

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий  
 Направление подготовки 15.04.06 Мехатроника и робототехника  
 Отделение автоматизации и робототехники

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Модернизация системы обнаружения утечек в нефтепроводах</b>

УДК 004.896:622.692.48-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8EM81	Бирюков Антон Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Каранкевич Андрей Геннадьевич	к.т.н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Конотопский Владимир Юрьевич	к.т.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОБД	Горбенко Михаил Владимирович	к.т.н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	к.т.н		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код	Результаты
P1	Применять глубокие естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации средств автоматизации и систем управления техническими объектами.
P2	Уметь обрабатывать, анализировать и обобщать научно-техническую информацию, передовой отечественный и зарубежный опыт в области теории, проектирования, производства и эксплуатации средств автоматизации и систем управления техническими объектами
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с разработкой технических систем управления с использованием аналитических методов и сложных моделей.
P4	Выполнять инновационные инженерные проекты по разработке программно-аппаратных средств автоматизированных систем различного назначения с использованием современных методов проектирования, систем автоматизированного проектирования, передового опыта разработки конкурентно способных изделий.
P5	Планировать и проводить теоретические и экспериментальные исследования в области проектирования аппаратных и программных средств автоматизированных систем с использованием новейших достижений науки и техники, передового отечественного и зарубежного опыта. Критически оценивать полученные данные и делать выводы.
P6	Осуществлять авторское сопровождение процессов проектирования, внедрения и эксплуатации программно-аппаратных средств автоматизированных систем различного назначения
P7	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной профессиональной среде с пониманием культурных, языковых и социально-экономических различий партнеров
P8	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, активно владеть иностранным языком, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена и руководителя группы, в том числе междисциплинарной и международной, при решении инновационных инженерных задач.
P10	Демонстрировать личную ответственность и ответственность за работу возглавляемого коллектива, приверженность и готовность следовать профессиональной этике и нормам ведения инновационной инженерной деятельности. Демонстрировать глубокие знания правовых, социальных, экологических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности.
P11	Демонстрировать способность к самостоятельному обучению, непрерывному самосовершенствованию в инженерной деятельности, способность к педагогической деятельности.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий  
 Направление подготовки 15.04.06 Мехатроника и робототехника  
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

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

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
8EM81	Бирюков Антон Андреевич

Тема работы:

Модернизация системы обнаружения утечек в нефтепроводах	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Объектом исследования является нефтепровод с постоянным диаметром трубы, пролегающий между двумя перекачивающими станциями, не имеющий отводы и самотечные участки, по которому перекачивается однородный нефтепродукт преимущественно одним режимом транспортировки.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <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>Предметом исследования является герметичность нефтепровода, нарушаемая при появлении в нем утечек, возникших вследствие эксплуатационных работ, старения труб.  Целью диссертационной работы является повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепроводов.  Основные задачи исследования:  1. Исследование и анализ методов и способов современных систем обнаружения утечек.  2. Внедрение в существующую систему улучшенный способ обнаружения утечки.</p>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Конотопский Владимир Юрьевич
Социальная ответственность	Горбенко Михаил Владимирович
Обязательное приложение на иностранном языке	Горбатова Татьяна Николаевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Обзор и анализ современных методов и систем обнаружения утечек, Overview and analysis of modern leak detection methods and systems.

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Каранкевич Андрей Геннадьевич	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8EM81	Бирюков Антон Андреевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий  
 Направление подготовки 15.04.06 Мехатроника и робототехника  
 Уровень образования - магистратура  
 Отделение автоматизации и робототехники  
 Период выполнения - осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.05.2020 г.	<i>Основная часть</i>	60
27.05.2020 г.	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
27.05.2020 г.	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.06.2020 г.	<i>Обязательное приложение на иностранном языке</i>	15

**СОСТАВИЛ:  
Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Каранкевич Андрей Геннадьевич	к.т.н		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Филипас Александр Александрович	к.т.н		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
8ЕМ81	Бирюков Антон Андреевич

<b>Школа</b>	<b>ИШИТР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОАР</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.06 Мехатроника и робототехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Использовать действующие ценники и договорные цены на потребленные материальные и информационные ресурсы, а также указанную в МУ величину тарифа на эл. энергию
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	—
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Действующие ставки единого социального налога и НДС (см. МУ)

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Дать характеристику существующих и потенциальных потребителей (покупателей) результатов ВКР, ожидаемых масштабов их использования
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Разработать проект такого устава в случае, если для реализации результатов ВКР необходимо создание отдельной организации или отдельного структурного подразделения внутри существующей организации
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Построение плана-графика выполнения ВКР, составление соответствующей сметы затрат, расчет цены результата ВКР.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности использования результатов ВКР, характеристика других видов эффекта

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджет НТИ - выполнить
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ - выполнить
8. Потенциальные риски

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Конотопский Владимир Юрьевич	К. Э. Н.		25.02.2020 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
8ЕМ81	Бирюков Антон Андреевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 8ЕМ81	ФИО Бирюков Антон Андреевич
-----------------	--------------------------------

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	15.04.06 Мехатроника и робототехника

Тема ВКР:

<b>Модернизация системы обнаружения утечек в нефтепроводах</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Улучшенный способ обнаружения утечки в нефтепроводе
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора.</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Рабочим местом является помещение операторной. Рабочей зоной является место за персональным компьютером в операторной. Помещение диспетчерской находится на территории нефтеперерабатывающего завода.</p> <p>Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: недостаточная освещённость рабочей зоны, отсутствие или недостаток естественного света, повышенный уровень шума, повышенный уровень электромагнитных излучений, повышенная или пониженная влажность воздуха.</p> <p>Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.</p> <p>Снижение воздействий на человека на рабочем месте являются: средства индивидуальной защиты и коллективной защиты.</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта ВКР и области его использования на ОС;</li> <li>– разработка решений по обеспечению</li> </ul>

	экологической безопасности
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Выбор и описание возможных ЧС; типичная ЧС – пожар. <ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Горбенко Михаил Владимирович	К. Э. Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8EM81	Бирюков Антон Андреевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119с., 18 рис., 24 табл., 31 источник, 1 прил.

Ключевые слова: утечки, система обнаружения утечек, нефтепровод, улучшенный способ обнаружения утечек, leak detection system.

Объектом исследования является нефтепровод с постоянным диаметром трубы, пролегающий между двумя перекачивающими станциями, не имеющий отводы и самотечные участки, по которому перекачивается однородный нефтепродукт преимущественно одним режимом транспортировки.

Цель диссертационной работы является повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепровода.

В процессе исследования проводились анализ методов и способов современных систем обнаружения утечек и тестовый слив нефтепродукта для тестирования улучшенного метода.

В результате исследования разработан новый метод, основанный на разнице скоростей, в котором два датчика установлены на одном конце трубопровода с небольшим расстоянием между ними. Улучшенный метод позволяет более точно определения координаты утечки.

Степень внедрения: необходимы дальнейшие теоретические, экспериментальные и опытно-конструкторские работы.

Область применения: магистральный нефтепровод, нефтеперерабатывающий завод, перекачивающие станции.

Экономическая эффективность заключается в снижении потерь нефтепродукта, экологического воздействия на почву и питьевую воду, экономических затрат на простой предприятия и риска возникновения чрезвычайной ситуации. Применение улучшенного метода обнаружения утечки при низких затратах позволило повысить точность определения места утечки. В результате чего увеличивается скорость обнаружения утечки и уменьшается время ликвидации разлива.

## Определения и сокращения

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место

АЭ – акустическая эмиссия

ВОСК – волоконно-оптический сенсорный кабель

ГПС – головная перекачивающая станция

ДД – датчик давления

КИП – контрольно-измерительный прибор

КП – контролируемый пункт

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

ЛЧ – линейная часть

МН – Магистральный нефтепровод

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ППС – промежуточная перекачивающая станция

РВС – резервуар вертикальный стальной

РВСП – резервуар вертикальный стальной с понтоном

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышкой

РГС – резервуар горизонтальный стальной

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления

СОД – средство очистки и диагностики

СОИ – система обработки информации

СОУ – система обнаружения утечек

OPC – OLE for process control

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1. Обзор и анализ современных методов и систем обнаружения утечек .....	14
1.1 Классификация систем обнаружения утечек .....	15
1.2 Методы обнаружения утечек .....	17
1.2.1 Алгоритм на основе балансового метода .....	17
1.2.2 Алгоритм по волне давления .....	18
1.2.3 Алгоритм по анализу профиля давления .....	20
1.2.4 Алгоритм по отклонению состояния технологического оборудования от установившегося .....	21
1.2.5 Алгоритм при зарегистрированных утечках .....	22
1.2.6 Акустический корреляционный метод .....	24
1.2.7 Волокно-оптический метод .....	25
1.2.8 Метод дифференциальных давлений .....	29
1.2.9 Визуальный метод .....	29
1.2.10 Радиоактивный метод .....	29
1.2.11 Традиционный способ определения утечек .....	30
1.2.12 Расчет места утечки по временной задержке сигналов .....	33
1.3 Средства диагностики утечек .....	36
1.3.1 Компания ООО «Энергоавтоматика» .....	36
1.3.2 Компания PSI .....	41
1.3.3 Компания «Комбит» .....	42
1.3.4 ОАО «Нефтеавтоматика» .....	43
1.3.5 Компания Group LB .....	46
2. Описание объекта исследования .....	49
2.1 Описание процесса транспортировки жидкости в трубопроводе .....	54
2.2 Математическое описание движения жидкости .....	57
2.3 Анализ скорости распространения возмущения в трубопроводе .....	61
2.4 Улучшенный способ определения утечки .....	63
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	71
4 Социальная ответственность .....	82
Заключение .....	106
Приложение А .....	107
Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке .....	107
Список используемой литературы .....	116

## ВВЕДЕНИЕ

Трубопроводные системы являются одним из самых экономичных и безопасных способов транспортировки газов, нефти, нефтепродуктов и других жидкостей. В качестве средства транспортировки на большие расстояния трубопроводы имеют высокую степень безопасности, надёжности и эффективности. Большая часть трубопроводов в независимости от транспортируемой среды разрабатываются исходя из срока эксплуатации порядка 25 лет. По мере старения они начинают отказывать, появляются утечки в конструкционно слабых местах соединений, точках коррозии и участках, имеющих небольшие структурные повреждения материала. Кроме того, есть и другие причины, приводящие к появлению утечек, такие как случайное повреждение трубопровода, террористические акты, диверсии, воровство продукта из трубопровода и т. д.

Главной причиной плохой герметизации трубопровода является устаревшее оборудование: 35 % трубопровода эксплуатируются более 20 лет и ещё 30 % трубопровода находятся в возрасте от 15 до 18 лет.

В настоящее время немаловажной задачей является эффективная борьба с несанкционированными врезками [2, 27, 31, 47]. За последнее 5 лет в России обнаружено более 3000 незаконных врезок. Кроме материального ущерба, наносимого криминальным отбором, несанкционированная врезка нарушает целостность трубопровода и его эксплуатационные характеристики.

Использование современных SCADA систем [46] и микропроцессорной автоматики [7, 12] в магистральной перекачке нефтепродуктов привело к разработке систем диспетчерского контроля и управления (СДКУ) [19, 54, 32].

СДКУ позволяет:

- оперативно принимать решения;

- отслеживать тренд развития технологических процессов в нефтепроводах;
- снимать параметры технологического процесса транспортировки и интерпретировать данные на понятном для пользователя языке для дальнейшего анализа и принятия решений на этапах контроля и диагностики.

В состав СДКУ включают систему, контролирующую герметичность трубопроводной магистрали, иначе её называют системой обнаружения утечек (далее СОУ).

Объектом исследования является нефтепровод с постоянным диаметром трубы, пролегающий между двумя перекачивающими станциями, не имеющий отводы и самотечные участки, по которому перекачивается однородный нефтепродукт преимущественно одним режимом транспортировки.

Предметом исследования является герметичность нефтепровода, нарушаемая при появлении в нем утечек, возникших вследствие эксплуатационных работ, старения труб.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек нефтепроводов.

Основные задачи исследования:

1. Исследование и анализ методов и способов современных систем обнаружения утечек.
2. Внедрение в существующую систему улучшенный способ обнаружения утечки.

Научная новизна заключается в разработке улучшенного метода обнаружения утечки в нефтепроводе, позволяющий увеличить точность определения координаты утечки, снизить потери нефтепродукта, уменьшить негативное экологическое воздействие на почву и питьевую воду, снизить экономические затраты на простой предприятия и риски возникновения чрезвычайных ситуаций.

## **1. Обзор и анализ современных методов и систем обнаружения утечек**

В данной работе под утечкой понимается нарушение герметичности трубопровода с истечением из него нефтепродукта [1].

Главной причиной разгерметизации является использование устаревшего эксплуатационного оборудования трубопроводной перекачки.

Примерно 70% трубопроводов эксплуатируются более 20 лет, что приводит их в критическое состояние. По данным МЧС России, из-за аварий каждый год происходят разливы нефтепродукта в объёме более 15 тысяч м [2]. Природные явления могут быть также причинами утечек. Так, например, ледяные пробки, обнаруженные в трубопроводе, принадлежащем одной из известных в Европе нефтяной компании British Petroleum, стали причиной разлива нефти на Аляске в Прудо Бэй в конце ноября 2009 года [3]. А в случае, описанном в еженедельнике «Дальневосточная Звезда» [4], причиной утечки послужил человеческий фактор. Вследствие халатности при проведении плановых работ на поверхность земли вытекло около 500 м<sup>3</sup> нефтепродукта.

Разлив нефтепродуктов из трубопровода представляет большую опасность для окружающей среды и людей [5]. Последствия утечек приводят к загрязнению окружающей среды и опасности возгорания или взрыва. В результате утечек содержание нефтепродуктов в водоемах в 10-15 раз может превышать предельно допустимые нормы; загрязнение почвы может почти в 200 раз превышать фоновые значения, а десятки тысяч гектаров земли исключены из хозяйственного оборота.

Ситуация весьма угрожающая, что, в конечном итоге, вынуждает мировое сообщество все чаще обращаться к проблеме разлива нефтепродуктов из трубопроводов [6].

Также с каждым днем постоянно возрастает количество несанкционированных врезок [7]. Помимо непосредственного экономического ущерба, наносимого хищением нефтепродуктов, любая несанкционированная врезка, являясь ненормативной конструкцией, которая несет значительную потенциальную опасность, поскольку нарушает прочность трубопровода.

Таким образом, одной из задач транспортировки нефти по трубопроводу является оперативное обнаружение утечек. Для этого используют системы обнаружения утечек.

### 1.1 Классификация систем обнаружения утечек

По принципу действия и типу эксплуатируемого оборудования СОУ можно классифицировать способом, указанным на рисунке 1 [1].



Рисунок 1 – Классификация систем обнаружения утечек по принципам действиям и типам применяемого оборудования

К периодическому контролю состояния трубопровода относят визуальное инспектирование трубопровода линейными обходчиками и использование диагностических средств. Визуальная инспекция позволяет обнаружить разлив нефтепродукта на поверхности земли [8]. При помощи внутритрубных дефектоскопов [9, 10] можно выявить с большой вероятностью все дефекты в магистральной трубе, но этот метод обладает существенной дороговизной. К тому же у периодического контроля состояния труб есть серьезный недостаток — это отсутствие оперативности. Поэтому в рамках работы данные методы описываться не будут.

Ко второму типу относят методы непрерывного контроля над состоянием труб в режиме реального времени, чаще всего с помощью средств автоматики и телемеханики. Они могут разделяться на две категории:

– методы, контролирующие технологические параметры.

Отдельно классифицируют параметрические методы, основанные на анализе изменения гидравлических параметров процесса перекачки с нарушенной герметизацией [11].

– методы, контролирующие дополнительные параметры (радиоактивный, акустический и т.д.)

С целью повышения надежности функции герметичности нефтепровода и снижения вероятности ложного срабатывания комбинированной и параметрической СОУ (выдачи ложного сообщения об утечке), предусмотрена реализация нескольких алгоритмов контроля технологических параметров. Только определенная комбинация данных алгоритмов (по порядку срабатывания, разности определенных координат, времени обнаружения различными алгоритмами) может привести к формированию сигнала на автоматический останов ТУ.



## 1.2 Методы обнаружения утечек

### 1.2.1 Алгоритм на основе балансового метода

Функционирует как на стационарном, так и на нестационарном режимах. Алгоритм использует для своей работы данные с расходомеров на контролируемом участке (от работающей НПС до работающей НПС), а также измерения давления, необходимые для учета изменения массы нефти в нефтепроводе. В алгоритме непрерывно считается величина дебаланса масс по измерениям расходов с учетом изменения массы жидкости (по измерениям давления) в секции трубопровода между этими точками измерения расходов.

Алгоритм позволяет диагностировать как быстро развивающиеся (разрывы), так и медленно развивающиеся утечки жидкости на больших участках между станциями. Минимальная величина диагностируемой утечки определяется в первую очередь погрешностью измерения расхода.

При установленном (при снятом) флаге «*Стационарный процесс*» на контролируемом участке минимальные расходы определяемых утечек для комбинированной СОУ составляют 70 м<sup>3</sup>/час (210 м<sup>3</sup>/час) для ТУ-1, 110 м<sup>3</sup>/час (327 м<sup>3</sup>/час) для ТУ-2, 37,8 м<sup>3</sup>/час (113 м<sup>3</sup>/час) для «Сковородино-граница КНР» соответственно. Для технологических трубопроводов промежуточных НПС при установленном флаге «*Стационарный процесс*» минимальные расходы определяемых утечек для комбинированной СОУ составляют 60 м<sup>3</sup>/ч для ТУ-1 и 80 м<sup>3</sup>/ч для ТУ-2.

При установленном (при снятом) флаге «*Стационарный процесс*» на контролируемом участке минимальные расходы определяемых утечек для параметрической СОУ составляют 1.8% (6%) от максимального расхода по ТУ на данном этапе расширения.

Алгоритм в чистом виде не позволяет определять координату утечки. Для определения координаты утечки используются другие алгоритмы, которые функционируют параллельно.

Рассогласование учитывается в общем случае следующим выражением:

$$\Delta Q = \frac{\sum_T Q_{in}}{T} - \frac{\sum_T Q_{out}}{T} - Q_{kor}, \quad (1)$$

где  $Q_{in}$  - расход нефти на входе участка;  $Q_{out}$  - расход нефти на выходе участка;  $T$  - время интегрирования;  $Q_{kor}$  - усредненное расхождение между расходомерами  $Q_{in}$  и  $Q_{out}$ , посчитанное на стационарном режиме за время  $\tau$  ( $\tau$  намного больше  $T$ ).

На стационарном режиме алгоритм не требует точности измерения каждого датчика расхода, соизмеримой с его абсолютной погрешностью.

На нестационарном режиме алгоритм учитывает  $Q_{kor}$ , полученную на последнем стационарном режиме от момента запуска алгоритма. При запуске алгоритма на нестационарном режиме до момента наступления стационарного режима  $Q_{kor} = 0$ .

После запуска ПО «*LeakSPY*» алгоритм собирает начальную информацию и готов к работе для определения утечки через 5 мин при работе по данным с ПЛК СОУ и через 7 мин при работе по данным с ПЛК ЛТМ.

### **1.2.2 Алгоритм по волне давления**

Функционирует на стационарном режиме при наличии достаточного объема данных измерений с ПЛК СОУ на контролируемом участке. Для реализации данного алгоритма в каждом ПКУ, в который заведены измерения давления, установлены ПЛК СОУ, в которых функционирует специальное ПО, осуществляющее оцифровку и передачу на верхний уровень СОУ измерений давления и расхода (при наличии) с частотой 50-100

Гц. Срабатывание алгоритма происходит при выполнении следующих условий:

– на датчиках давления (двух и более), расстояние между двумя из которых превышает 2 км, зарегистрирована волна снижения давления с абсолютной величиной, превышающей  $0,04 \text{ кгс/см}^2$  (со скоростью изменения давления не более  $0,002 \text{ кгс/см}^2 \cdot \text{с}$ );

– волна снижения давления, зарегистрированная минимум на 2-х датчиках удовлетворяет условию определения источника волны давления между датчиками:

$$|T_2 - T_1| < \frac{X_2 - X_1}{C}, \quad (2)$$

где  $T_1$  – момент времени фиксирования волны снижения давления датчиком с координатой  $X_1$ ;  $T_2$  – момент времени фиксирования волны снижения давления датчиком с координатой  $X_2$  ( $X_2 > X_1$ );  $C$  – скорость звука в нефти между точками  $X_1$  и  $X_2$ ;

– источником волны давления не является НПС или СОД.

Характеристики алгоритма зависят от динамических характеристик ДД, расстояния между точками измерения давления, величины шума, точности временной синхронизации, возможности контроллера обрабатывать информацию с требуемой скоростью, точности измерения скорости звука, движения СОД.

Существенное влияние на эффективность метода оказывает наличие газовых пузырей в нефтепроводе, которые поглощают волну разрежения. Таким образом, при появлении в нефтепроводе газовых пузырей эффективность метода резко ухудшается.

Алгоритм готов к работе через  $2 \cdot T_{\text{проб}}$  после перезапуска ПО «LeakSPY» или установления флага «стационарный режим», где  $T_{\text{проб}}$  – время пробега волны на участке от НПС до НПС.

### 1.2.3 Алгоритм по анализу профиля давления

Алгоритм анализа расчетных и фактических гидроуклонов, на предмет обнаружения характерного для утечки «V-образного» отклонения линии гидроуклона от распределения напоров на стационарном режиме (наибольшее отклонение достигается в месте утечки, величина отклонения характеризует расход утечки). Функционирует только на стационарном режиме.

Принцип функционирования алгоритма основан на том, что при возникновении утечки, расход на участке до места утечки становится больше первоначального расхода на этом же участке, а расход на участке после места возникновения утечки становится меньше первоначального расхода. Поэтому, перепад давления на участке до места утечки увеличивается, а после утечки – уменьшается, что приводит к появлению «V-образного» излома в приведенном профиле давления.

Многие другие факторы вызывают похожие изменения. К таковым можно отнести изменение шероховатости трубы, вязкости, плотности нефти, движение СОД и т.п.

Для учета этих факторов используется математическая модель (кроме движения СОД).

В данном алгоритме используется линеаризованная математическая модель нефтепровода (в малых отклонениях), с помощью которой определяется не абсолютное значение давления (напора), а его изменение относительно стационарного режима. Условие для срабатывания алгоритма: на двух соседних КП, расстояние между которыми превышает 1 км изменение давления превышает заданный порог  $0,2 \text{ кгс/см}^2$ .

Алгоритм готов к работе через 2 минуты после перезапуска ПО «*LeakSPY*» или установления флага «*стационарный режим*».

#### 1.2.4 Алгоритм по отклонению состояния технологического оборудования от установившегося

Функционирует только на стационарном режиме. Принцип функционирования алгоритма основан на прямой зависимости частоты вращения роторов МНС от расхода прокачиваемой через него нефти при неизменной величине поддерживаемого на входе или выходе МНС давления. Такая же зависимость присуща и степени закрытия регулирующего элемента РД, расположенного конце защищаемого участка. Таким образом, при возникновении выхода нефти в направлении против потока от МНС или РД, осуществляющих регулирование давления «до себя», частота вращения роторов МНС или процент закрытия регулирующего элемента РД начинают уменьшаться. Справедливо также и обратное.

Алгоритм позволяет определить факт выхода нефти без определения координаты. Для этого достаточным является выполнение условия:

$$A_1 \cdot \Delta N_1 + A_2 \cdot \Delta N_2 + B \cdot \Delta D > S, \quad (3)$$

где  $A_1$  – режим регулирования давления МНА на НПС против потока от места выхода нефти ( $A_1 = -1$ , если регулирование «до себя»,  $A_1 = +1$ , если регулирование «после себя»);  $A_2$  – режим регулирования давления МНА на НПС против потока от места выхода нефти ( $A_2 = +1$ , если регулирование «до себя»,  $A_2 = -1$ , если регулирование «после себя»);  $\Delta N_1$  – изменение частоты вращения рабочего колеса МНА на НПС против потока от места выхода нефти;  $\Delta N_2$  – изменение частоты вращения рабочего колеса МНА на НПС по потоку от места выхода нефти;  $\Delta D$  – изменение степени закрытия заслонки РД в конце участка;  $B$  – масштабный коэффициент, подбирается при настройке алгоритма (задан равным 4);  $S$  – порог срабатывания, подбирается при настройке алгоритма (задан равным 15).

Условие (3) приведено в общем виде. В действительности, все слагаемые левой части выражения не могут иметь ненулевые значения одновременно, так как контролируемый СОУ участок всегда ограничен 2-мя

объектами. Таким образом, алгоритм имеет 2 разновидности – случай НПС-НПС и случай НПС-РД.

Алгоритм готов к работе сразу же после перезапуска ПО «*LeakSPY*» или установления флага «*Стационарный режим*».

### **1.2.5 Алгоритм при зарегистрированных утечках**

1) Зарегистрирована утечка двумя алгоритмами, один из которых – алгоритм обнаружения утечки балансовым методом (с величиной, превышающей погрешность определения баланса расхода нефти на диагностируемом участке МН, 80 м<sup>3</sup>/час для ТУ-1 и 120 м<sup>3</sup>/час для ТУ-2), другой - один из следующих дополнительных алгоритмов:

- Алгоритм по анализу профиля давления;
- Алгоритм по волне давления.

Учет дополнительных алгоритмов производится за период времени 15 мин до времени регистрации утечки балансовым методом. При срабатывании нескольких алгоритмов, способных определить координату, используется следующий принцип вычисления координаты зарегистрированной утечки (далее – обобщенная координата) для передачи в СДКУ:

– если сработал один из вышеперечисленных дополнительных алгоритмов и определенная им координата принадлежит участку между расходомерами (по которым отработал балансовый метод) или сработали оба дополнительных алгоритма, но определенная координата только одного из них принадлежит участку между расходомерами (по которым отработал балансовый метод) – то в качестве обобщенной координатой утечки для формирования сигнала на останов ТУ – та, которая принадлежит участку между расходомерами (по которым отработал балансовый метод);

– если сработали оба дополнительных алгоритма и обе определенные ими координаты утечки принадлежат участку между

расходомерами (по которым отработал балансовый метод), то СОУ формирует сигнал на останов ТУ.

Обобщенная координата в данном случае вычисляется следующим способом

– если расстояние между предполагаемыми различными дополнительными алгоритмами координатами утечки превышает 25 км, то в качестве обобщенной координаты принимается координата, определенная алгоритмом по анализу профиля давления, в ином случае принимается координата, определенная алгоритмом анализа волн давления;

– если сработал один из дополнительных алгоритмов или оба, но ни одна из определенных ими координат не принадлежит участку между расходомерами (по которым отработал балансовый метод) – СОУ не формирует сигнал на останов ТУ.

2) Зарегистрирована утечка двумя алгоритмами, один из которых – по балансовому методу, другой – по отклонению состояния технологического оборудования. Взаимный учет алгоритмов производится за период времени 12 мин (для ТУ-1) и 15 мин (для ТУ-2) до или после времени срабатывания одного из них. В данном случае, СОУ формирует сигнал на останов ТУ с указанием участка от НПС до НПС, на котором зарегистрирована утечка и сообщением *«Координата не определена»*.

3) Зарегистрирована утечка тремя алгоритмами без балансового метода: СОУ в данном случае формирует сигнал на останов ТУ при одновременном выполнении следующих условий:

– времена срабатываний алгоритмов находятся в пределах интервала времени 15 мин;

– расстояние между предполагаемыми различными алгоритмами координатами утечки не превышает 200 км.

Определение обобщенной координаты утечки производится способом, идентичным описанному в комбинации алгоритмов №1.

## 1.2.6 Акустический корреляционный метод

Корреляционный метод обнаружения утечек среды в трубопроводах и определения мест их расположения основан на измерении виброакустического сигнала, образующийся на месте утечки из-за давления жидкости, который распространяется в обе стороны трубопровода. Этот шум улавливается двумя датчиками, установленными на двух концах трубопровода. Если измерить с помощью 2-х канального анализатора взаимно-корреляционную функцию (далее по тексту – функцию кросскорреляции), то в этом случае можно определить разницу (задержку) по времени распространения сигнала от утечки до одного и до второго датчика.

Задержка определяется по максимуму функции кросскорреляции сигналов, измеренных датчиками. При известной скорости распространения сигнала (звука) по трубе и, зная расстояние между датчиками (колодцами, в которые они установлены), можно точно определить место расположения утечки с помощью элементарного расчета по формуле

$$L_{1,2} = \frac{1}{2}(L \pm vt), \quad (3.5)$$

где  $L$  – расстояние между датчиками, м;  $v$  – скорость распространения звука в трубе, м/с;  $t$  – задержка по времени, определенная по максимуму функции кросскорреляции сигналов, измеренных двумя датчиками, с;  $L_{1,2}$  – расстояние от утечки до одного (1) или другого (2) измерительного датчика, м.

Знак  $\pm$  определяется тем, до какого из 2-х датчиков определяется расстояние от утечки, первого или второго.

Точность определения места утечки с помощью данного метода зависит от точности измерения временной задержки (точности идентификации максимума кросскорреляционной функции), точности



измерения расстояния между датчиками и от точности определения скорости распространения сигнала утечки по трубопроводу.

Первое (с методической точки зрения наиболее важное) определяется совершенством измерительного прибора как электронного устройства и применяемыми в нем алгоритмами программной обработки сигналов.

Второе – знанием трассы трубопровода.

Третье – отклонениями скорости распространения звука по трубе от её усредненного значения (1200 м/с), которые зависят от материала и способа укладки труб, температуры, давления, природы перекачиваемой жидкости, структуры грунта и других.

При условии корректного проведения измерений и выполнении всех необходимых требований, касающихся данной технологии точность обнаружения и определения мест расположения утечек с помощью корреляционного метода очень высокая [12].

### **1.2.7 Волокно-оптический метод**

Волокно-оптический жифракционный (на брегговских решётках) метод.

Волоконная брегговская решетка это оптический элемент, основанный на периодическом изменении показателя преломления сердцевины или оболочки оптического волокна.

Волоконные решётки изготавливаются путём облучения фоточувствительного одномодового волокна интенсивным излучением УФлазера. Два луча лазера сбиваются таким образом, чтобы волокно о казалось в зоне интерференции (рисунок 2).



Рисунок 2 – Волоконно-оптический дифракционный метод

В местах экспонирования коэффициент преломления необратимо увеличивается и в волокне таким образом формируется периодическая структура полос с чередующимся показателем преломления. Волокно с продольной вариацией показателя преломления называется Брэгговской решёткой. Каждая полоса решётки отражает назад малую часть излучения. Для излучения с длиной волны в два раза большей, чем период решётки, отражённые лучи складываются в фазе и в результате появляется отражённый световой сигнал с интенсивностью 1..99% от и интенсивности падающей волны и очень узкой спектральной полосой (рисунок 3). Условия усиления отражённого света на определённой длине волны называются брэгговскими условиями, а длина волны на которой это происходит называется брэгговской длиной волны. Для всех остальных длин волн брэгговская решётка практически прозрачна. Брэгговская длина волны и коэффициент отражения решётки могут быть заданы с большой точностью в процессе изготовления решётки. Эти параметры должны оставаться постоянными на протяжении всего срока эксплуатации решётки. С другой стороны, брэгговская длина волны зависит от температуры и натяжения волокна.

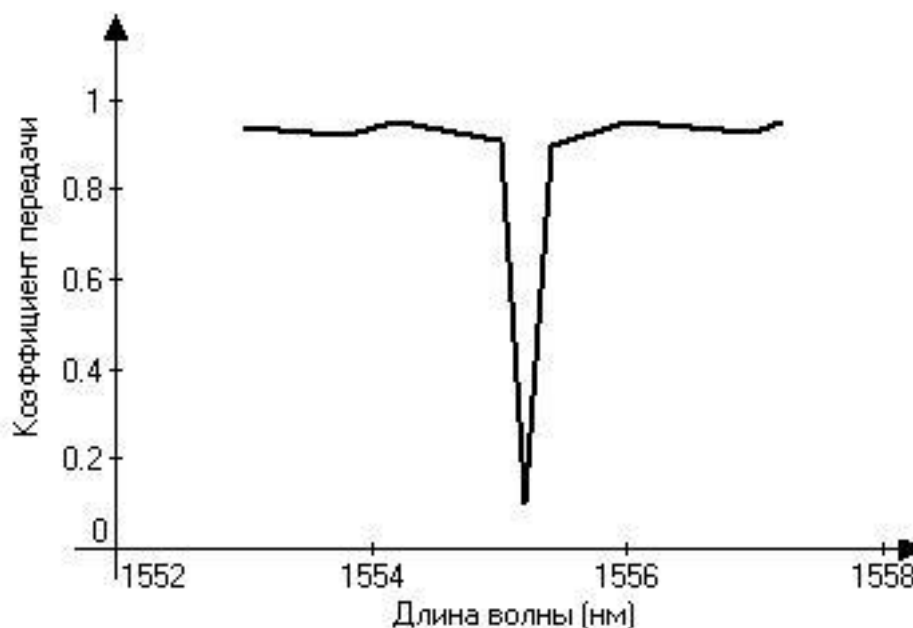


Рисунок 3 – Коэффициент передачи в зависимости от длины волны

Для телекоммуникационных целей такая нестабильность параметров решёток вредна и должна быть скомпенсирована. Однако этот эффект нашёл очень интересное применение в пассивных волоконно-оптических датчиках, где по изменению длины волны отражённого сигнала можно судить о температуре или величине приложенной нагрузки. Помимо простых отражательных решёток, которые служат в качестве узкополосного фильтра, отражая излучение с брэгговской длиной волны и пропуская практически без затухания излучение на других длинах волн, изготавливаются широкополосные отражательная решётка, отражающие излучение в спектральной полосе шириной в несколько нанометров, а также решётки смешения мод в которых происходит преобразование модового состава излучения.

Основные области применения волоконных брэгговских решёток:

- Оптические частотные мультиплексоры для телекоммуникационных систем;
- перестраиваемые и фиксированные узкополосные фильтры;

- компенсаторы дисперсии в волоконно-оптических линиях связи;
- частотно-селективные ответвители и устройства вывода света из волокна;
- лазерные диоды с брэгговской решёткой в качестве внешнего отражателя;
- в усилителях на базе волокна с добавками эрбия (Erbium Doped Fiber Amplifier, EDFA);
- мультиплексные пассивные волоконно-оптические датчики.

В волоконно-оптических датчиках на основе брэгговских решёток измеряемая величина (температура или механическое напряжение) преобразуется в смещение брэгговской длины волны.

Система регистрации преобразует смещение длины волны, отражённой брэгговской решёткой, в электрический сигнал.

Чувствительный элемент такого датчика не содержит электронных компонент и поэтому он является полностью пассивным, что означает возможность использовать его в зоне повышенной взрывоопасности, агрессивности, сильных электромагнитных помех. На одно волокно может быть установлено множество брэгговских решёток, каждая из которых даёт отклик на собственной длине волны. В этом случае вместо точечного датчика мы получаем распределённую систему регистрации с мультиплексированием по длине волны. Использование длины волны света в качестве информационного параметра делает датчик нечувствительным к долговременным дрейфам параметров источника и приёмника излучения, а также случайным затуханиям оптической мощности в волокне [13].

### **1.2.8 Метод дифференциальных давлений**

Метод основан на постоянстве градиента перепада давлений в смежных секциях при отсутствии утечек и в условиях температурного равновесия нефти с окружающей средой. Для применения данного метода нефтепровод останавливают, создают в нем повышенное давление и закрывают полностью все задвижки.

С помощью высокочувствительных дифференциальных манометров, установленных на задвижках, контролируют изменения во времени разностей давления в смежных секциях.

При отсутствии утечек эти разности связаны друг с другом простыми соотношениями. Если скорости изменения разностей давления в смежных секциях противоречат установленным соотношениям, то определяются секции, в которых возможна утечка нефти.

Недостаток данного метода в том, что он не является методом непрерывного контроля, а может использоваться лишь периодически. Кроме того для полного цикла испытаний требуется длительное время от 3 до 10 суток [14].

### **1.2.9 Визуальный метод**

Основан на непосредственном визуальном контроле трубопровода как посредством обходов, так и с использованием средств идеонаблюдения.

### **1.2.10 Радиоактивный метод**

Метод относится к неразрушающему контролю и может найти применение при диагностике состояния магистральных газонефтепроводов в процессе их эксплуатации. Сущность: способ включает перемещени

е внутри трубопровода снарядадефектоскопа, регистрацию его перемещения и излучения радиоактивных индикаторов. В качестве радиоактивных индикаторов используют содержащиеся в транспортируемом продукте природные радионуклиды и радиоактивные продукты их распада, накопившиеся в стенке трубопровода и прилегающем к внешней поверхности трубопровода грунте за время эксплуатации трубопровода. Регистрируют гаммаизлучение указанных радионуклидов, выделяют участки поверхности трубопровода с повышенным суммарным уровнем гаммаизлучения указанных радионуклидов и вычлняют из суммарного уровня гаммаизлучения гаммаизлучение короткоживущих изотопов и низкоэнергетическое гаммаизлучение радионуклидов. Характер дефекта определяют, сравнивая уровень гаммаизлучения короткоживущих изотопов с суммарным уровнем гамма-излучения или/и с уровнем низкоэнергетического гаммаизлучения на выделенном участке стенки трубопровода. Технический результат: обеспечение повышенной экологической безопасности инспекции и трубопровода и исключение возможности радиоактивного заражения [15].

### **1.2.11 Традиционный способ определения утечек**

Метод основан на анализе распространения сигнала непосредственно по нефтепродукту. Использование метода предполагает подключение специальных датчиков, установленных на трубопроводе:

- алгоритм, основанный на акустическом методе, использует датчики, регистрирующие акустический шум, возникший при истечении продукта сквозь дефект или при механическом воздействии на трубу. Волна, возникшая в результате этого воздействия, передается на датчики;
- алгоритм, основанный на методе анализа волны давления, использует высокочастотные датчики давления, регистрирующие изменение давления при истечении продукта сквозь дефект.

Структурная схема, иллюстрирующая описанный процесс, приведена на рисунке 4. От места истечения в обе стороны распространяется возмущение. Вдоль некоторого участка трубопровода располагаются датчики, способные зафиксировать это воздействие, полагаем, что сигнал, возникший по причине истечения нефтепродукта, будет восприниматься несколькими датчиками, но с некоторой задержкой. Эта задержка, зависит, от расстояния до источника сигнала и скорости распространения волны в среде:

$$\begin{aligned} T_1 &= f(l, V_{зв}), \\ T_2 &= f(L-l, V_{зв}), \end{aligned} \quad (5.15)$$

где  $l$  – расстояние от датчика до места истечения;  $V_{зв}$  – скорость распространения волны (зависит от свойств нефтепродукта).

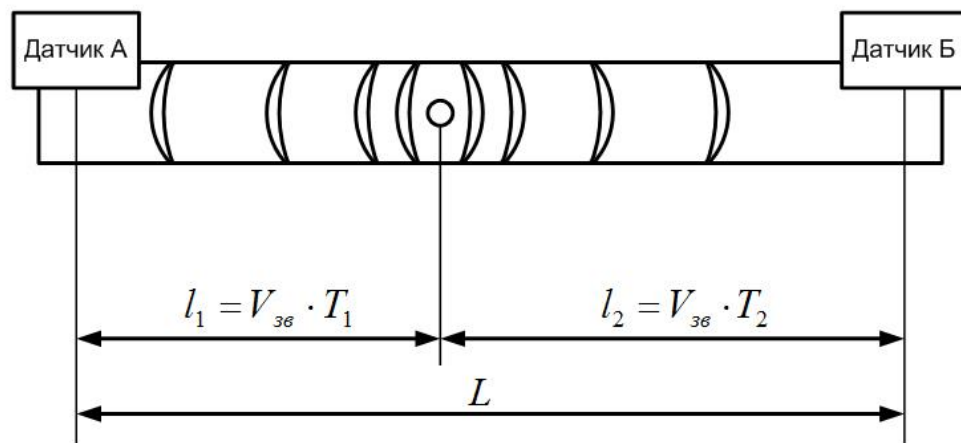


Рисунок 4 – Схема регистрации волны давления, возникшей при утечке  
Общий принцип локализации сигнала утечки заключается в определении временной задержки прихода волны на первый и второй датчики.

На максимальное время задержки  $\Delta t$  накладывается ограничение:

$$\Delta t \in \left[ 0; \frac{L}{V_{зв.теор.}} \right], \quad (5.16)$$

где  $L$  – расстояние между датчиками;  $V_{зв.теор.}$  – теоретическая скорость распространения звука в нефтепродукте.

Условие (5.16) должно быть выполнено исходя из того, что время прохождения сигнала, порожденного любым источником шума, находящимся между двумя датчиками, не может превышать времени прохождения сигнала от одного датчика до другого. Максимальное время прохождения сегмента  $L$  рассчитывается по формуле:

$$t_{общ} = \frac{L}{V_{зв}} = T_1 + T_2. \quad (5.17)$$

Тем самым мы определили разницу времени прихода волны на два датчика:

$$\Delta t = T_1 - T_2, \quad (5.18)$$

где  $T_1$  - время прохода волны от источника до первого датчика;  $T_2$  - время прохода волны от источника до второго датчика.

Скорость распространения звука в обе стороны одинакова:

$$V_{зв1} = V_{зв2} = V_{зв}. \quad (5.19)$$

Исходя из формул (5.17), (5.18) и (5.19), запишем систему уравнений:

$$\begin{aligned} \frac{l_1}{V_{зв}} + \frac{l_2}{V_{зв}} &= t_{общ} \\ \frac{l_1}{V_{зв}} - \frac{l_2}{V_{зв}} &= \Delta t \end{aligned}, \quad (5.20)$$

где  $l_1$  – расстояние от источника до первого датчика;  $l_2$  – расстояние от источника до второго датчика.

Решая систему уравнений (5.20) получаем расстояние до утечки, зная разницу прихода волны между обоими датчиками:

$$l_1 = \frac{t_{общ} + \Delta t}{2} V_{зв}. \quad (5.21)$$

В другом виде формулу (5.21) можно записать в виде:

$$l_1 = \frac{L + \Delta t V_{зв}}{2}. \quad (5.22)$$

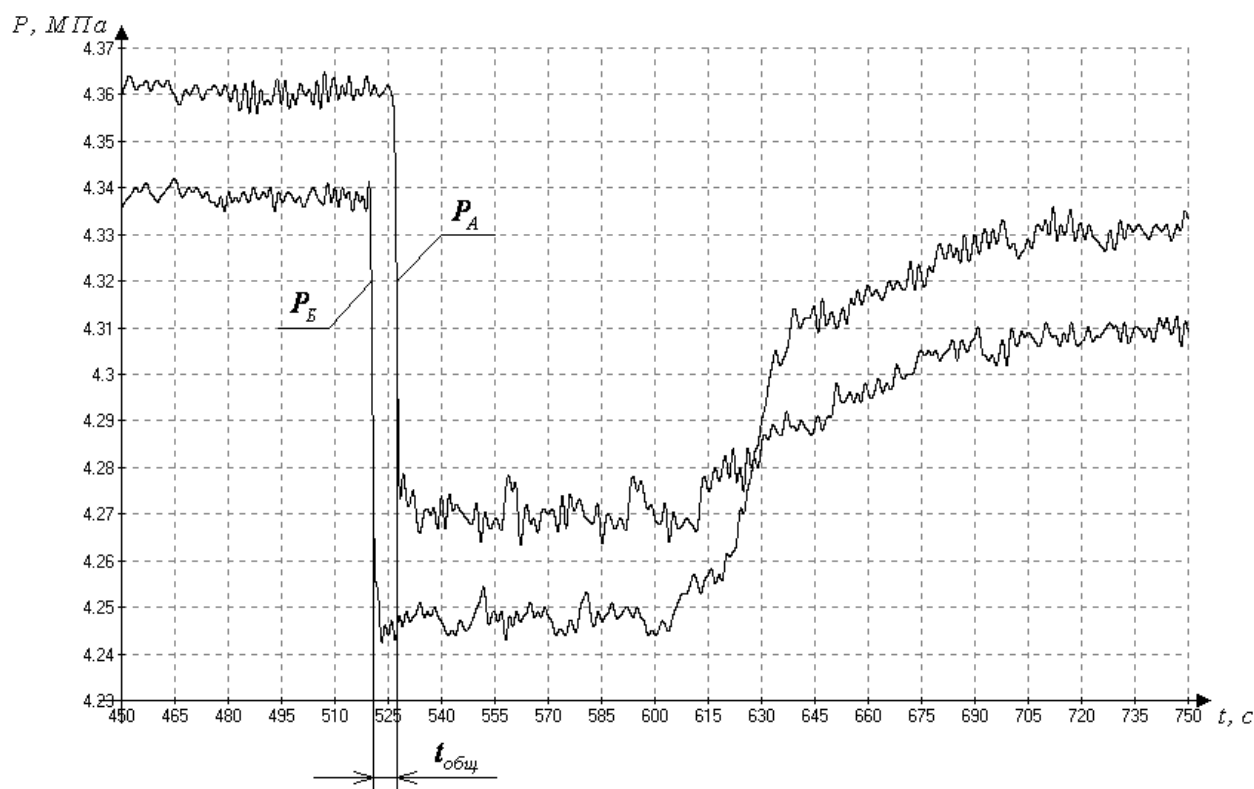
Для составления модели введем следующие условия:



- расстояние от датчика до источника  $l_1$  и  $l_2$  величина переменная;
- расстояние между датчиками  $L$  - величина постоянная;
- скорость распространения волны  $C$  условно постоянная величина, которую, для некоторого участка трубопровода и для некоторого времени измерения можно считать величиной неизменной, то есть константой это скорость распространения волны в нефтепродукте.

### 1.2.12 Расчет места утечки по временной задержке сигналов.

Организовав тестовый слив жидкости за пределами отрезка, можно экспериментально определить общее время прохождения волны давления по сегменту трубопровода между датчиками (рисунок 5).



$P_A$  – давление на датчике А;  $P_B$  – давление на датчике В

Рисунок 5 – Волна давления. Тестовый слив за пределами отрезка, соединяющего датчики

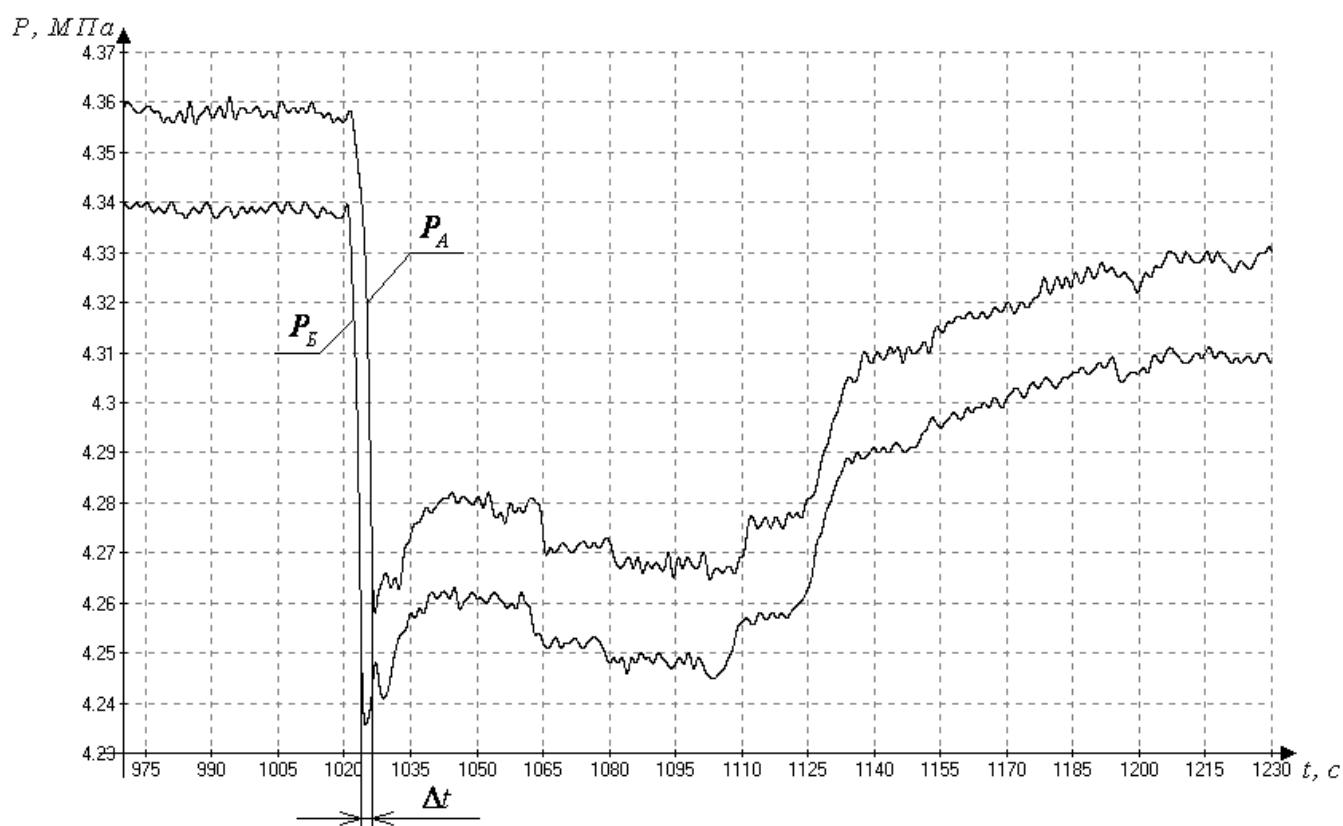
Из графика можно определить:

$$t_{\text{общ}} \approx 6,5 \text{ с}$$

Преобразовав формулу (5.17) можно получить формулу для вычисления скорости звука:

$$V_{\text{зв}} = \frac{L}{t_{\text{общ}}} = \frac{7456}{6,5} = 1147,1 \text{ м/с.}$$

Далее будут рассмотрены тренды давления при появлении утечки в сегменте трубопровода между датчиками (рисунок 6).



$P_A$  — давление на датчике А;  $P_B$  — давление на датчике В

Рисунок 6 – Волна давления. Утечка на участке трубопровода, соединяющего датчики

Также по графику можно определить:

$$\Delta t \approx 2,4 \text{ с.}$$

Для вычисления координаты утечки воспользуемся формулой (5.22):

$$l_1 = \frac{L + \Delta t V_{зв}}{2} = \frac{7456 + 2,4 \cdot 1147,1}{2} = 5104,52 \text{ м.}$$

В таблице 1 приведены фактические параметры тестового слива.

Таблица 1 – Фактические параметры

Параметр	Значение
Производительность участка (м <sup>3</sup> /час)	990
Диаметр утечки через калибровочную шайбу (мм)	10
Длина сегмента между датчиками (м)	7456
Расстояние от места утечки до датчика А, $l_1$ (м)	5336

Таблица 2 – Вычисленные параметры

Параметр	Значение
Скорость звука, $V_{зв}$ (м/с)	1147,1
Разница времени прихода волны на датчики, $\Delta t$ , (с)	2,4
Расстояние от места утечки до датчика А по временной задержке сигнала, $l_1$ (м)	5104,52
Погрешность определения координаты (м)	231,48
Погрешность определения координаты (%)	4,32

### **1.3 Средства диагностики утечек**

Комбинированные системы, использующие метод баланса вещества, анализ профиля давления и метод «волны давления».

#### **1.3.1 Компания ООО «Энергоавтоматика»**

Компания ООО «Энергоавтоматика» создана в марте 1992 года группой специалистов в области управления и технической диагностики ракетных двигателей.

В течение последующих лет основной деятельностью фирмы стало создание программного обеспечения для систем управления трубопроводного транспорта.

Созданные специалистами фирмы программы для моделирования процессов в трубопроводах позволяют учитывать такие факторы как сжимаемость и вязкость, теплообмен и фазовые переходы, изменение свойств перекачиваемого продукта по длине трубы, кавитацию в насосах, помпаж в компрессорах и другие. Область их применения включает системы диагностики утечек, тренажеры операторов нефтепроводов и операторов НПС, моделирование нефтегазопроводов, трубопроводов для перекачки сжиженных газов (аммиак, ШФЛУ), стабильных нефтепродуктов (бензин, керосин и т.п.), других жидкостей и газов. Математические модели одинаково эффективны как для расчетов установившихся режимов, так и для моделирования динамических процессов, таких как начало перекачки, запуск и останов насосов (компрессоров), функционирования системы управления, различного рода аварийных ситуаций.

История создания системы определения утечек. Первая система диагностики утечек была установлена Энергоавтоматикой в Тюменском районном диспетчерском пункте ОАО СИБНЕФТЕПРОВОД

в 1995 году. Называлась она LeakSYS и функционировала под ОС MS DOS (рисунок 7).

Эта была первая в России система диагностики утечек из магистрального нефтепровода, которая использовала математическую модель.

Аналогичные системы были установлены еще в пятнадцати региональных нефтепроводных компаниях. Они контролируют более 31 000 километров магистральных нефтепроводов. Эти системы интегрированы с различными системами SCADA, такими как MicroSCADA фирмы АББ; MMGAM; РЕАЛТАЙМ (ВИРАИНВЕСТ); GENESIS фирмы ICONICS; ЭлеСи.

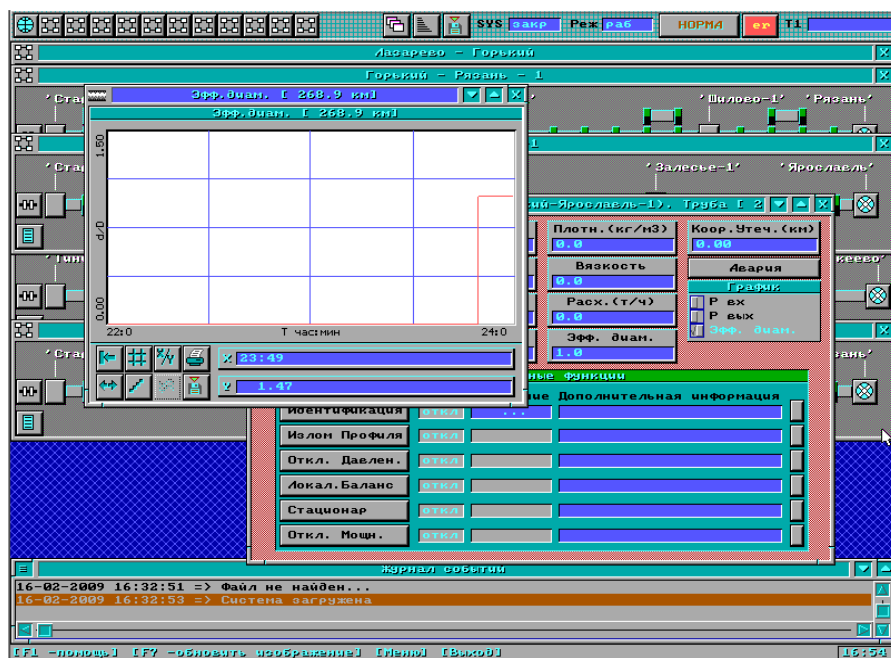


Рисунок 7 – Окно программы LeakSYS

Основные компоненты системы LeakSPY COY состоит из следующих основных функциональных модулей (рисунок 8).

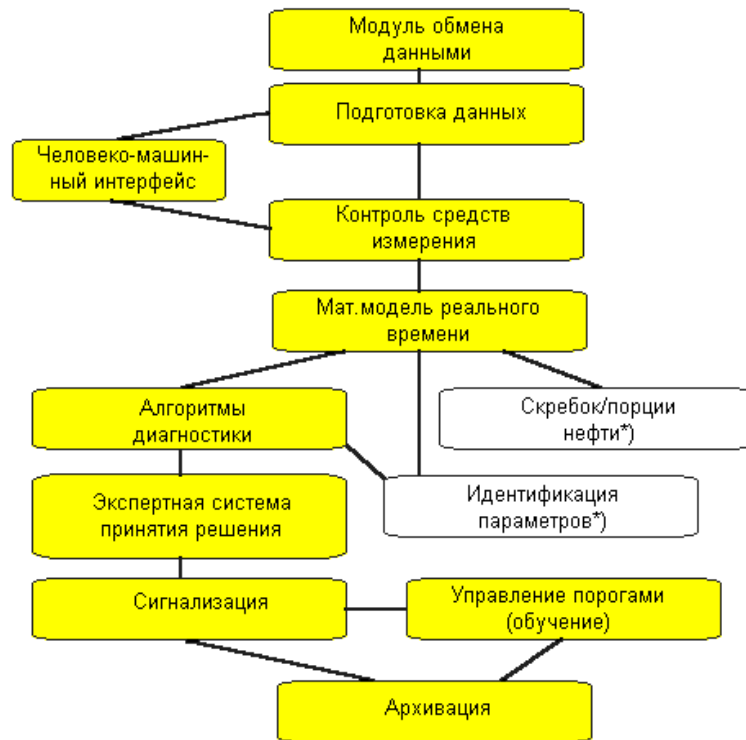


Рисунок 8 – Структура системы LeakSYS

Модуль обмена данными. Связь с SCADA по локальной сети.

Модуль подготовки данных. Обработка полученной из SCADA информации, контроль ее достоверности и целостности, сохранение ее во внутренней базе данных.

Модуль контроля средств измерения. Контроль достоверности информации, полученной от средств измерения, определение неисправных каналов, либо испорченных измерений.

Модуль алгоритмов диагностики. Этот модуль объединяет в себе различные алгоритмы, используемые для контроля герметичности, а также определения места возникновения утечки.

Структура модуля является гибкой и позволяет в зависимости от объекта диагностирования добавлять или исключать те или иные алгоритмы.

Модуль динамической математической модели нефтепровода. Этот модуль представляет собой динамическую математическую модель

нефтепровода, функционирующую в реальном масштабе времени.

Расчеты проводятся на основе полученной измерительной информации и используются алгоритмами диагностики для принятия решения.

Модуль принятия решений (Экспертная система). Анализ информации о технологическом процессе и диагнозов модуля диагностики. Принятие окончательного диагноза.

Модуль архивации. Ведение архивов и журналов.

Модуль человекомашинного интерфейса. Этот модуль отвечает за связь программы с диспетчером: представление информации в виде графических объектов на экране, генерацию звуковых сообщений и прием команд от диспетчера.

Модуль управления порогрммами. Осуществляет адаптацию алгоритмов.

Модуль аварийной сигнализации.

В центральном окне программы (рисунок 9) отображается технологическая схема контролируемого трубопровода. Цвет трубы на схеме меняется в зависимости от режима работы трубопровода (остановлен, стационарный, нестационарный). Также на схеме отображаются состояния задвижек, насосных агрегатов, показания текущих значений технологических параметров (давления, расхода ит.д.).

В процессе работы LeakSPY производит анализ качества данных с контрольноизмерительных пунктов (датчиков), в случае получения некорректных показаний LeakSPY может отбраковывать датчики, что так же отображается на технологической схеме. Такая же функция реализована в АРМ оператора СОУ, разработанной ОАО «Нефтеавтоматика».

Под технологической схемой находится журнал программы. В нем в хронологическом порядке выводятся записи о происходящих в трубопроводе событиях.

В случае обнаружения утечки срабатывает светозвуковая

сигнализация, а место утечки выделяется цветом на технологической схеме трубопровода.

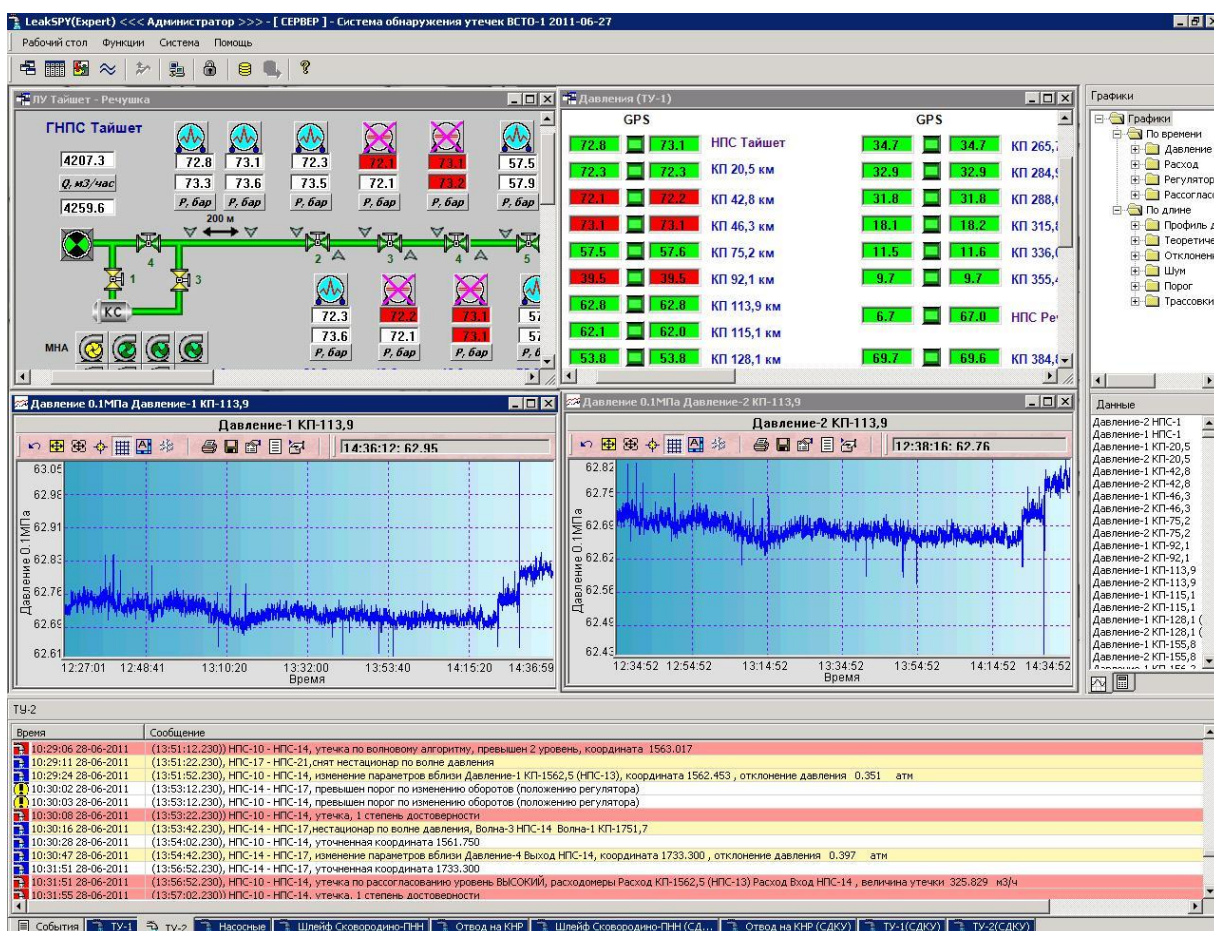


Рисунок 9 – Окно программы LeakSPY (Expert)

В процессе работы LeakSPY сохраняет обрабатываемые данные в базу данных, в случае необходимости, впоследствии их можно воспроизвести в специальном режиме работы LeakSPY. Также в базе данных сохраняется журнал событий (утечек и т.д.)

Также LeakSPY позволяет идентифицировать и контролировать текущую скорость звука в трубопроводе.



### 1.3.2 Компания PSI

Немецкая компания, являющаяся одним из европейских лидеров по поставке ПО для диспетчеризации и автоматизации технологических процессов (в 2007 году чистый совокупный доход составил 132 млн. евро). PSI разрабатывает и интегрирует программные продукты для решения сложных задач по управлению сетью, производством и инфраструктурой. Компания является ведущим разработчиком программных продуктов для управления производством на европейском рынке, и специализируется на предоставлении систем управления для поставщиков энергоресурсов, промышленности и крупных сетевых провайдеров.

В секторе энергетики PSI Energy Oil & Gas разрабатывает комплексные решения для транспортировки, распределения и управления нефтью, газом, водой и электричеством. В дополнение к разработке самых современных систем контроля и управления, компания предлагает интерактивные бизнесприложения, такие как моделирование в режиме реального времени, прогнозирование спроса, обнаружение и локализация утечек, управление и оптимизация сделок.

Система обнаружения утечек. В области СОУ компания придерживается следующей политики: проекты осуществляются в тандеме с компанией-интегратором, которая поставляет оборудование и необходимое ПО нижнего уровня, устанавливает и настраивает его. Компания PSI, со своей стороны поставляет, АРМ СОУ с ПО и обеспечивает его настройку и общую информационную поддержку проекта.

ПО СОУ Nessi компании PSI сочетает метод массового баланса, волновой метод, анализ профиля давления и метод контроля давления в изолированных секциях. ПО работает на базе универсальной SCADA-

системы PSI, использование которой позволяет добиться высочайшей надёжности и гибкости СОУ.

Кроме собственно функции обнаружения утечек Nessi включает гидродинамическую модель, работающую в режиме реального времени, тренажёр оператора, а так же, в качестве опции следующие программные модули: систему ведения коммерческого учёта продукта, систему ведения отчётной документации, модуль расчёта предельных режимов и ресурса трубопровода.

Система мониторинга и контроля на базе ПО PSI внедрена на трубопроводе «Голубой поток».

На базе предложений PSI органом стандартизации TUV разработаны требования к СОУ, являющиеся обязательным для исполнения в Германии и ряде стран Европы (TRFL).

В настоящее время PSI выполняет несколько проектов СОУ в России [16].

### **1.3.3 Компания «Комбит»**

«КОМБИТ» это инжиниринговая компания, предоставляющая полный спектр инжиниринговых услуг для предприятий нефтегазовой отрасли: от проведения предпроектных изысканий до ввода готового объекта в эксплуатацию

Направление деятельности «КОМБИТ» является поставка контрольноизмерительных приборов и систем для резервуарных парков и трубопроводов нефтегазовых предприятий. Компания является эксклюзивным представителем таких всемирно известных брендов, как Rosemount Tank Gauging (радарные уровнемеры Saab), Controlotron (сейчас Siemens) и Ametek Drexelbrook. В программе поставок КОМБИТ: радарные уровнемеры и система учета для резервуарных

парков, ультразвуковые расходомеры высокой точности, датчики и сигнализаторы уровня и раздела фаз.

Система обнаружения утечек. Система собирает, обобщает и анализирует все доступные технологические данные. В результате этого комплексного анализа система выдаёт аварийный сигнал о наличии утечки и её координате. Оператор имеет возможность проанализировать технологические данные, предоставляемые системой и на их основании принять окончательное решение о факте утечки.

За счет высокой точности измерения расхода ультразвуковыми расходомерами удалось реализовать комплексный подход к обнаружению утечек, совмещающий волновой метод, объемнобалансовый метод и метод анализа профиля распределения давления. Взаимодополняющее использование перечисленных методов позволяет с одной стороны фиксировать малые утечки с малой вероятностью ложных срабатываний, а с другой стороны с высокой вероятностью обнаруживать медленно развивающиеся утечки.

Характеристики системы могут варьироваться в широком диапазоне и зависят от состава и точности используемых средств измерения и технологических особенностей конкретного трубопровода.

### **1.3.4 ОАО «Нефтеавтоматика»**

Система обнаружения утечек появилась в числе продуктов ОАО «Нефтеавтоматика» в 2008 г. Данные СОУ применимы на участках трубопроводов протяженностью более 150м от СИКН до объектов принимающей нефть и нефтепродукты стороны.

В основе СОУ ОАО «Нефтеавтоматика» легли следующие методы обнаружения утечек:

- метод материального баланса;

- метод определения утечки по волне давления;
- метод анализа профиля давления по длине трубопровода;
- метод анализа зависимости расхода и давления.

В состав СОУ ОАО «Нефтеавтоматика», структура которой представлена ниже (рисунок 10), входит следующее оборудование:

- средства измерений полевого уровня (датчики давления и температуры, ультразвуковые расходомеры);

- программнотехнический комплекс «Система обнаружения утечек»:

- 1) линейные измерительные станции (ЛИС) шкафного исполнения, включающие в себя промышленные контроллеры «Modicon» фирмы «Schneider Electric» и коммуникационное оборудование, устанавливаемые в начале и конце контролируемого участка;

- 2) АРМ СОУ на основе серверной платформы с программным комплексом «АРМ оператора системы обнаружения утечек в трубопроводах».

В качестве средств измерения (СИ) давления и температуры используются высокоскоростные датчики фирмы Endress&Hauser, в качестве СИ расхода – ультразвуковые расходомеры UFM 3030 фирмы KRONHE.

Компьютер, предназначенный для АРМ оператора СОУ, представляет собой сервер фирмы HP с ОС Microsoft Server 2003 и СУБД Oracle. В качестве контроллера ЛИС используется промышленный контроллер Modicon фирмы Schneider Electric.

Исходными данными анализа в СОУ являются:

- массовый (объемный) расход потока, температура, плотность и вязкость в начале контролируемого участка (данные принимаются по цифровым каналам из СИКН);

- давление в начале контролируемого участка с датчиков давления, входящих в состав СОУ;

— объёмный расход, давление и температура в конце контролируемого участка с датчиков, входящих в состав СОУ.

Данные в начале и конце контролируемого трубопровода принимаются и обрабатываются промышленными контроллерами. Далее подготовленная информация передается по имеющимся на объекте каналам связи в базу данных АРМ СОУ по OPC протоколу.

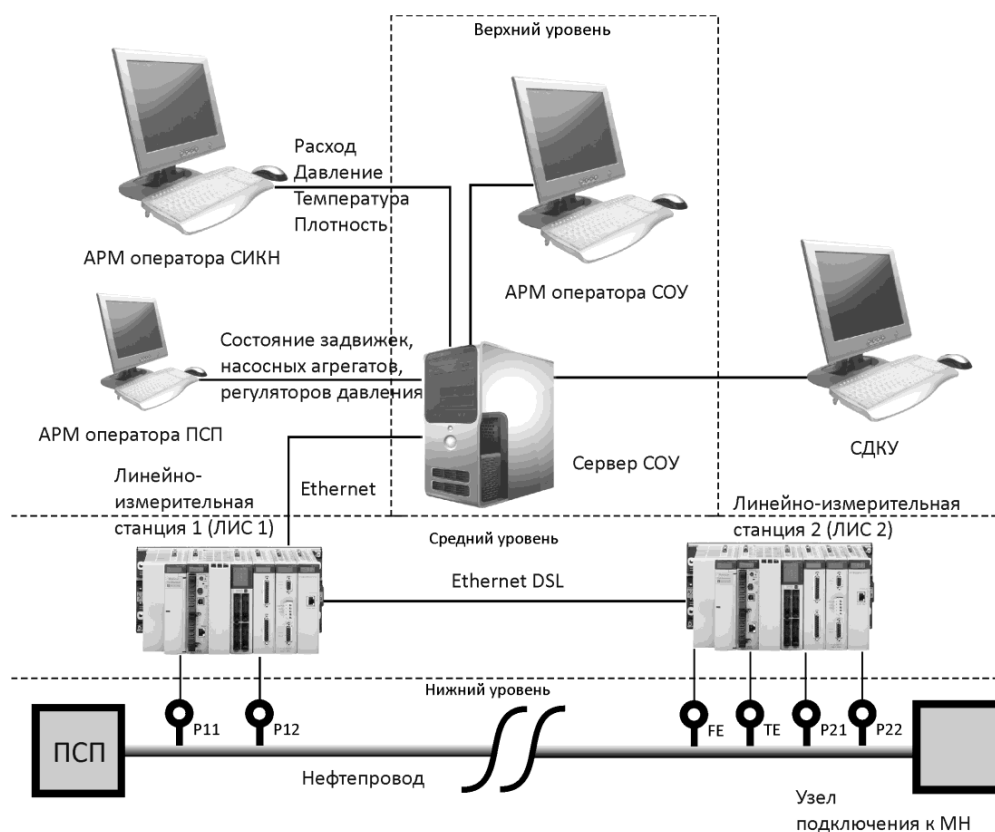


Рисунок 10 – Структурная схема СОУ ОАО «Нефтеавтоматика»

Данные в начале и конце контролируемого трубопровода принимаются и обрабатываются промышленными контроллерами. Далее подготовленная информация передается по имеющимся на объекте каналам связи в базу данных АРМ СОУ по OPC протоколу.

Информация, поступающая в программный комплекс «АРМ оператора СОУ» в реальном масштабе времени, проходит предобработку, на основе модели потока в трубе обеспечивает

непрерывный мониторинг состояния потока, диагностику факта и места утечки, а также расчет величины утечки.

В основе анализа лежит метод материального баланса, заключающийся в сравнении показаний расходомеров в начале и конце контролируемого участка.

Небольшие по размеру и быстроразвивающиеся утечки обнаруживаются методом анализа волны давления, распространяющейся от места утечки при ее образовании. Метод волны давления и профиля давления позволяет определять место образования утечки [17].

### **1.3.5 Компания Group LB**

Система обнаружения утечек WaveControl работает по принципу обнаружения и моментального фиксирования волны давления при утечке.

Благодаря использованию в системе высокоскоростных датчиков точность локализации места повреждения или утечки не превышает 500 метров. Скорость обнаружения повреждений от 80 до 140 секунд. Структурная схема системы представлена на рисунке 11.

Состав системы.

Датчик давления:

— Устанавливается на трубопровод и находится в контакте с продуктом;

— Измеряет давление в трубопроводе и передаёт информацию в локальный контроллер при помощи 4-40 мА линии связи.

Локальный контроллер:

— оцифровывает показания датчиков давления;

— вычисляет корреляцию динамического давления и профиль волны перепада давления;

- сравнивает корреляцию с порогом;
- выполняет диагностику подключенных модулей и датчиков;
- использует GPS для синхронизации данных;

Центральный контроллер:

- обрабатывает информацию, поступающую от локальных контроллеров, распознаёт и регистрирует факт возникновения утечки;
- выполняет диагностику системы и подключенных локальных контроллеров;
- использует GPS для синхронизации данных.

АРМ оператора:

- обеспечивает вывод данных о состоянии охраняемого трубопровода на экраны диспетчерского компьютера(ов) системы;
- выводит тревоги о зафиксированных утечках;
- поддерживает базу данных событий.

Линии связи:

обеспечивают соединения между центральным контроллером и локальными контроллерами.

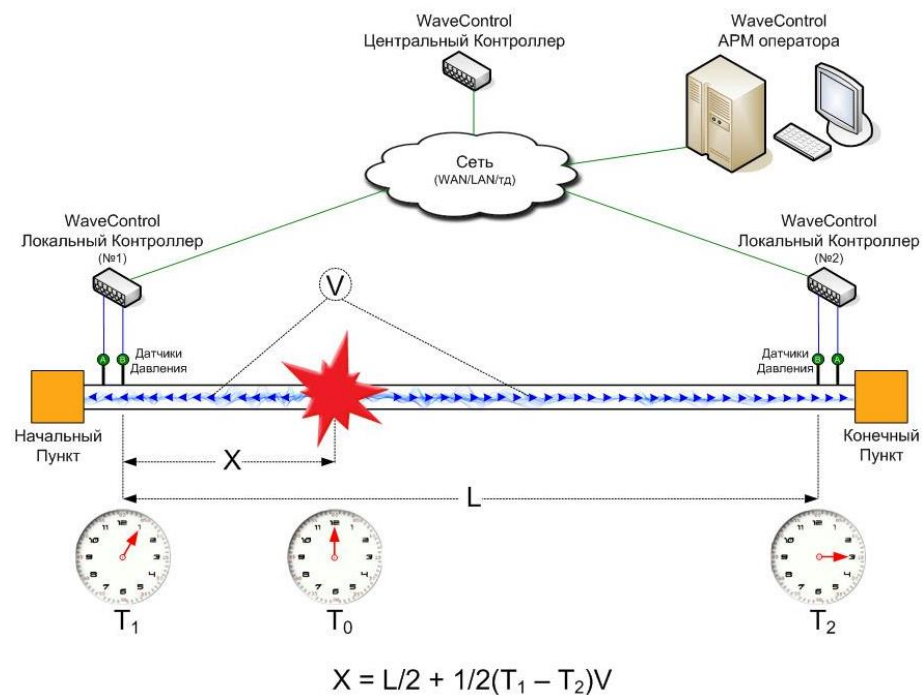


Рисунок 11 – Структурная схема COU Group LB

Локализация утечки.

Вследствие утечки или врезки, волны разрежения распространяются от места утечки в обоих направлениях и регистрируются датчиками давления системы. Для локализации места утечки, необходимо вычислить время прохождения волны разрежения давления от места утечки до датчиков системы, установленных на концах защищаемого участка трубопровода (рисунок 8 показывает алгоритм вычисления местоположения утечки в трубопроводе).

Автоматическая корректировка скорости распространения волн в продукте.

Для точного вычисления координаты утечки необходимо достоверно знать скорость распространения волн в продукте. Эту информацию можно получить при помощи замеров скорости распространения сквозных волн, которые вызваны технологическими процессами.

Для этого, система «WaveControl» анализирует зарегистрированные сквозные волны и вычисляет их скорости по формуле:

$$V = L / (T1 - T2), \quad (4.1)$$

где  $L$  – это длина защищаемого участка трубопровода;  $T1$  и  $T2$  – это времена регистрации волны перепада давления в начале и в конце защищаемого участка трубопровода.

Если новое значение скорости выходит за рамки допустимых отклонений значений, то для последующих вычислений системное значение скорости заменяется на только что полученное новое значение, и в АРМ передается соответствующее сообщение о произошедших изменениях.

Применение фильтров направления волны.

Как правило, датчики давления размещаются рядом с насосными станциями и активными клапанами контроля потока, которые, чаще всего, приносят нежелательные колебания шум в транспортируемый



продукт. В таких случаях устанавливаются два датчика давления, расположенных друг от друга на расстоянии от 20 до 100 метров. Такие двойные датчики образуют фильтр, позволяющий определить направление волны. Такой фильтр, позволяет отсекают волны, вызванные технологическими процессами, при этом не влияя на волны, которые вызваны утечками в защищенной секции трубопровода.

## 2. Описание объекта исследования

В систему трубопроводного транспорта нефтепродуктов входят следующие основные объекты [18, 19] (рисунок 12):

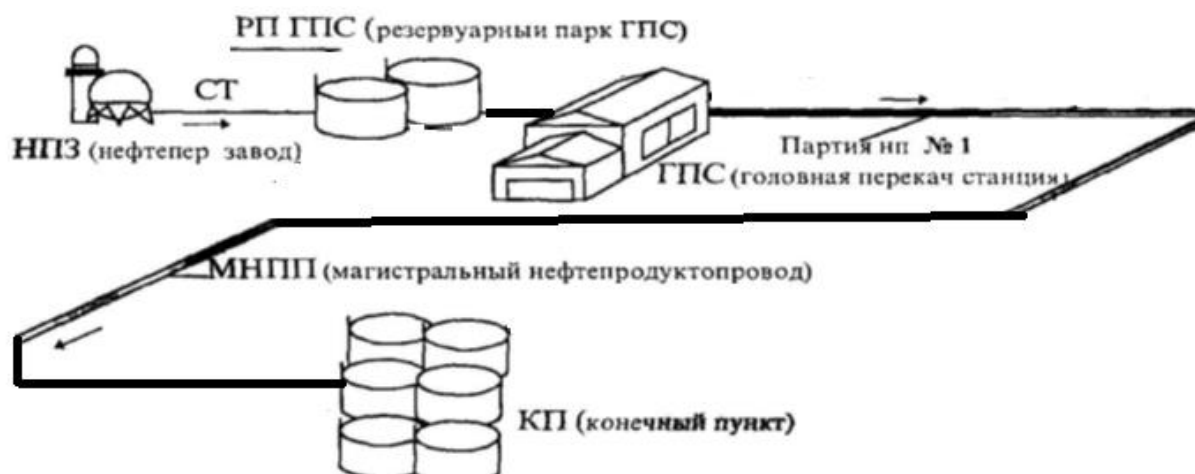


Рисунок 12 – Система трубопроводного транспорта нефтепродуктов – соединительные трубопроводы (СТ), соединяющие нефтеперерабатывающий завод с головной перекачивающей станцией;

- головная перекачивающая станция (ГПС), которая служит для последовательной подачи продукта в нефтепровод и создания требуемого напора. Чаще всего в ГПС включен резервуарный парк для накопления требуемых для перекачки объемов нефтепродуктов, их учета и поддержания равномерного поступления и откачки нефти [5];
- линейная часть (ЛЧ) магистрального нефтепродуктопровода с линейными сооружениями;
- промежуточные перекачивающие станции (ППС), которые располагаются на границе соседних участков и служащие для дополнительного напора, который будет обеспечивать дальнейшую перекачку нефтепродуктов;
- ответвления и отводы к промежуточным потребителям;
- конечный пункт нефтепровода (КП), где нефтепродукты перекачивают из труб в местные резервуары и далее либо доставляют потребителям (автомобильным, водным или железнодорожным транспортом), либо транспортируют на другую нефтепроводную систему [19].

Перекачивающие станции нефтепровода — это сложные инженерные сооружения, создающие в трубах достаточную для перемещения нефти разность напоров. Такие станции, как правило, должны располагаться на расстоянии 100-150 км друг от друга, но в отдельных случаях они могут находиться еще дальше [50]. Количество перекачивающих станций, как и диаметры труб магистрали, рассчитываются в рамках технико-экономической оптимизации.

Промежуточные перекачивающие станции (ППС) располагаются по трассе нефтепродуктопровода с определенным шагом, определяемым как гидравлическими, так и другими условиями [20]. В зависимости от выполняемых технологических операций ППС могут быть наливными или просто перекачивающими. На наливных ППС нефтепродукты не только перекачивают, но и осуществляют частичный

отпуск потребителям или перевалку на другие виды транспорта, поэтому такие ППС имеют резервуарный парк, обеспечивающий выполнение указанных функций. Перекачка нефтепродуктов наливными ППС осуществляется через подключенные резервуары, когда нефтепродукт из трубопровода предыдущего участка подается сначала в резервуары ППС, а затем откачивается в следующий участок. В таких случаях соседние участки нефтепродуктопровода оказываются гидравлически несвязанными друг с другом. Однако перекачка нефтепродуктов может осуществляться также по схеме «из насоса в насос», когда трубопровод предыдущего участка подает нефтепродукт непосредственно на линию всасывания ППС. В этом случае соседние участки гидравлически связаны друг с другом. В составе ППС имеются те же объекты, что и в составе ГПС, но вместимость их резервуарных парков обычно значительно ниже, чем на ГПС. Кроме всего этого, иногда используются схемы транспортировки «из насоса в насос» с подключенным резервуаром на ППС (когда расходы по участкам разные) или с частичным сбросом НП в резервуары ППС.

Конечные пункты (КП) трубопроводной магистрали предназначены, прежде всего, для приема нефти из трубопровода, поэтому в их состав входят крупные резервуарные парки, причем для каждого сорта нефтепродуктов имеется как минимум по два резервуара (рисунок 12). Вторым назначением КП является отгрузка нефтепродуктов потребителям или перевалка на другие виды транспорта. Так как во многом процесс распределения несёт вероятностный характер, местные резервуары имеют большие ёмкости, чтобы компенсировать неравномерность работы самого трубопровода и отгрузки нефтепродуктов. Следующим назначением конечного пункта является раскладка смеси транспортируемых нефтепродуктов, образующейся при их последовательной транспортировке.

Для этого на территории КП стоят смесевые резервуары, в которые перекачивают части смесей для последующей раскладки по исходным нефтепродуктам. К основным объектам КП также относятся пункты заправки автомобильных цистерн и железнодорожные наливные эстакады с комплексом необходимого оборудования и средств автоматики.

Резервуарные парки состоят из вертикальных и горизонтальных стальных резервуаров. Чаще используются резервуары вертикального типа (РВС) со стационарной крышей, изготовленные из стальных листов. Диаметр основания такого резервуара составляет 40 м, а его высота до 20 м. Объем может быть от 50 до 100 тыс. м<sup>3</sup>, толщина стенки от 5 до 25 мм, максимальное избыточное давление не превышает 0,02 атм. Днище РВС покоится на песчаной подушке, щитовая кровля опирается на фермы, а у резервуаров большой вместимости на центральную стойку. Также используют вертикальные стальные резервуары с понтонами (РВСП). По конструкции эти резервуары схожи с резервуарами РВС имеется стационарная крыша. Отличается конструкция резервуаров данного типа в том, что поверхность содержимого не открытая, а на ней плавает металлический или синтетический понтон, который способствует сокращению испарения нефтепродуктов. В резервуарных парках применяют также и вертикальные стальные резервуары с плавающей крышей (РВСПК), которые отличаются от РВС отсутствием стационарной крыши. Функцию крыши выполняет полый цилиндрический короб, плавающий на поверхности нефтепродукта, который опускается вместе с содержимым вниз при опорожнении резервуара и, наоборот, поднимается вверх, когда резервуар заполняется. Горизонтальные стальные резервуары (РГС) небольшого объема (до 100 м<sup>3</sup>) нашли своё применение в основном для сбора утечек, однако резервуары такого типа больших ёмкостей (до 10 тыс. м<sup>3</sup>) также эксплуатируются и для

специального подземного хранения нефтепродуктов. Нефтяные резервуары оснащаются дыхательными клапанами, противопожарными системами, люкамилазами для обслуживания и ремонта, уровнемерами, приборами контроля и другими средствами автоматики.

Главным элементом линейной части нефтепродуктопроводной системы является сам трубопровод [21]. Диаметры и толщины стенок нефтепродуктопроводов даны в таблице 3. Для линейной части трубопроводов применяют сварные (прямого или спиралеобразного типа) и бесшовные горячекатаные стальные трубы с термообработкой, имеющие диаметр от 219 до 426 мм. Также используются электросварные трубы (с продольным или спиральным типом шва) диаметром 529 мм из высокопрочных низколегированных и углеродистых сталей, благодаря которым магистраль готова выдерживать внутреннее давление до 65 атм. В добавок к трубопроводам и отводам от них, линейный участок нефтепроводов содержит подводные переходы через естественные и искусственные преграды (ручьи, реки, овраги, железные дороги), запорные устройства, системы технологической связи, установки электрохимической защиты трубопровода от коррозии, сооружения диспетчерской службы и т.п.

Таблица 3 – Диаметры трубопроводов линейной части.

Диаметр труб, мм		Толщина стенки, мм						
Наружный	Условный							
219	200	4	5	6	7	-	-	-
273	250	4	5	6	7	8	-	-
325	300	4	5	6	7	8	9	-
377	350	4	5	6	7	8	9	-
426	400	4	5	6	7	8	9	10
529	500	-	5	6	7	8	9	10

## 2.1 Описание процесса транспортировки жидкости в трубопроводе

Основными уравнениями, характеризующими процесс транспортировки жидкости в линейной части трубопровода, являются [22, 23, 24]:

1. Уравнение неразрывности:

$$\frac{\delta \rho S}{\delta t} + \frac{\delta \rho u S}{\delta x} = 0, \quad (2.1)$$

где  $u$  – скорость течения жидкости,  $S$  – площадь поперечного сечения потока (трубопровода),  $\rho$  – плотность жидкости.

2. Закон изменения количества движения:

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} \right) = - \frac{\delta p}{\delta x} - \frac{4}{d} \tau_w - \rho g \sin \alpha(x), \quad (2.2)$$

где  $g$  – ускорение свободного падения,  $\alpha(x)$  – угол наклона оси трубопровода к горизонту;  $\alpha(x) < 0$  – на нисходящих участках,  $\alpha(x) > 0$  – на восходящих,  $\tau_w$  – касательное напряжение на стенках трубы,  $p$  – давление в трубопроводе.

3. Уравнение баланса механической энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} \right) + u \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + \int \frac{dp}{\rho} + gz \right) = n^{\text{внутр}}, \quad (2.3)$$

Где  $n^{\text{внутр}}$  – удельная мощность сил внутреннего трения слоев жидкости друг о друга,  $z$  – высотная отметка трубопровода,  $\alpha_k$  – коэффициент Кориолиса.

4. Уравнение баланса полной энергии:

$$\frac{\delta}{\delta t} \left[ \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} \right) \rho S \right] + \frac{\delta}{\delta x} \left[ \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} + \frac{p}{\rho} \right) \rho u S \right] = p dq_n - \rho u g S \frac{dz}{dx}, \quad (2.4)$$

где,  $q_p$  – поток тепла проходящий через единицу площади поверхности трубопровода в единицу времени,  $ev_{нут}$  – удельная внутренняя энергия.

Данные уравнения характеризуют процесс транспортировки жидкости. При возникновении утечки на стационарном режиме транспортировки неизменяющимися параметрами технологического процесса можно считать только значения давления в начале и конце технологического участка трубопровода (соответственно на выходе из резервуара головной нефтеперекачивающей станции (ГПС) и на входе в резервуар конечного пункта). Значения параметров работы всей остальной транспортной инфраструктуры нефтепродуктов, так или иначе, изменяются при нарушении герметичности. [25, 11, 26].

Напор  $h_x$  в произвольной точке технологического участка  $x$  с координатой  $L_x$  при заданном расходе в трубопроводе  $Q_0$  может быть представлен в виде:

$$h_x(Q_0) = h_{вх} + \sum_{i=0}^n H_i(Q_0) - [\sum_{i=0}^f h_i^{mc}(Q_0) + \sum_{i=1}^k h_i^{ly}(Q_0)], \quad (2.5)$$

где  $h_{вх}$  – напор на входе технологического участка (выходе из резервуара), м;  $H_i(Q_0)$  – напор, производимый насосом, расположенном до точки  $L_x$ , при заданном расходе  $Q_0$ , м;  $n$  – число насосов, расположенных до точки  $L_x$ ;  $h_i^{mc}(Q_0)$  – потеря напора на местном сопротивлении, расположенном до точки  $L_x$ , при заданном расходе  $Q_0$ , м;  $f$  – число местных сопротивлений, расположенных до точки  $L_x$ ;  $h_i^{ly}(Q_0)$  – потеря напора на линейном участке, расположенном до точки  $L_x$ , при заданном расходе  $Q_0$ , м;  $k$  – число линейных участков, расположенных до точки  $L_x$ .

При возникновении утечки с расходом  $Q_{ут}$  и с координатой  $L_{ут}$  расход до точки утечки возрастет до значения  $Q_1$ , а после точки утечки уменьшится до значения  $Q_2$ . Указанные расходы по определению связаны соотношением:

$$Q_1 + Q_2 = Q_{ут}, \quad (2.6)$$

Далее для определенности рассмотрим случай расчета снижения давления в требуемой произвольной точке  $x_1$ , расположенной до точки утечки. (Для точек, расположенных после точки утечки, можно провести аналогичные выкладки относительно конца технологического участка).

Снижение давления  $\Delta P_{x_1}$  до точки утечки (в точке с координатой  $L_{x_1}$ ) при увеличении расхода в трубопроводе до  $Q_1$  составит:

$$\Delta P_{x_1} = P_{x_1}(Q_0) - P_{x_1}(Q_1), \quad (2.7)$$

В общем виде функция  $\Delta P(Q)$  нелинейная относительно  $Q$  и её можно представить следующим образом [27]:

$$\Delta P_{x_1} = f(Q_{ут}, l_{ут}, t_{ут}, X, Y, K, L, T^0, x_1), \quad (2.8)$$

где  $Q_{ут}$ ,  $l_{ут}$ ,  $t_{ут}$  расход, координата и время возникновения утечки соответственно;  $X, Y$  векторы параметров основных и подпорных насосов (скорость вращения, время включения, отключения);  $K$  вектор параметров качества нефтепродуктов (например, плотность, вязкость);  $L$  параметры задвижек на линейном участке (положение задвижки, время открытия/закрытия, координата задвижки относительно нулевой точки);  $T^0$  – температура нефтепродукта;  $x_1$  координата точки, на которой будет вычисляться падение давления  $\Delta P_{x_1}$ ;  $f$  некоторая функция, описывающая зависимость падения давления  $\Delta P$ .

По известной зависимости  $f$ , зная  $\Delta P$  и значения остальных параметров процесса транспортировки нефтепродукта, можно вычислить месторасположение утечки  $l_{ут}$ . Точность вычисления будет зависеть от точности измерения параметров и точности аппроксимации  $f$ .



## 2.2 Математическое описание движения жидкости

Принято считать, что движение жидкости характеризуется тремя параметрами: давлением  $P$ , скоростью  $u$ , плотностью  $\rho$  [28]. При составлении модели можно предположить, что плотность транспортируемого продукта не зависит от давления. Для баротропных жидкостей число зависимых переменных сокращается до двух – давление и скорость, следовательно, такое движение может быть описано системой из двух уравнений: уравнение движения и уравнение неразрывности.

Дифференциальное уравнение движения (по Эйлеру) для одномерного течения с учетом сил сопротивления имеет вид:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R}, \quad (5.1)$$

где  $P$  – давление;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического трения;  $u$  – скорость потока;  $\rho$  – плотность;  $R$  – радиус сечения трубы.

Уравнение неразрывности выражает закон сохранения массы для любого объема движущейся жидкости, описывается дифференциальным уравнением:

$$\frac{\partial P}{\partial t} + u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} = 0, \quad (5.2)$$

или

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x}, \quad (5.3)$$

где  $C$  – скорость распространения ударной волны в трубе.

Дифференциальные уравнения (5.1) и (5.3) объединяются в систему:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases}. \quad (5.4)$$

В системе уравнений (5.4) слагаемое  $\rho \frac{\partial u}{\partial t}$

учитывает влияние сил инерции жидкости, слагаемое  $\frac{\lambda \rho u^2}{4R}$

учитывает влияние сил трения, однако данная модель не учитывает влияние местного сопротивления в произвольном сечении трубы. Если в сечении трубы  $x = x_0$

имеется местное сопротивление, то выражение (5.1) значительно усложняется и принимает вид [28]:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} + \rho \frac{\zeta}{2} z^2 \delta(x - x_0), \quad (5.5)$$

где  $\zeta$  – коэффициент местного сопротивления;  $\delta(x - x_0)$  – дельта-функция Дирака, удовлетворяющая условиям:

$$\delta(x - x_0) = 0, \quad x \neq 0, \quad \int_{-\infty}^{+\infty} \delta(x - x_0) dx$$

(дельтафункция вводится для того, чтобы учесть действие местного сопротивления только в сечении  $x = x_0$ ).

Исходя из этого, система дифференциальных уравнений (5.4) трансформируется в систему:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} + \rho \frac{\zeta}{2} z^2 \delta(x - x_0) \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.6)$$

Как видно, численное решение подобной задачи затруднительно, исходя из большого количества аргументов, которые, в свою очередь, тоже могут являться зависимостями. Некоторые параметры функции являются неизвестными, такие как диаметр отверстия истечения и его форма. В целях упрощения модели, при составлении не было учтено много значимых факторов, таких как изменение плотности продукта от давления, возникновение встречной волны давления, противоположной направлению распространения основной волны, эффекты отражения и

наложения волн. Также, на фронте распространения волны возникают разрывы обоих производных динамической переменной давления, и возникает задача взаимодействия ударной волны со встречными и догоняющими разрывами [29].

В литературе [20] приведена адаптированная модель расчета, которая справедлива при стационарном движении. Система дифференциальных уравнений (5.6) записывается в виде:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.7)$$

В [20] и [31] предлагается выражение  $\frac{\lambda \rho u^2}{4R}$  принять равным константе и тем самым получить линеаризованную систему уравнений.

$$\frac{\lambda \rho u^2}{4R} = 2a, \quad (5.8)$$

где  $a$  – коэффициент линеаризации.

Из [31] известно, что такое допущение приводит к погрешности вычисления теоретического значения повышения давления при переходном режиме, равной не менее 10% от фактического. Таким образом, учитывая вышесказанное, линеаризованная система уравнений может быть записана в виде:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + 2au \right) \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = E_f \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.9)$$

где  $E_f$

модуль объемной упругости транспортируемого продукта (следует из формулы  $E_f = \rho C^2$ ).

Система уравнений (5.9) представляет собой частный случай так называемых телеграфных уравнений, для решения которых существуют различные аналитические методы. Одно из решений (по методу Ритца

формула (5.10)) описано в работе [20], подготовленной на основании неопубликованных работ профессора П.И. Тугунова. Повышение давления при переходных режимах перекачки нефти без учета отраженных волн может быть определено этой зависимостью:

$$\Delta P(x,t) = 2a \cdot \rho \cdot u \cdot l [1 - e^{-at}] - 2a \cdot \rho \cdot u \cdot x - (P_k - P_0)e^{-at} - 0.1 \left( \frac{x^3}{L^3} - 1.09 \frac{x^2}{L^2} + 0.09 \right) \cdot \cos(\beta_1 t) + 4,37 \left( \frac{x^3}{L^3} - 3.56 \frac{x^2}{L^2} + 2.56 \right) \cdot \cos(\beta_2 t), \quad (5.10)$$

где  $a = \frac{\lambda \rho u^2}{8R}$  - коэффициент линеаризации;  $t$  -

время в секундах, прошедшее после возмущения потока;  $L$  - расстояние между пунктами контроля давления (датчиками);

$$\beta_1 = \sqrt{23.56 \frac{c^2}{L^2} - a};$$

$$\beta_2 = \sqrt{2.47 \frac{c^2}{L^2} - a}.$$

Далее, зная давления на пунктах контроля (ПК), применяем формулу (5.11) для расчета давления в любом сечении можем определить текущее давление на интересующем нас участке линейной части МНП.

$$P(x) = P_0 + \frac{P_k - P_0}{L} x + \Delta P_x, \quad (5.11)$$

давление в начале нефтепровода в установившемся режиме (до возмущения потока);  $P_k$

давление в конце контролируемого участка;  $L$  длина контролируемого участка МН (между двумя датчиками давления);  $\Delta P_x$

повышение давления в сечении трубы  $x$  трубопровода, определяемое решением уравнения (5.10).

Для расчета статического давления может быть применена формула:  $P = P_k + \rho g (Z_{max} - Z_0)$ , (5.12)

где  $Z_{max}$  и  $Z_0$  — высотные отметки наивысшей и начальной точек нефтепровода.

## 2.3 Анализ скорости распространения возмущения в трубопроводе

Вопрос о том, как распространяется упругая волна, излучаемая различными утечками, в трубопроводах, транспортирующих жидкость, проложенных в различных средах, подробно описан в работах [32, 33].

В [6] приводится выражение для определения скорости распространения звука в жидкости, заполняющей трубу:

$$V_{зв} = \frac{C}{\sqrt{1 + \frac{E_f}{E_p} \frac{D}{h} k}}, \quad (5.13)$$

где  $C$  – скорость звука в свободной жидкости;  $E_f$  – модуль объемной упругости транспортируемой жидкости;  $E_p$  – модуль упругости материала стенок трубы (для стали принимается равным  $1,86 \cdot 10^{11}$  Па);  $D$  – внутренний диаметр трубопровода;  $h$  – толщина стенок трубы;  $k$  – коэффициент, для тонкостенных труб принимается равным 1.

Скорость звука в свободной жидкости  $C$  определяется формулой (5.14).

$$C = \sqrt{\frac{E_f}{\rho}}, \quad (5.14)$$

где  $\rho$  – плотность транспортируемого продукта, в кг/м<sup>3</sup>.

Из выражения (5.13) следует, что увеличение толщины стенок приводит к увеличению скорости распространения звука, также, при изменении транспортируемого вещества в сторону роста модуля объемной упругости тоже ведет к увеличению скорости, свой вклад вносят значение плотности (таблица 4) и модуля объемной упругости (таблица 5).

Таблица 4 – Значения плотности жидкостей

Продукт	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
Бензин	700
Ацетон	800
Керосин	800
Бензол	880
Дизель	1000
Нефть	730-1040
Вода дистиллированная	998

Таблица 5 –  
Модуль объемной упругости (всестороннего сжатия) при 20 °С

Продукт	E, (Н/м <sup>3</sup> )x10 <sup>9</sup>
Бензин	1,30
Ацетон	0,79
Керосин	1,22
Бензол	1,03
Дизель	1,13
Нефть	1,2÷2,1
Вода дистиллированная	2,13

Формула (5.13) и таблицы 4 и 5 показывают, что скорость существенно зависит от свойства продукта, в том числе, параметры одного и того же типа продукта могут быть различными в различных партиях.

## 2.4 Улучшенный способ определения утечки

В выпускной квалификационной работе будет рассмотрен традиционный метод с добавлением нового метода обработки сигналов для вычисления разностей во времени. Данный подход позволит увеличить точность определения координаты утечки, снизить потери нефтепродукта, уменьшить негативное экологическое воздействие на почву и питьевую воду, снизить экономические затраты на простой предприятия и риски возникновения чрезвычайных ситуаций.

Суть метода обработки сигналов для вычисления разностей во времени, показана ниже:

$$x = \frac{L+c\Delta t}{2}, \quad (1)$$

где  $x$ -положение утечки от датчика, установленного выше по потоку (м);  $L$ -расстояние между двумя датчиками (м);  $c$ -акустическая скорость (М/С); и  $\Delta t$ -разность времени (с), которая может быть вычислена путем перекрестной корреляции с выделенными характеристиками в качестве входных сигналов. Поэтому эффективные методы обработки сигналов имеют большое значение.

Метод основан на анализе распространения сигнала непосредственно по нефтепродукту. Использование метода предполагает подключение специальных датчиков, установленных на трубопроводе:

- алгоритм, основанный на акустическом методе, использует датчики, регистрирующие акустический шум, возникший при истечении продукта сквозь дефект или при механическом воздействии на трубу. Волна, возникшая в результате этого воздействия, передается на датчики;
- алгоритм, основанный на методе анализа волны давления, использует высокочастотные датчики давления, регистрирующие изменение давления при истечении продукта сквозь дефект.

Новый метод основан на комбинации старого и улучшенного метода и выполняется следующим образом. Измеренные сигналы обрабатываются для извлечения приблизительных и детальных сигналов. Затем в качестве сигналов наблюдения для обработки улучшенного метода выбираются приближенные сигналы с исходными или детализированными.

Структурная схема, иллюстрирующая описанный процесс, приведена на рисунке 13. От места истечения в обе стороны распространяется возмущение. Вдоль некоторого участка трубопровода располагаются датчики, способные зафиксировать это воздействие, полагаем, что сигнал, возникший по причине истечения нефтепродукта, будет восприниматься несколькими датчиками, но с некоторой задержкой. Эта задержка, зависит, от расстояния до источника сигнала и скорости распространения волны в среде:

$$\begin{aligned} T_1 &= f(l, V_{3\sigma}), \\ T_2 &= f(L-l, V_{3\sigma}), \end{aligned} \quad (5.15)$$

где  $l$  – расстояние от датчика до места истечения;  $V_{3\sigma}$  – скорость распространения волны (зависит от свойств нефтепродукта).

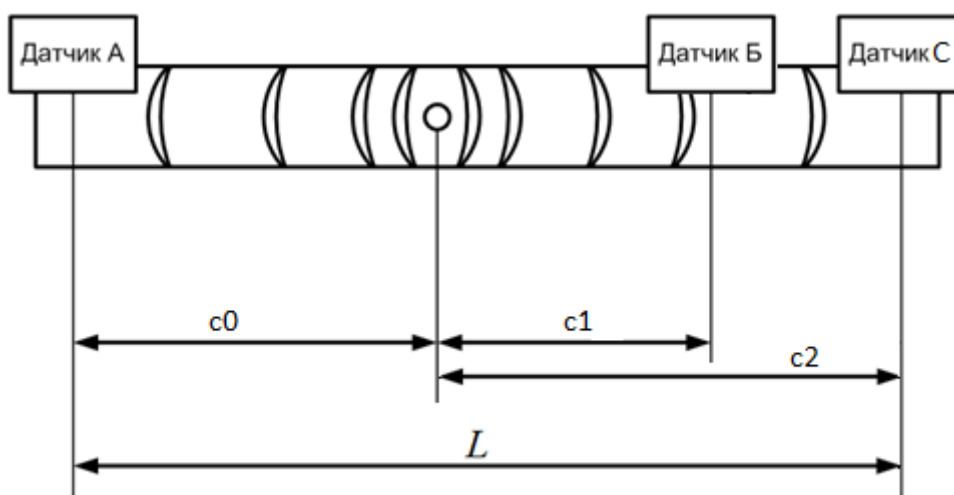


Рисунок 13 – расположения датчиков для улучшенного метода обнаружения.



Большинство существующих акустических методов основаны на разнице во времени между двумя концевыми датчиками, которые ограничены методом уставки. Применяя наличие акустических скоростных различий, обусловленных изменением условий труда, предлагается новый подход. На основе эквалайзера. Предлагается, когда один датчик установлен на одном конце, а другой установлен в точке, расположенной на той же стороне участка трубы.

$$x = \frac{c_1 c_2}{c_1 - c_2} \Delta t - \frac{c_1}{c_1 - c_2} L \quad (3)$$

Здесь  $x$  - это расстояние между первым датчиком и утечки положения (М),  $c_1$  - является акустической скорости (м/с),  $T_1$  - это время прибытия на первый датчик (с);  $X + L$  - расстояние между вторым датчиком и утечки позиции (м);  $c_2$  - это акустическая скорость (М/С); и  $T_2$  - это время прибытия на второй датчик (с). Очевидно, что существуют различия между двумя скоростями в эквалайзере. Временные разницы рассчитываются комбинированным методом.

Поскольку улучшенный метод локализации утечек с использованием временных разностей предложенным комбинированным методом обработки сигналов, позволяет вычислять более точные временные разности, чем традиционный метод локализации утечек, основанный на разностях скоростей, также зависят от вычисления временных разностей, эти два метода могут быть экспериментально проверены вместе.

В период преддипломной практики находясь на объекте АО «Транснефть-Восток», организовав тестовый слив жидкости за пределами отрезка, экспериментально определил общее время прохождения волны давления по сегменту трубопровода между датчиками (рисунок 13).

Для характеристик, полученных датчиками, если какие-либо из них превышают пороговое значение, обнаруживается утечка. В результате, все утечки могут быть обнаружены.

Для улучшенного метода обработки сигналов, получены значения с

датчиков А, Б, С (рисунок 13) в Infinity Server, для дальнейшего использования логики на обнаружение потенциальной утечки.

Датчики давления Б и С размещаются рядом с активными клапанами контроля потока, которые, чаще всего, приносят нежелательные колебания - шум в транспортируемый продукт. Такие двойные датчики образуют фильтр, позволяющий определить направление волны. Такой фильтр, позволяет отсекать волны, вызванные технологическими процессами, при этом не влияя на волны, которые вызваны утечками в защищенной секции трубопровода.

Поскольку датчик А находится ближе к потенциальной точке утечки, скорость звука рассчитывается по расстоянию между датчиками Б и С, а датчик А делится на соответствующую разность во времени. Получены акустические скорости между датчиками Б и А, а также датчиками С и А. В уравнении используются две расчетные скорости с разницей во времени между датчиками Б и С.

На рисунке 14 приведен технологический участок в стационарном режиме при нормальных условиях.

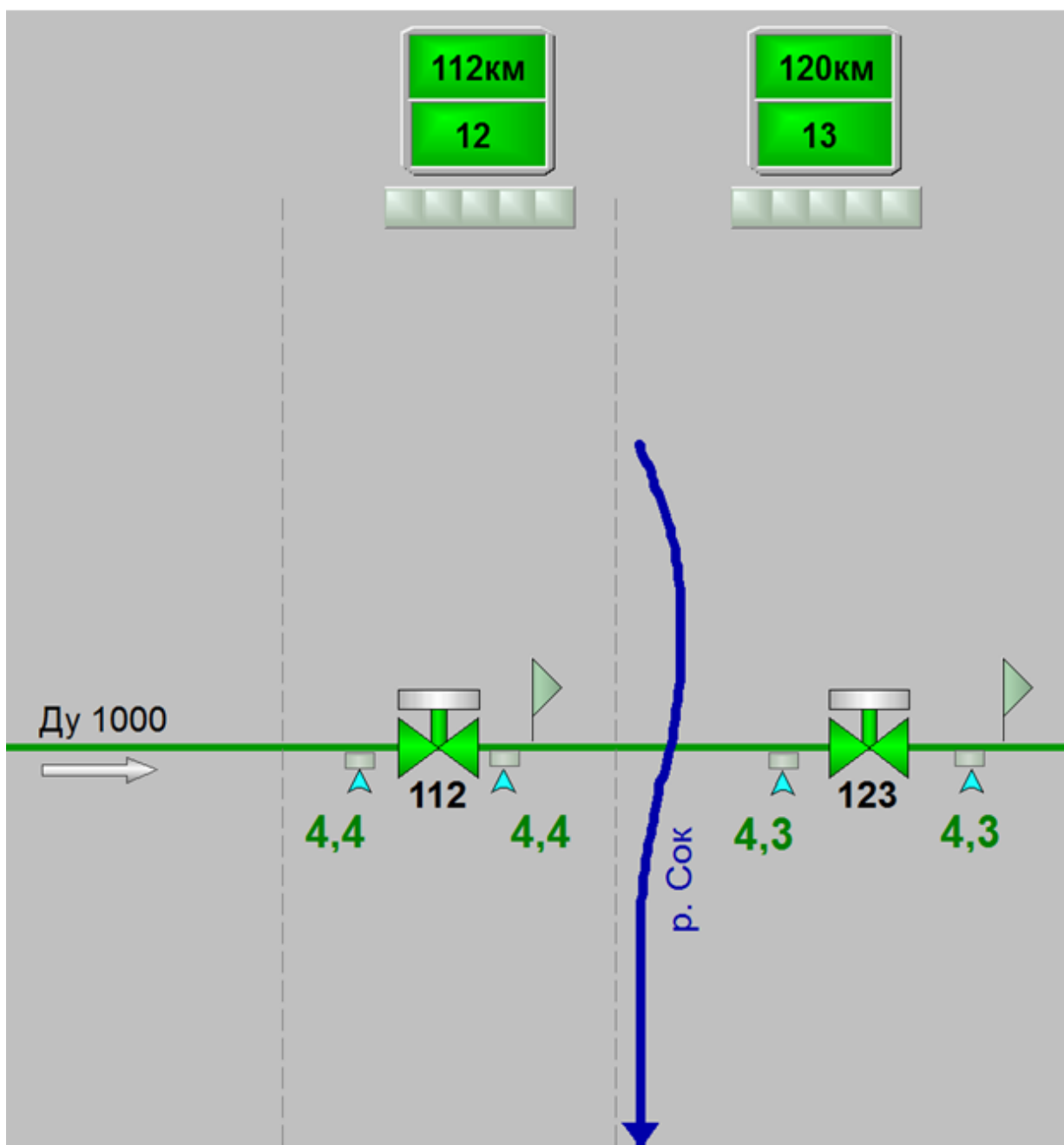
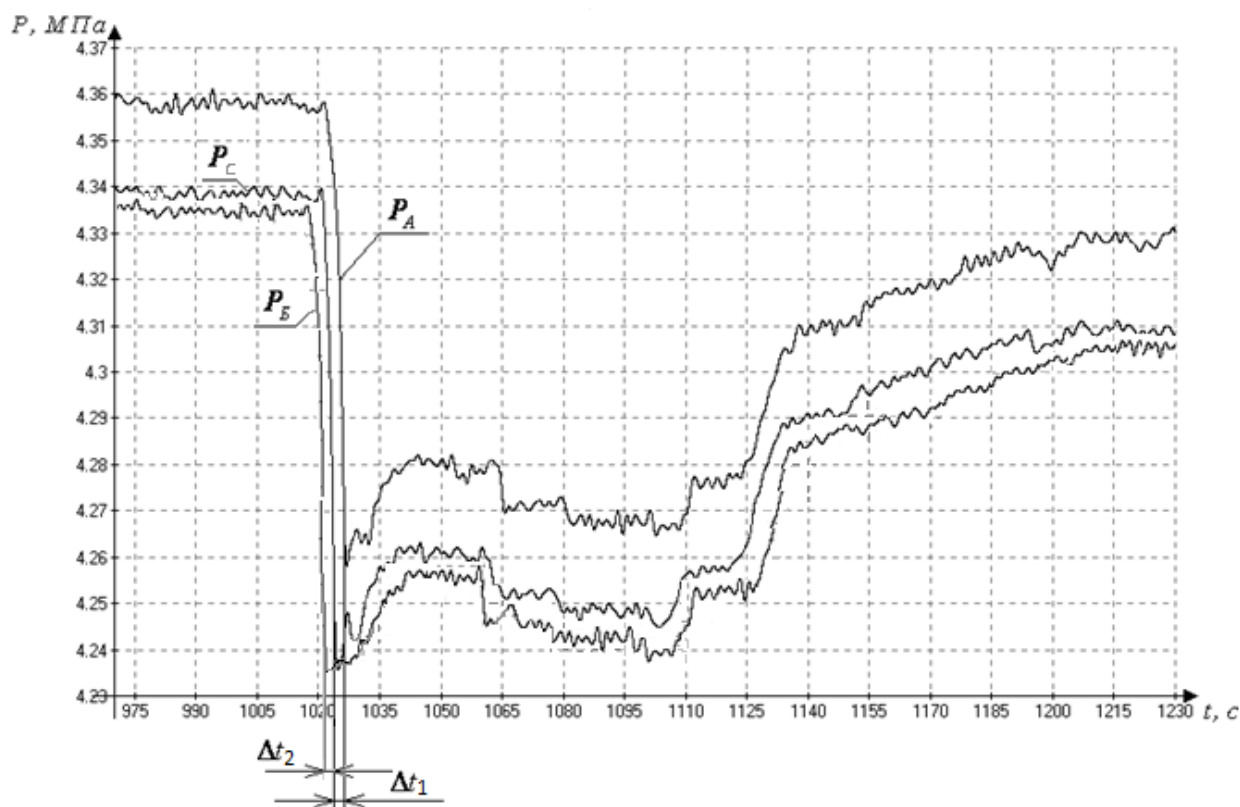


Рисунок 14 - технологический участок в стационарном режиме при нормальных условиях.

На рисунке 15 приведен тренд тестового слива.



$P_A$  – давление на датчике А;  $P_B$  – давление на датчике В;  $P_C$  – давление на датчике С;

Рисунок 15 – Волна давления. Тестовый слив.

Видно что датчик Б первый зафиксировал падение давления на технологическом участке.

Алгоритм работы логики в Infinity Server для обнаружения потенциальной утечки таков:

1. датчик X фиксирует падение отклонения давления на технологическом трубопроводе;
2. следом фиксируется второй (ближайший к первому) датчик падение давления;
3. при фиксировании третьего датчика давления отклонение давления включается логика СОУ, т.е. при регистрации трех датчиков;
4. далее по известной нам формуле, зная расстояние между всеми сработавшими датчиками и их акустическую скорость, (данные полученные с контроллера), вычисляется координата

потенциального места утечки.

Непосредственный результат работы, обработки данных на Infinity Server и отображении результата на АРМ диспетчера можно увидеть на рисунке 16.

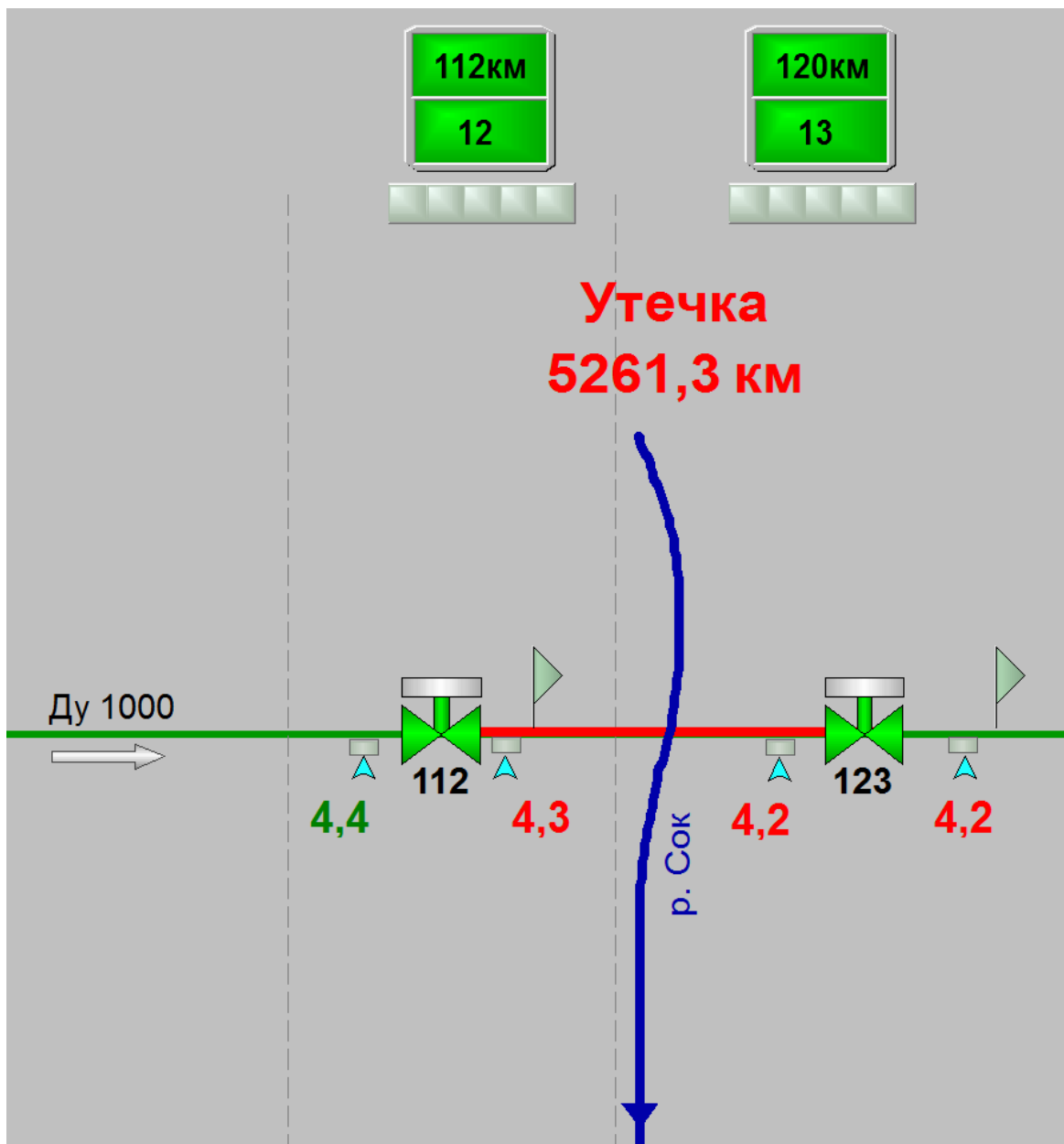


Рисунок 16 - технологический участок в стационарном режиме при обнаружении утечки.

В таблице 6,7 погрешность локализации утечки вычисляется по разнице между расчетным и фактическим расстояниями, разделенными на восходящие и нисходящие расстояния датчика.

Таблица 6 – Фактические параметры

Параметр	Значение
Производительность участка (м <sup>3</sup> /час)	990
Диаметр утечки через калибровочную шайбу (мм)	10
Длина сегмента между датчиками (м)	7456
Расстояние от места утечки до датчика А (м)	5336

Таблица 7 – Вычисленные параметры

Параметр	Значение
Скорость звука, $V_{зв}$ (м/с)	1147,1
Разница времени прихода волны на датчики, $\Delta t 1$ , (с)	2,4
Разница времени прихода волны на датчики, $\Delta t 2$ , (с)	2,6
Рассчитанное расстояние от места утечки до датчика А (м)	5261,3
Погрешность определения координаты (м)	74,7
Погрешность определения координаты (%)	1,48

Разработанный новый метод, основанный на разнице скоростей, в котором два датчика установлены на одном конце трубопровода с небольшим расстоянием между ними. Погрешность локализации нового метода обработки сигналов с использованием разности скоростей составляет -1,48%. Усовершенствование методов обработки сигналов и точный расчет акустических скоростей станут предметом дальнейшей работы.

### 3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

#### 3.1 Организация и планирование работ

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо рационально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. Это можно сделать при помощи линейного графика работ. Для его построения сначала определим полный перечень проводимых работ, их продолжительность и исполнителей. Полученные данные сведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перечень работ и продолжительность их выполнения

Этапы работы	Исполнители	Загрузка исполнителя НР, %	Загрузка исполнителя И, %
Постановка целей и задач, получение исходных данных	НР	100	
Составление и утверждение ТЗ	НР, И	100	10
Подбор и изучение материалов по тематике	НР, И	25	100
Разработка календарного плана	НР, И	100	10
Обсуждение литературы	НР, И	30	100
Выбор структурной схемы устройства	НР, И	70	100
Выбор принципиальной схемы устройства	НР, И	20	100
Расчет принципиальной схемы устройства	И		100
Оформление расчетно-пояснительной записки	И		100
Оформление графического	И		100

материала			
Подведение итогов	НР, И	45	100

### 3.2 Продолжительность этапов работ

Расчет продолжительности этапов работ определены опытно-статистическим экспертным методом.

Определим ожидаемое время проведения работ, длительность этапов в рабочих и календарных днях, по формулам:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2 \cdot t_{max}}{5}, \quad (3.1)$$

где  $t_{min}$  – минимальная продолжительность работы, дн.;  $t_{max}$  – максимальная продолжительность работы, дн.;

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{вн}} \cdot K_{д}, \quad (3.2)$$

где  $t_{ож}$  – продолжительность работы, дн.;

$K_{вн}$  – коэффициент выполнения работ, учитывающий возможное влияние внешних факторов на соблюдение предварительно определенных длительностей, в частности, возможно  $K_{вн} = 1$ ;

$K_{д}$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсацию непредвиденных задержек, вызванных внутренними причинами.  $K_{д} = 1-1.2$ , в этих границах конкретное значение принимает сам исполнитель).

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{к}, \quad (3.3)$$

где  $T_{КД}$  – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

Возьмем  $K_{д} = 1,1$ .



$T_K$  – коэффициент календарности, позволяющий перейти от длительности работ в рабочих днях к их аналогам в календарных днях, и рассчитываемый по формуле:

$$T_K = \frac{T_{КАЛ}}{T_{КАЛ} - T_{ВД} - T_{ПД}} = \frac{365}{365 - 52 - 10} = 1,205 \quad (3.4)$$

где  $T_{КАЛ}$  – календарные дни ( $T_{КАЛ} = 365$ );

$T_{ВД}$  – выходные дни ( $T_{ВД} = 52$ );

$T_{ПД}$  – праздничные дни ( $T_{ПД} = 10$ ).

В таблице 3.2 приведены продолжительности этапов работ и их трудоемкости по исполнителям, занятым на каждом этапе.

Таблица 3.2 – Трудозатраты на выполнение проекта

Этап	Исполнители	Продолжительность работ, дни			Трудоемкость работ по исполнителям чел.- дн.			
					$T_{РД}$		$T_{КД}$	
		$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Постановка задачи	НР	2	3	2,4	2,64	0	3,18	0
Разработка и утверждение технического задания (ТЗ)	НР, И	1	3	1,8	1,98	0,2	2,39	0,24
Подбор и изучение материалов по тематике	НР, И	15	22	17,8	4,9	19,58	5,9	23,59
Разработка календарного плана	НР, И	2	3	2,4	2,64	0,26	3,18	0,23
Обсуждение литературы	НР, И	3	6	4,2	1,39	4,62	1,67	5,57
Выбор структурной схемы устройства	НР, И	8	15	10,8	8,32	11,88	10,02	14,32
Выбор принципиальной схемы устройства	НР, И	5	9	6,6	1,45	7,26	1,75	8,75

Расчет принципиальной схемы устройства	И	12	18	14,4	0	15,84	0	19,09
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	15	23	18,2	0	20,02	0	24,12
Оформление графического материала	И	5	7	5,8	0	6,38	0	7,69
Подведение итогов	НР, И	3	6	4,2	2,08	4,62	2,51	5,57
<b>Итого:</b>				<b>88,6</b>	<b>25,39</b>	<b>90,66</b>	<b>30,59</b>	<b>109,25</b>

Величины трудоемкости этапов по исполнителям ТКД позволяют построить линейный график осуществления проекта, таблица. 3.3.

Таблица 3.3 – Линейный график работ



### 3.1 Расчет сметы затрат на выполнение проекта

Затраты на создание проекта включают все расходы, необходимые для реализации комплекса работ, составляющих содержание данной разработки. Расчет сметной стоимости ее выполнения производится по следующим статьям затрат: материалы и покупные изделия; заработная плата;

социальный налог; расход на электроэнергию (без освещения); амортизационные отчисления; командировочные расходы; оплата услуг связи; арендная плата за пользование имуществом; прочие услуги (сторонних организаций); прочие (накладные расходы) расходы.

### 3.3.1 Расчет затрат на материалы

Так как для написания ВКР не требовалась покупка какого-либо материального оборудования и лицензий на ПО (использовались оборудование и лицензии университета), то к данной статье расходов можно отнести только расходы на распечатку материалов (примерно 300 листов за время выполнения проекта), ручки, блокноты и ТЭР, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет затрат на материалы

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во	Ед.	Сумма, руб
Распечатка листов А4	2,5	300	шт	750
Ручка	17,5	10	шт	175
Блокнот	33,8	5	шт	169
ТЭР		10	%	109,4
Итого:				1203,4

### 3.3.2 Расчет заработной платы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера (в его роли выступает исполнитель проекта), а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы выполняется на основе трудоемкости выполнения каждого этапа и величины месячного оклада исполнителя. Величины месячных

окладов по нормам ТПУ для научного руководителя принимается равным 33 664р., а для студента-исполнителя – 15 470р.

Среднедневная тарифная заработная плата (ЗП<sub>дн-т</sub>) рассчитывается по формуле, учитывающей, что в году 298 рабочих дней и, следовательно, в месяце в среднем 25,083 рабочих дня при шестидневной рабочей неделе:

$$ЗП_{дн-т} = MO/25,083 \quad (3.5)$$

Расчеты полной заработной платы для обоих участников проекта, с учетом ряда коэффициентов (КПР = 1,1; Кдоп.ЗП = 1,188; Кр = 1,3), приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Затраты на заработную плату

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./раб. день	Затраты времени, раб. дни	Коэффициент	Фонд з/платы, руб.
НР	33 664	1342,09	26	1,699	58 971,43
И	15 470	616,75	91	1,699	95 355,10
<b>Итого:</b>					154 326,53

### 3.3.3 Расчет затрат на социальный налог

Затраты на единый социальный налог (ЕСН) включают отчисления в пенсионный фонд, социальное и медицинское страхование, и составляют 30 % от полной заработной платы по проекту представлены в таблице 3.6:

Таблица 3.6 – Затраты на ЕСН

Исполнитель	ЕСН
НР	17 691,30
И	28 623,30
<b>Итого:</b>	46 314,6

### 3.3.4 Расчет затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, рассчитываемые по формуле:

$$C_{\text{эл.об.}} = P_{\text{об}} \cdot t_{\text{об}} \cdot Ц_{\text{Э}} \quad (3.6)$$

где  $P_{\text{об}}$  – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$Ц_{\text{Э}}$  – тариф на 1 кВт·час;

$t_{\text{об}}$  – время работы оборудования, час.

Для ТПУ  $Ц_{\text{Э}} = 6,59$  руб./кВт·час (с НДС).

Время работы оборудования вычисляется на основе итоговых данных таблицы 3.2 для инженера ( $T_{\text{рд}}$ ) из расчета, что продолжительность рабочего дня равна 8 часов.

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} * K_t, \quad (3.7)$$

где  $K_t \leq 1$  – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к  $T_{\text{рд}}$ , определяется исполнителем самостоятельно. В ряде случаев возможно определение  $t_{\text{об}}$  путем прямого учета, особенно при ограниченном использовании соответствующего оборудования.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{\text{об}} = P_{\text{ном.}} * K_C, \quad (3.8)$$

где  $P_{\text{ном.}}$  – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_C \leq 1$  – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования малой мощности  $K_C = 1$ .

Пример расчета затраты на электроэнергию для технологических целей приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.1 - затраты на электроэнергию

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{\text{об}}$ час	Потребляемая мощность $P_{\text{об}}$ , кВт	Затраты Э <sub>о</sub> руб.
---------------------------	---	---	-----------------------------

Персональный компьютер	655*0,6	0,3	707,40
Струйный принтер	7	0,1	0,7
<b>Итого:</b>			<b>708,1</b>

### 3.3.5 Расчет амортизационных расходов

Для расчета амортизации используемого оборудования используется формула:

$$C_{AM} = \frac{N_A * Ц_{ОБ} * t_{рф} * n}{F_D}, \quad (3.9)$$

где  $N_A$  – годовая норма амортизации единицы оборудования;

$Ц_{ОБ}$  – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР.

При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

$F_D$  – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году.

$t_{рф}$  – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

$n$  – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Пример расчета амортизации приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Затраты на амортизацию

Наименование оборудования	Год фонд врем $F_D$	Факт Время работы оборудования	$N_A$	$Ц_{ОБ}$	$C_{AM}$
---------------------------	---------------------	--------------------------------	-------	----------	----------

		трф, час			
Персональный компьютер	4	238	655,2	0,33	44000,00
МФУ	4	238	7,28	0,40	9350,00
<b>Итого:</b>					4042,29

### 3.3.6 Расчет расходов, учитываемых непосредственно на основе платежных (расчетных) документов (кроме суточных)

Непосредственно учитываемые расходы отсутствуют.

### 3.3.7 Расчет прочих расходов

Здесь, неучтенные в предыдущих статьях расходы на выполнение проекта, принимаем равными 10% от суммы всех предыдущих расходов, т.е.

$$C_{\text{проч.}} = (C_{\text{мат}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{соц}} + C_{\text{эл.об.}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{нп}}) \cdot 0,1$$

$$C_{\text{проч.}} = 28537,989$$

### 3.3.8 Расчет общей себестоимости разработки

Определим общую себестоимость в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Смета затрат на разработку проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{\text{мат}}$	1203,4
Основная заработная плата	$C_{\text{зп}}$	154 326,5
Отчисления в социальные фонды	$C_{\text{соц}}$	46 314,60
Расходы на электроэнергию	$C_{\text{эл.}}$	708,10

Амортизационные отчисления	$C_{ам}$	4 042,22
Непосредственно учитываемые расходы	$C_{нр}$	0
Прочие расходы	$C_{проч}$	28 537,99
<b>Итого:</b>		<b>235 188 5</b>

Таким образом, затраты на разработку составили  $C = 235\ 133,51$  руб.

### 3.3.9 Расчет прибыли

Прибыль от реализации проекта принимается в размере 15 % от полной себестоимости проекта и равна 35 270,20.

### 3.3.10 Расчет НДС

НДС составляет 20% от суммы затрат на разработку и прибыли, а именно 94 859,10.

### 3.3.11 Цена разработки НИР

Цена равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС: 365 325,79.

### 3.3.12 Оценка экономической эффективности проекта

В связи с отсутствием достоверных данных и сложностью их получения, нецелесообразно проводить количественную оценку экономической эффективности проекта. Однако отразим его значимость при помощи качественных показателей, отражающихся в экономический и социальный эффект.

В ходе выполнения ВКР разрабатывается улучшенный способ определения утечки, описывающую процессы истечения жидкости из



нефтепродуктопровода, отличающуюся тем, что она учитывает математическую зависимость между давлением, расходом и координатой утечки. Улучшенный метод способен адаптироваться под конкретный участок трубопровода. При этом не требуется описание параметров самого трубопровода, таких как диаметр трубы, геодезическая высота, толщина стенок, шероховатость и т.д. Применение улучшенного метода позволяет повысить точность расчёта местоположения утечки.

Повышение точности расчёта местоположения утечки приведет к уменьшению потерь нефтепродуктов, прямым затратам на ремонт участка, а также сократит ущерб наносимый окружающей среде, вследствие чего уменьшатся и штрафные санкции.

## 4 Социальная ответственность

### Аннотация

Объектом исследования является нефтепровод с постоянным диаметром трубы, пролегающий между двумя перекачивающими станциями, не имеющий отводы и самотечные участки, по которому перекачивается однородный нефтепродукт преимущественно одним режимом транспортировки.

Целью диссертационной работы является повышение эффективности автоматизированной системы обнаружения утечек из нефтепродукта.

В процессе исследования проводились анализ методов и способов современных систем обнаружения утечек и предложение улучшенного способа определения утечки нефтепродукта из магистрального трубопровода.

В результате исследования разработан улучшенный способ обнаружения утечки, описывающий процессы истечения жидкости из нефтепровода, отличающаяся тем, что он учитывает зависимость между давлением, расходом и координатой утечки.

### Введение

Объект исследования - нефтепровод с постоянным диаметром трубы, пролегающий между двумя перекачивающими станциями, не имеющий отводы и самотечные участки, по которому перекачивается однородный нефтепродукт преимущественно одним режимом транспортировки.

Согласно техническому заданию (ТЗ) планируется разработать улучшенный метод обнаружения утечки, описывающий процессы истечения жидкости из нефтепровода, отличающуюся тем, что он учитывает математическую зависимость между давлением, расходом и координатой

утечки. Улучшенный способ способен адаптироваться под конкретный участок трубопровода. При этом не требуется описание параметров самого трубопровода, таких как диаметр трубы, геодезическая высота, толщина стенок, шероховатость и т.д. Применение улучшенного метода позволяет повысить точность расчёта местоположения утечки.

Для выполнения требований ТЗ необходимо создать автоматизированное рабочее место (АРМ) посредством установки ПЭВМ в центральный диспетчерский пункт.

В разделе будут рассмотрены опасные и вредные факторы, оказывающие влияние на производственную деятельность технологического персонала, работающего с автоматизированной системой обнаружения утечек, рассмотрены правовые и организационные вопросы, а также мероприятия в чрезвычайных ситуациях.

#### 4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

##### 4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно–правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

В условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырехбригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три

бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов [1].

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно–правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

## 4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

### 4.1.2.1 Эргономические требования к рабочему месту



Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости:

- дисплей размещается в зоне «а»(в центре);
- системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- клавиатура – в зоне «г»/«д»;
- «МЫШЬ» – в зоне «в»;
- документация, необходимая при работе – в зоне легкой досягаемости ладони – «в», «б». В зоне «а» в выдвижных ящиках стола – редко используемая литература.

### 4.1.2.2 Окраска и коэффициенты отражения

В зависимости от ориентации окон рекомендуется следующая окраска стен и пола:

- окна ориентированы на юг – стены зеленовато-голубого или светло-голубого цвета, пол – зеленый;

– окна ориентированы на север – стены светло–оранжевого или оранжево–желтого цвета, пол – красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на восток – стены желто–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый;

– окна ориентированы на запад – стены желто–зеленого или голубовато–зеленого цвета, пол зеленый или красновато–оранжевый.

В помещениях, где находится компьютер, необходимо обеспечить следующие величины коэффициента отражения для потолка 60–70, для стен 40–50, для пола около 30.

## 4.2 Производственная безопасность

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

Перечень опасных и вредных факторов, влияющих на персонал в заданных условиях деятельности, представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень опасных и вредных факторов технологии производства

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Управление механизмами центральной диспетчерской, работа с ПЭВМ; Выполнение визуальных осмотров всех основных и вспомогательных механизмов до	Повышенная температура; Повышенная напряженность зрения; Повышенная напряженность труда в течение смены; Отсутствие или недостаток	Электрический ток.	Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4-548-96; Нормы естественного и искусственного освещения

<p>начала их использования при выполнении работ;</p>	<p>естественного света;  Электромагнитные излучения;  Повышенный уровень шума.</p>		<p>предприятий, СНиП 23-05-95;  Допустимые уровни шумов в производственных помещениях. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ;  Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03;  Защитное заземление, зануление, ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ.</p>
--	--	--	---

#### 4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

В условиях современного интенсивного использования ПЭВМ важное значение имеет изучение психофизиологических особенностей и возможностей человека с целью создания вычислительной техники, обеспечивающей максимальную производительность труда и сохранение здоровья людей. Игнорирование эргономики может привести к довольно серьезным последствиям.

Основным документом, определяющим условия труда на персональных ЭВМ, являются «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». Санитарные нормы и правила СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, которые были введены 30 июня 2003 года [3].

В Правилах указаны основные требования к помещениям, микроклимату, шуму и вибрации, освещению помещений и рабочих мест, организации и оборудованию рабочих мест.

Основным опасным фактором является опасность поражения электрическим током. Исходя из анализа состояния помещения, центральный диспетчерский пункт по степени опасности поражения электрическим током можно отнести к классу помещений без повышенной опасности (согласно ПУЭ).

#### 4.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действий опасных и вредных факторов

##### 4.2.3.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ

В соответствии с основными требованиями к помещениям для эксплуатации ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03) эти помещения должны иметь естественное и искусственное освещение. Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с ВДТ на базе электронно-лучевой трубки (ЭЛТ) должна составлять не менее 6 м<sup>2</sup> и с ВДТ на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллические, плазменные) 4,5 м<sup>2</sup>.

Для внутренней отделки интерьера помещений с ПЭВМ должны использоваться диффузионно-отражающие материалы с коэффициентом отражения от потолка – 0,7 – 0,8; для стен – 0,5 – 0,6; для пола – 0,3 – 0,5.

##### 4.2.3.2 Микроклимат

Для обеспечения нормальных метеоусловий и снижения концентрации вредных веществ в операторной комнате предусмотрены естественная и искусственная вентиляция. Естественная вентиляция осуществляется через вентиляционные короба, искусственная вентиляция – общая приточно-



вытяжная. Кратность воздуха  $K = 3 \text{ ч}^{-3}$ . Предусмотрено включение с наружи автомеханической вентиляции.

Воздуховоды изготавливают из не искрящего и нержавеющей материала, чтобы не возникло статистических зарядов. Воздуховоды заземляют.

Оптимальные и допустимые параметры температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха производственных помещений для работ, производимых сидя и не требующих систематического физического напряжения (категория Ia), приведены в таблице 4.2, в соответствии с СанПиНом 2.2.2/2.4.1340-03 и СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 4.2 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	22-24	18-25	40-60	15-75	0,1	Не больше 0,1
Теплый	23-25	20-28	40-60	55 при 28°С	0,1	0,1-0,2

В зимнее время в помещении предусмотрена система отопления. Она обеспечивает достаточное, постоянное и равномерное нагревание воздуха. В соответствии с характеристикой помещения расход свежего воздуха приведен в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расход свежего воздуха

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м <sup>3</sup> /на одного человека в час
Объем до 20м <sup>3</sup> на человека	Не менее 30
20...40м <sup>3</sup> на человека	Не менее 20
Более 40м <sup>3</sup> на человека	Естественная вентиляция

#### 4.2.3.3 Освещение

Производственное освещение — неотъемлемый элемент условий трудовой деятельности человека. При правильно организованном освещении рабочего места обеспечивается сохранность зрения человека и нормальное состояние его нервной системы, а также безопасность в процессе производства. Производительность труда и качество выпускаемой продукции находятся в прямой зависимости от освещения.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения, а также исключается прямое попадание лучей источника света в глаза. Кроме того, уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0,5 – 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений.

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк (СНиП 23-05-95, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03) [4].

Согласно СНИП 23-05-95 нормы на освещение для оператора поста управления берутся для производственных помещений. Эти нормы представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Нормирование освещенности для работы с ПК

Характеристики зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительно-рабочий	Подразряд зрительно-рабочий	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение				Естественное освещение	
					Освещённость на рабочей поверхности от системы общего освещения, лк	Циркулярная освещённость, лк	Объёмный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещённости КП, % не более	КЕО еН, %, при	
									верхнее или комбинированное	боковое
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	Б	1	Не менее 70	300	100	21	15	3	1
			2	Менее 70	200	75	24	20	2,5	0,7

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПК, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Требования к освещению на рабочих местах с ПК

Освещённость на рабочем столе	300–500 лк
Освещённость на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м <sup>2</sup>
Прямая блескость источника света	200 кд/м <sup>2</sup>
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15

Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1–5:1
– между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5%

В случае отключения рабочего освещения предусмотрено аварийное освещение  $E = 10$  лк.

Эвакуационное освещение предусмотрено в проходах, на лестницах, которое обеспечивает освещенность в помещениях 0,5 лк, на открытых территориях 0,2 лк.

Светильники аварийного освещения присоединяются к независимому источнику питания, а светильники для эвакуации людей к сети независимого от рабочего освещения. Для аварийного освещения применяют светильники с лампами накаливания.

#### 4.2.3.4 Расчет системы искусственного освещения на рабочем месте оператора поста управления

Расчет системы искусственного освещения проводится для прямоугольного помещения, размерами: длина  $A = 4$  (м), ширина  $B = 3$  (м), высота  $H = 2,4$  (м), количество ламп  $n = 4$  (шт).

Вычисления будут, производится по методу светового потока, предназначенного для расчета освещенности общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей. Согласно отраслевым нормам освещенности уровень рабочей поверхности над полом составляет 0,8 (м) и установлена минимальная норма освещенности  $E_n = 300$  (Лк).

Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = E_n * S * K_z * Z * 100 / (n * \mu), \quad (4.1)$$

Где:  $E_n$  – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, (Лк);

$S$  – площадь освещаемого помещения, (м<sup>2</sup>);

$K_3$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), (наличие в атмосфере цеха дыма), пыли;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным  $Z = 1,1$ ;

$n$  – число светильников;

$\mu$  – коэффициент использования светового потока, (%);

$\Phi$  – световой поток, излучаемый светильником.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения  $i$ , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью  $h$  и коэффициентов отражения стен ( $p_{ст}$ ) и потолка ( $p_n$ ).

Индекс помещения определяется по формуле

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (4.2)$$

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно.

Произведем расчет:

$$h = H - 0,8 = 2,4 - 0,8 = 1,6 \text{ (м)}, \quad (4.3)$$

где  $h$  – расчетная высота подвеса светильников над рабочей поверхностью.

Экономичность осветительной установки зависит от отношения, представленного в формуле:

$$l = \frac{L}{h}, \quad (4.4)$$

где  $L$  – расстояние между рядами светильников, м.

Рекомендуется размещать люминесцентные лампы параллельными рядами, принимая  $l = 1,4$ , отсюда расстояние между рядами светильников:

$$L = l * h = 1,4 * 1,6 = 2,24 \text{ (м)} \quad (4.5)$$

Два ряда светильников будут расположены вдоль длинной стены помещения. Расстояние между двумя рядами светильников и стенами вычисляется по формуле:

$$L = \frac{(B-L)}{2} = \frac{(3-2,24)}{2} = 0,38 \text{ (м)}, \quad (4,6)$$

Определим индекс помещения вычисляя по формуле (4.2) получаем:

$$i = \frac{12}{(4+3) \cdot 1,6} = 1,07$$

Найдем коэффициенты отражения поверхностей стен, пола и потолка.

Так как поверхность стен окрашена в серый цвет, свежепобеленные с окнами без штор, то коэффициент отражения поверхности стен  $R_{ст} = 50\%$ . Так как поверхность потолка светлый окрашенный, то коэффициент отражения поверхности потолка  $R_{п} = 30\%$  [2].

Учитывая коэффициенты отражения поверхностей стен, потолка и индекс помещения  $i$ , определяем значение коэффициента  $\mu = 36\%$ .

Подставив все значения в формулу (4.1), по которой рассчитывается световой поток одного источника света, получаем:

$$\Phi = \frac{300 \cdot 12 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4 \cdot 0,36} = \frac{5940}{1,44} = 4125 \text{ (лм)}$$

По полученному световому потоку подбираем лампу, наиболее подходящей является лампа ЛБР-80-1 со световым потоком 4160 (лм).

Выразим  $E_n$  из формулы (4.1):

$$E_n = \frac{(\Phi \cdot n \cdot \mu)}{(k)} = \frac{(4160 \cdot 4 \cdot 0,36)}{(1,5 \cdot 12 \cdot 1,1)} = \frac{5990,4}{19,8} = 302,5 \text{ (лм)}, \quad (4.7)$$

Как видно из расчета, минимальная освещенность в пределах нормы.

Для того чтобы доказать, что использование люминесцентной лампы ЛБР-80-1 является наиболее рациональным, рассчитаем необходимое количество светильников по формуле:

$$N = \frac{(E*k*S*Z)}{(n*\Phi*\mu)}, \quad (4.8)$$

где  $E$  – норма освещенности  $E = 300$  (Лк);

$k$  – коэффициент запаса учитывающий старение ламп и загрязнение светильников,  $k = 1,5$ ;

$S$  – площадь помещения;

$Z$  – коэффициент неравномерности освещения,  $Z = 1,1$ ;

$n$  – число рядов светильников,  $n = 2$ ;

$\mu$  – коэффициент использования светового потока,  $\mu = 0,36$ ;

$F$  – световой поток, излучаемый светильником.

Подставим численные значения в формулу (5.8), получим количество светильников в одном ряду:

$$N = \frac{(300*1,5*12*1,1)}{(2*4160*0,36)} = \frac{5940}{2995,2} = 2 \text{ (шт)}$$

Длина одного светильника равна 1,5 (м), в одном светильнике 2 лампы ЛБР-80-1.

Так как в рассматриваемом помещении количество ламп 4 (шт), по одному светильнику в двух рядах, следовательно, нормы безопасности по искусственному освещению в данном случае соблюдены.

#### 4.2.3.5 Шум

Повышенный уровень шума на рабочих местах отнесен к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, повышаются, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбудительные процессы в коре головного мозга. Воздействие шума повышает пороги слышимости звуковых сигналов, снижает остроту зрения и нарушает нормальное цветоощущение. Работа в условиях шума может привести к появлению гипертонической или

гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

Для пункта управления основными источниками шумов являются оборудование поста управления.

ПДУ шума для объектов типа поста управления нормируются ГОСТ 12.1.003-83 и СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [5].

Значения ПДУ согласно этим документам представлены в таблице 4.6. (для постоянных шумов)

Таблица 4.6 – ПДУ шума для поста управления

Рабочие места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	663	1125	2250	5500	11000	22000	44000	88000	
ПУ	983	974	868	863	860	778	755	754	65

Для оценки соблюдения ПДУ шума необходим производственный контроль (измерения и оценка). В случае превышения уровней необходимы организационно-технические мероприятия по защите от действия шума (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

#### 4.2.3.6 Электромагнитные излучения

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека, по сравнению с другими вредными производственными факторами (повышенное



зрительное напряжение, психологическая перегрузка, сохранение длительное время неизменной рабочей позы).

Источником ЭМП в диспетчерском пункте является ПЭВМ.

Нормы электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ приведены в таблице 4.7 и таблице 4.8, в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 4.7 - Временные допустимые ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Таблица 4.8 - Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ на рабочих местах

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 В/м

Для оценки соблюдения уровней необходим производственный контроль (измерения). В случае превышения уровней необходимы организационно-технические мероприятия (защита временем, расстоянием, экранирование источника, либо рабочей зоны, замена оборудования, использование СИЗ).

#### 4.2.3.7 Электрический ток

ПЭВМ и периферийные устройства являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При работе с компьютером возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Рабочие места с ПЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением; подача электрического тока в помещение должна

осуществляться от отдельного независимого источника питания; необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль; должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка. Согласно ПУЭ помещение, в котором расположено рабочее место, относится к категории без повышенной опасности, и соответствует установленным условиям:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50%;
- средняя температура около 24°C;
- наличие непроводящего полового покрытия.

Основными мероприятиями по защите от электропоражения являются:

- обеспечение недоступности токоведущих частей путем использования изоляции в корпусах оборудования;
- применение средств коллективной защиты от поражения электрическим током;
- защитного заземления;
- защитного зануления;
- защитного отключения;
- использование устройств бесперебойного питания.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Контроль выполнения требований электробезопасности должен проходить на следующих этапах:

- проектирование;
- реализация;
- эксплуатация.

## 4.3 Экологическая безопасность

### 4.3.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

ПЭВМ на постах управления спроектированы для использования в стационарных, защищенных от внешних воздействий условиях. Условия эксплуатации превосходят требования DIN IEC 60721-3-3.

- класс 3М3 (механические требования)
- класс 3К3 (климатические требования)

ПЭВМ на постах управления и их компоненты соответствуют требованиям стандартов ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ 26329-84 (п. п. 1.2; 1.3), ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.3-99. Основное влияние на окружающую среду заключается в образовании и поступлении твердых отходов в виде отработанных ПК, их компонентов и содержащихся в них вредных веществ.

### 4.3.2 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

При транспортировке нефти по трубопроводу с нарушенной герметичностью на поверхность земли вместе с ней попадает большое количество пластовой высокоминерализованной воды.

В нефтяном газе может содержаться сероводород и углекислый газ (содержание сероводорода в воздухе 3мг/л опасно для жизни человека).

Извлеченную на поверхность пластовую воду отделяют путем отстоя от нефти и закачивают снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Нефтяной газ, содержащий H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>, идет на сжигание на факел или на собственные нужды, то есть в печь.

В целях защиты атмосферного воздуха от загрязнения, сброс газа с ППК предусматривается через дренажную емкость на факел для сжигания.

С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;
- Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;
- Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;
- Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором.

#### 4.3.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Снижение загрязнения возможно за счет совершенствования оборудования, производящего электроэнергию, применения более экономичных и результативных технологий, использования новых методов получения электроэнергии и внедрения современных методов и способов очистки и обезвреживания отходов производства. Кроме того, эта проблема должна решаться и за счет эффективного и экономного использования электроэнергии самими потребителями, а это использование более экономичного оборудования, а также эффективного режима загрузки этого оборудования. Сюда также включается и соблюдение производственной дисциплины в рамках правильного использования электроэнергии.

ПЭВМ на постах управления могут утилизироваться, так как не содержат токсических материалов. Для безопасной с точки зрения охраны

окружающей среды утилизации и удаления старых устройств необходимо обратиться к компании производителя ПЭВМ, имеющей сертификат на утилизацию и удаления лома электронного оборудования.

Организация, в которой предполагается использовать разработанную систему, влияет на окружающую среду как потребитель электроэнергии, поскольку здесь работает большое количество электрооборудования и осветительных приборов.

Из этого можно сделать простой вывод, что необходимо стремиться к снижению энергопотребления, то есть разрабатывать и внедрять системы с малым энергопотреблением.

В современных компьютерах, повсеместно используются режимы с пониженным потреблением электроэнергии при длительном простое.

#### 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

##### 4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Перечень возможных ЧС на объекте исследования может быть достаточно широк. Ограничиваясь местоположением объекта и условиями его эксплуатации, его можно представить следующим (ориентировочным) вариантом:

- наводнение;
- удар молнии;
- пожар на объекте;
- взрыв.

В этом разделе наиболее актуальным будет рассмотрение вида ЧС - пожар, определение категории помещения по пожаровзрывобезопасности в котором происходит управление технологическим процессом, то есть пост управления и регламентирование мер противопожарной безопасности.

Рабочее место оператора поста управления, должно соответствовать требованиям Ф3 Технический регламент по ПБ и норм пожарной безопасности (НПБ 105-03) и удовлетворять требованиям по предотвращению и тушению пожара по ГОСТ 12.1.004-91 и СНиП 21-01-97.

По пожарной, взрывной, взрывопожарной опасности помещение (ПУ№8) относится к категории В – горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть.

Основным поражающим фактором пожара для помещений данной категории является наличие открытого огня и отравление ядовитыми продуктами сгорания оборудования.

#### 4.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Пожар в помещении может возникнуть вследствие причин неэлектрического и электрического характера.

К причинам неэлектрического характера относятся халатное и неосторожное обращение с огнем (курение, оставление без присмотра нагревательных приборов).

К причинам электрического характера относятся:

- короткое замыкание;
- перегрузка проводов;
- большое переходное сопротивление;
- искрение;
- статическое электричество.

Режим короткого замыкания – появление в результате резкого возрастания силы тока, электрических искр, частиц расплавленного металла, электрической дуги, открытого огня, воспламенившейся изоляции.

Причины возникновения короткого замыкания:

- ошибки при проектировании.
- старение изоляции.
- увлажнение изоляции.

Пожарная опасность при перегрузках – чрезмерное нагревание отдельных элементов, которое может происходить при ошибках проектирования в случае длительного прохождения тока, превышающего номинальное значение.

Пожарная опасность переходных сопротивлений – возможность воспламенения изоляции или других близлежащих горючих материалов от тепла, возникающего в месте аварийного сопротивления (в переходных клеммах, переключателях и др.).

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

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная защита должна обеспечиваться применением средств пожаротушения, а также применением автоматических установок пожарной сигнализации.

Должны быть приняты следующие меры противопожарной безопасности:

- обеспечение эффективного удаления дыма, т.к. в помещениях, имеющих оргтехнику, содержится большое количество пластиковых веществ, выделяющих при горении летучие ядовитые вещества и едкий дым;
- обеспечение правильных путей эвакуации;
- наличие огнетушителей и пожарной сигнализации;

- соблюдение всех противопожарных требований к системам отопления и кондиционирования воздуха.

Для тушения пожаров на участке производства необходимо применять углекислотные (ОУ-5 или ОУ-10) и порошковые огнетушители (например, типа ОП-10), которые обладают высокой скоростью тушения, большим временем действия, возможностью тушения электроустановок, высокой эффективностью борьбы с огнем.

Помещение оборудовано пожарными извещателями, которые позволяют оповестить дежурный персонал о пожаре. В качестве пожарных извещателей в помещении устанавливаются дымовые фотоэлектрические извещатели типа ИДФ-1 или ДИП-1.

Выведение людей из зоны пожара должно производиться по плану эвакуации.

План эвакуации представляет собой заранее разработанный план (схему), в которой указаны пути эвакуации, эвакуационные и аварийные выходы, установлены правила поведения людей, порядок и последовательность действий в условиях чрезвычайной ситуации по п. 3.14 ГОСТ Р 12.2.143-2002.

Согласно Правилам пожарной безопасности, в Российской Федерации ППБ 01-2003 (п. 16) в зданиях и сооружениях (кроме жилых домов) при одновременном нахождении на этаже более 10 человек должны быть разработаны и на видных местах вывешены планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара.





## Заключение

1. Критический анализ существующих способов и методик обнаружения утечек показал, что на сегодняшний момент, несмотря на большое число разнообразных СОУ не существует универсальной методики. Каждый из методов не лишён недостатков. Основными недостатками являются дороговизна реализации, низкая точность локализации, большое число ложных срабатываний, сложность реализации. Таким образом, проблема исследования новых способов обнаружения утечек остаётся открытой.

2. Предложенный метод обнаружения утечки жидкости из нефтепроводов, отличающаяся тем, что для обнаружения утечки используется 3 датчика по которым и определяется место утечки. Предложенный метод обнаружения утечки способен адаптироваться под любой трубопровод и сохранять в себе параметры трубопровода в виде коэффициентов. Таким образом, предложенный метод позволяет более точно определения координаты утечки, снизить потери нефтепродукта, уменьшить негативное экологическое воздействие на почву и питьевую воду, снизить экономические затраты на простой предприятия и риски возникновения чрезвычайных ситуаций. Для реализации не требуется установка дополнительного оборудования.

**Приложение А**  
**Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке**

Раздел №1  
Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке  
Перевод глав 2.2, 2.3, 2.4

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8EM81	Бирюков Антон Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Каранкевич Андрей Геннадьевич	к.т.н		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Горбатова Татьяна Николаевна			

## Description of the process of transporting liquid in the pipeline.

The main equations that characterize the process of liquid transportation in the linear part of the pipeline are [22, 23, 24]:

1. The continuity equation:

$$\frac{\delta \rho S}{\delta t} + \frac{\delta \rho u S}{\delta x} = 0, \quad (2.1)$$

where  $u$  is the velocity of the liquid flow,  $S$  is the cross-sectional area of the flow (pipeline), and  $\rho$  is the density of the liquid.

2. The law of changing the amount of traffic:

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} \right) = - \frac{\delta p}{\delta x} - \frac{4}{d} \tau_W - \rho g \sin \alpha(x), \quad (2.2)$$

where  $g$  is the acceleration of gravity,  $\alpha(x)$  is the angle of inclination of the pipeline axis to the horizon;  $\alpha(x) < 0$  is the descending sections,  $\alpha(x) > 0$  is ascending,  $\tau_W$  is tangential stress on the pipe walls,  $p$  is line pressure.

3. The equation of balance of mechanical energy:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} \right) + u \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + \int \frac{dp}{\rho} + gz \right) = n^{\text{внутр}}, \quad (2.3)$$

Where:  $n^{\text{внутр}}$ , is specific power of internal friction forces of liquid layers against each other,  $z$  is height of the pipeline,  $\alpha_k$  is the coefficient of Coriolis.

4. The equation of total energy balance:

$$\frac{\delta}{\delta t} \left[ \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} \right) \rho S \right] + \frac{\delta}{\delta x} \left[ \left( \frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} + \frac{p}{\rho} \right) \rho u S \right] = \pi d q_n - \rho u g S \frac{dz}{dx}, \quad (2.4)$$

where,  $QP$  is the heat flow passing through a unit of surface area of the pipeline in a unit of time,  $e_{\text{БНУТ}}$  is specific internal energy.

These equations characterize the process of liquid transportation. In the event of a leak in the stationary mode of transportation, only the pressure values at the beginning and end of the pipeline technological section can be considered as unchanged process parameters (respectively, at the outlet of the reservoir of the head oil pumping station (GPS) and at the inlet to the reservoir of the final point). The values of the parameters of the entire remaining infrastructure of petroleum products, change when the leak is broken [25, 11, 26].

The pressure  $h_x$  at an arbitrary point in the technological section  $x$  with the coordinate  $L_x$  at a given flow rate in the pipeline  $Q_0$  can be represented as:

$$h_x(Q_0) = h_{\text{BX}} + \sum_{i=0}^n H_i(Q_0) - \left[ \sum_{i=0}^f h_i^{mc}(Q_0) + \sum_{i=1}^k h_i^{ny}(Q_0) \right], \quad (2.5)$$

where  $h_{\text{BX}}$  is the head at the inlet of the process section (outlet from the reservoir),  $H_i(Q_0)$  is the head produced by the pump located to the point  $L_x$ , at a given flow rate  $Q_0$ ,  $n$  is number of pumps,  $h_i^{mc}(Q_0)$  is pressure loss at the local resistance located up to the point  $L_x$ , at a given flow rate  $Q_0$ ,  $m$ ;  $f$  is the number of local resistances located up to the point  $L_x$ ;  $h_i^{ny}(Q_0)$  is head loss on a linear section located up to the point  $L_x$  at a given flow rate  $Q_0$ ,  $m$ ;  $k$  is the number of linear sections located up to the point  $L_x$ .

If a leak occurs with the  $Q_{\text{л}}$  flow rate and with the  $L_{\text{л}}$  coordinate the flow rate to the leak point will increase to the value  $Q_1$ , and after the leak point, it will decrease to the value  $Q_2$ . These expenses are by definition related to the ratio:

$$Q_1 + Q_2 = Q_{\text{л}}, \quad (2.6)$$

The decrease in pressure  $\Delta P_{x1}$  to the leak point (at the point with the  $L_{x1}$  coordinate) when the flow rate in the pipeline increases to  $Q_1$  will be:

$$\Delta P_{x1} = P_{x1}(Q_0) - P_{x1}(Q_1), \quad (2.7)$$

In General, the function  $\Delta P(Q)$  is nonlinear with respect to  $Q$  and can be represented as follows [27]:

$$\Delta P_{x_1} = f(Q_{yT}, l_{yT}, t_{yT}, X, Y, K, L, T^0, x_1), \quad (2.8)$$

where  $Q_{yT}$ ,  $l_{yT}$ ,  $t_{yT}$  is expenditure coordinate and time of occurrence of the leak;  $X$ ,  $Y$  are vectors of parameters of main and back-up pumps (rotation speed, switching on and off time);  $K$  is a vector of quality parameters of petroleum products (for example, density, viscosity);  $L$  is a parameter of gate valves in a linear section (position of the gate, opening/closing time, gate coordinate relative to the zero point  $T_0$  is oil product temperature;  $x_1$  is a coordinate of the point where the pressure drop will be calculated  $\Delta P_{x_1}$ ;  $f$  is a function describing the dependence of the pressure drop  $\Delta P$ .

According to the known dependence  $f$ , knowing  $\Delta P$  and the values of other parameters of the oil product transportation process, you can calculate the location of the leak. The accuracy of the calculation will depend on the accuracy of the parameter measurement and the accuracy of the approximation  $f$ .

### **Mathematical description of fluid motion**

It is assumed that the movement of a liquid is characterized by three parameters: pressure is  $P$ , speed is  $U$  and density is  $\rho$  [28]. When drawing up the model, it can be assumed that the density of the transported product does not depend on the pressure. For barotropic liquids, the number of dependent variables is reduced to two—pressure and velocity, therefore, this movement can be described by a system of two equations: the equation of motion and the continuity equation.

The differential equation of motion (according to Euler) for a one-dimensional flow taking into account the resistance forces has the form:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R}, \quad (5.1)$$

where P is the pressure;  $\lambda$  is coefficient of hydraulic friction; U is flow rate;  $\rho$  is the density; R is the radius of the cross section of the pipe.

The continuity equation expresses the law of conservation of mass for any volume of moving liquid, described by the differential equation:

$$\frac{\partial P}{\partial t} + u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} = 0, \quad (5.2)$$

Or

$$-\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x}, \quad (5.3)$$

where C is the speed of propagation of the shock wave in the pipe.

Differential equation (5.1) and (5.3) merged into the system:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.4)$$

In the system of equations (5.4), the term  $\rho \frac{\partial u}{\partial t}$  takes into account the influence of inertial forces of the liquid, the term  $\frac{\lambda \rho u^2}{4R}$  takes into account the influence of friction forces, however, this model does not take into account the influence of local resistance in an arbitrary section of the pipe. If the pipe section is,  $x = x_0$  there is local resistance, then the expression (5.1) becomes much more complex and takes the form [28]:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} + \rho \frac{\zeta}{2} c^2 \delta(x - x_0), \quad (5.5)$$

where  $\zeta$  – is the coefficient of local resistance;  $\delta(x - x_0)$  is Dirac Delta function satisfying the conditions:

$$\delta(x - x_0) = 0, \quad x \neq 0, \quad \int_{-\infty}^{+\infty} \delta(x - x_0) dx \quad (\text{the Delta function is introduced in order to}$$

take into account the effect of local resistance only in the section  $x = x_0$ ).

Based on this, the system of differential equations (5.4) is transformed into a system:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} + \rho \frac{\zeta}{2} \varepsilon^2 \delta(x - x_0) \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = u \frac{\partial P}{\partial x} + \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.6)$$

Some function parameters are unknown, such as the diameter of the flow hole and its shape. In order to simplify the model, many significant factors were not taken into account, such as changes in product density from pressure, the occurrence of a counter pressure wave opposite to the direction of propagation of the main wave, the effects of reflection and superimposition of waves.

In the source [20], an adapted calculation model is given, which is valid for stationary traffic. The system of differential equations (5.6) is written as:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\lambda \rho u^2}{4R} \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = \rho C^2 \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.7)$$

The source [20] and [31] suggest the expression  $\frac{\lambda \rho u^2}{4R}$  take equal to a constant and thereby obtain a linearized system of equations.

$$\frac{\lambda \rho u^2}{4R} = 2a, \quad (5.8)$$

where  $a$  is the linearization coefficient.

It is known from the source [31] that such an assumption leads to an error in calculating the theoretical value of the pressure increase in the transient mode, equal to at least 10% of the actual value, and the linearized system of equations can be written as:

$$\begin{cases} -\frac{\partial P}{\partial x} = \rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + 2au \right) \\ -\frac{\partial P}{\partial t} = E_f \frac{\partial u}{\partial x} \end{cases} \quad (5.9)$$



Where  $E_f$  is modulus of volumetric elasticity of the transported product (follows from the formula  $E_f = \rho C^2$ ).

The system of equations (5.9) is a special case of so-called Telegraph equations, for which there are various analytical methods. The pressure increase during transient oil pumping modes can be determined by this dependence:

$$\Delta P(x, t) = 2a \cdot \rho \cdot u \cdot l [1 - e^{-at}] - 2a \cdot \rho \cdot u \cdot x - (P_k - P_0) e^{-at} - 0.1 \left( \frac{x^3}{L^3} - 1.09 \frac{x^2}{L^2} + 0.09 \right) \cdot \cos(\beta_1 t) + 4.37 \left( \frac{x^3}{L^3} - 3.56 \frac{x^2}{L^2} + 2.56 \right) \cdot \cos(\beta_2 t), \quad (5.10)$$

Where  $a = \frac{\lambda \rho u^2}{8R}$  is the coefficient of linearization; t is the time in seconds elapsed after the flow perturbation; L is the distance between pressure monitoring points (sensors);

$$\beta_1 = \sqrt{23.56 \frac{c^2}{L^2} - a};$$

$$\beta_2 = \sqrt{2.47 \frac{c^2}{L^2} - a}.$$

Then, knowing the pressure at the control points (PC), we apply the formula (5.11) to calculate the pressure in any section, we can determine the current pressure on the section of the linear part of the MNE that interests us.

$$P(x) = P_0 + \frac{P_k - P_0}{L} x + \Delta P_x, \quad (5.11)$$

Where  $P_0$  is pressure at the beginning of the pipeline in steady state (until the flow is disturbed);  $P_k$  is pressure at the end of the controlled area; L is the length of the monitored section MN (between two pressure sensors);  $\Delta P_x$  is increase in pressure in the cross section of the pipe x pipeline, determined by the solution of equation (5.10).

A formula can be used to calculate static pressure:

$$P = P_k + \rho g (Z_{\max} - Z_0), \quad (5.12)$$

where  $Z_{max}$  u  $Z_0$  are elevations of the highest and starting points of the pipeline.

### **Analysis of the speed of propagation of disturbances in the pipeline**

The source [11] provides an expression for determining the velocity of sound propagation in the liquid filling the pipe:

$$V_{ss} = \frac{C}{\sqrt{1 + \frac{E_f D}{E_p h} k}}, \quad (5.13)$$

where  $C$  is the speed of sound in a free liquid;  $E_f$  is modulus of volumetric elasticity of the transported liquid;  $E_p$  is the elastic modulus of the pipe wall material (for steel is assumed to be equal to  $1,86 - 2,1 \times 10^{11}$  Pa);  $D$  is internal diameter of the pipeline;  $h$  is pipe wall thickness;  $k$  is the coefficient for thin-walled pipes is assumed to be 1.

The speed of sound in a free liquid  $C$  is determined by the formula(5.14):

$$C = \sqrt{\frac{E_f}{\rho}}, \quad (5.14)$$

where  $\rho$  is the density of the transported product, in kg / m<sup>3</sup>.

From the expression (5.13) it follows that the increase in wall thickness leads to an increase in the speed of sound, also, when changing the transported substance in the direction of growth of the bulk modulus also leads to an increase in the speed, contribute to the density value (table 2) and bulk modulus (table 3).

Table 2 - the values of the density of liquids

Product	Density, kg / m <sup>3</sup>
Gasoline	700
Acetone	800
Kerosene	800
Benzene	880

Diesel	1000
Oil	730-1040
Distilled water	998

Table 3 - Modulus of bulk elasticity (full compression) at 20 ° C

Product	E, (N / m <sup>3</sup> ) x10 <sup>9</sup>
Gasoline	1,30
Acetone	0,79
Kerosene	1,22
Benzene	1,03
Diesel	1,13
Oil	1,2÷2,1
Distilled water	2,13

Formula (5.13) and tables 2 and 3 show that the speed depends significantly on the product properties, the parameters of the same product may differ in different batches.

## Список используемой литературы

1. Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 99
2. Некрасова А.П. О статистике аварий и несанкционированных врезок на магистральных нефтепродуктопроводах и мероприятия по снижению их числа / А.П. Некрасова // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2000. - №8-9. – С. 9-11
3. Причиной утечки в трубопроводе ВР на Аляске стали ледяные пробки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://eco.ria.ru/danger/20091210/198506496.html>
4. Человеческий фактор стал причиной утечки нефти из трубы ВСТО. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dv-zvezda.ru/11309-chelovecheskij-faktor-stal-prichinoj-utechki.html>
5. Медведев В.С., Потёмкин В.Г. Нейронные сети. МАТЛАБ 6 / В.С. Медведев, В.Г. Потёмкин – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2002. – 496с.
6. Лапшев Н.Н. Гидравлика: учебник для студ. высш. учеб. заведений / Н.Н. Лапшев. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 272 с. й78
7. Утечка нефтепродуктов в Новгородской области ликвидирована. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aif.ru/crime/939104>
8. Климовский Е. М. Очистка и испытание магистральных трубопроводов /Е.М. Климатовский, Ю.В. Колотилов — М.: Недра, 1987. – 173 с.
9. Мустафин Ф. М. Защита трубопроводов от коррозии: в 2- т. / Ф.М. Мустафин, М.В. Кузнецов. – СПб.: Недра, 2005. Т.2.–708 с.
10. Придуман эффективный метод поиска мест незаконной откачки продуктов из трубопровода, скрытого под землёй. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sciteclibrary.ru/rus/catalog/pages/4186.html>

11. Ковардаков А.В. Построение математической модели малых утечек с учётом реальных свойств объектов магистрального трубопровода / А. В. Ковардаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2011, №1 с. 48-54

12. Власов А.Н. Способ диагностики состояния магистральных трубопроводов с использованием радиоактивных индикаторов / Власов, А.Н.; Долгих, В.И.; Дроздов, В.Д.; Маслов, Б.В. Патент №2159930

13. Волоконные брэгговские решётки // Физика в анимациях [Электронный ресурс] – <http://physics.nad.ru>

14. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2. / Васильев, Г.Г.; Коробков, Г.Е.; Коршак, А.А. и др. под ред. Вайншток, С.М. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2004. - 621 с.

15. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В.А. Бунчук. – М.: Недра, 1977. – 366 с.

16. Официальный сайт компании «PSI» – <http://www.psiolandgas.com>

17. Официальный сайт компании ОАО «Нефтеавтоматика» – <http://www.nefteavtomatika.ru>

18. Муфтахов Е. М. Проектирование нефтегазопроводов: учебное пособие / Е.М. Муфтахов, М.М. Гареев, В.Н. Муфтахова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – 112с.

19. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.

20. Коршак А.А. Технологический расчет магистрального нефтепровода: учебное пособие / А. А. Коршак, Е. М. Муфтахов — Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2005. — 98 с.

21. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов: учеб. пособие / Ю. А. Краус– Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010 - Ч.1 – 109 с.

22. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие / М. В. Лурье – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – 336 с

23. Селезнев В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов; под. ред. В.Е. Селезнёва. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 436 с.

24. Селезнев В.Е. Современные компьютерные тренажеры в трубопроводном транспорте: математические методы моделирования и практическое применение / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов; под. ред. В.Е. Селезнёва. – М.: МАКС Пресс, 2007. –200 с.

25. Ковардаков А.В. Влияние параметров технологического процесса на величину возможных отклонений давления в установившемся режиме / А.В. Ковардаков, Л. Р. Лукманов, А.М. Ширяев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2011 - №3 – с. 46-49

25. Ковардаков А.В. Построение математической модели малых утечек с учётом реальных свойств объектов магистрального трубопровода / А. В. Ковардаков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2011, №1 с. 48-54

26. Ковардаков А.В. Разработка методов построения и реализация аналитической информационной системы технологического мониторинга сложных промышленных объектов: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01 / Ковардаков Алексей Викторович. – Краснодар, 2007 - 316 с.

27. Рабинович, Е.З. Гидравлика / Е. З. Рабинович, А. Е. Евгеньев. - 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1987. - 224 с.

28. Слез, Л.Г. Экспериментальные и теоретические исследования гидроударного способа восстановления пропускной способности магистральных трубопроводов/ Л.Г. Слез, А.А. Григорьев // Инженерные системы. Донбасская нац. академия стр.-ва и арх.-ры. - №2. - 2009.

29. Омельченко, А.В. Дифференциальные характеристики потока за

ударной волной // Журнал технической физики -Спб.: -том 72. -вып.1. - 2002.

30. Тугунов, П.И. Определение ударного давления в нефтепроводе с газонасыщенной нефтью при переходных режимах / П.И. Тугунов, Р.А. Брот, С.Е. Кутуков // Нефтегазовое дело. -2005. -том 3. -с.199-205

31. Гольянов, А.А. Обнаружение места утечек в магистральных нефтепродуктопроводах с помощью сканирующих импульсов: автореферат дис. канд. техн. наук : 25.00.19 : защита 21.10.04 / Уфа. -2004. -22 с.

32. Бергман, Л. Ультразвук / Л. Бергман. – М.: Изд-во иностр. литры.- 1956. -728 с