pumping action. The detector unit at the end of the sensor tube is equipped with gas sensors. Every increase in gas concentration results in a pronounced "leak peak". The height of the peak is proportional to the concentration of the substance and is therefore an indication of the size of the leak (a small leak produces a small peak and a large leak produces a large peak).

An electrolytic cell at the end of the detected line is used to inject a specific volume of test gas prior to each pumping action. This gas is transported through the

entire length of the sensor tube together with the air. When the test gas passes through the detector unit, it generates a marking peak or end peak. Its arrival serves as a control marker to indicate that the entire air column contained in the sensor tube has passed through the measuring station. The end peak is thus an indication of the overall length of the sensor tube. Based on the ratio of the travel time of the leak peak to that of the end peak, the leak location can be accurately calculated.

#### 4 Internally Based Systems

Internally based systems use field instrumentation (e.g. for flow, pressure and fluid temperature) to monitor internal pipeline parameters which are used to detect possible leaks [1]. System cost and complexity of internally based LDS are moderate because they use existing field instrumentation. This kind of LDS is used for standard safety requirements (Figure 15) [26].

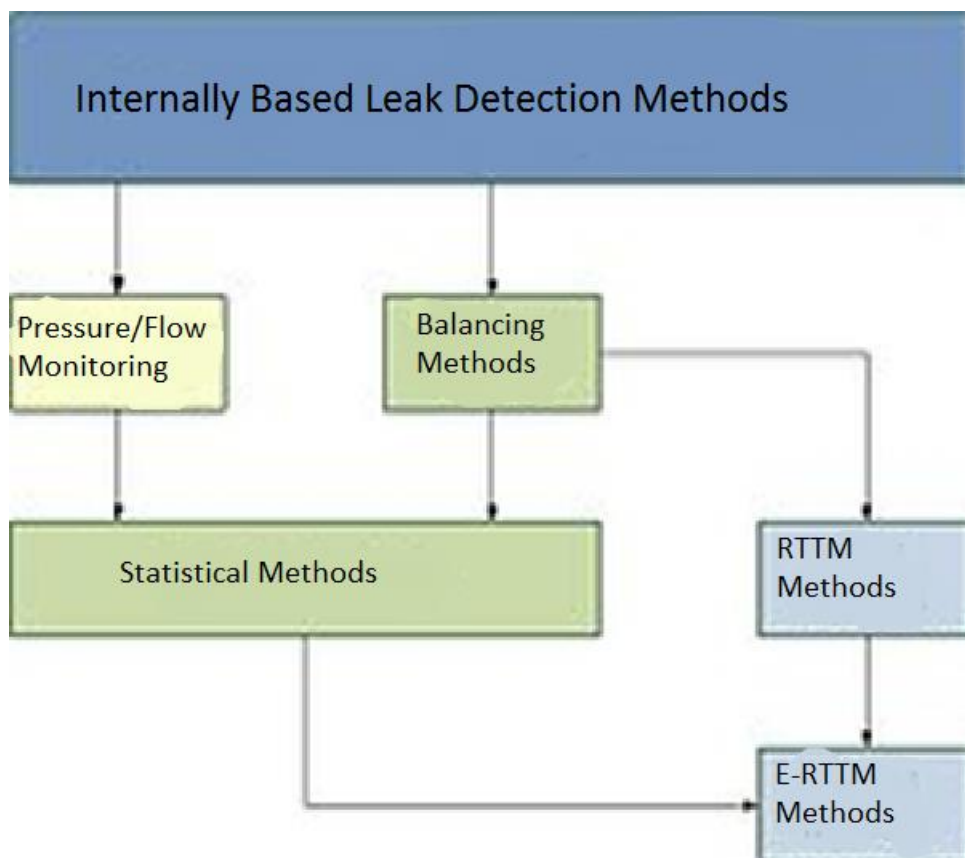


Figure 15 – Overview about internally based LDS.

#### 4.1 Pressure/Flow monitoring

A leak changes the hydraulics of the pipeline, and therefore changes the pressure or flow readings after some time. Local monitoring of pressure or flow at

only one point can therefore provide simple leak detection. As it is done locally it requires in principle no telemetry. It is only useful in steady-state conditions, however, and its ability to deal with gas pipelines is limited.

#### 4.2 Acoustic Pressure Waves

The acoustic pressure wave method analyses the rarefaction waves produced when a leak occurs. When a pipeline wall breakdown occurs, fluid or gas escapes in the form of a high velocity jet. This produces negative pressure waves which propagate in both directions within the pipeline and can be detected and analyzed. The operating principles of the method are based on the very important characteristic of pressure waves to travel over long distances at the speed of sound guided by the pipeline walls. The amplitude of a pressure wave increases with the leak size. A complex mathematical algorithm analyzes data from pressure sensors and is able in a matter of seconds to point to the location of the leakage with accuracy less than 50 m (164 ft). Experimental data has shown the method's ability to detect leaks less than 3 mm (0.1 inch) in diameter and operate with the lowest false alarm rate in the industry – less than 1 false alarm per year.

However, the method is unable to detect an ongoing leak after the initial event: after the pipeline wall breakdown (or rupture), the initial pressure waves subside and no subsequent pressure waves are generated. Therefore, if the system fails to detect the leak (for instance, because the pressure waves were masked by transient pressure waves caused by an operational event such as a change in pumping pressure or valve switching), the system will not detect the ongoing leak.

#### 4.3 Balancing methods

These methods base on the principle of conservation of mass. In the steady state, the mass flow  $\dot{M}_i$  entering a leak-free pipeline will balance the mass flow  $\dot{M}_o$  leaving it; any drop in mass leaving the pipeline (mass imbalance  $\dot{M}_i - \dot{M}_o$ ) indicates a leak. Balancing methods measure  $\dot{M}_i$  and  $\dot{M}_o$  using flowmeters and finally compute the imbalance which is an estimate of the unknown, true leak flow. Comparing this imbalance (typically monitored over a number of periods) against a

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						109
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

leak alarm threshold  $\gamma$  generates an alarm if this monitored imbalance. Enhanced balancing methods additionally take into account the change rate of the mass inventory of the pipeline. Names that are used for enhanced line balancing techniques are volume balance, modified volume balance, and compensated mass balance.

- Line balance. Systems that restrict volume loss calculation between input to the system and system discharge flowmeter measurements, with no compensation for pipeline inventory changes due to variation in pressure, temperature, or composition.
- Volume balance. These leak detection systems provide a limited calculation to pipeline inventory by using pressure and temperature measurements. These systems typically do not include corrections due to composition changes and often use representative bulk modulus and thermal expansion values for pressure and temperature inventory calculations.
- Modified volume balance. These leak detection systems account for inventory changes resulting from composition or batch changes, often by using pressure and temperature moduli that represent the various commodities in the line on a fractional basis.

#### 4.4 Statistical methods

Statistical LDS use statistical methods (e.g. from the field of decision theory) to analyse pressure/flow at only one point or the imbalance in order to detect a leak. This leads to the opportunity to optimise the leak decision if some statistical assumptions hold. A common approach is the use of the hypothesis test procedure

Hypothesis  $H_0$ : No leak

Hypothesis  $H_1$ : Leak

This is a classical detection problem, and there are various solutions known from statistics.

These systems rely on any of a variety of statistical approaches. Such systems can range from the fairly simple, where variation of single- measured parameters such as flow or pressure outside of their normal ranges will be sufficient to produce

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

an alarm, to the complex and sophisticated, where statistical leak parameters may consist of correlates of multiple measured variables.

Additional statistical processing may involve averaging or other techniques designed to increase sensitivity at the expense of detection time, such as averaging of either input or processed data.

#### **4.5 RTTM methods**

RTTM means “Real-Time Transient Model”. RTTM LDS use mathematical models of the flow within a pipeline using basic physical laws such as conservation of mass, conservation of momentum, and conservation of energy. RTTM methods can be seen as an enhancement of balancing methods as they additionally use the conservation principle of momentum and energy.

An RTTM makes it possible to calculate mass flow, pressure, density and temperature at every point along the pipeline in real time with the help of mathematical algorithms but also physical plant modeling, which includes pipeline length, diameter, wall thickness, expansion, pipe roughness, pump, valve, and tank effects, as well as other equipment effects. RTTM LDS can easily model steady-state and transient flow in a pipeline. Using RTTM technology, leaks can be detected during steady-state and transient conditions. With proper functioning instrumentation, leak rates may be functionally estimated using available formulas.

#### **4.6 E-RTTM methods**

E-RTTM stands for “Extended Real-Time Transient Model”, using RTTM technology with statistical methods. So, leak detection is possible during steady-state and transient condition with high sensitivity, and false alarms will be avoided using statistical methods (Figure 16) [26].

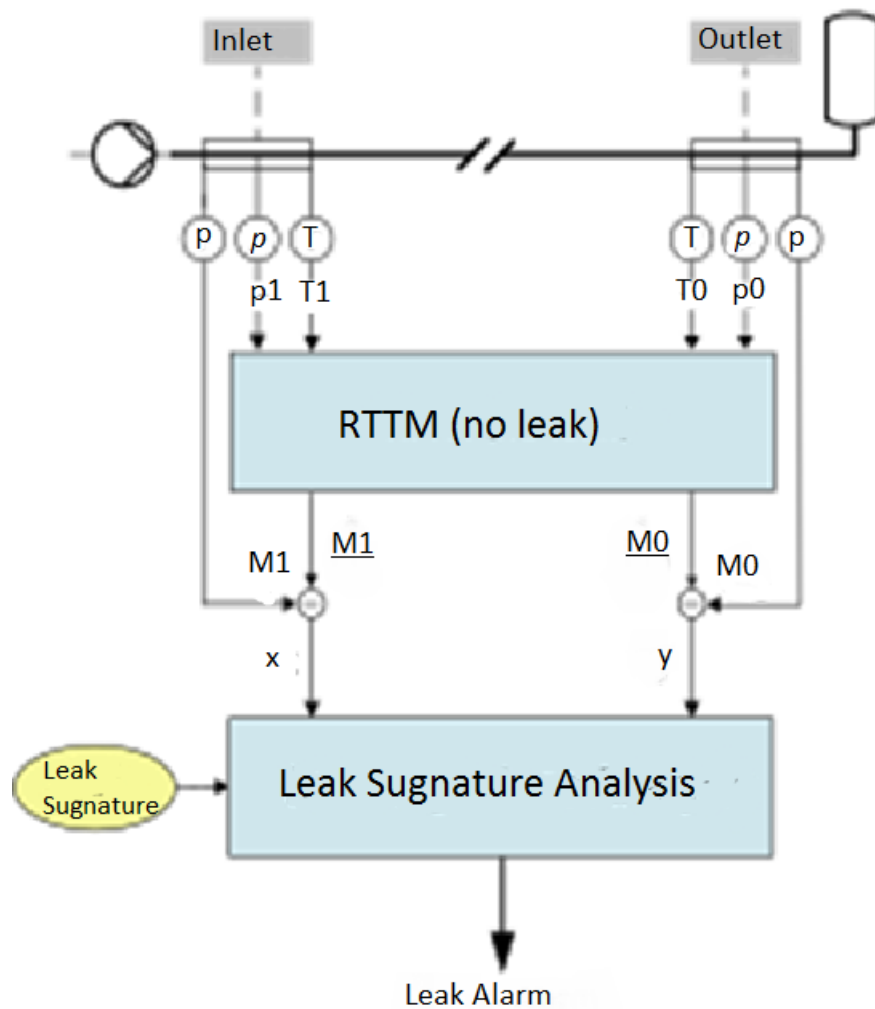


Figure 16 – Signal flow Extended Real-Time Transient Model (E-RTTM).

For the residual method, an RTTM module calculates estimates  $\hat{M}_I$ ,  $\hat{M}_O$  for MASS FLOW at inlet and outlet, respectively. This can be done using measurements for pressure and temperature at inlet ( $p_1, T_1$ ) and outlet ( $p_0, T_0$ ). These estimated mass flows are compared with the measured mass flows  $\dot{M}_I$ ,  $\dot{M}_O$ , yielding the residuals  $x = \dot{M}_I - \hat{M}_I$  and  $y = \dot{M}_O - \hat{M}_O$ . These residuals are close to zero if there is no leak; otherwise the residuals show a characteristic signature. In a next step, the residuals are subject of a leak signature analysis. This module analyses their temporal behaviour by extracting and comparing the leak signature with leak signatures in a database (“fingerprint”). Leak alarm is declared if the extracted leak signature matches the fingerprint.





support the model-based inventory calculations, unless performance requirements are not particularly demanding.

It is also important to recognize that modern leak detection systems, especially those at the high end, are unlikely to rely exclusively on any one of the techniques outlined above, but are more likely to employ two or more approaches to garner the advantages that can accrue when the strengths of the individual methodologies supplement the weaknesses inherent in individual approaches. Thus, many current systems employ both a realtime model in conjunction with a statistical post-processing of the raw, model-based output.

Regardless of the internal details regarding the approach or approaches taken, the leak-detection process will follow the basic steps shown in Fig. 18. Raw, measured data will be processed in some way as described in the approaches described above [14].

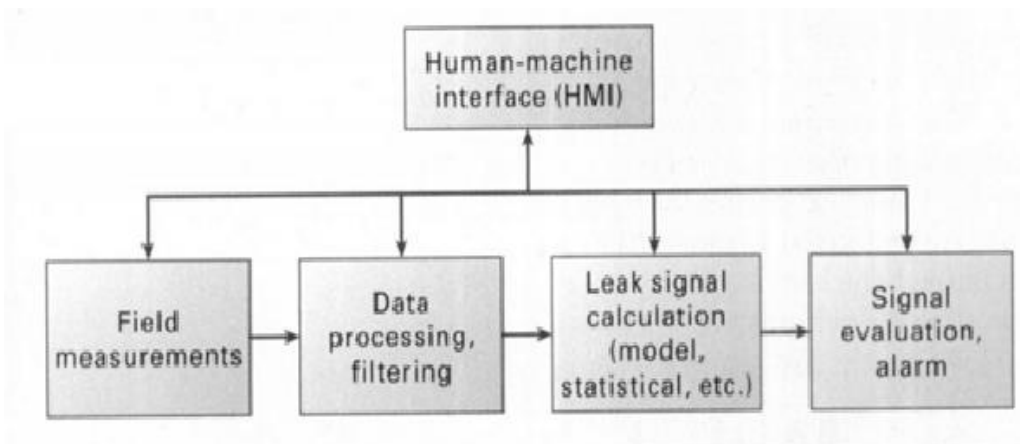


Figure 18 – Leak detection process.

The process of responding to a leak can be illustrated by splitting it into four phases. The initial phase is the dynamic phase between the moment of pipe integrity failure and the leak rate stabilizing. The second phase is the period where the leak rate has stabilized but the LDS has yet to elicit the appropriate process response. The third phase is the period where the response is taking place, and the fourth and final phase is the time between the completion of the response and the leak stopping [14].

At the onset of a leak, a pipeline integrity failure of some sort creates a path of least resistance through which a portion of the total pipeline flow is diverted. During the initial phase of the leak, the flow through this diversion will typically be larger than the eventual steady state leak rate. This behavior can be estimated using a transient pipeline model, the output of which is an estimate of the total spill size for a given leak rate. After some time, the system reaches a state of stable leak rate. A leak detection system is expected to alarm some time after the onset of the leak. The time required for the system to detect the leak depends on the type of system and its design characteristics (Figure 19) [16].

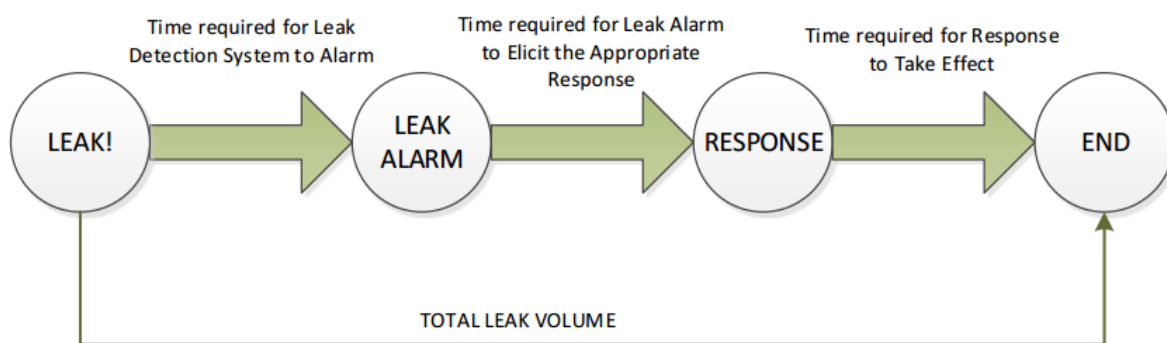


Figure 19 – Diagram of the events initiated by a leak.

It may not be appropriate to assume that leak alarms will immediately trigger the appropriate process response because it is typical for LDSs to broadcast non-leak (false) alarms. These alarms can affect the time required to elicit a response based on the strategy the pipeline operator uses to handle leak alarms. Some examples of different strategies include:

1. Immediately respond to all leak alarms.
2. Define a maximum alarm analysis time period; the response is initiated if this period expires and if the analyzer's confidence that this is a false alarm has not reached a certain threshold.
3. Respond to the alarm only when the analyzer's confidence that it is a true leak alarm reaches a specified threshold.

It is apparent that each strategy has a relative cost: immediately responding to all leak alarms will increase the cost of each false alarm while waiting to analyze the alarms can slow down the response. The choice of alarm management strategy

depends on many factors but risk/cost analysis can help balance the need for quick leak response with the objective of maintaining stable operations.

When a leak alarm successfully elicits the appropriate process response, the response will consist of manipulating pumps, closing or opening remote valves, etc. It will require time to ramp down the pumps, close remote valves, and whatever other remedial action is required. Rapid shutdown of the system is often limited by the need to prevent pipeline overpressuring via water hammer effects.

Other factors that can influence the total leak size are the pipeline's topography and normal operating pressures. Upon completion of the alarm response, which typically ends with complete pipeline isolation, the leak will continue until the static head directly upstream of the leak drops to or below atmospheric pressure. This dynamic depends on remote valve and check valve selection and locations and the elevation of the pipeline.

### **8 Calculation process**

The calculation process, which is likely to employ a model or other engine of greater or lesser sophistication, will output a leak-detection signal of some kind [16]. The signal will then be subject to a signal evaluation process, which, if a large enough flow imbalance or other evidence of a leak is detected, alerts the pipeline operator via a leak alarm. A human-machine interface (HMI) of some sort will typically be provided to view alarms and data trends as well as other results, and make LDS configuration changes. The inputs to the LDS process are realtime field measurements. All of the input measurements are subject to errors of various sorts.

The inputs are generally processed in some way by the leak-detection engine, which is also likely to be subject to its own errors. Typical leak-detection engine processing errors in model-based systems would consist of errors associated with failure to account for important physical effects, such as temperature or composition, or poor or simplistic modeling of such effects. In statistical systems, processing errors might be associated with the use of poor estimators, such as the use of linear leak-detection estimators when more sophisticated, nonlinear estimators might

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

provide a better partition of the decision space or over fitting of limited data to estimators with too many degrees of freedom.

The measurement and processing errors will combine to produce net errors or uncertainties in the LDS output signals that are used to indicate the pipeline system leak status. As these errors are considered to be random, they have the potential to create uncertainty in the system performance [14].

If the LDS is tuned to work in a leak sensitivity range that is well above the range of the uncertainty in the output leak-detection signal, it will generally work in a deterministic fashion, so that any leak alarm produced is likely to be significant. On the other hand, any LDS which works to leak-detection sensitivities that are of the same order as the measurement errors will begin to exhibit errors in its output.

Such errors can be expressed in terms of false negatives (real leaks missed and never alarmed by the system) or false positives (false alarms, or LDS system alarms that do not correspond to any real pipeline leak). An LDS operating in this range can be described as operating probabilistically. Fig. 20 shows the effect of threshold size on leak-detection performance [15].

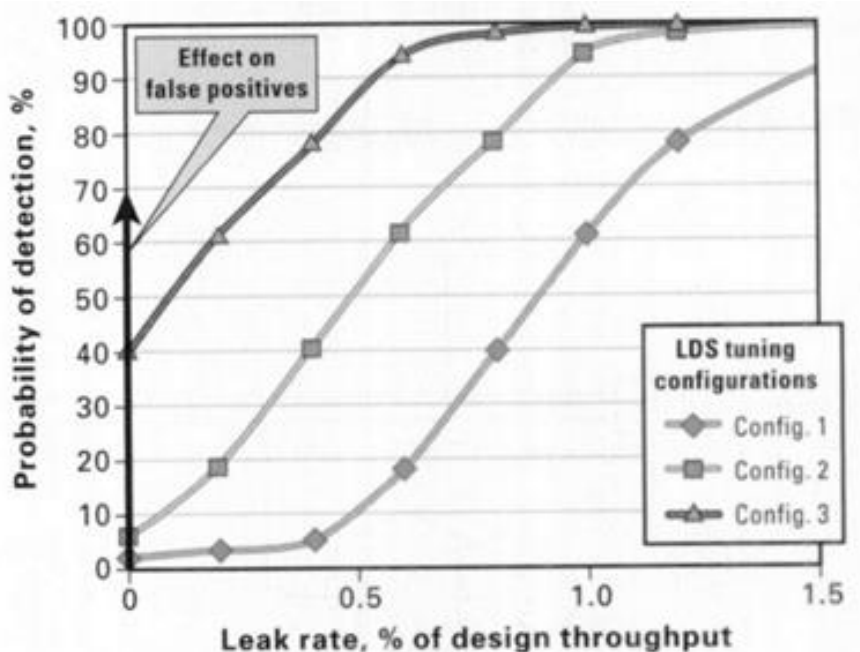


Figure 20 – Effect on increasing threshold on LDS performance

In an ideal world, of course, an LDS will always operate in a fully deterministic fashion with leak detection thresholds of zero, and all leaks would be

detected with no false alarms. In the real world, however, where leak signals have associated errors, the cost of increased sensitivity as leak detection thresholds are reduced is the increased probability that the system will generate more false positives.

Such alarms incur a cost by requiring that operators or support personnel spend time diagnosing the causes of the alarms. Conversely, any attempt to reduce false alarms by increasing leak-detection thresholds will have an increased probability that a leak will not be detected by the system, or will be detected only after a significant time lag. Costs associated with an actual leak, of course, depend on expenditures required to clean up the leak as well as any regulatory and legal consequences of the spill.

Thus, configuring and tuning a pipeline LDS always involves a conflict between those who wish to maximize the chances of finding a leak and those who would minimize operational impact by reducing false positives.

### **9 Offline LDS testing**

As previously noted, a modern LDS is usually complex enough that system inputs (expressed as either leak rate, spilled volume thresholds, or more complex, secondary configuration parameters) are often insufficient fully to describe the system performance. Consequently, testing the LDS is usually the only suitable way to evaluate the system performance.

The American Petroleum Institute recommends that a pipeline LDS be periodically tested to determine its performance. This can be done by performing an actual, unmetered discharge of oil to a tank, tanker truck, containment vessel, or pipeline system that is external to the pipeline system that is protected by the LDS.

This type of testing carries significant cost and risks. The costs are associated with the full aspect of preparing for the test and actual test implementation. From a risk point of view, any time oil is being transferred to temporary storage vessels, such as tanks and tanker trucks, there is a chance for a spill. This type of testing also restricts the number of tests that can be practical to run.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

A holistic view of the leak detection system performance is difficult to obtain without extensive testing, particularly when the LDS performance map is in its probabilistic regime. In particular, a detailed determination of performance utilizing field tests would require the gathering of so much data that development of the system performance map by this mechanism is generally infeasible. (We do note, however, that use of physical discharge tests to confirm a performance map developed by the alternate mechanism described below is not only viable, but recommended.)

An alternate mechanism permitted is offline testing of the LDS software. This type system evaluation has the advantage that it can be performed in an automated or semiautomated fashion using prerecorded data with inputs modified as required to map the full system performance.

An additional advantage is that a range of simulated leaks can be generated that provides a very comprehensive set of performance maps which can be built using this mechanism. This, as previously noted, is an option not practically available for physical discharge tests.

A further advantage is that the leak data can also be read in and processed as rapidly as the hardware of the supporting LDS permits, allowing for processing of large numbers of simulated leak data points, rather than being restricted to processing of very limited physical leaks that must be processed in a realtime.

A potential disadvantage to this approach is that it is sensitive to the quality of the inputs used to drive the LDS. In general, all inputs used should reflect the behavior of data that would arrive to the LDS from the supporting real world field measurements.

In addition, the data used to drive the leak detection system must be capable of being modified so that it realistically expresses the behavior of the pipeline field devices in the presence of leaks of varying sizes. Too often, offline testing is done with "ideal" data (i. e. no errors) or with statistically generated errors that do not adequately reflect the behavior of the actual pipeline inputs.

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 10 Example performance map development

As can be seen, the complexity of the LDS configuration does not make it clear as to how the system will perform in practice with noisy real world data. To provide a test-based assessment of LDS performance, an offline performance analyzer was developed to allow a realistic evaluation of the leak detection performance of the system. For any specified configuration state of the LDS, the performance analyzer application runs in two modes:

- A basic data mode in which archived input data are run unaltered through the LDS to determine the false-positive rate for the current tuning.
- A mode that utilizes archived data that has been perturbed to reflect the presence of a leak of specified size.

Operation in the first mode is straightforward. Data sets are selected and the number of alarms created over the period of simulation recorded for later analysis. In the second mode, the application selects a leak rate, runs through an archived data set up to the point where the leak is applied, and then perturbs the recorded field inputs to reflect the leak, running thereafter for a prespecified simulation period.

The user specifies the range of leak sizes, the time period to be analyzed, the time allowed to detect the leak, and the frequency of the leak detection analysis (hours between simulated leaks). The software runs through all specified leak cases, recording the results in a database. Time to detect, detected size, and detected location are recorded for each simulated leak.

Fig. 21 shows typical results for a specified configuration. This figure shows cumulative probability of detecting a leak as a function of time out to 24 hr for a range of leak rates [14].

					<i>Приложение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120



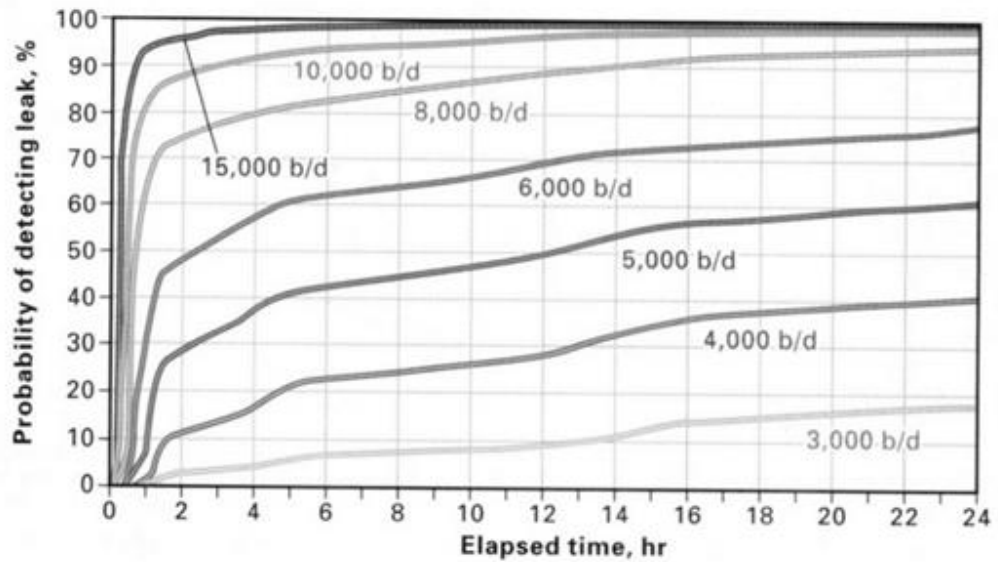


Figure 21 – Typical leak detection performance map

The false-positive rate for this configuration was determined to be less than one alarm/month/pipeline segment. All leaks are expressed as a fraction of pipeline design throughput.

In all cases, cumulative probability increases with time. As the leak rates become smaller, the probability of detection with time shrinks. Because of the design of this particular LDS, existing leaks tend to become "embedded" in the internal data model of the pipeline over time, with the consequence that if a leak is not detected after 24 hr, it becomes increasingly tin likely thereafter that the leak will be detected.