

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

НИЗАМУТДИНОВ РОБЕРТ ИЛЬДАРОВИЧ

**ОБНАРУЖЕНИЕ УТЕЧЕК НА НЕФТЕПРОВОДАХ С БЕЗНАПОРНЫМИ
УЧАСТКАМИ НА ПРИНЦИПАХ КОНТРОЛЯ ОСНОВНЫХ
ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА**

Специальность 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды,
веществ, материалов и изделий

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Проскуряков Руслан Максимович

Санкт - Петербург – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК НА НЕФТЕПРОВОДАХ	11
1.1 Анализ причин утечек на нефтепроводах.....	11
1.2 Требования, которые предъявляются к существующим системам идентификации утечек	14
1.3 Классификация известных методов идентификации утечек	17
1.4 Критический анализ современных методов идентификации утечек	19
1.4.1 Метод статического контроля для идентификации утечек.....	20
1.4.2 Акустические методы идентификации утечек	21
1.4.3 Метод моделирования перекачки для идентификации утечек	23
1.5 Цели и задачи исследования	28
1.6 Выводы по главе 1	30
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК.....	31
2.1 Патентный поиск по теме исследования	31
2.2 Критический анализ применяемых на нефте- и нефтепродуктопроводах систем идентификации утечек	35
2.3 Идея нового предложения	41
2.4 Выводы к главе 2	46
ГЛАВА 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК ИЗ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ..	47
3.1 Модель неустановившегося течения жидкости с напором в трубопроводе	47
3.2 Решение уравнений неустановившегося течения с напором методом характеристик.....	49
3.3 Течение жидкости в момент распада произвольного разрыва	52
3.4 Расчет неустановившегося течения жидкости по методу С.К. Годунова	53
3.5 Безнапорное или самотечное течение жидкости в трубопроводе.....	57

3.6 Расчет безнапорного течения жидкости конечно-разностными формулами....	61
3.7 Краевые условия для осуществления расчета неустановившегося течения жидкости.....	64
3.8 Компьютерная реализация предложенного алгоритма.....	68
3.9 Выводы к главе 3	72
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ.....	73
4.1 Структура программного комплекса предложенной системы.....	73
4.2 Алгоритм расчета, заложенный в программный комплекс	75
4.2.1 Алгоритм для расчета параметров потока в начальном режиме.....	75
4.2.2 Алгоритм расчета параметров потока текущих слоев.....	77
4.3 Тестирование разработанного программного комплекса.....	81
ГЛАВА 5 Техническая реализация предложенной системы идентификации утечек.....	87
5.1 Требования к техническим средствам для разработанной системы.....	87
5.2 Система сбора данных для разработанной системы.....	89
5.3 Датчики для разработанной системы идентификации утечек.....	90
5.3.1 Датчики давления для системы идентификации утечек	90
5.3.2 Расходомеры для системы идентификации утечек.....	92
5.3.3 Термопреобразователи для системы идентификации утечек	95
5.4 Описание экспериментальной установки	97
5.5 Выводы к главе 5	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	102
ПРИЛОЖЕНИЕ А	114

ВВЕДЕНИЕ

Общая характеристика работы. В диссертационной работе предложена система обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах, работающая как при установившихся, так и переходных режимах работы (при пуске трубопровода, его остановке или же смене режима перекачки продукта). В предлагаемой системе ведется учет возникающих при эксплуатации трубопроводов полостей пара и газа, благодаря чему исключается возможность ложных срабатываний системы о наличии утечки. В работе приводится структура данной системы, а также осуществлен выбор ее составляющих элементов.

Актуальность проблемы обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах обусловлена ужесточением требований к охране окружающей среды. Особую актуальность проблема обретает в свете большой изношенности отечественных трубопроводов и увеличения числа незаконных врезок. Несмотря на осуществляемые в двух направлениях работы, работу по реконструкции линейных частей и работу по разработке новых методов и способов предупреждения аварийных ситуаций, не приходится говорить о снижении показателя аварийности на магистральных нефтепроводах.

Над решением данной проблемы заняты крупнейшие отечественные компании, среди которых ОАО "АК Транснефть", АО "Транснефть – Диаскан", а также зарубежные компании, такие как Shevron, Eххон, Tenneco, Shell, Trans Canada и другие. Вклад в разработку новых методов, средств контроля и обнаружения места утечек и дефектов внесли Новоселов В.Ф., Зверева Т.В., Лурье М.В., Вязунов Е.М., Коршак А.А., Васин Е.С., Черняев К.В., Кравченко В.Ф., Григорьев П.А., Валеви́ч М.И., Максимов И.Л., Адаменко А.А., Шумайлова А.С. и др. Стоит отметить, что существующие системы обнаружения утечек на магистральных трубопроводах не обладают универсальностью и достаточной надежностью.

В связи с этим задача разработки системы обнаружения утечек на

магистральных нефтепроводах, работающей при установившихся, так и переходных режимах работы, с учетом полостей пара и газа внутри трубопровода является актуальной научно-технической задачей.

Целью диссертации является разработка автоматизированной системы для быстрого обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов без ложных сигналов. Предложенная система позволит диагностировать магистральные трубопроводы на наличие утечек как при установившихся, так и неуставившихся режимах перекачки нефти нефтепродуктов. Система должна учитывать то, что магистральные трубопроводы могут быть заполнены нефтью и нефтепродуктами не полностью. Разрабатываемая автоматизированная система должна обеспечивать непрерывный контроль линейной части магистральных трубопроводов и должна работать в режиме реального времени на основе измерения штатных приборов, которые устанавливаются на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах.

Для реализации предложенной системы были поставлены следующие **задачи исследования**:

1. Разработка алгоритма обнаружения утечек, основанного на математической модели неуставившегося режима движения слабо сжимаемой жидкости с учетом возможного образования парогазовых полостей в магистральных трубопроводах.

2. Разработка метода решения системы уравнений, которые описывают течение перекачиваемой жидкости, как на напорных, так и безнапорных участках линейной части магистрального трубопровода.

3. Реализация разработанного алгоритма и метода решения системы уравнений в программном комплексе.

4. Проверка работоспособности программного комплекса путем имитационного моделирования различных режимов эксплуатации магистрального трубопровода.

5. Разработка структуры системы и выбор комплекса технических средств

для сбора, преобразования и подготовки требуемой технологической информации, на базе которой будет определяться герметичность магистрального трубопровода.

В ходе **анализа теоретических работ** раскрыта сущность методик и теорий, лежащих в основе существующих систем диагностирования магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. В диссертационной работе приведена классификация методов и средств диагностики трубопроводов, а также сформулированы основные требования, предъявляемые к системам диагностирования. Рассмотрена особенность существующих методов и определена их применимость. Из рассмотренных средств контроля целостности магистральных трубопроводов определены наиболее эффективные. К ним относятся метод опрессовки трубопровода, акустический или ультразвуковой метод, метод математического моделирования потока жидкости.

В ходе **анализа патентной информации** отечественных и зарубежных специалистов определены актуальные на сегодняшний день направления решения поставленной в диссертационной работе задачи. В работе определены недостатки рассмотренных систем, которые снижают эффективность их эксплуатации. В качестве перспективного способа диагностирования магистральных трубопроводов определен способ диагностирования, основанный на сравнении гидравлических параметров, измеренных штатными приборами, со значениями параметров, получаемых при моделировании потока в режиме реального времени на ЭВМ.

Идея работы заключается в определении изменения количества жидкости в магистральном трубопроводе наряду с измерением значений расходов жидкости в двух точках - на входе и выходе диагностируемого участка трубопровода. С этой целью в начале и в конце рассматриваемого участка трубопровода предлагается установить расходомеры и датчики давления. На основе значения давлений рассчитывается изменение количества жидкости на рассматриваемом участке трубопровода и количество жидкости закаченной и отобранной из трубопровода. По дисбалансу рассчитанной разницы (по

рассчитанным расходам) и разницы, измеряемой расходомерами, судят о наличии или отсутствии утечки. В случае превышения дисбалансом заданной величины уставки срабатывает сигнал об утечке.

Защищаемые научные положения:

1. Гидродинамические процессы в нефтепроводе адекватно описываются классической системой простых дифференциальных уравнений для бесконечно малой области рабочей точки, решение которой осуществляется методом «сквозного счета» параметров потока.

2. Разработанная структура и алгоритм обнаружения утечек, основанный на математической модели неустановившегося режима движения слабо сжимаемой жидкости с учетом возможного образования парогазовых участков потока в магистральных трубопроводах и контролирующей дисбаланс значений действительного и расчетного изменения объема жидкости, позволяет осуществить контроль целостности магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов.

Методология и методы исследования

В диссертационной работе использовались методы классической теории неустановившихся процессов, теория неустановившихся процессов, учитывающая возникающие в трубопроводе полости пара и газа, математическое и компьютерное моделирование.

Научная новизна диссертационной работы состоит в учете сразу двух параметров - изменения количества жидкости внутри диагностируемого участка магистрального трубопровода и количества жидкости закаченной и отобранной на нем, что позволит избежать ложных срабатываний системы об обнаружении утечки. С этой целью в работе наряду с классической теорией неустановившихся процессов применяется теория, учитывающая полости пара и газа, образуемые в трубопроводе после временных перевальных точек. Предложена методика расчета неустановившихся процессов течения жидкости как на напорных, так и самотечных (безнапорных) участках трубопровода.

Практическая ценность диссертационной работы заключается в

разработке алгоритма работы предлагаемой системы обнаружения утечек жидкости на нефте- и нефтепродуктопроводах, определяющей наличие или отсутствие в трубопроводе утечки в режиме реального времени как при установившихся, так и не установившихся режимах работы, наличии или отсутствии полостей пара и газа.

Разработана методика расчета не установившегося движения потока жидкости на напорных и самотечных (безнапорных) участках трубопровода.

Соответствие диссертации паспорту специальности

Область исследования, связанная с разработкой системы обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах, соответствует паспорту специальности 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий (технические науки) п. 1 «Научное обоснование новых и усовершенствование существующих методов аналитического и неразрушающего контроля природной среды, веществ, материалов и изделий», п. 2 «Разработка и оптимизация методов расчета и проектирования элементов, средств, приборов и систем аналитического и неразрушающего контроля с учетом особенностей объектов контроля».

Апробация работы. Основные положения и научные результаты диссертационной работы докладывались на международной конференции молодых ученых «Ressourcen für die Mobilität» в Фрайбергской горной академии (TU Bergakademie Freiberg, г.Фрайберг, Германия, 2013 г.) с последующими публикациями в сборниках докладов по результатам научных конференций.

Публикации

По теме диссертации опубликовано три научные работы в изданиях, входящих в перечень научных изданий, рекомендованных ВАК Минобрнауки России.

Личный вклад соискателя

1. Разработан алгоритм обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах, основанный на математической модели

неустановившегося режима движения слабо сжимаемой жидкости с учетом возможного образования пустот пара и газа.

2. Реализован предложенный алгоритм и метод решения системы уравнений в программном комплексе.

3. Осуществлена проверка работоспособности программного комплекса путем имитационного моделирования различных режимов эксплуатации магистрального трубопровода.

4. Разработана структура системы и выбран комплекс технических средств для сбора, преобразования и подготовки требуемой технологической информации, на базе которой будет определяться герметичность магистрального трубопровода.

Реализация результатов работы

Предлагаемый в диссертации метод обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах принят для внедрения на магистральных нефтепроводах компании АО «Транснефть-Урал». Справка о внедрении результатов исследования приведена в Приложении А.

Объем работы

Диссертация состоит из введения, пяти глав, которые изложены на 114 страницах текста, содержит 36 рисунков, 6 таблиц, список использованных источников из 115 наименований.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

В первой главе диссертационной работы рассмотрены основные причины нарушения герметичности магистральных трубопроводов. В результате изучения материалов представлены основные требования, которые предъявляются к системам обнаружения утечек, и предложена классификация известных методов обнаружения утечек жидкости из трубопровода с учетом особенности их работы и возможностей их применения. На основе опыта зарубежных и отечественных специалистов изложены различные прогностические методы и методы обнаружения утечек жидких углеводородов

во время эксплуатации транспортных систем.

Во второй главе представлены современные отечественные и зарубежные патентные разработки в области обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах. В ходе их анализа представлены лучшие изобретения данной направленности, выявлены их возможности и определены недостатки. Проведен анализ систем обнаружения утечек как отечественного, так и зарубежного исполнения, которые широко применяются на современных трубопроводных системах.

В третьей главе с учетом выявленных недостатков существующих систем разработана структурная схема новой автоматизированной системы обнаружения утечек жидкости, в основе которой лежит расчет неустановившихся процессов и учитывающая образование в трубопроводе полостей пара и газа. Представлена компьютерная программа, которая реализует расчет переходных режимов на участке трубопровода.

В четвертой главе рассмотрена структура программного комплекса системы. Предложен алгоритм расчета нестационарных режимов. Проведена оценка погрешности расчетов нестационарных процессов в трубопроводе, которые производятся в предлагаемом программном комплексе.

В пятой главе описаны требования, предъявляемые к системе сбора информации и системе управления объектом. Рассмотрено возможное построение системы на действующих нефте- и нефтепродуктопроводах. Точность разработанной системы обнаружения утечек зависит от точности используемых первичных преобразователей. Предложены подходящие для разработанной системы первичные преобразователи, рассмотрен вопрос передачи информации от объектов в программный пакет диагностики.

Заключение отражает обобщенные выводы по результатам исследований в соответствии с целью и решаемыми задачами.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК НА НЕФТЕПРОВОДАХ

Трудно представить развитие современного общества без открытия нефтяных и газовых месторождений, разработки способов транспортировки данных продуктов, их переработки и всестороннего использования данных продуктов в различных отраслях.

Россия обладает уникальной трубопроводной системой, лидирующей по грузообороту, производительности и себестоимости перекачки сырья среди других видов транспорта [17]. Текущее состояние нефтепроводов нашей страны плачевное, у более половины срок эксплуатации превышает 25-летний барьер. Это обстоятельство увеличивает риск возникновения аварийных ситуаций на линейной части магистрального трубопровода. Особую актуальность проблеме идентификации утечек углеводородов придает ужесточение природоохранных законов [6, 66].

В данной главе диссертационной работы рассмотрим основные причины нарушения герметичности магистральных трубопроводов. В результате изучения материалов представим основные требования, которые предъявляются к системам обнаружения утечек, и предложим классификацию известных методов обнаружения утечек жидкости из трубопровода с учетом особенности их работы и возможностей их применения.

Обобщив опыт зарубежных и отечественных специалистов, изложим различные прогностические методы и методы обнаружения утечек жидких углеводородов во время эксплуатации транспортных систем.

1.1 Анализ причин утечек на нефтепроводах

Отечественные нефтепроводы характеризуются значительным сроком их эксплуатации. К примеру, около четверти нефтепроводов имеют срок эксплуатации более 30 лет, 29% - 20 - 30 лет, почти 36% - 10 - 20 лет и менее 12% - менее 10 лет. Вероятность возникновения аварий на нефтепроводах

усугублена также достижением критического срока ресурса пленочных изоляционных покрытий, используемых на нефтепроводах большого диаметра, доля которых составляет около 50%. Это возникает из-за коррозионного разрушения стенки трубы [2, 16, 26, 42, 59, 63, 81].

Согласно статистике, каждый год на отечественных и зарубежных трубопроводах случаются сотни аварий, приводящих к сокращению пропускной способности, загрязнению окружающей среды и затратному, с точки зрения финансов, ремонту.

С целью совершенствования трубопроводов и улучшения их технического обслуживания требуется анализ возникающих повреждений, а также их систематизация. Различные методы классификации повреждений были предложены некоторыми авторами в своих трудах [25, 29, 32, 34, 46, 82].

Из анализа работ вытекает классификация повреждений согласно их размерам.

В научных работах [1, 22, 42, 44, 49, 74, 80] рассмотрены причины возникновения утечек жидкости на магистральных трубопроводах. Определим основные из них:

- дефекты труб;
- технологические нарушения при проведении сварочных работ;
- плохая защищенность трубопровода от воздействия почвенной коррозии и коррозии, вызванной блуждающими токами;
- мехповреждения из-за производства работ вблизи трубопровода;
- использование не того типа изоляционного покрытия или же его неправильное нанесение;
- нарушения технологии перекачки и правил эксплуатации трубопровода;
- изгибы труб вследствие изменения температуры грунта;
- стихийные явления (наводнения, оползни, землетрясения и т.п.).

Согласно статистике Ростехнадзора, самое большое число аварий (69,1%) на отечественных магистральных трубопроводах в период с 2004 по 2008 годы

возникло вследствие несанкционированных врезок (таблица 1.1). Доля аварий вследствие заводского брака трубы составила 10,3%, причин организационного характера - 7,4%, брака строительно-монтажных работ – 5,9%, мехвоздействия при проведении земляных работ - 5,8%, а коррозии наружной и внутренней – 1,5%.

Исходя из данной статистики, нефтеперекачивающим компаниям необходимо ужесточить требования к строительным компаниям в части строительства новых трубопроводных систем и проведения ремонтно-восстановительных работ. Кроме этого нефтеперекачивающим компаниям требуется устанавливать на трубопроводы новейшие средства для защиты их от коррозии, так как именно она является причиной большинства утечек. Данный комплекс мер и мероприятий позволит улучшить состояние, а также продлить срок службы трубопровода [14].

Мероприятия в целях предотвращения аварий, проводимые на отечественных нефтепроводах, показали хорошие результаты и снизили их аварийность. Несмотря на это аварии на магистральных трубопроводах имеют место и порой сопровождаются крупными выбросами нефти и нефтепродуктов [51, 54, 87].

Таблица 1.1 – Распределение аварийности на магистральных трубопроводах за период 2004 – 2008 гг.

Причина аварии на магистральных трубопроводах	Доля причин аварий
Несанкционированная врезка	69,1
Заводской брак трубы	10,3
Причины организационного характера	7,4
Брак строительно-монтажных работ	5,9

Продолжение таблицы 1.1

Механическое воздействие при проведении земляных работ	5,8
Коррозия	1,5

Следует констатировать отсутствие единых унифицированных методов оценки размеров выбросов перекачиваемого продукта из нефте- и нефтепродуктопроводов. Вследствие этого уровень оценки возникающих отказов сильно разнится в различных источниках.

Число аварий на магистральных нефтепроводах в последние годы стабилизировалось, что следует из анализа отечественных и зарубежных работ, но, тем не менее, до сих пор имеют место аварии на нефтепроводах, которые порой носят катастрофический характер.

Величина возникающих утечек и удельный вес определенных причин отказов изменяется с совершенствованием строительных технологий и технологий эксплуатации трубопровода, качеством труб и защитных покрытий. В связи со значительной изношенностью действующих трубопроводных систем вероятность возникновения утечек остается достаточно высокой.

Обычно разрушению трубопровода способствует одновременное воздействие двух вышеперечисленных факторов. Перечислим самые встречаемые на практике комбинации: повреждение металла стенки трубы вследствие коррозии, сопровождающееся образованием и ростом трещины; образование и развитие трещины вследствие квазистатической нагрузки в местах дефектов металла.

1.2 Требования, которые предъявляются к существующим системам идентификации утечек

Магистральные трубопроводы являются связующим звеном объектов нефте- и газодобычи с объектами их переработки и потребления. Они относятся к объектам повышенной категории опасности и к наиболее ответственным

инженерным сооружениям. Возникающие на магистральных трубопроводах аварии сопровождаются значительным материальным ущербом. Аварии сопровождаются не только потерей нефти и нефтепродуктов, но и создают опасность возникновения пожара, взрыва и экологического загрязнения.

Рассматриваются современные магистральные трубопроводы как сложные многокомпонентные системы, которые формируются и функционируют на большом числе разнородных процессов. В связи с этим обстоятельством необходим всесторонний анализ влияния различных дефектов на работоспособность трубопроводных систем как по отдельным, так и совокупным критериям. Данный анализ позволит выявить рациональнейшие алгоритмы поиска неисправностей и определить дальнейшее проектирование систем диагностики магистральных трубопроводов.

Целостность линейной части - наиважнейшая проблема эксплуатации трубопроводов, которая достигается благодаря систематическому контролю герметичности трубы и своевременному устранению выявленных дефектов. В связи с возрастающими требованиями к защите окружающей среды проблема контроля целостности магистральных трубопроводов приобретает все большую актуальность. В нашей стране имеются специализированные организации, занимающиеся защитой окружающей среды от загрязнения. Они занимаются исследованиями возникающих аварий и разрабатывают рекомендации по проектированию, строительству и эксплуатации трубопроводных систем. Помимо этого ими разрабатываются рекомендации по оценке аварий и их ликвидации, выбору рабочего давления и толщине стенок трубы при проектировании трубопровода, средствам транспортировки нефти, методике испытаний при строительстве магистральных трубопроводов, оценке утечек нефти и методов их контроля, антикоррозийной защите, безопасности в аварийных случаях и др [84].

Представим важнейшие требования, которые предъявляются к средствам и методам обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов на трубопроводных системах с учетом условий их эксплуатации [4, 7, 12, 15, 24, 32, 44, 64, 73, 79]:

- Быстродействие;
- Точность определения утечки;
- Высокая чувствительность;
- Безопасность в эксплуатации;
- Способность контроля протяженных трубопроводов;
- Экономичность;
- Не создание помех при различных режимах перекачки;
- Высокая надежность и достоверность;
- Возможность внесения в схему технологических изменений;
- Возможность работы при любых погодных и климатических условиях.

От величины утечки зависит точность ее определения. Чем незначительнее утечка, тем сложнее обнаружение ее места. Аналогичная зависимость применима и для времени обнаружения утечки. Время, необходимое на обнаружение утечки, зависит от объема самой утечки и может достигать нескольких часов. Вследствие этого к обнаружению утечек различных объемов предъявляются различные требования.

Главным требованием к средствам и методам обнаружения значительных утечек является оперативность обнаружения повреждения магистрального трубопровода. Второстепенным требованием является определение места повреждения. Зная секцию с повреждением между запорной арматурой, можно ее автоматически локализовать и уменьшить потери нефти и нефтепродуктов.

Точность определения места повреждения и высокая чувствительность – требования, предъявляемые к средствам и методам обнаружения незначительных утечек. Точность определения места повреждения должна быть в диапазоне 10-20 метров, а чувствительность достигать 1-50 л/ч. При незначительных утечках оперативность является второстепенным требованием вследствие того, что данные повреждения менее опасны и требуется определенное время для накопления опасного количества нефти и нефтепродуктов.

1.3 Классификация известных методов идентификации утечек

Классификация известных методов обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах часто базируется на одном или двух критериях (режиме контроля нефтепровода, режиме работы нефтепровода и др.). Проанализированные отечественные и зарубежные методы контроля утечек можно классифицировать по различным параметрам. Таким образом, можно более точно определить пригодность того или иного комплекса в конкретных ситуациях [19, 21, 23, 85].

Методы обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах подразделяются по критериям:

режиму работы трубопровода

Методы контроля по режиму работы трубопровода можно классифицировать на две группы: динамические, сопровождающиеся остановкой трубопровода, и статические без остановки трубопровода. Малые утечки (до 10 л/ч) способны выявляться статическими методами с остановкой трубопровода. Динамический контроль позволяет выявить только значительные утечки (более 50 м³/ч).

периодичности применения

Методы контроля, согласно периодичности применения, классифицируются на две группы: периодического и постоянного контроля. Постоянный контроль осуществляется в течение всего срока эксплуатации трубопровода, в то время как периодический контроль осуществляется спустя определенные временные интервалы (от пару дней и более).

характеру взаимодействия с перекачиваемой средой

Методы контроля по данному критерию подразделяются на следующие:

- активные методы (ультразвуковые колебания определенной частоты излучаются в перекачиваемую среду и принимаются в месте повреждения);
- пассивные методы, фиксирующие шумы утечки);

- методы косвенного способа (давление, расход, скорость потока и распространения волн);

- методы прямого способа (кабели, зонды и др.).

конструктивному исполнению и условиям применения

Методы по приведенному критерию подразделяются на следующие:

- стационарные (встроенные системы и приборы);
- патрульные;
- транспортируемые по трубопроводу.

Методы обнаружения утечек можно классифицировать по таким физическим явлениям как:

- понижение давления продукта в случае утечки (метод понижения давления со скользящей или фиксированной установкой);
- скорость распространения волны понижения давления продукта (метод отрицательных ударных волн);
- изменение расхода (метод сравнения скорости расходов);
- расход продукта (метод сравнения расходов);
- введение жидкого изотопа (радиоактивный метод);
- количество продукта (метод линейного баланса);
- шумы утечки (акустический метод и ультразвуковой метод);
- газ (газоаналитический метод);
- изменение поверхности трассы магистрального нефте- и нефтепродуктопровода (визуальный метод наблюдения за трассой путем обхода, катерами, авиацией и автотранспортом, оснащенными контрольной аппаратурой);
- абсолютное давление (опрессовка);
- скорость понижения значения давления (метод статического давления);
- изменение перепада значений давления (зондовый метод);

- скорость перепада значений давления (метод дифференциального давления).

параметрам диагностирования и принципу действия

Методы по параметрам диагностирования и принципу действия разделяются на:

- физические (осуществляется контроль и анализ физических характеристик, которые происходят в трубопроводе);
- параметрические (определение, анализ и контроль параметров расхода, напора и мощности).

Приведенная выше классификация демонстрирует большое количество современных устройств, методов и систем диагностики для обнаружения утечки. Преимущества и недостатки методов обнаружения утечек, а также условия их применения при эксплуатации трубопроводных систем, возможно выявить, проведя сравнительный анализ.

1.4 Критический анализ современных методов идентификации утечек

В настоящее время имеется огромное количество опубликованных работ с описанием различных методов, способов и средств контроля и поиска мест дефектов и утечек. Следует отметить огромный вклад Шумайлова А.С., Зверевой Т.В., Максимова И.Л., Гумерова А.Г., Черняева К.В., Джарджиманова А.С., Вязунова Е.М., Шибиева А.В., Парамонова В.Д., Адаменко А.А., Молдаванова И.Г., Валевица М.И., Васина Е.С., Сарнова И.И., Дымщица Л.А., Ковалевич И.С., Гадюна В.Х., Зайцева Л.А., Лурье М.В., Галеева В.Б., Григорьева П.А., Тугунова П.И., Кравченко В.Ф., Новоселова В.Ф., Новоселова В.В., Коршака А.А., Щербаковой Р.П., Кагарова С.И. и др.

В работах данных исследователей описаны различные методы обнаружения утечек, в данной главе приведем сравнительную характеристику методов. Применение тех или иных средств или методов обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов обусловлено следующими факторами: конструкцией и параметрами трубопровода, режимом его работы, свойствами перекачиваемого

вещества, профилем трассы, погодными и климатическими условиями, режимом контроля, временем суток, экономичностью, требованиями к защите окружающей среды и др.

При возникновении утечки в линейной части магистрального трубопровода происходят следующие физические явления: изменение расхода и давления, акустические колебания в месте утечки углеводородов, распространение ударной волны по нефтепроводу, повышенная интенсивность трассирующих газов, повышенная радиация жидких изотопов и др. На данных физических явлениях основаны действующие методы обнаружения утечек линейной части трубопроводных систем.

1.4.1 Метод статического контроля для идентификации утечек

Группа методов статистического контроля осуществляется на трубопроводах с остановленной перекачкой и при проведении ремонтно-восстановительных работ. В данную группу методов относят метод дифференциального давления и метод падения давления.

Метод падения давления. При использовании данного метода происходит перекрытие задвижек на определенном участке магистрального трубопровода и создание в нем некоторого давления. По-другому метод падения давления называют методом гидравлических испытаний или опрессовкой. Крупные утечки при данном методе проявляют себя быстро. При увеличении времени выдержки трубопровода под действием давления становится возможным определение незначительных утечек.

Недостатком данного метода является продолжительное время определения утечки и периодичность применения. Время определения значительных утечек составляет 8-24 часа, а незначительных утечек - до нескольких суток.

Метод дифференциального давления. Суть данного метода заключается в создании некоторого давления во всем магистральном трубопроводе, последующем перекрытии задвижек и сравнение давления до и

после каждой задвижки при помощи дифманометров высокой чувствительности. На наличие утечки будет указывать разница в давлениях до и после задвижки.

Аналогичными недостатками обладает метод дифференциального давления.

1.4.2 Акустические методы идентификации утечек

Акустические или ультразвуковые методы обнаружения утечек отнесем в отдельную группу. Под акустическими методами понимают контроль энергетических колебаний, которые дает представление о состоянии исследуемого объекта и спектрально-акустический анализ, с помощью которого определяют изменение в широком диапазоне частот амплитуд вибрации, определяют характер и место повреждения. К группе акустических методов обнаружения утечек относят метод акустической эмиссии, акустический метод и ультразвуковой метод.

Метод акустической эмиссии. Основан данный метод на регистрации сигналов акустической эмиссии возникающих от микротрещин, напряженного состояния стенок трубопровода и утечек перекачиваемой жидкости при помощи сверхчувствительных пьезоэлектрических датчиков, располагаемых на исследуемом участке трубопровода. Акустическая эмиссия – результат процесса высвобождения энергии из находящегося в напряженном состоянии материала [32]. Место утечки нефти между двумя пьезодатчиками можно определить по формуле:

$$l = L - \frac{c \cdot \Delta t}{2}, \quad (1.1)$$

где L - расстояние между пьезоэлектрическими датчиками; c - скорость распространения акустической волны; Δt - разность времени поступления на датчики сигналов акустической эмиссии.

Акустический метод. Основан данный метод на регистрации звукового эффекта, который возникает при истечении нефти и нефтепродуктов через

сквозное повреждение (трещину, свищ) в стенке магистрального трубопровода.

Ультразвуковой метод. Данный метод, также называемый зондовым, основан на звуковом эффекте, который возникает при истечении перекачиваемого продукта через сквозное повреждение (трещину) в стенке магистрального трубопровода. Ультразвуковыми волнами, распространяющимися по жидкости и проникающими в стенке трубопровода через отверстия, создается внутри трубопровода звуковое поле. Интенсивность акустических шумов от утечки значительно выше пороговой чувствительности гидрофонов. Она зависит от таких факторов как форма и размер отверстия, давление в магистральном трубопроводе, вязкости, газонасыщенности перекачиваемого продукта, тип грунта и других внешних факторов (нефть, вода, воздух и т.п.). Улавливается акустический шум высокочувствительными зондовыми устройствами, которые запускаются по трубопроводу для поиска мест утечек перекачиваемого продукта.

Недостатками данного метода являются периодичность определения утечки и работы, а также применимость лишь для незначительных утечек, так как при значительных утечках движение зондового устройства затрудняется. При быстрой скорости перекачки нефти и нефтепродуктов более 2 м/с возможно возникновение ложной информации. При истечении в среду «воздух» и высокой вязкости уменьшается пороговая чувствительность к величине возникшей утечки.

Существующие методы неразрушающего контроля, осуществляемые в снарядах-дефектоскопах, демонстрируют отсутствие метода, позволяющего получить полную картину технического состояния магистральных трубопроводов. Вследствие этого в снаряде используется комбинация разных средств контроля: ультразвукового, магнитного и другие методы.

Инспекционные снаряды, запускаемые внутрь трубопровода, позволяют достаточно точно определять место и размер дефекта сварных швов и стенок трубопровода, появляющиеся вследствие производственного брака труб, строительного брака и коррозии, по причине которых возникает около 90%

всех аварий на действующих трубопроводах. Применение на трубопроводах внутритрубных инспекционных снарядов позволяет сократить число аварий, повысить надежность трубопроводов и обеспечить охрану окружающей среды.

Недостатком данного метода является высокая стоимость системы, так как требуется установка вдоль трубопровода дорогостоящего дополнительного оборудования. Чувствительность аппаратуры зависит от вязкости перекачиваемого продукта и давления в трубопроводе. При залегании трубопровода на глубине превышающей один метр чувствительность аппаратуры снижается.

Дефектоскопам присущи такие недостатки как периодичность определения утечки и работы, высокая стоимость устройства.

1.4.3 Метод моделирования перекачки для идентификации утечек

Возникновение утечки в трубопроводе сопровождается кратковременным изменением динамических параметров перекачиваемого потока, распространяющимся в обе стороны магистрального трубопровода от места разрыва. Спустя некоторое время происходит постепенное затухание волн возмущения и устанавливается новый стационарный режим течения продукта, который учитывает расход на возникшую утечку.

При помощи соответствующей аппаратуры для измерения параметров потока возможно построение системы обнаружения утечек в напорных трубопроводах [71, 86].

Метод отрицательных ударных волн. Данный метод основан на распространении вдоль магистрального трубопровода отрицательных ударных волн в обе стороны от места повреждения со скоростями примерно равными скорости звука в жидкости. Причем, скорость отрицательных ударных волн против направления потока меньше скорости звука на величину скорости потока, а скорость распространения отрицательных ударных волн по направлению потока больше скорости звука на эту же величину. Изменяется только амплитуда волн понижения давления вследствие их затухания вдоль

трубопровода, а форма фронта волны остается неизменной. Плотность перекачиваемой жидкости и величина утечки влияют на величину падения давления, вызываемой самой утечкой. Свойства перекачиваемой жидкости и производительность трубопровода влияют на величину затухания отрицательной ударной волны. Частичное отражение волны возникает в тех точках трассы, в которых амплитуда отрицательной волны превышает давление по абсолютной величине.

Измерительные устройства 1 расположены вдоль трассы магистрального трубопровода 3 (рисунок 1.1). Ими фиксируется изменение давления и передается сигнал на ЭВМ диспетчерского пункта 2.

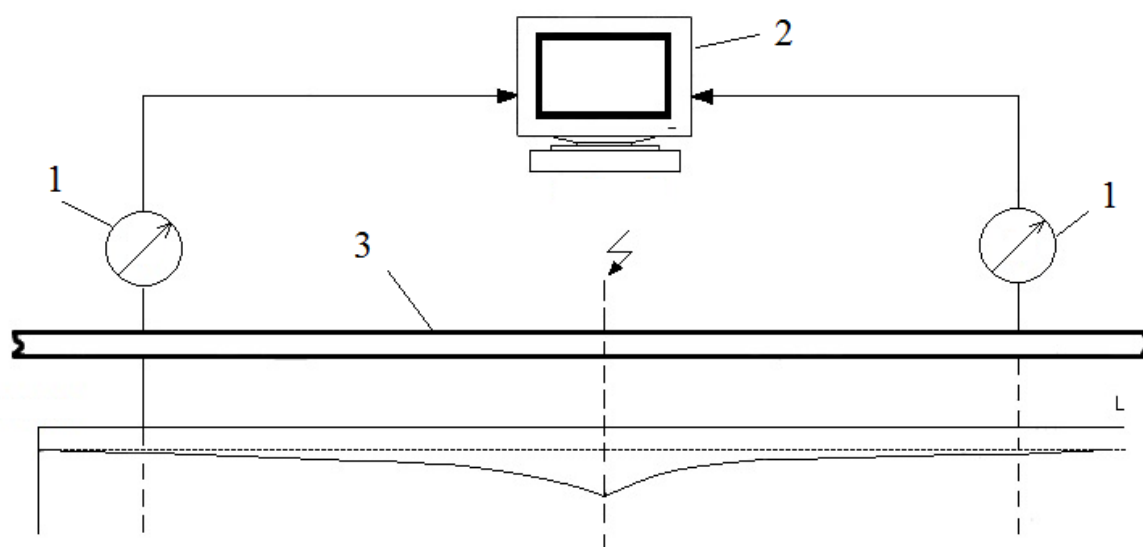


Рисунок 1.1 - Определение места утечки при помощи метода отрицательных ударных волн

Расстояние между местом утечки и измерительным устройством, ближайшим к нему и расположенным выше по потоку, определяется по формуле:

$$x = \frac{1}{2} \cdot (L - \Delta t \cdot c), \quad (1.2)$$

где L - расстояние между двумя ближайшими к месту возникновения утечки измерительным устройствам; Δt - временной интервал между приходами волн к ближайшим измерительным устройствам; c - скорость звука в перекачиваемой жидкости [11].

Недостатком данного метода является то, что он позволяет отслеживать только значительные утечки на небольших по протяженности участках магистральных нефтепроводов (до нескольких км). Применим данный метод обнаружения утечек перекачиваемой жидкости преимущественно на особо опасных участках магистрального трубопровода и водных переходах. Вследствие перемещения волны давления происходят переходные процессы. Поэтому данный метод обнаружения утечек, регистрирующий волны давления, требует системы идентификации ложных сигналов. Невозможность обнаружения незначительных утечек объясняется быстрым затуханием возникающие при них отрицательных волн давления. Протяженные участки магистральных трубопроводов требуют установки датчиков давления и контроллеров в нескольких точках трубопровода, тем самым возрастает стоимость данной системы. Тот факт, что давление в конце трубопровода большой протяженности значительно меньше давления в начале трубопровода, может привести к уменьшению чувствительности метода отрицательных ударных волн.

Метод понижения давления со скользящей или фиксированной установкой. Данный метод основан на том факте, что в случае возникновения утечки с расходом q искажается и становится ломанной линия гидравлического уклона (рисунок 1.2). Следует заметить, что гидравлический уклон в интервале от нефтеперекачивающей станции до места утечки перекачиваемой жидкости увеличивается, а что гидравлический уклон в интервале от места утечки нефти и нефтепродуктов до следующей перекачивающей станции – уменьшается. О месте утечки перекачиваемой жидкости судят по точке пересечения линий гидравлического уклона i_1, i_2 , определенных по количеству откачанного и поступившего на конечный пункт нефтепродукта соответственно, а о величине утечки судят по величине искажений [58].

Определить место утечки перекачиваемой жидкости можно аналитическим образом из следующего уравнения:

$$x = \frac{P_1 - \gamma \cdot i_2 \cdot l - \gamma \cdot (\pm \Delta z)}{\gamma \cdot (i_1 - i_2)}, \quad (1.3)$$

где P_1 - начальное давление трубопровода; γ - удельный вес перекачиваемого продукта; i_1, i_2 - гидравлические уклоны слева и справа от утечки соответственно; l - длина трубопровода; Δz - разность гидравлических высот начала и конца трубопровода.

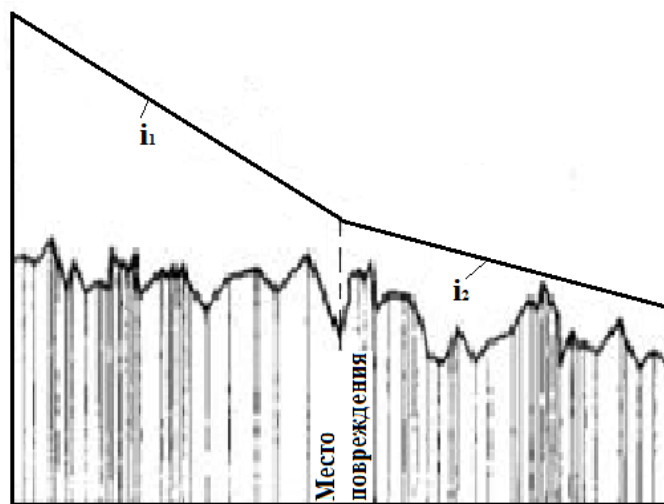


Рисунок 1.2 - Гидравлический уклон при возникновении утечки

Недостатком данного метода является обнаружение утечек только при установившихся режимах перекачки. Значительные утечки, особенно расположенные вблизи нефтеперекачивающей станции, возможно обнаружить, контролируя давление на нагнетании насосной станции. В конечном пункте трубопровода давление маленькое, что даже возникшая значительная утечка вызовет незначительное изменение давления, и она не сможет быть обнаружена. Незначительные утечки данный метод не позволит обнаружить, так как, с одной стороны, открытие регулирующего клапана в момент возникновения утечки на магистральном трубопроводе, который работает при максимальной производительности, компенсирует падение давления вследствие утечки перекачиваемой жидкости, а, с другой стороны, могут происходить колебания давления вследствие других причин (изменения уровня взлива в резервуарах в начале и конце трубопровода, изменения свойств и температуры перекачиваемого продукта). Сложно применить данный метод на трубопроводах с переменной производительностью, так как возникают

трудности в интерпретации колебаний давления.

Метод сравнения расходов. Данный метод основан на неизменности значения расхода нефти в начале и конце магистрального трубопровода 1 в случаях установившегося режима перекачки и отсутствии утечки [69]. Расходомеры объемного или турбинного типа 2 устанавливаются на входе и выходе каждого из участков магистрального трубопровода. На ЭВМ диспетчерского пункта 3 поступает информация с данных расходомеров пропорциональная расходу нефти. В ЭВМ непрерывно происходит процесс сравнения расходов нефти в начале и конце трубопровода с учетом температурной поправки (рисунок 1.3). При превышении разности расходов допустимого предела срабатывает аварийная сигнализация, которая оповещает о появлении утечки на определенном участке магистрального трубопровода.

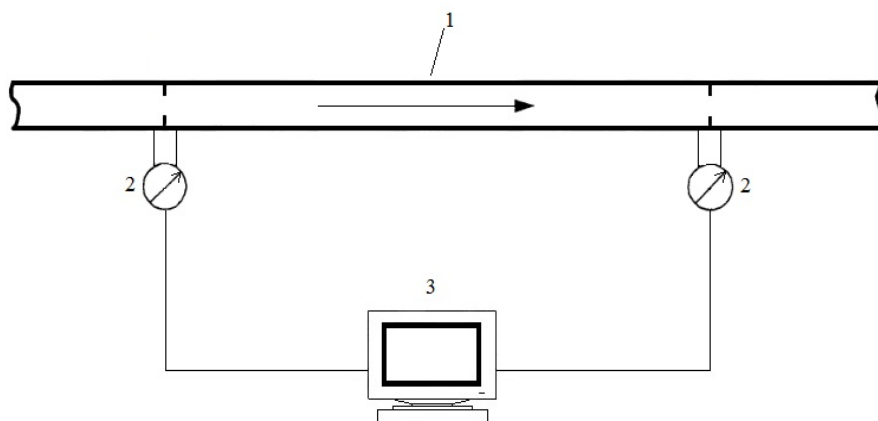


Рисунок 1.3 - Схема обнаружения утечек методом сравнения расходов

Метод линейного баланса. Данный метод основан на неизменности интегрального и мгновенного значений объемов перекачиваемой нефти и нефтепродуктов в начале и конце магистрального трубопровода в случаях установившегося режима перекачки и отсутствии утечки. Ультразвуковые или турбинные счетчики измерения количества перекачиваемой жидкости устанавливаются на входе и выходе каждого участка магистрального трубопровода. На ЭВМ центрального диспетчерского пункта непрерывно поступает информация от вышеупомянутых счетчиков. Через равные промежутки времени (15-30 секунд) в ЭВМ осуществляется сравнение объемов

в начале и конце магистрального трубопровода с учетом вязкости, температурной поправки, давления и плотности перекачиваемой жидкости. На основании непрерывного сравнения двух замеренных объемов на концах магистрального трубопровода делают вывод о герметичности рассматриваемого участка трубопровода. При превышении значения дисбаланса объемов нефти в начале и конце магистрального трубопровода значения, установленного программой ЭВМ, срабатывает аварийный сигнал о возникновении утечки. Путем суммирования и сравнения объемов нефти за длительные интервалы времени (1-2 часа) возможно обнаружить незначительные утечки.

Недостатком метода линейного баланса и метода сравнения расходов является обнаружение утечек только при установившемся режиме перекачки. В случае переходных процессов (запуске или остановке трубопровода) при данном методе выдаются ложные сигналы о появлении утечки.

Анализ современных методов обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах показал, что незначительные утечки эффективнее всего обнаруживать с помощью таких средств диагностики как внутритрубные дефектоскопы. Обнаружение значительных утечек лучше всего обеспечивают методы, основанные на контроле динамических параметров и моделировании процесса перекачки [27]. Основываясь на отечественном и зарубежном опыте, можно сделать вывод, что эффективность систем диагностики может быть достигнута путем использования и ПЭВМ и микропроцессорных устройств [28].

1.5 Цели и задачи исследования

Диагностика утечек нефти и нефтепродуктов из магистральных трубопроводов не теряет своей актуальности и требует дальнейшего исследования. Свидетельством тому являются периодически публикуемые статьи и исследования в научных журналах. **Целью диссертации** является разработка автоматизированной системы для быстрого обнаружения утечек

жидких углеводородов из магистральных трубопроводов без ложных сигналов. Предложенная система позволит диагностировать магистральные трубопроводы на наличие утечек как при установившихся, так и неуставившихся режимах перекачки нефти нефтепродуктов. Система должна учитывать то, что магистральные трубопроводы могут быть заполнены нефтью и нефтепродуктами не полностью. Разрабатываемая автоматизированная система должна обеспечивать непрерывный контроль линейной части магистральных трубопроводов и должна работать в режиме реального времени на основе измерения штатных приборов, которые устанавливаются на магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах.

Для реализации предложенной системы были поставлены следующие задачи:

1. Разработка алгоритма обнаружения утечек, основанного на математической модели неуставившегося режима движения слабо сжимаемой жидкости с учетом возможного образования парогазовых полостей в магистральных трубопроводах.

2. Разработка метода решения системы уравнений, которые описывают течение перекачиваемой жидкости, как на напорных, так и безнапорных участках линейной части магистрального трубопровода.

3. Реализация разработанного алгоритма и метода решения системы уравнений в программном комплексе.

4. Проверка работоспособности программного комплекса путем имитационного моделирования различных режимов эксплуатации магистрального трубопровода.

5. Разработка структуры системы и выбор комплекса технических средств для сбора, преобразования и подготовки требуемой технологической информации, на базе которой будет определяться герметичность магистрального трубопровода.

1.6 Выводы по главе 1

Рассмотрены основные причины нарушения герметичности магистральных трубопроводов. В результате изучения материалов представлены основные требования, которые предъявляются к системам обнаружения утечек, и предложена классификация существующих методов обнаружения утечек жидкости из трубопровода с учетом особенности их работы и возможностей их применения. На основе опыта зарубежных и отечественных специалистов изложены различные прогностические методы и методы обнаружения утечек жидких углеводородов во время эксплуатации транспортных систем.

ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК

В первой главе представлены современные отечественные и зарубежные патентные разработки для обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах. В ходе их анализа представлены лучшие изобретения данной направленности, выявлены их возможности и определены недостатки. Проведен анализ систем обнаружения утечек как отечественного, так и зарубежного исполнения, которые широко применяются на современных трубопроводных системах.

Во второй главе с учетом выявленных недостатков существующих систем разработана структурная схема новой автоматизированной системы обнаружения утечек.

2.1 Патентный поиск по теме исследования

Проблему контроля целостности магистральных трубопроводов изучают с давних пор, и она не теряет свою актуальность до сих пор, изобретаются новые технологии и методы. Свидетельством тому являются многочисленные публикации в книгах и научных журналах, патенты по созданным системам и устройствам для обнаружения различных по характеристикам утечек.

При подготовке диссертационной работы был осуществлен патентный поиск по теме исследования. Необходимо отметить, что проблематикой обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов из магистральных трубопроводов занимаются во всем мире. Были изучены патенты Советского Союза и России, США, Франции, Англии, Германии и других стран.

В ходе анализа патентной информации было установлено, что большая часть разработок для обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах приходится на разработку параметрических систем контроля и внутритрубных аппаратов. В России доля таких патентов составляет примерно 60%. У нас оформляются патенты на запускаемые в трубопровод диагностические аппараты

[24, 30, 44, 50, 75, 77 др.] и системы [39, 47, 49, 56, 86 и др.], которые путем установки различных устройств вдоль трассы магистрального трубопровода, фиксируют различные физические явления, характерные при наличии утечки (появление нефти на поверхности, вибрация, шум, повышение температуры, превышение в воздухе содержания углеводородов в месте утечки). На долю систем [9, 19, 20, 28, 31, 33, 53, 83 и др.], идентифицирующих утечки измерением параметров, связанных с перекачкой, или же параметров перекачиваемого продукта, приходится порядка 25% патентных разработок. Другие изобретения посвящены устройствам и системам, которые позволяют судить о наличии или отсутствии утечки путем облета трассы магистрального трубопровода или же на остановленных трубопроводах [5, 18, 21 и др.].

В свою очередь, ситуация с зарубежными патентами в данном направлении обстоит по-другому. На долю аппаратуры и устройств [88, 90, 94, 97, 99, 101, 107, 108, 111, 114 и др.] приходится около 40%, а на системы диагностики утечек из трубопроводов на основе измеряемых параметров перекачиваемого продукта (давления, расхода жидкости) - свыше 50% всех патентных изобретений [89, 91-93, 95, 96, 98, 100, 102-106, 109, 110, 112, 113, 115 и др.].

В связи с тем, что в диссертации предлагается создание системы для непрерывного контроля, то остановимся подробнее на данных изобретениях.

Примером такого изобретения является патент [29] (RU 2119611, "Способ обнаружения утечки перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода", 1998г.). Его сущность заключается в определении рассогласования между активными составляющими токов, которые потребляют электродвигатели перекачивающих агрегатов, расположенных в начале и в конце линейного участка магистрального трубопровода. В случае превышения значением рассогласования уставки допустимого рассогласования выдается управляющее воздействие на локализацию аварии на рассматриваемом участке трубопровода. Структура данного способа обнаружения утечки из трубопровода представлена на рисунке 2.1.

Работа системы осуществляется следующим образом. На входы преобразователей 4 непрерывно поступают сигналы с датчиков тока 2. В преобразователях для всех электродвигателей 3 каждой перекачивающей станции (ПС1 и ПС2) происходит определение среднего значения активной составляющей тока нагрузки. Информация после фильтрации высокочастотных составляющих токов нагрузки и преобразования передается на центральный элемент устройства - управляющее вычислительное устройство 5.

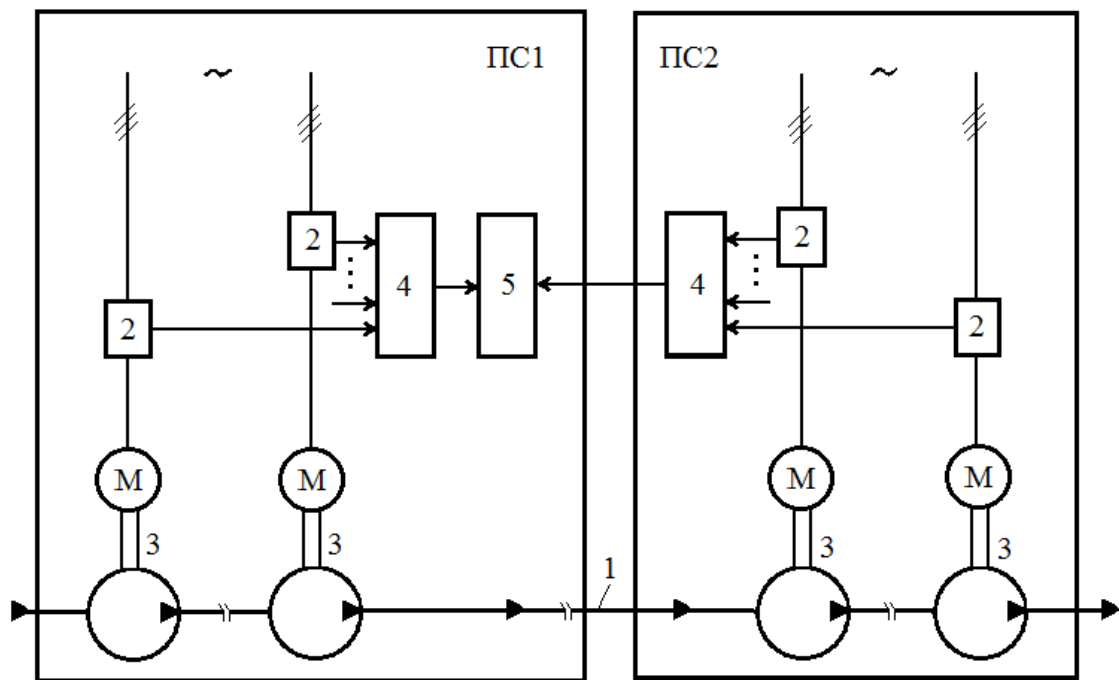


Рисунок 2.1 - Структура автоматической системы определения утечек

Устройство 5 осуществляет сравнение средних значений активной составляющей тока нагрузки, поступающих из блоков 4 двух станций. В том случае, если степень их рассогласования превышает заданную уставку, то управляющее устройство выдает управляющее воздействие на локализацию возникшей аварии.

Рассмотрим систему, основанную на контроле параметров перекачиваемого продукта (патент: US 8479566, "Pipeline leak detection system") [98]. Относительно места утечки в двух точках, верхней и нижней точке потока, осуществляется непрерывный контроль трех параметров - скорости протекания

жидкости, температуры и давления. На основе температуры окружающей трубопровод среды и вышеназванных параметров осуществляется построение временной функции массового секундного расхода жидкости (рисунок 2.2).

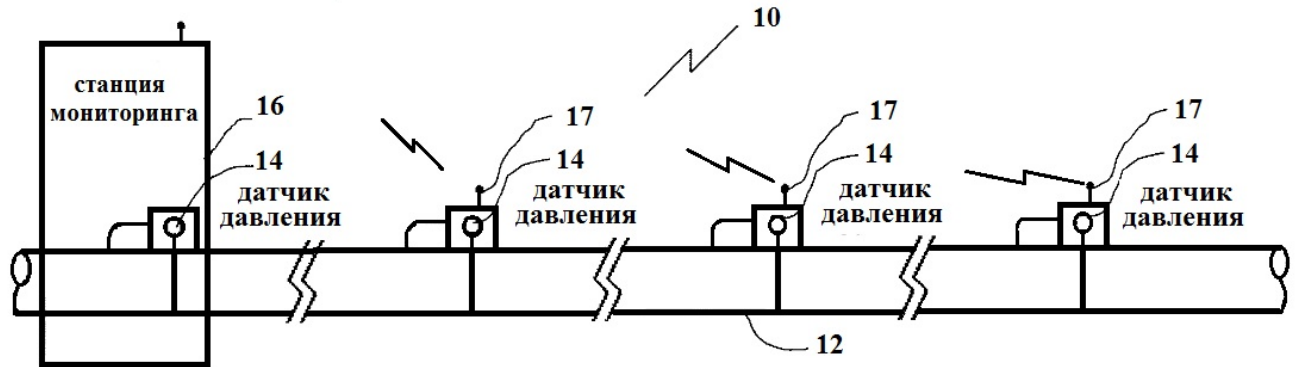


Рисунок 2.2 - Структурная схема системы обнаружения утечек, где 10 - система обнаружения утечек; 12 – трубопровод; 14 - датчики давления, равномерно расположенные вдоль трубопровода; 16 – станция мониторинга; 17 – беспроводной передатчик для передачи данных на станцию мониторинга. Станция мониторинга на основе данных, полученных от датчиков давления, устанавливает нормальный профиль давления при отсутствии утечки. В случае несоответствия данным какого-либо датчика давления нормальному профилю давления выдается сигнал тревоги.

С помощью временной функции массового секундного расхода жидкости проверяют закон сохранения моментов, энергии и уравнения состояния.

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial x} + \frac{dp}{dt} + \frac{\rho}{E}(\xi_1(2 - \mu) + \xi_2(1 - 2\mu)) = 0, \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{f v |v|}{2D} \rho + \rho g \frac{\partial h}{\partial x} = - \frac{\partial(\rho v)}{\partial t}, \quad (2.2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{2} \rho v^3 A + \frac{\gamma}{\gamma - 1} \frac{RT}{M} \rho v A + gh \rho v A + K(T - T_g) \pi D \right) = - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{2} \rho v^2 A + \frac{RT}{(\gamma - 1)M} \rho A + \rho gh A \right), \quad (2.3)$$

$$P = \rho RT + \left(B_0 RT - A_0 - \frac{C_0}{T^2} + \frac{D_0}{T^3} - \frac{E_0}{T^4} \right) \rho^2 + \left(bRT - a - \frac{d}{t} \right) \rho^3 + a \left(a + \frac{d}{t} \right) \rho^6 + \frac{c \rho^3}{T^2} (1 + \gamma \rho^2 \exp(-\gamma \rho^2)) \quad (2.4)$$

где: ρ - плотность жидкости; v - скорость потока; D - диаметр; g - ускорение свободного падения; A - площадь поперечного сечения трубопровода; T -

температура; T_g - температура окружающей среды; R - газовая константа; M - молекулярная масса жидкости.

Данная параметрическая система достаточно точно удовлетворяет требованиям, представленным в первой главе диссертации, и похожа на разработанную систему в плане структуры и принципа обнаружения утечки. О наличии утечки можно будет судить по несоответствию в указанных выше законах, которое проявится на графиках ПЭВМ.

В ходе проведенного анализа теоретических методов и патентных изобретений сделан вывод о том, что перспективнейшим направлением контроля нефте- и нефтепродуктопроводов является применение параметрических методов, которые основаны на применении штатных приборов, средств для сбора и передачи необходимой информации [3, 11]. Данный метод характеризуется относительной простотой, непрерывностью контроля, возможностью определения последствий аварии и локализации места возникновения утечки. В современные системы автоматизированного управления магистральными трубопроводами включены методы диагностики на основе простых гидравлических моделей нефтепродуктов и штатных приборов [8]. Таким образом, в качестве основных систем диагностирования нефте- и нефтепродуктопроводов следует рассматривать параметрические методы.

Для оценки объективности суждений следует проанализировать системы, нашедшие применение на объектах трубопроводного транспорта.

2.2 Критический анализ применяемых на нефте- и нефтепродуктопроводах систем идентификации утечек

Начнем критический анализ с **системы мониторинга целостности трубопровода «101 OLD»**. Система, разработанная шведской фирмой «Combit», широко применяется на современных магистральных нефтепроводах. Система включает в себя локальные станции с «накладными» ультразвуковыми расходомерами, и головную станцию, в которой происходит сбор и анализ информации, поступающей от локальных станций.

В системе определяются два параметра жидкости, вязкость и плотность, учитываемые при расчете расходов. Помимо этого в системе учитывается геометрические размеры магистрального трубопровода и влияние на жидкость изменения температуры. С этой целью на локальных станциях помимо расходомера устанавливают «накладной» термометр, контролирующий температуры жидкости и трубы, и термометр окружающего воздуха.

В головной станции осуществляется идентификация утечек на основе объемного балансового метода с учетом эюр температур и давлений вдоль трассы трубопровода. Для этого с локальных станций собирается следующая информация:

- объем действительный и приведенный к стандартной температуре;
- скорость потока жидкости в массовых и объемных единицах;
- температура жидкости и окружающей среды;
- масса;
- параметры жидкости: вязкость, плотность и степень аэрации;
- скорость звука в жидкости.

Система «101 OLD» на основе вычисления разностей объемов жидкости, которые входят и выходят из сегмента нефте- и нефтепродуктопровода между двумя локальными станциями, ежеминутно ведет учет объемного баланса жидкости. Вычисление баланса осуществляется с учетом:

- изменения объема жидкости при колебаниях давления и температуры в трубопроводе;
- временной задержки изменения скорости потока на входе и выходе из участка нефтепровода в случае переходных процессов, когда изменяется производительность трубопровода.

При превышении объемным дисбалансом уставки в каком-либо сегменте магистрального трубопровода за 1, 2, 15 или 60 минут срабатывает аварийная сигнализация.

Рассмотрим **программный комплекс «LeakSpy»**. Программный комплекс, разработанный ООО "Энергоавтоматика", получил широкое

применение на отечественных нефте- и нефтепродуктопроводах. В нем объединено сразу несколько алгоритмов диагностики утечки, которые основаны на различных математических моделях [72].

В основу комплекса «LeakSpy» (рисунок 2.3) заложена математическая модель нефтепроводов, которая функционирует в реальном времени. Благодаря системе телемеханики осуществляется измерение технологических параметров. Наличие или отсутствие утечки на диагностируемом участке нефтепровода определяется по независимым алгоритмам, работающим при определенном наборе измеряемых параметров.

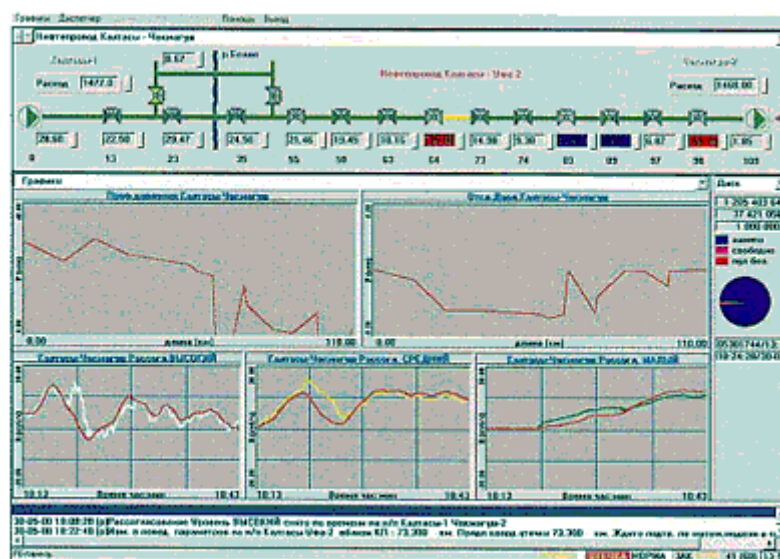


Рисунок 2.3 - Конфигурация системы обнаружения утечек «LeakSPY»

С целью снижения числа ложных срабатываний и соответственно повышения надежности системы в ней имеется блок предварительного анализа результатов измерений. Показания датчиков подвергаются анализу на согласование с показаниями, полученными от соседних датчиков, физическую допустимость, наличие «дребезга», наводок, недопустимых отклонений и другое. Данный модуль отбраковывает отдельные некачественные измерения и измерительные каналы. Система автоматически принимает к рассмотрению канал измерения при его восстановлении.

В системе с целью исключения ложных срабатываний имеется модуль обучения и адаптации. Адаптация реализована сразу на двух уровнях. На первом уровне с учетом изменения таких параметров как плотность, скорость звука,

температура, вязкость, «дрейф» датчиков и состав нефтепродукта и других, осуществляется автоматическая адаптация модели. На втором уровне персонал, эксплуатирующий систему, может произвести настройку порогов срабатывания исходя из результатов эксплуатации.

В программном комплексе обнаружение утечки осуществляется за счет пяти следующих алгоритмов:

1. Алгоритм контроля целостности нефтепровода на основе изменения давлений в контролируемых точках. Входными параметрами являются значения давлений с насосных станций и линейных крановых площадок нефти. Применим данный алгоритм лишь при стационарном режиме работы магистрального нефтепровода. В момент перехода от одного режим перекачки к другому программа отключается, а затем она сама подстраивается.

2. Алгоритм контроля целостности нефтепровода на основе изменения градиента давлений. Входными параметрами являются значения давлений с насосных станций и линейных крановых площадок нефти. Применим данный алгоритм лишь при стационарном режиме работы магистрального нефтепровода. В момент перехода от одного режим перекачки к другому программа отключается, а затем она сама подстраивается.

3. Алгоритм контроля целостности нефтепровода на основе локального нарушения баланса. Исходя из модели течения, имеющейся в программе, производится оценка потока, который входит и выходит из секции трубопровода. В случае предельно допустимого отрицательного дисбаланса сообщается о наличии утечки. В этом алгоритме, учитывающем разницу между постоянной времени процесса идентификации и времени развития утечки, по расходу и перепаду давления идентифицируют эффективный диаметр магистрального трубопровода.

4. Алгоритм контроля целостности нефтепровода на основе тренда электрической мощности. При разрыве трубопровода в системе происходит перераспределение расхода и соответственно изменение потребляемой насосами электрической мощности. Данное явление наблюдается выше и ниже

места разрыва трубопровода. Программа в случае соответствия трендов электрической мощности определенным условиям выдает сигнал об утечке.

5. Алгоритм контроля целостности нефтепровода на основе изменения давления в изолированных участках трубопровода. Данный алгоритм отличается от вышеизложенных тем, что позволяет судить о герметичности трубопровода при закрытых линейных задвижках. Данный метод высокочувствительный и на его точность влияют продолжительность периода остановки перекачки и стабильность показаний датчиков давления.

В системе наибольший интерес представляет алгоритм контроля целостности нефтепровода, позволяющий выявить быстроразвивающиеся разрывы. В его основе лежит обнаружение волны давления, характерной при разрывах. Этот алгоритм обнаружения утечек используется на особо опасных участках и водных переходах. Идея метода заключается в образовании «отрицательных» волн давления по обе стороны от разрыва нефтепровода. Падение давления при данном алгоритме определяется по следующей формуле:

$$\Delta P = -0.5 \left(\frac{D_{leak}}{D_T} \right)^2 c \sqrt{2\rho P_T}, \quad (2.5)$$

где D_{leak} — эквивалентный диаметр возникшего отверстия; D_T - диаметр трубопровода; ρ - плотность нефти; P_T - избыточное давление нефтепровода; c - скорость звука.

Расстояние между местом возникшей утечки и устройством, ближайшим к нему и расположенным выше по потоку, определим по следующей формуле:

$$x = \frac{(L - \Delta t \cdot c)}{2}, \quad (2.6)$$

где L - расстояние между измерительными устройствами, ближайшими к месту утечки; Δt - временной интервал между приходами волн к ближайшим устройствам; c - скорость звука.

Структура системы, включающей в себя контролируемые пункты КП-1 и КП-2 с контроллером, а также датчиками избыточного давления РТ 1, РТ 2, РТ 3, РТ 4, расположенными на расстоянии L друг от друга, представлена на

рисунке 2.4.

На точность определения утечек данным методом влияет наличие акустических шумов при перекачке, расстояние между контролируемыми пунктами и парогазовые полости, погашающие волны давления.

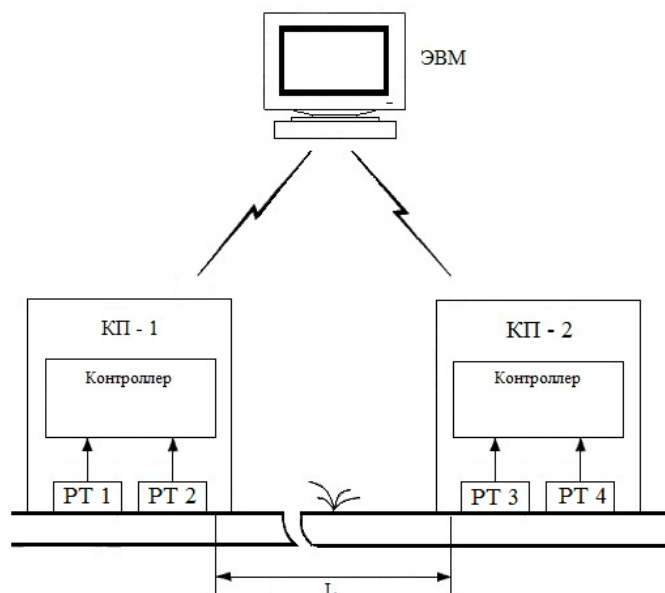


Рисунок 2.4 - Система обнаружения утечек по волне давления

На контролируемых пунктах $KП-1$, $KП-2$ имеются контроллеры, на которые поступают данные о давлении и времени регистрации давления с динамических датчиков избыточного давления. Информация с контролируемых пунктов далее поступает на ЭВМ с задачей обнаружения утечек.

Рассмотренные выше системы получили широкое распространение на нефти и нефтепродуктопроводах, но они имеют недостатки.

В комплекс «LeakSpy» заложено несколько алгоритмов, но они все функционируют лишь при установившихся режимах перекачки продукта. Алгоритм обнаружения утечек по волне давления не применим на магистральных трубопроводах с имеющимися самотечными участками движения жидкости. Это связано с тем, что волны давления искажаются самотечным участком, ведущим себя как газовый демпфер. Применимость данного алгоритма может быть достигнута на водных переходах и участках трубопровода с самотечными участками путем установки вдоль трубопровода

дорогостоящих динамических датчиков давления и иного оборудования.

В системе «101 OLD» не ведется учет образования и исчезновения в трубопроводе парогазовых полостей. Данная проблема решается, но только путем установки вдоль трубопровода дополнительных расходомеров, что приведет к подорожанию стоимости системы и усложнению ее обслуживания.

В результате анализа патентной информации и современных систем обнаружения утечек, применяемых на магистральных нефтепроводах, можно сделать вывод о том, что разработанные системы обнаружения утечек не обладают достаточной надежностью и универсальностью. Проведенный анализ демонстрирует необходимость дальнейшего исследования данного вопроса и разработки других принципов для создания системы диагностики утечек на трубопроводном транспорте.

2.3 Идея нового предложения

Простейшим способом идентификации утечек на магистральных трубопроводах является сравнение расходов в начале и конце диагностируемого участка. В случае установившегося течения нефти и нефтепродуктов значения расходов в начале и конце соответствуют друг другу. При превышении рассогласованием расходов установленного предельного значения срабатывает аварийное оповещение об утечке. Быстрота обнаружения утечки определяется частотой сравнения расходов в начале и конце участка трубопровода.

Дисбаланс значений расходов возникает из-за целого ряда факторов. В частности, при смене режима перекачки возникают неустановившиеся (переходные) процессы движения жидкости и происходит изменение расходов и давлений вдоль магистрального трубопровода. Другой причиной дисбаланса значений расходов может явиться возникновение в трубопроводе парогазовых пустот, которые заполнены парами жидкости. Жидкость на данных участках течет неполным сечением. В некоторых случаях парогазовые пустоты разрастаются, переходят в стационарные самотечные участки, сжимаются или же исчезают. Остановимся на причинах, способствующих возникновению

дисбаланса расходов.

На современных трубопроводах редко режим перекачки бывает установившимся. В условиях введения так называемых «часов максимума» транспортные компании стали контролировать потребление электроэнергии в периоды, когда ее стоимость более высокая. В данный период времени трубопровод перестраивается на экономный режим перекачки, когда происходит остановка ряда насосных станций или полностью трубопровода, переход с работы магистральных насосов на подпорные и др. Иногда даже переключаются с работы одного трубопровода на другой. Это все ведет к изменению режима перекачки.

Другим фактором является рельеф местности, на которой проложен магистральный трубопровод, повторяющий его. Поэтому профиль трассы трубопровода имеет сменяющие друг друга нисходящие и восходящие участки, образующие $\sim$ и $\smile$ - образные колена [45]. Как видно из рисунка 2.5 каждое колено представляет собой разность высот h низшей точки и высшей точки, которая превышает значение диаметра трубопровода d .



Рисунок 2.5 - Пример профиля трубопровода

Трубопровод считается полностью заполненным и в нем отсутствуют самотечные участки, когда режим перекачки является установившимся и линия его гидравлического уклона на величину $p_y / \rho g$ (где p_y - упругость насыщенных паров нефтепродукта) расположена выше профиля трубопровода. При данных условиях применимы методы, описанные выше, и они не выдают ложных срабатываний.

Рассмотрим применимость систем обнаружения утечек, основанных на сравнении расходов в начале и конце трубопровода, в случае его запуска после непродолжительной остановки. В этом случае будет закачено одно количество продукта, а на выходе получено иное, и произойдет ложное срабатывание сигнализации о наличии утечки. В действительности же в трубопроводе в $\sim$ -образных коленах начнется заполнение парогазовых пустот. Ложные сигналы об утечке выдадут и системы, основанные на анализе давления вдоль рассматриваемого трубопровода. Это произойдет вследствие того, что давление в начальный момент перекачки возрастет от начала к концу участка диагностируемого участка трубопровода. В случае разгерметизации трубопровода в момент просчета, производимого системой, утечка не будет идентифицирована по причине выведения трубопровода на режим перекачки, учитывающего потерю продукта. Таким же образом будет работать система и в случае остановки работающего трубопровода.

При пересечении линией гидравлического уклона профиля трубопровода после перевальной точки образуются самотечные участки, в которых трубопровод полностью не заполнен. В этом случае методы, в основе которых лежит лишь классическая теория переходного процесса, выдадут ложные сигналы об утечке.

Корректная работа предлагаемой системы может быть достигнута за счет непрерывного получения требуемой информации с трубопровода системами сбора данных и диспетчерского управления. На вооружение у современных ученых имеются вычислительные мощности, способные реализовывать сложнейшие задачи. Поскольку изначально направления развивались независимо друг от друга, то в ходе реализации задачи по обнаружению утечек возникают следующие трудности: система сбора данных не обладает требуемой частотой опроса датчиков, точностью измерений параметров и др. Это сказывается на точности результатов [67].

В представленной работе с учетом вышеназванных проблем предпринята попытка создания автоматизированной системы обнаружения утечек, которая:

- ◆ работала бы в режиме online;
- ◆ работала бы при различных режимах перекачки;
- ◆ учитывала бы появление парогазовых пустот в трубопроводе;
- ◆ отслеживала бы возникновение утечек больших размеров;
- ◆ работала бы как на запущенных трубопроводах, так и на остановленных;
- ◆ входила бы в состав системы сбора данных и диспетчерского управления.

Суть предлагаемого метода заключается в определении изменения количества жидкости в магистральном трубопроводе наряду с измерением значений расходов жидкости на входе и выходе диагностируемого участка трубопровода. В начале и в конце рассматриваемого участка предлагается установить расходомеры и датчики давления. На основе значения давлений рассчитывается изменение количества жидкости на рассматриваемом участке трубопровода и количество жидкости закаченной и отобранной из нее. По дисбалансу рассчитанной разницы (по рассчитанным расходам) и разницы, измеряемой расходомерами, судят о наличии или отсутствии утечки. В случае превышения дисбалансом заданной величины уставки срабатывает сигнал об утечке. В разработанном алгоритме при расчете изменения количества жидкости применяется теория нестационарного движения жидкости в трубопроводе и рассчитывается появление полостей пара и газа. Этим решается применимость предлагаемой системы при любых режимах перекачки, и исключаются ложные сигналы о наличии утечки.

Предлагаемую систему, состоящую из аппаратной части и программного обеспечения, структурно возможно представить в виде нескольких уровней. Аппаратная часть системы служит для сбора требуемой информации с объекта диагностирования, первичной обработки полученной информации и ее передачи в программное обеспечение. Программное обеспечение занимается обработкой полученной информации, осуществлением необходимых вычислений и выдачей их результата.

Система включает в себя два уровня, нижний и верхний (рисунок 2.6). На нижнем уровне находится технологический объект управления (ТОУ), с которого осуществляется сбор требуемой информации. ТОУ может быть один или несколько участков магистральных трубопроводов между соседними перекачивающими станциями или же трубопровод между нефтеперерабатывающим заводом и резервуарным парком.

В начале и конце рассматриваемого участка трубопровода устанавливаются датчики для измерения давления и значения мгновенного расхода жидкости. Информация с них передается в контролируемые пункты (КП), включающие в себя контроллер. Контроллеры собирают данные с датчиков на трубопроводе, осуществляют кодирование полученной информации, сжатие и передают преобразованную информацию на верхний уровень по каналам связи. В составе контроллера имеется центральный процессор, модуль связи с верхним уровнем и модули ввода-вывода.

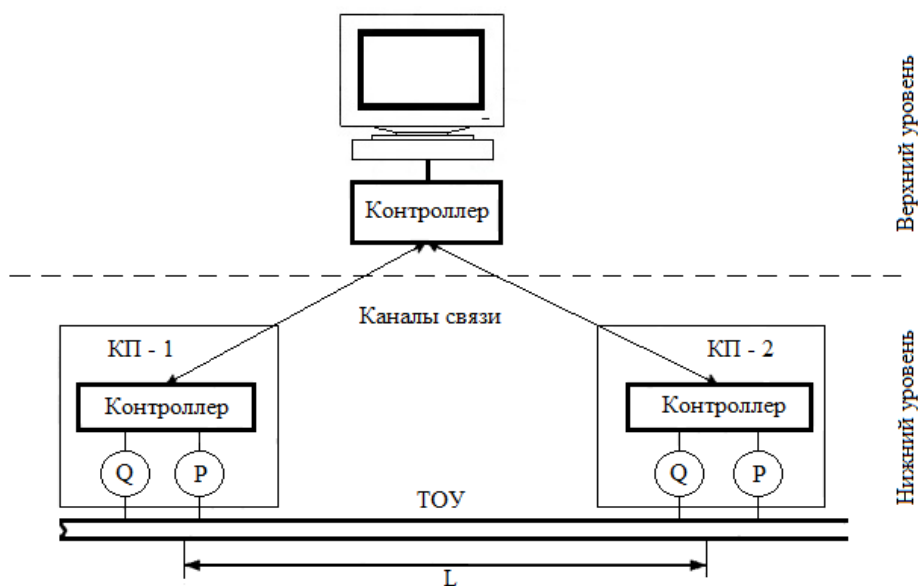


Рисунок 2.6 - Структура автоматизированной системы обнаружения утечек

На верхнем уровне системы для связи между ПЭВМ и контроллерами нижнего уровня имеется контроллер верхнего уровня. На ПЭВМ имеется программное обеспечение (ПО), позволяющее определять наличие утечек в диагностируемом участке трубопровода. Пользовательский интерфейс ПО позволяет наблюдать за графиками переходных процессов, расчетными

данными объема продукта в трубопроводе, расхода, и следить за сигналами об утечки в трубопроводе.

2.4 Выводы к главе 2

Представлены современные отечественные и зарубежные патентные разработки в области обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах. В ходе их анализа представлены лучшие изобретения данной направленности, выявлены их возможности и определены недостатки.

Проведен анализ систем обнаружения утечек как отечественного, так и зарубежного исполнения, которые широко применяются на современных трубопроводных системах.

ГЛАВА 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ УТЕЧЕК ИЗ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

Предлагаемая система обнаружения утечек углеводородов из нефте- и нефтепродуктопровода основана на расчете неустановившихся процессов, которые происходят на рассматриваемом участке трубопровода. Особенностью системы является учет образования в трубопроводе полостей пара и газа, которые возникают при падении значения давления до равного упругости насыщенных паров жидкости.

Для этого рассмотрим положения классической теории, согласно которой сечение трубопровода полностью заполнено жидкостью, и теории безнапорных течений жидкости. В последней теории жидкость внутри трубопровода движется неполным сечением под действием силы тяжести. Данное течение наблюдается на участках после временных перевальных точек, которые образуются в волнах разгрузки при снижении давления.

3.1 Модель неустановившегося течения жидкости с напором в трубопроводе

В модели неустановившегося напорного течения жидкости лежат следующего рода допущения:

- сечение трубопровода полностью заполнено жидкостью. Данное условие выполняется при превышении давлением в сечении значения упругости насыщенных паров жидкости p_y .
- изменение плотности продукта $\Delta\rho$ намного меньше ее номинального значения плотности ρ_0 , при этом $\Delta\rho = \rho_0 / K \cdot (p - p_0)$, где K - модуль упругости жидкости [11];
- изменение площади сечения трубопровода ΔS намного меньше ее номинального значения сечения S_0 , при этом $\Delta S = \pi d_0^3 / 4E\delta \cdot (p - p_0)$ или $\Delta S = S_0 d_0 / E\delta \cdot (p - p_0)$;
- касательное напряжение трения на стенках трубопровода τ_w

рассчитывается по формуле Дарси-Вейсбаха: $\tau_w = \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \rho v^2 / 8$, где коэффициент гидравлического сопротивления λ , зависящий от относительной шероховатости внутренней поверхности трубопровода $\varepsilon = \Delta / d_0$ и числа Рейнольдса $\text{Re} = v d_0 / \nu$, берется как и при стационарном течении жидкости [52].

Первое уравнение модели, уравнение неразрывности, имеет вид [57]:

$$\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} = 0. \quad (3.1)$$

Его можно преобразовать в уравнение следующего вида:

$$\left(\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E \delta} \right) \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial v}{\partial x} = 0$$

учитывая, что

$$\frac{\partial \rho S}{\partial t} = \rho \frac{\partial S}{\partial t} + S \frac{\partial \rho}{\partial t} \cong \rho_0 \frac{dS}{dp} \frac{\partial p}{\partial t} + S_0 \frac{d\rho}{dp} \frac{\partial p}{\partial t} = \left(\frac{\rho_0 S_0 d_0}{E \delta} + \frac{\rho_0 S_0}{K} \right) \cdot \frac{\partial p}{\partial t};$$

$$\frac{\partial \rho v S}{\partial x} \cong \rho_0 S_0 \cdot \frac{dv}{dx};$$

Размерность коэффициента $\left(\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E \delta} \right)$ обратна квадрату скорости распространения волны в нефте- и нефтепродуктопроводе, вычисляемой по формуле:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E \delta}}} \quad (3.2)$$

С учетом вышеизложенного **первое уравнение модели** имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 c^2 \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = 0. \quad (3.3)$$

Второе уравнение модели представлено уравнением движения:

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

где τ_w - касательное напряжение трения на поверхности трубопровода (внутренней); $\alpha(x)$ - угол, под которым ось трубопровода наклонена к горизонту, причем $\alpha < 0$ на участках спуска, $\alpha > 0$ - на участках подъема.

Уравнение, записанное в виде:

$$\frac{\partial \rho v}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial x} (p + \rho v^2) - \lambda \frac{1}{d} \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \sin \alpha(x), \quad (3.4)$$

можно упростить, допустив, что:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho v}{\partial t} &\cong \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x}; \\ \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho v^2) &\cong \frac{\partial p}{\partial x}. \end{aligned}$$

Оценка, принятая выше, справедлива в связи с тем, что $\Delta(\rho v^2) \ll \Delta p$.

В связи с вышеизложенными оценками уравнение движения примет вид:

$$\rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho_0 g \sin \alpha(x).$$

Полученное уравнение и есть **второе уравнение модели**.

Учитывая два уравнения модели выше, математическую модель слабо сжимаемой жидкости, в которой $\rho \cong \rho_0$, можно представить в виде системы двух дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho c^2 \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d_0} \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \sin \alpha(x) \end{cases} \quad (3.5)$$

Неизвестные функции $p(x, t)$ и $v(x, t)$ зависят от координаты x вдоль оси трубопровода и времени t .

Уравнения (3.5), полученные Н.Е. Жуковским, И.А. Чарным, Л.С. Лейбензоном, и др., применялись учеными при решении прикладных задач с движением в трубопроводах жидкости.

Рассмотрим ниже начальные и граничные условия [55], необходимые для решения системы дифференциальных уравнений (3.5).

3.2 Решение уравнений неустановившегося течения с напором методом характеристик

Систему дифференциальных уравнений (3.5), относящуюся к полулинейным гиперболическим дифференциальным уравнениям с частными производными, приведем к характеристическому виду.

Для этого систему уравнений (3.5) приведем к виду:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho c^2 \cdot \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\varphi(v, x) \end{cases} \quad (3.6)$$

где функция $\varphi(v, x)$ во втором дифференциальном уравнении определяется по следующему выражению:

$$\varphi(v, x) \equiv \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d_0} \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \sin \alpha(x).$$

В результате комбинации уравнений системы получим:

$$\begin{cases} \left(\frac{\partial p}{\partial t} + c \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \rho c \cdot \left(\frac{\partial v}{\partial t} + c \frac{\partial v}{\partial x} \right) = -c \varphi, \\ \left(\frac{\partial p}{\partial t} - c \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \rho c \cdot \left(\frac{\partial v}{\partial t} - c \frac{\partial v}{\partial x} \right) = +c \varphi. \end{cases} \quad (3.7)$$

При введении на плоскости переменных (x, t) двух семейств линий

1. $x - ct = \text{const.}, dx/dt = c;$
2. $x + ct = \text{const.}, dx/dt = -c,$

которые называются характеристиками положительного и отрицательного наклонов уравнений (3.6), система дифференциальных уравнений (3.7) примет вид:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(p + \rho c v)|_{x=c} = -c \cdot \varphi, \\ \frac{d}{dt}(p - \rho c v)|_{x=-c} = +c \cdot \varphi, \end{cases} \quad (3.8)$$

Данная система уравнений называется характеристической формой системы двух дифференциальных уравнений (3.5). Находящиеся в левой части производные по времени берутся вдоль характеристик положительного и отрицательного наклонов уравнений, т.е.:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(\)|_{x=c} &\equiv \frac{\partial}{\partial t}(\) + c \frac{\partial}{\partial x}(\), \\ \frac{d}{dt}(\)|_{x=-c} &\equiv \frac{\partial}{\partial t}(\) - c \frac{\partial}{\partial x}(\). \end{aligned}$$

Система уравнений (3.8) с учетом инвариант Римана $J_1 = p + \rho c v$ и $J_2 = p - \rho c v$ может быть записана в виде:

$$\begin{cases} \left. \frac{dJ_1}{dt} \right|_{x=c} = -c \cdot \varphi, \\ \left. \frac{dJ_2}{dt} \right|_{x=-c} = +c \cdot \varphi. \end{cases} \quad (3.9)$$

Расчет неустановившегося движения жидкости в трубопроводе может быть осуществлен по формуле (3.9) методом характеристик (рисунок 3.1).

Зная значения скорости $v(x, t_{m-1})$ и давления $p(x, t_{m-1})$ жидкости в момент времени t_{m-1} во всех сечениях рассматриваемого трубопровода, по формулам (3.9) можно определить значение давления $p(x, t_m)$ и скорости $v(x, t_m)$ жидкости в следующий момент времени $t_m = t_{m-1} + \Delta t$, который близок к предыдущему.

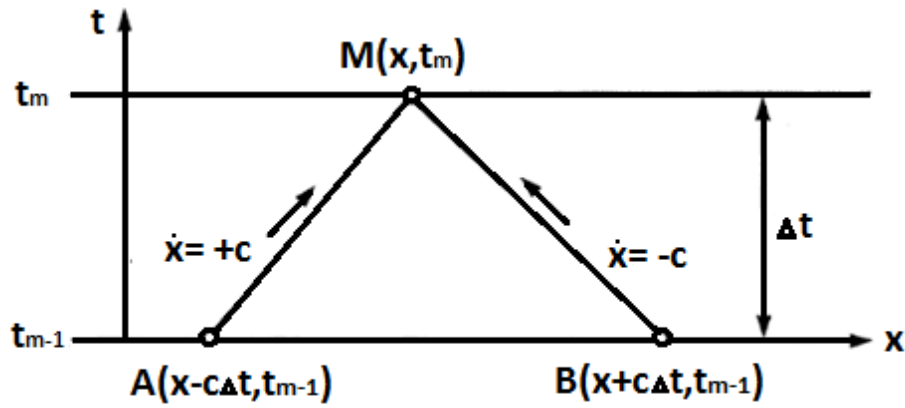


Рисунок 3.1 - Построение решения методом характеристик

При замене производных конечными разностями получаем следующее:

$$\frac{J_{1M} - J_{1A}}{\Delta t} \cong -c \cdot \varphi_A \quad \text{и} \quad \frac{J_{2M} - J_{2B}}{\Delta t} \cong c \cdot \varphi_B,$$

где $\varphi_A = \varphi(v_A, x_A)$ и $\varphi_B = \varphi(v_B, x_B)$.

Данные равенства в развернутом виде выглядят следующим образом:

$$\begin{cases} p(x, t_m) + \rho c v(x, t_m) = p(x - c\Delta t, t_{m-1}) + \rho c v(x - c\Delta t, t_{m-1}) - \varphi_A \cdot c\Delta t, \\ p(x, t_m) - \rho c v(x, t_m) = p(x + c\Delta t, t_{m-1}) - \rho c v(x + c\Delta t, t_{m-1}) + \varphi_B \cdot c\Delta t. \end{cases} \quad (3.10)$$

Через значения $p(x, t_{m-1})$ и $v(x, t_{m-1})$ в момент времени t_{m-1} функций из системы (3.10) возможно определить значения $p(x, t_m)$ и $v(x, t_m)$ в последующий момент времени t_m :

$$p(x, t_m) = \frac{p(x - c\Delta t, t_{m-1}) + p(x + c\Delta t, t_{m-1})}{2} + \rho c \cdot \frac{v(x - c\Delta t, t_{m-1}) - v(x + c\Delta t, t_{m-1})}{2} - \frac{\varphi_A - \varphi_B}{2} \cdot c\Delta t, \quad (3.11)$$

$$v(x, t_m) = \frac{p(x - c\Delta t, t_{m-1}) - p(x + c\Delta t, t_{m-1})}{2\rho c} + \frac{v(x - c\Delta t, t_{m-1}) + v(x + c\Delta t, t_{m-1})}{2} - \frac{\varphi_A + \varphi_B}{2\rho c} \cdot c\Delta t.$$

По формулам (3.11) из известных значений функций в предыдущий момент времени можно найти гидродинамические функции течения жидкости в последующий момент времени. Метод характеристик в предлагаемой методике использован в целях определения неизвестных параметров при начальных и граничных условиях.

3.3 Течение жидкости в момент распада произвольного разрыва

С целью построения теории рассмотрим течение, возникающее в магистральном трубопроводе в момент распада произвольного разрыва при начальных условиях (рисунок 3.2).

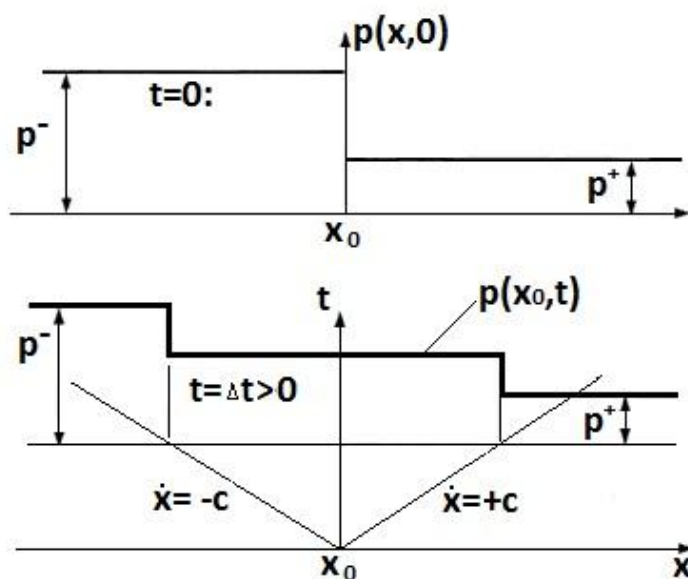


Рисунок 3.2 - Распад произвольного разрыва в системе уравнений (3.5)

Пусть в начальный момент времени жидкость по левую и правую сторону от сечения x_0 магистрального трубопровода имела постоянные параметры, но различные между собой (рисунок 3.2):

$$\text{при } x < x_0 : p = p^-; v = v^-;$$

$$\text{при } x > x_0 : p = p^+; v = v^+.$$

В определении течения, которое возникнет в магистральном трубопроводе в последующие моменты времени ($\Delta t > 0$), которые близки к начальному,

помогут общие формулы (3.11):

$$\text{при } x < x_0 - ct : p(x, t) = p^-; v(x, t) = v^-;$$

$$\text{при } x - ct < x < x + ct :$$

$$\begin{cases} p(x, t) = \frac{1}{2}(p^- + p^+) + \frac{\rho c}{2} \cdot (v^- - v^+) \\ v(x, t) = \frac{1}{2\rho c}(p^- - p^+) + \frac{1}{2} \cdot (v^- + v^+) \end{cases}; \quad (3.12)$$

$$\text{при } x > x_0 + ct : p(x, t) = p^+; v(x, t) = v^+.$$

Формулы (3.12) носят название формул Даламбера. В нижней части рис. 12 представлено решение задачи.

Однако, оно будет справедливым лишь в случае превышения начальными давлениями p^+ , p^- и получившимся давлением $p(x, t) = \frac{1}{2}(p^- + p^+) + \frac{\rho c}{2} \cdot (v^- - v^+)$ значения упругости насыщенных паров жидкости p_y , т.е. в случае полного заполнения трубопровода жидкостью.

В начальной точке разрыва x_0 значения p и v равны:

$$\begin{aligned} p(x_0, t) &= \frac{1}{2}(p^- + p^+) + \frac{\rho c}{2} \cdot (v^- - v^+), \\ v(x_0, t) &= \frac{1}{2\rho c}(p^- - p^+) + \frac{1}{2} \cdot (v^- + v^+). \end{aligned} \quad (3.12')$$

После начала распада произвольного разрыва в течение непродолжительного времени Δt значение потока жидкости через сечение $x = x_0$ будет равно $\rho \cdot v(x_0, t)S$, в котором скорость $v(x_0, t)$ определяется из второго равенства (3.12').

При значении давления меньшего значения упругости насыщенных паров жидкости $p(x_0, t) < p_y$ следует положить, что $p = p_y$. В таком случае в сечении $x = x_0$ происходит разрыв сплошности течения.

3.4 Расчет неустановившегося течения жидкости по методу С.К. Годунова

Для того чтобы построить автоматизированную систему обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов следует прибегнуть к расчетной схеме расчета неустановившихся течений жидкости. Она относится к

схемам сквозного счета и основана на методе С.К. Годунова. Особенностью схемы сквозного счета является возможность единообразного расчета и непрерывных течений жидкости, и течений с разрывами, т.е. со скачками скорости и давления. При построении данных схем используют решения задачи о распаде произвольного разрыва [71]. Метод применительно к задачам данного класса предложен М.В. Лурье и Л.В. Полянской [62].

Плоскость переменных (x, t) на рисунке 3.3 разобьем двумя прямыми $x_k = \Delta x \cdot (k-1)$ и $t_m = \Delta t \cdot (m-1)$, в которых $k=1,2,\dots,N+1$, $m=1,2,\dots$. В результате разбиения образуется прямоугольная сетку со сторонами $\Delta x = L / N$ и $\Delta t = 0,5 \cdot \Delta x / c$, где L - длина участка трубопровода.

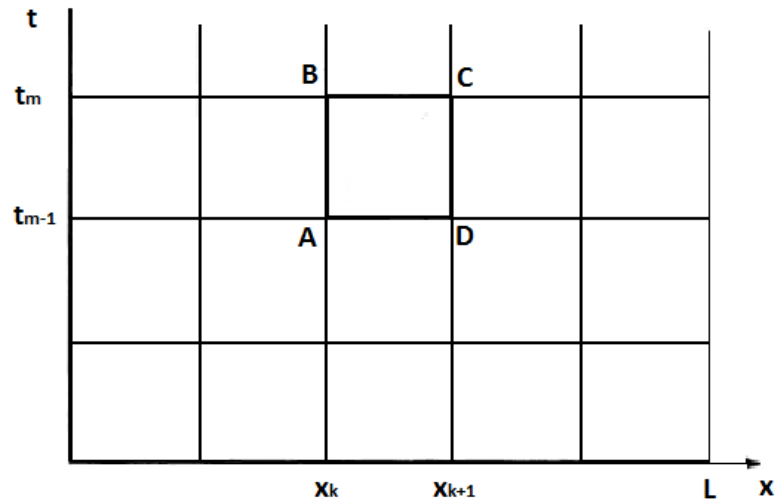


Рисунок 3.3 - К выводу рекуррентных формул схемы сквозного счета

Произведем интегрирование уравнений (3.1) и (3.4) по площади счетной ячейки $ABCD$. Из уравнения (3.1) получаем:

$$\iint_{ABCD} \left[\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} \right] dx dt = 0.$$

При преобразовании интеграла в контурный получим следующее:

$$\int_{t_{m-1}}^{t_m} \rho v S dt + \int_{x_k}^{x_{k+1}} \rho S dx + \int_{t_m}^{t_{m-1}} \rho v S dt + \int_{x_{k+1}}^{x_k} \rho S dx = 0$$

а после:

$$\int_{t_{m-1}}^{t_m} (\rho v S|_{x_k} - \rho v S|_{x_{k+1}}) dt + \int_{x_k}^{x_{k+1}} (\rho S|_{t_m} - \rho S|_{t_{m-1}}) dx = 0.$$

Обозначив полуцелыми индексами средние значения параметров на

сторонах AD и BC , получим конечно-разностные уравнения:

$$\frac{(\rho S)_{k+1/2,m} - (\rho S)_{k+1/2,m-1}}{\Delta t} + \frac{(\rho v S)_{k+1} - (\rho v S)_k}{\Delta x} = 0$$

или

$$(\rho S)_{k+1/2,m} = (\rho S)_{k+1/2,m-1} + [(\rho v S)_{k+1} - (\rho v S)_k] \frac{\Delta t}{\Delta x}. \quad (3.13)$$

При интегрировании уравнения (3.4) по площади счетной ячейки $ABCD$ получим следующее выражение:

$$\iint_{ABCD} \left[\frac{\partial \rho v}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (p + \rho v^2) \right] dx dt = - \iint_{ABCD} \varphi dx dt$$

При преобразовании данного интеграла в контурный получим следующее:

$$\int_{t_{m-1}}^{t_m} (p + \rho v^2) dt + \int_{x_k}^{x_{k+1}} \rho v dx + \int_{t_m}^{t_{m-1}} (p + \rho v^2) dt + \int_{x_{k+1}}^{x_k} \rho v dx = - \oint_{ABCD} \varphi dx dt,$$

$$\frac{(\rho v)_{k+1/2,m} - (\rho v)_{k+1/2,m-1}}{\Delta t} + \frac{(p + \rho v^2)_{k+1} - (p + \rho v^2)_k}{\Delta x} = -\varphi_{k+1/2,m-1},$$

а после

$$(\rho v)_{k+1/2,m} = (\rho v)_{k+1/2,m-1} + [(p + \rho v^2)_{k+1} - (p + \rho v^2)_k] \frac{\Delta t}{\Delta x} - \varphi_{k+1/2,m-1} \Delta t$$

При допущении $\Delta(\rho v^2) \ll \Delta p$ получим следующее конечно-разностное уравнение:

$$(\rho v)_{k+1/2,m} = (\rho v)_{k+1/2,m-1} + [p_{k+1} - p_k] \frac{\Delta t}{\Delta x} - \varphi_{k+1/2,m-1} \Delta t. \quad (3.14)$$

Конечно-разностные уравнения (3.13) и (3.14)

$$(\rho S)_{k+1/2,m} = (\rho S)_{k+1/2,m-1} + [(\rho v S)_{k+1} - (\rho v S)_k] \frac{\Delta t}{\Delta x} \quad (3.15)$$

$$(\rho v)_{k+1/2,m} = (\rho v)_{k+1/2,m-1} + [p_{k+1} - p_k] \frac{\Delta t}{\Delta x} - \varphi_{k+1/2,m-1} \Delta t$$

вместе с уравнениями состояния

$$\rho_{k+1/2,m} = \rho_0 [1 + (p_{k+1/2,m} - p_0) / K]$$

$$S_{k+1/2,m} = S_0 [1 + (p_{k+1/2,m} - p_0) \cdot d_0 / E \delta] \quad (3.16)$$

составляют собой рекуррентные соотношения, которые позволяют определить на каждом счетном интервале $(x_{k+1} - x_k)$ средние значения функций $p_{k+1/2,m}$ и $v_{k+1/2,m}$ в момент времени t_m по значениям данных функций в

предыдущий момент времени t_{m-1} .

Стоит отметить, что система соотношений (3.15) - (3.16) незамкнутая, так как в ней на боковых сторонах AB и CD не известны величины p_k, p_{k+1} и v_k, v_{k+1} . Их можно определить по формулам Даламбера (3.12), которые решают задачи о распаде произвольного разрыва.

Для этого каждую сторону счетного прямоугольника примем за границу произвольного разрыва в первоначальных условиях: AB - граница произвольного разрыва между интервалами (x_{k-1}, x_k) с параметрами $(p_{k-1/2, m-1}; v_{k-1/2, m-1})$ и интервала (x_k, x_{k+1}) с параметрами $(p_{k+1/2, m-1}; v_{k+1/2, m-1})$. Путем использования метода характеристик найдем замыкающие соотношения:

$$\begin{aligned} p_k &= \frac{1}{2}(p_{k-1/2, m-1} + p_{k+1/2, m-1}) + \frac{\rho_0 c}{2}(v_{k-1/2, m-1} - v_{k+1/2, m-1}), \\ v_k &= \frac{1}{2\rho_0 c}(p_{k-1/2, m-1} - p_{k+1/2, m-1}) + \frac{1}{2}(v_{k-1/2, m-1} + v_{k+1/2, m-1}). \end{aligned} \quad (3.17)$$

Аналогичным образом определяются значения p_{k+1} и v_{k+1} из замыкающих соотношений:

$$\begin{aligned} p_{k+1} &= \frac{1}{2}(p_{k+1/2, m-1} + p_{k+3/2, m-1}) + \frac{\rho_0 c}{2}(v_{k+1/2, m-1} - v_{k+3/2, m-1}), \\ v_{k+1} &= \frac{1}{2\rho_0 c}(p_{k+1/2, m-1} - p_{k+3/2, m-1}) + \frac{1}{2}(v_{k+1/2, m-1} + v_{k+3/2, m-1}). \end{aligned} \quad (3.18)$$

Краевые условия. Рассмотрим способ определения величин в крайних участках трубопровода - в сечениях в начале и в конце.

При построении системы обнаружения утечек углеводородов в качестве краевых условий при $x_1 = 0$ и $x_{N+1} = L$ будут измеряемые датчиками давления значения давлений $p(0, t)$ и $p(L, t)$. Используем метод характеристик при определении скоростей в крайних участках трубопровода (рисунок 3.4, 3.5):

$$\begin{aligned} x &= 0: \\ p_1 &= p(0, t_m), \\ v_1 &= [(p_1 - p_{1/2, m-1} + (\rho c v)_{1/2, m-1} - \varphi_{2, m-1} \cdot c \Delta t) / (\rho_1 c)] \end{aligned} \quad (3.19)$$

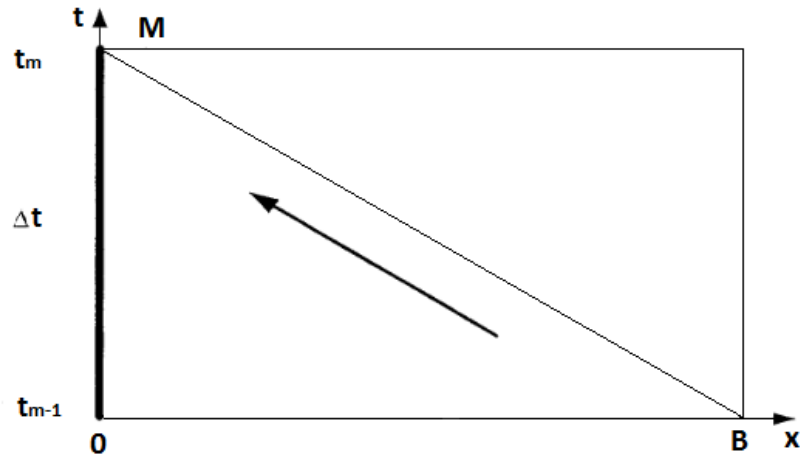


Рисунок 3.4 - Расчетная схема в начальном сечении трубопровода

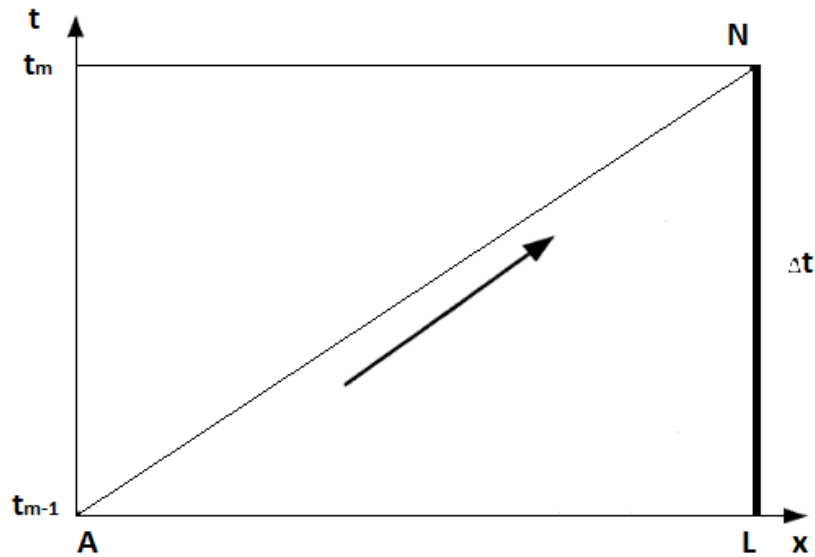


Рисунок 3.5 - Расчетная схема в конечном сечении трубопровода

$$x = L :$$

$$p_{N+1} = p(L, t_m), \quad (3.20)$$

$$v_{N+1} = \left[(p_{N-1/2,m-1} - p_{N+1} + (\rho c v)_{1/2,m-1} + \varphi_{N-1/2,m-1} \cdot c \Delta t) / (\rho_{N+1} c) \right];$$

Численные расчеты по предлагаемому алгоритму продемонстрировали сходимость алгоритма при выполнении условия $\Delta t \leq \Delta x / (2c)$. Полученные результаты с большой степенью точности совпадают с результатами от классического метода характеристик.

3.5 Безнапорное или самотечное течение жидкости в трубопроводе

Разрабатываемый метод обнаружения утечек из трубопровода отличается

от ныне известных учетом образования или исчезновения парогазовых полостей в трубопроводе, образуемых в случае снижения значения давления в жидкости до значения упругости насыщенных паров жидкости. При их возникновении сечение трубопровода заполнено не полностью, а течение жидкости является самотечным или безнапорным [70].

На рисунке 3.6 показана схема безнапорного движения вязкой несжимаемой жидкости с вязкостью μ и плотностью ρ вдоль трубопровода, имеющего внутренний диаметр d , шероховатость поверхности Δ и расположенного к горизонту под углом наклона α . На представленном участке значение давления транспортируемой жидкости постоянно и по своему значению равно упругости его насыщенных паров p_y . В этом случае неизвестны скорость $v(x,t)$ и площадь заполненной части сечения трубопровода $S(x,t)$.

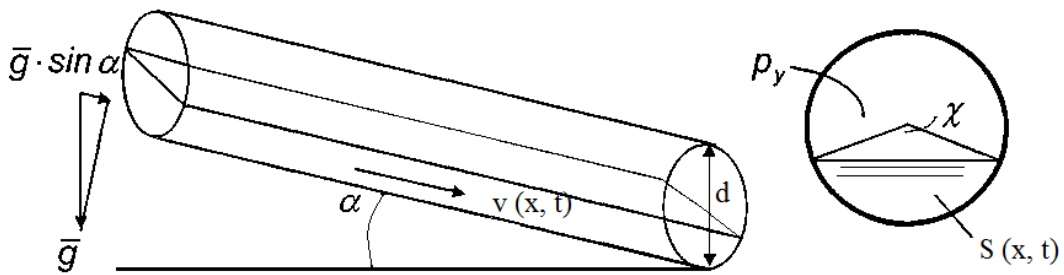


Рисунок 3.6 - Схема безнапорного участка трубопровода

В теории безнапорных течений используется параметр гидравлический радиус R_r , который равен отношению площади S сечения трубы, заполненной жидкостью, к смоченному периметру P_c :

$$R_r = \frac{S}{P_c} = \frac{1/2 \cdot R^2 (\chi - \sin \chi)}{R \cdot \chi} = \frac{d}{4} \cdot \left(1 - \frac{\sin \chi}{\chi}\right), \quad (3.21)$$

где $R = d/2$ - радиус трубы; χ - центральный угол, под которым видно сечение трубы, заполненное жидкостью. При полном заполнении трубы жидкостью $\chi = 2\pi$, а значение гидравлического радиуса составит $R_r = R/2 = d/4$. Через значение гидравлического радиуса можно выразить коэффициент гидравлического сопротивления самотечного течения жидкости [65, 78].

Самотечное или безнапорное течение описывается следующими дифференциальными уравнениями:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} &= 0, \\ \frac{\partial \rho v S}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v^2 S + \rho g \cos \alpha \cdot \int_0^S S dh \right) &= -\rho g S \sin \alpha - \frac{\rho g S \cos \alpha}{C_{III}^2 R_r} \cdot v|v|. \end{aligned} \quad (3.22)$$

где $h(S)$ - глубина заполнения жидкостью сечения рассматриваемого трубопровода; C_{III} - коэффициент Шези [10, 76] и $R_r = R_r(S)$ - гидравлический радиус.

Первое дифференциальное уравнение в (3.22) является законом сохранения массы жидкости, а второе отражает баланс количества движения (импульса) жидкости на безнапорном участке трубопровода. Во втором уравнении $\rho v^2 S$ является потоком количества движения, а $\rho g \cos \alpha \cdot \int_0^S S dh$ - движущей силой Буссинеска. В правой части второго уравнения имеется скатывающая составляющая силы тяжести $(-\rho g S \sin \alpha)$ и сила трения транспортируемой в трубопроводе жидкости о его внутреннюю поверхность $\frac{\rho g S \cos \alpha}{C_{III}^2 R_r} \cdot v|v|$, которая выражена через коэффициент Шези C_{III} и квадрат скорости течения $v|v|$. Стоит отметить, что сила трения взята в модуль в связи с тем, что она направлена в противоположном от вектора скорости $\vec{v}$ направлении. Для самотечных течений коэффициент Шези играет аналогичную роль, что для напорных течений коэффициент гидравлического сопротивления λ .

При стационарном течении жидкости ($\partial/\partial t = 0$) на самотечном участке с постоянным наклоном из формул (3.22) получим, что $\rho v S = const.$, а также формулу Шези:

$$v = C_{III} \cdot \sqrt{R_r |tg \alpha|}. \quad (3.23)$$

Данная формула связывает скорость течения или расход с показателями гидравлического радиуса R_r и гидравлического уклона течения $tg \alpha$ на

самотечном участке [55].

Для определения коэффициента Шези используются эмпирические формулы для труб с круглым сечением и сечением других форм [55]. В первом приближении с учетом замены $d \rightarrow 4R_r$, в которой $Re = 4\nu R_r / \nu$, а значение гидравлического радиуса R_r связано со степенью заполнения сечения рассматриваемой трубы, можно принять в расчетах формулу $C_{ш} = \sqrt{8g / \lambda} C_{ш}$, где $\lambda = \lambda(Re, \varepsilon)$.

Более часто при расчете коэффициента Шези используется степенная формула Павловского:

$$C_{ш} = \frac{1}{n} \cdot R_r^{1/6}, \quad (3.24)$$

в которой показатель n зависит от шероховатости внутренней поверхности трубопровода.

При локальном равновесии действующих на жидкость сил правую часть второго дифференциального уравнения формулы (3.22) приравнивают к нулю, и по формуле (3.23) можно установить связь между расходом жидкости на самотечном участке и степенью заполнения сечения жидкостью [61]. В случае стационарного течения жидкости с расходом Q_0 скорость течения на участках с полным заполнением сечения жидкостью v_0 будет равна Q_0 / S_0 . Степень заполненности жидкостью самотечного участка $\sigma = S / S_0$ определяется отношением $\gamma = i / tg \alpha$, где $i = \lambda_0 \cdot 1/d \cdot v_0^2 / \rho g$ и $tg \alpha$ - гидравлические уклоны на участках, где сечение заполнено полностью, и на самотечных участках соответственно. При расчете степени заполненности жидкостью сечения трубы используются аппроксимационные формулы вида [45]:

При $\gamma = i / tg \alpha_n \geq 1$, то $\sigma = 1$ (сечение заполнено полностью);

При $32,32 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 1$:

$$\sigma = 1 - 2,98 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2}{\lambda_0}} \cdot (1 - \sqrt{\gamma});$$

При $4,87 \cdot \lambda_0 \leq \gamma < 32,32 \cdot \lambda_0$:

(3.25)

$$\sigma = 9,39 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{2\gamma}{\lambda_0}} + 0,113;$$

При $\gamma < 4,87 \cdot \lambda_0$:

$$\sigma = 0,1825 \cdot \left(\frac{2\gamma}{\lambda_0} \right)^{0,356},$$

где λ_0 - коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый значением скорости v_0 .

3.6 Расчет безнапорного течения жидкости конечно-разностными формулами

Приведем метод расчета неустановившегося течения на участках трубопровода, на которых $p < p_y$, т.е. сечение которых частично заполнено жидкостью: $S(x,t) < S_0$, где S_0 - номинальная площадь поперечного сечения диагностируемого трубопровода.

При интегрировании дифференциальных уравнений течения жидкости на самотечном участке (3.22) по площади прямоугольной счетной ячейки $ABCD$, описанном в п. 3.3 диссертационной работы, и последующем переходе в двойных интегралах к интегрированию по контуру рассматриваемой ячейки получим уравнение массового баланса (первое уравнение) в виде:

$$\int_{t_{m-1}}^{t_m} \rho v S dt + \int_{x_k}^{x_{k+1}} \rho S dx + \int_{t_m}^{t_{m-1}} \rho v S dt + \int_{x_{k+1}}^{x_k} \rho S dx = 0$$

а после:

$$\int_{t_{m-1}}^{t_m} (\rho v S|_{x_k} - \rho v S|_{x_{k+1}}) dt + \int_{x_k}^{x_{k+1}} (\rho S|_{t_m} - \rho S|_{t_{m-1}}) dx = 0.$$

Из полученного выше уравнения вытекает соотношение:

$$(\rho S)_{k+1/2,m} = (\rho S)_{k+1/2,m-1} + [(\rho v S)_{k+1} - (\rho v S)_k] \frac{\Delta t}{\Delta x}. \quad (3.26)$$

Данное соотношение выполняется для находящихся на самотечном участке счетных интервалов $(k, k+1)$. Из соотношения (3.26) значение площади

$S_{k+1/2,m} = S(x_{k+1/2}, t_m)$ в счетном интервале $(k, k+1)$ в момент времени t_m определяется через переменные $S_{k+1/2,m-1}$ и $v_{k+1/2,m-1}$ в предыдущий момент времени t_{m-1} и потоки массы $(\rho v S)|_k$ и $(\rho v S)|_{k+1}$, которые входят и выходят в счетном интервале.

При интегрировании второго дифференциального уравнения системы (3.22), отражающего баланс количества движения жидкости, получим следующее:

$$(\rho v S)_{k+1/2,m} = (\rho v S)_{k+1/2,m-1} + \left[\left(\rho v^2 S + \rho g \cos \alpha \cdot \int_0^S S dh \right) \right]_k - \left[\left(\rho v^2 S + \rho g \cos \alpha \cdot \int_0^S S dh \right) \right]_{k+1} \left[\frac{\Delta t}{\Delta x} - \right. \\ \left. - \left\{ \rho g S_{k+1/2,m-1} \sin \alpha_{k+1/2} + \frac{\rho g S_{k+1/2,m-1} \cos \alpha_{k+1/2}}{C^2 \frac{R}{R_{k+1/2,m-1}}} \cdot v_{k+1/2,m-1} |v_{k+1/2,m-1}| \right\} \cdot \Delta t \right] \quad (3.27)$$

Используемый дробный субиндекс $(k+1/2, m)$ указывает на среднее значение параметра на счетном интервале $(k, k+1)$ в момент времени t_m .

Из системы алгебраических уравнений (3.26) и (3.27) определяются значения скорости течения $v_{k+1/2,m}$ и уровня заполненности жидкостью сечения трубы $S_{k+1/2,m}$ в момент времени t_m через те же параметры, но в предыдущий момент времени t_{m-1} . Для замыкания уравнений с неизвестными значениями потоков импульса через сечения, ограничивающие счетный элемент, используется решение задачи распада произвольного разрыва.

Данная задача в системе уравнений течения жидкости в трубопроводе без напора была решена учеными М.В.Лурье и Л.Н.Лебедевой [60].

В "бесконечном" трубопроводе в первоначальный момент времени $t=0$ имеется разрывное самотечное (безнапорное) течение жидкости, гидродинамические параметры которой распределены следующим образом:

$$S(x,0) = \begin{cases} S_0, & x \geq 0 \\ S^0, & x < 0. \end{cases} \quad v(x,0) = \begin{cases} v_0, & x \geq 0 \\ v^0, & x < 0. \end{cases} \quad (3.28)$$

Задача нахождения параметров течения $S(x,t)$ и $v(x,t)$ в моменты времени $t > 0$ будет автомодельной вследствие зависимости от одной переменной $\xi = x/t$. Согласно работе [60], решение данной задачи может состоять из:

быстрой R^+ и медленной R^- простых волн, на которых соблюдаются

соотношения:

$$\begin{aligned}\xi_+ &= v + \sqrt{gS \cdot dh/dS}; \quad v = \int \sqrt{g \cdot dh/dS} / S + C_1; \\ \xi_- &= v - \sqrt{gS \cdot dh/dS}; \quad v = -\int \sqrt{g \cdot dh/dS} / S + C_2;\end{aligned}\quad (3.29)$$

где C_1 и C_2 - произвольные постоянные,

а также разрывов или гидравлических прыжков, которые удовлетворяют следующим соотношениям:

$$\begin{aligned}D &= \frac{dx_p}{dt} = \frac{S^+ v^+ - S^- v^-}{S^+ - S^-}, \\ D &= \frac{dx_p}{dt} = \frac{\left[S^+ (v^+)^2 + g \int_0^{h^+} S dh \right] - \left[S^- (v^-)^2 + g \int_0^{h^-} S dh \right]}{S^+ v^+ - S^- v^-},\end{aligned}\quad (3.30)$$

где D - скорость распространения разрыва на плоскости переменных (x, t) .

Авторы, упомянутые выше, в своей работе исследовали решения задачи в зависимости от следующих параметров: S^0 , v^0 и S_0 , v_0 , которые задают начальное распределение (3.28).

Применим результаты к нашей проблеме. Для этого рассмотрим три соседние счетные ячейки на плоскости (x, t) , представленные на рисунке 3.7.

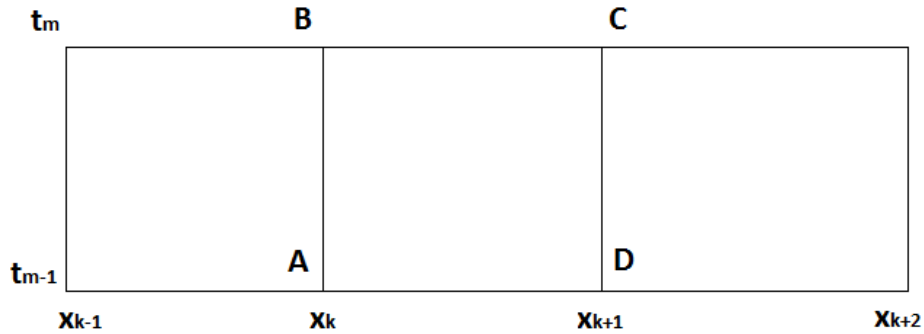


Рисунок 3.7 - К расчету потоков через границы счетных интервалов

При рассмотрении границы счетных интервалов (x_{k-1}, x_k) и (x_k, x_{k+1}) AB как границы с заданными слева и справа начальными параметрами течения $S_{k-1/2, m-1}$, $v_{k-1/2, m-1}$ и $S_{k+1/2, m-1}$, $v_{k+1/2, m-1}$, можно взять автомодельное решение, соответствующее задаче о распаде произвольного разрыва, тогда значения параметров течения S_k и v_k на границе счетных интервалов можно принять

равными решениям данной задачи.

Аналогичным образом рассмотрим границу счетных интервалов (x_k, x_{k+1}) и (x_{k+1}, x_{k+2}) *DB* как границу с заданными слева и справа начальными параметрами течения $S_{k+1/2, m-1}, v_{k+1/2, m-1}$ и $S_{k+3/2, m-1}, v_{k+3/2, m-1}$. При взятии автомодельного решения задачи о распаде произвольного разрыва с данными параметрами можно значения параметров течения S_{k+1} и v_{k+1} на границе счетных интервалов принять равными решениям данной задачи. При подстановке в рекуррентные формулы (3.26) и (3.27) найденных значений S_k, v_k и S_{k+1}, v_{k+1} получим систему двух алгебраических уравнений, которая замкнута. Из нее можно рассчитать площадь заполненности жидкостью сечения трубы $S_{k+1/2, m}$, и скорость безнапорного течения жидкости $v_{k+1/2, m}$ в момент времени t_m .

Формулы (3.15) и (3.26), (3.27) в дополнении с замыкающими соотношениями служат основой для алгоритма «сквозного счета» параметров течения жидкости. Значение давления по отношению к упругости насыщенных паров жидкости p_y определяет использование первой группы расчетных формул для напорного течения или же второй группы для самотечного (безнапорного) течения.

3.7 Краевые условия для осуществления расчета неустановившегося течения жидкости

Алгоритм, изложенный выше, получил реализацию в вычислительной программе. Приведем численные результаты задач, предполагающих расчет неустановившихся течений жидкости исходя из известных начальных ($t = 0$) и краевых ($x = 0$ и $x = L$) условий и, учитывая возможный разрыв сплошности течения и образование или исчезновение безнапорных (самотечных) участков. Для этого сформулируем краевые условия для расчета.

Сначала остановимся на краевых условиях, которые отражают работу устройств в начальном сечении рассматриваемого трубопровода, когда $x = 0$.

Нефтеперекачивающая станция с центробежными насосами с

постоянным числом оборотов. На станции каждый насос в случае постоянного числа оборотов создает напор, являющийся функцией расхода. Данная зависимость описывается напорной $Q-H$ -характеристикой насоса, выражаемой в координатах напор-расход. Магистральные насосы аппроксимируются параболой типа:

$$H = A - B - Q^2 \quad (3.31)$$

где H - дифференциальный напор насоса, A и B - аппроксимационные коэффициенты; Q - объемный расход на нефтеперекачивающей станции.

При работе на нефтеперекачивающей станции n насосов, соединенных последовательно, ее работа описывается условием типа:

$$p(0, t) = p_{II} + A_* - B_* \cdot (\rho v)^2 \quad (3.32)$$

где $p(0, t)$ и p_{II} - приведенные значения давления на нагнетании и всасывании станции; A_*, B_* - коэффициенты, определяемые следующим образом:

$$A_* = \rho g \sum_{i=1}^{i=n} A_i, \quad B_* = \frac{g S_0^2}{\rho} \sum_{i=1}^{i=n} B_i \quad (3.33)$$

где S_0 - площадь сечения магистрального трубопровода.

При расчете параметров движения жидкости в начальном сечении трубопровода конечно-разностные соотношения в соответствии с уравнениями (3.19) примут следующий вид:

$$(\rho v)_0 = \frac{c - \sqrt{c^2 - 4 B_* D}}{2 B_*} \quad (3.34)$$

где $D = p_{II} + A_* - p_{1/2, m-1} + c(\rho v)_{1/2, m-1} - \varphi_{1/2, m-1} \cdot c \cdot \Delta t$.

Нефтеперекачивающая станция с регулятором, которая обеспечивает постоянный расход. В данном случае начальное граничное условие примет вид:

$$pv(0, t) = const. \quad (3.35)$$

Граничные условия данного вида используются при описании перехода с одного установившегося режима работы трубопровода при постоянстве расход на другой. В частности, это случаи пуска или остановки одного или сразу

нескольких насосов на перекачивающей станции. Конечно-разностные соотношения в случае расчета параметров движения жидкости в начальном сечении примут следующий вид:

$$\begin{cases} (pv)_{0,m} = (pv)_0, \\ p_{0,m} = c(pv)_0 + p_{1/2,m-1} - c(pv)_{1/2,m-1} + \varphi_{1/2,m-1} c \cdot \Delta t. \end{cases} \quad (3.36)$$

Перейдем к рассмотрению краевых условий в конце рассматриваемого участка трубопровода, когда $x = L$.

Таким условием может быть **постоянство давления**:

$$p(L,t) = p_L = \text{const} \quad (3.37)$$

Этому условию соответствует ситуация сброса жидкости в находящийся в конце магистрального трубопровода резервуар. Для определения массового расхода в конечной точке трубопровода следует воспользоваться конечно-разностными соотношениями, которые в соответствии с уравнениями (3.20), примут вид:

$$\begin{cases} p_N = p_L, \\ (\rho v)_{N,m} = (\rho v)_{N-1/2,m-1} + [p_{N-1/2,m-1} - p_L + c(pv)_{N-1/2,m-1} + \varphi_{N-1/2,m-1} c \cdot \Delta t] / c; \end{cases} \quad (3.38)$$

Условие **постоянства расхода**:

$$\rho v(L,t) = (\rho v)_L = \text{const} \quad (3.39)$$

Этому краевому условию соответствует ситуация частичного или же полного мгновенного закрытия запорной арматуры в конце рассматриваемого участка трубопровода. В этом случае при расчете параметров течения жидкости в конце сечения трубопровода ($x = L$) следует применять конечно-разностные соотношения вида:

$$\begin{cases} (\rho v)_N = (\rho v)_L, \\ p_{N,m} = p_{N-1/2,m-1} + c(pv)_{N-1/2,m-1} - c(pv)_N + \varphi_{N-1/2,m-1} c \cdot \Delta t. \end{cases} \quad (3.40)$$

Рассмотрим условия утечки жидкости или врезки отвода в промежуточных сечениях рассматриваемого участка трубопровода.

Утечка или сброс жидкости. Из условия материального баланса вытекает следующее равенство:

$$Q^+ = Q^- + q, \quad (3.41)$$

где Q^+ - расход перекачиваемой жидкости до места утечки или сечения врезки отвода; Q^- - расход перекачиваемой жидкости после места утечки или сечения врезки отвода; q - интенсивность утечки или же расход перекачиваемой жидкости в отводе.

Определим расход перекачиваемой жидкости в отводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$p(x_y, t) - p_a = \frac{\lambda \cdot l}{d_0 S^2} \cdot \frac{\rho q |q|}{2}, \quad (3.42)$$

где $p(x_y, t), p_a$ - давления в сечении врезки и на конце отвода; $S = \pi \cdot d^2 / 4$ - площадь отверстия утечки или сечения отвода; λ - коэффициент гидравлического сопротивления; l - длина трубопровода, d_0 - внутренний диаметр трубопровода.

Уравнения (3.42) при некоторых допущениях можно привести к виду:

$$q = \mu \cdot s \sqrt{2g \cdot \Delta H}, \quad (3.43)$$

где μ - коэффициент расхода жидкости; а $\Delta H = [p(x_y, t) - p_a] / \rho g$. Коэффициент расхода рассчитывается по формулам А.Д. Альтшуля:

$$\mu = 0,592 + \frac{0,27}{\text{Re}_{\Delta H}^{1/6}}, \text{ если } 300 < \text{Re}_{\Delta H} < 10000,$$

$$\mu = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{\text{Re}_{\Delta H}}}, \text{ если } \text{Re}_{\Delta H} > 10000,$$

где $\text{Re}_{\Delta H} = \sqrt{2g\Delta H} \cdot d_0 / \nu$ - число Рейнольдса, в котором d_0 - характерный линейный размер отверстия, а ν - кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости.

К середине k -го счетного прямоугольника отнесем сечение утечки или врезки отвода. В связи с тем, что на k -ой грани скорость имеет разрыв на величину q/s , то в случае определения функций скорости $v_{k-1/2,m}$ и давления $p_{k-1/2,m}$ в предыдущем счетном $k-1$ -ом прямоугольнике по рекуррентным соотношениям (3.15) в замыкающих соотношениях (3.17) скорость $v_{k+1/2,m-1}$ следует увеличить на q/s . В случае определения функций давления $p_{k+1/2,m}$ и

скорости $v_{k+1/2,m}$ на k -ом прямоугольнике скорость на правой грани v_{k+1} необходимо увеличить на q/s .

3.8 Компьютерная реализация предложенного алгоритма

В рамках диссертационной работы реализована компьютерная программа, позволяющая рассчитывать переходные режимы на участке трубопровода, описание граничных условий которого было дано выше. Программа рассчитывает процессы в трубопроводе с учетом образования или исчезновения полостей пара и газа при различных режимах работы - пуске или остановке перекачки жидкости, закрытии запорной арматуры в конце рассматриваемого участка, появлении или прекращении утечки. Приведем примеры расчетов данных режимов.

Рассмотрим модель участка трубопровода длиной 10 км с тремя отводами, значением внутреннего диаметром 450 мм и абсолютной шероховатости 0,3 мм. Рассмотрим пару примеров [68].

Пуск стоящего трубопровода.

В программе данный режим может быть реализован двумя способами - заданием постоянного значения расхода или указанием имеющихся в библиотеке насосных характеристик номеров включенных на нефтеперекачивающей станции насосов.

В начальном режиме работы все насосы отключены, осуществляется задача значения давления в конце диагностируемого трубопровода. Включением одного из насосов с известными нам характеристиками задается текущий режим трубопровода. Задача утечки жидкости или же сброса жидкости осуществляется в программе включением одного из трех отводов с известными нам характеристиками.

На рисунках 3.8 – 3.10 представим получившиеся результаты расчета переходного процесса спустя 2 мин после пуска стоящего трубопровода. На рисунке 3.8 продемонстрированы графики приведенных начальных и текущих напоров по длине рассматриваемого участка трубопровода, а также профиль

самого участка. Начальный напор по длине трубопровода обозначен верхней кривой, текущий рассчитанный напор - средней кривой, а профиль трубопровода - нижней кривой.

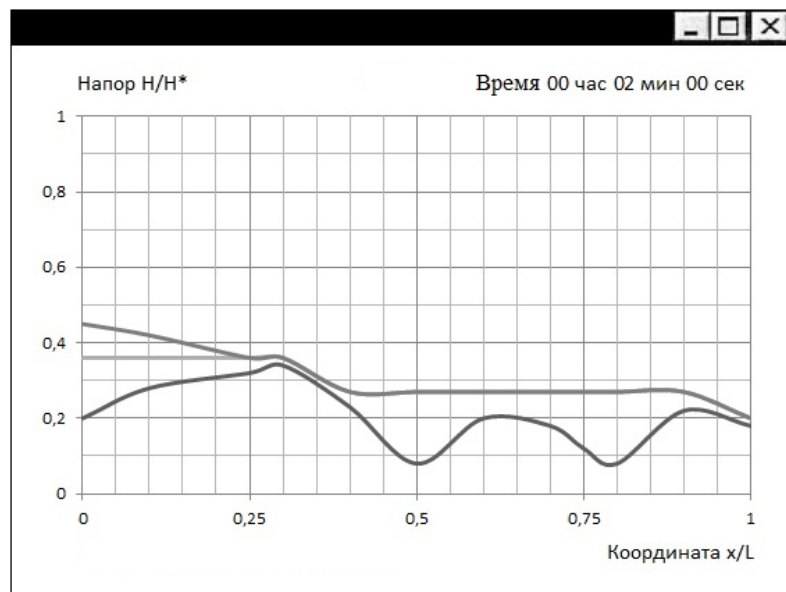


Рисунок 3.8 - График приведенного давления жидкости по длине участка трубопровода при пуске перекачки

Напор изменяется от начала рассматриваемого участка до первого безнапорного участка, при этом на заполнение самотечного участка шла закачанная жидкость, что подтверждается рисунком 3.9, на котором можно увидеть во временном интервале заполнение каждого сечения самотечного участка на определенном километраже трубопровода.

Время	
00	00 час 02 мин 00 сек
Координата	Степень
сечения, км	заполнения
3.050	0.556
3.150	0.485
3.250	0.163
3.350	0.034
3.450	0.001
3.550	0.000

Рисунок 3.9 - Степень заполнения самотечных участков на каждом километраже участка трубопровода

На рисунке 3.10 выведены результаты расчета, на которых показаны значения начального объема трубопровода (по начальным данным) и полного объема трубопровода. В программе осуществлен вывод значений текущего объема трубопровода, объемов закаченной и отобранной из участка трубопровода жидкости, а также значения текущих расходов закачки и отбора. В связи с тем, что в рассмотренном примере закачанная в трубопровод жидкость направлена на его заполнение, то на конечном участке трубопровода ничего не поступает, соответственно значения объемов и расхода отобранной жидкости имеют нулевые значения.

Время	
00	02
час	мин
00	сек
Полный объем трубопровода, м3	1945.52
Начальный объем трубопровода, м3	1579.50
Текущий объем трубопровода, м3	1604.14
Объем закаченной жидкости, м3	22.35
Объем отобранной жидкости, м3	0.00
Расход закачки, м3/час	1556.35
Расход отбора, м3/час	0.00
Объем отобранной жидкости в отводах, м3	0.00

Рисунок 3.10 - Результаты расчета при пуске стоящего трубопровода

Возникновение утечки или сброса.

Моделируется данный режим путем задания открытия первого отвода. В качестве начального режима трубопровода осуществляется задача перекачки несколькими насосами, в наем случае их три.

На рисунке 3.11 представлен график приведенного напора на каждом километре рассматриваемого трубопровода. При сбросе в отвод линия напора (средняя линия) снизилась по сравнению начальным напором (верхняя линия).

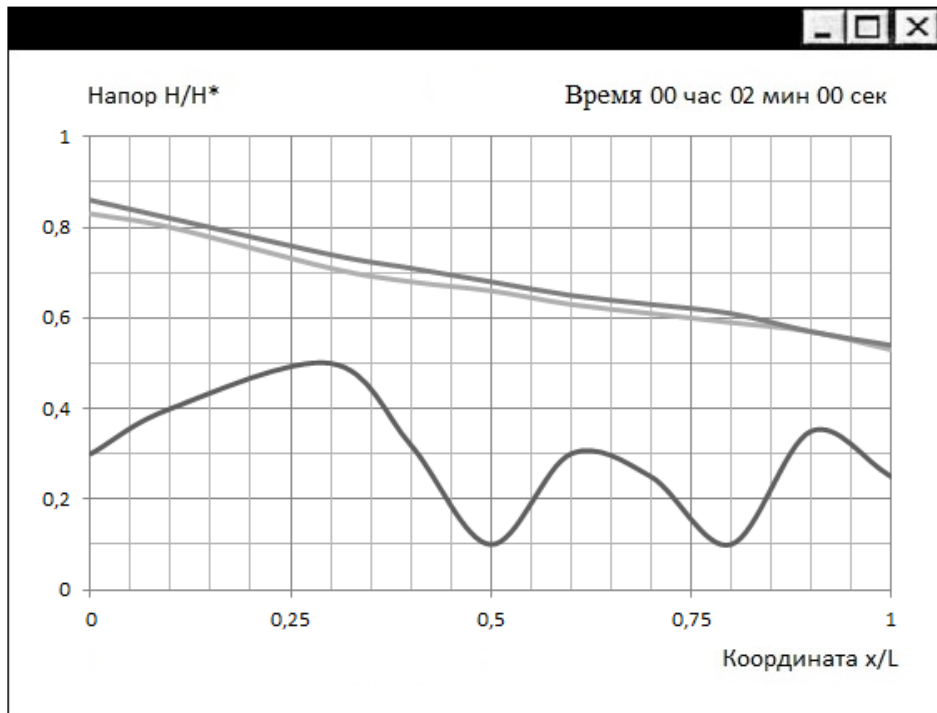


Рисунок 3.11 - График приведенного напора при моделировании утечки на участке трубопровода

На рисунке 3.12 показаны численные результаты расчета, на которых видны отличные друг от друга объемы жидкости, закаченной и отобранной из трубопровода, текущие значения расходов закачки и отбора. Программа определила количество жидкости, отобранной через первый включенный отвод.

Время	
00	00 час 02 мин 00 сек
Полный объем трубопровода, м3	1951.45
Начальный объем трубопровода, м3	1952.56
Текущий объем трубопровода, м3	1952.51
Объем закачанной жидкости, м3	23.50
Объем отобранной жидкости, м3	21.14
Расход закачки, м3/час	1295.41
Расход отбора, м3/час	1134.94
Объем отобранной жидкости в отводах, м3	2.36

Рисунок 3.12 – Результаты моделирования утечки на участке трубопровода

Приведенные выше примеры наглядным образом демонстрируют

работоспособность предлагаемой программы при моделировании различных нестационарных режимов в диагностируемом трубопроводе.

3.9 Выводы к главе 3

С учетом выявленных недостатков существующих систем предложена и разработана структурная схема новой автоматизированной системы обнаружения утечек, в основе которой лежит расчет неустановившихся процессов и учитывающая образование в трубопроводе полостей пара и газа. Представлена компьютерная программа, которая реализует расчет переходных режимов на участке трубопровода.

Моделирование различных нестационарных режимов в диагностируемом трубопроводе наглядным образом продемонстрировало работоспособность предлагаемой программы.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДАХ

Программный комплекс и предложенный алгоритм, продемонстрированные выше, для расчета переходных режимов на диагностируемом участке трубопровода легли в основу автоматизированной системы обнаружения утечек из нефте- и нефтепродуктопроводов, которую рассмотрим ниже.

4.1 Структура программного комплекса предложенной системы

Программный комплекс включает в себе несколько опций. Остановимся на первой опции «Конструктивные параметры», в которой задаются параметры магистрального нефтепровода, характеристики перекачиваемой жидкости и профиль трубопровода, которые неизменны от режима трубопровода.

Данными неизменными параметрами являются:

- протяженность трубопровода и координата начала рассматриваемого участка;
- высотные отметки сечений вдоль трассы трубопровода;
- наружный диаметр трубопровода и толщина ее стенки;
- значение абсолютной шероховатости;
- вязкость и плотность перекачиваемой жидкости;
- значение упругости насыщенных паров жидкости.

Вышеперечисленные параметры можно один раз вбить для данной жидкости и данного участка, а затем тиражировать их в опции «*Архив*».

Ввод данных, зависящих от режима трубопровода, осуществляется в опции «Начальный режим» и «Текущая информация».

В данном окне рисунка 4.1 задаются начальный расход на участке трубопровода, давление на конечном участке трубопровода, начальный момент времени и уставка по величине дисбаланса, необходимая для оценки наличия

или отсутствия утечки.

Утечка (напорный режим)	
Начальный расход на участке трубопровода, м3/ч	1352.36
Давление в конце участка трубопровода, кг/см2	4.00
Начальный момент времени, с	0.00
Уставка по величине дисбаланса, м3	15.00

Рисунок 4.1 - Окно для задания параметров потока в начальном режиме

В окне «Текущего режима» задаются значения давления и расхода на начальном и конечном участке трубопровода через равные промежутки времени. Временной шаг и их количество задаются в верхней части окна для задания текущего режима. Программа использует начальный момент времени как начало интервала.

После ввода исходных данных осуществляется расчет в опции «Расчет». В программе строятся графики приведенных значений начального (верхняя линия) и текущего (средняя кривая) напора, а также профиль рассматриваемого участка трубопровода (нижняя линия). Для отображения всех трех графиков вместе в одном окне используется масштабный коэффициент H^* . Это сделано с целью снятия величин напоров непосредственно с графика. Отметим, что расстояние между значениями начальных и текущих напоров является его изменением при нестационарном режиме. Расстояние, заключенное между линией напора и профилем трубопровода, является действительным напором.

По окончании расчета можно просмотреть полученные численные результаты, а также координаты и степень заполнения самотечных (безнапорных) участков при их наличии.

4.2 Алгоритм расчета, заложенный в программный комплекс

Алгоритм расчета нестационарных режимов, который реализован в предлагаемой программе, выглядит следующим образом.

4.2.1 Алгоритм для расчета параметров потока в начальном режиме

На основе введенных в окно «Начальный режим» данных (начальному расходу начале трубопровода и давлению в конце рассматриваемого участка) с учетом характеристик жидкости и конструктивных параметров производится расчет начального стационарного режима (массового расхода и приведенного давления) для всех счетных прямоугольников. Начало данного расчета ведется с последнего n -го счетного прямоугольника, расположенного на конце трубопровода (рисунок 4.2).

Введенное в окно начального режима конечное значение давления принимается равным за давление на правой грани n -го прямоугольника. По значению данного давления и высотной отметке рассчитывается приведенное давление на правой грани, а по заданному значению объемного расхода - скорость.

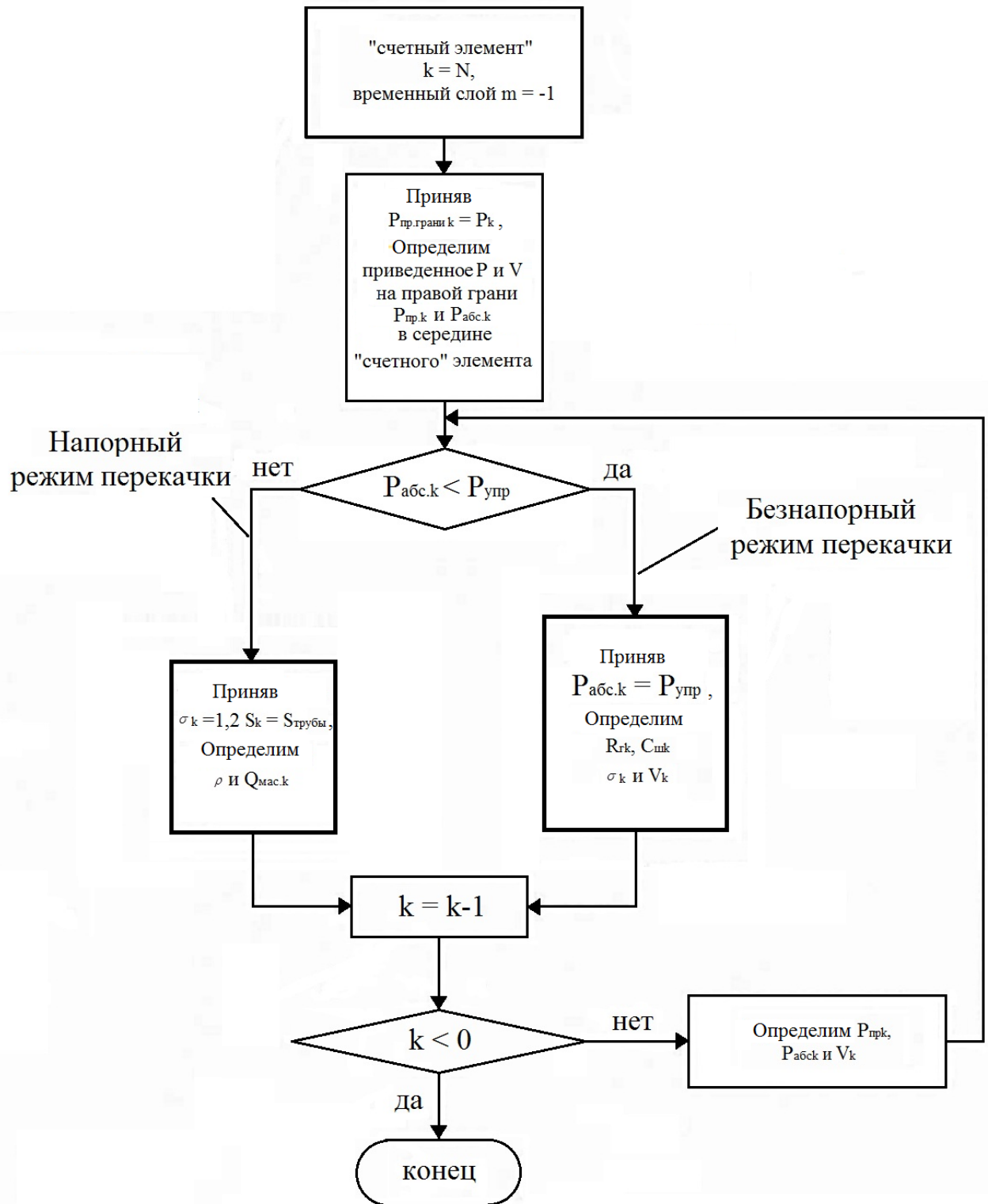


Рисунок 4.2 - Блок-схема алгоритма расчета параметров потока в начальном режиме

По известному значению скорости на шаге $\Delta x/2$ по формуле (3.42) определяются потери на трение, а также находится давление в середине последнего прямоугольника. Абсолютное давление, определяемое по высотной

отметке и приведенному давлению, сравнивается с давлением насыщенных паров. При $p > p_y$ прямоугольник находится в области напорного течения и значение степени заполнения трубы принимается равным единице. По значению абсолютного давления определяется плотность и массовый расход ρv , равный произведению скорости на плотность. В результате находим значения трех неизвестных функций в последнем сечении, а именно давление, массовый расход и площадь сечения.

При значении давления меньшего давления насыщенных паров $p < p_y$ давление примем равным последнему, а из формулы Шези (3.23), зависимостями (3.21) и (3.24), а также соотношения скорости и расхода определим значение скорости и степень заполнения трубопровода. Решение системы трансцендентных уравнений осуществляется при помощи метода последовательных приближений. В результате находим все искомые функции в последнем прямоугольнике при безнапорном течении жидкости.

Следующим шагом программа рассчитывает функции в предыдущем $n-1$ -ом прямоугольнике. Вычисленные на шаге Δx потери на трение суммируются с значением давлением в последнем прямоугольнике, в результате чего определяется приведенное давление в рассматриваемой ячейке. После этого действует описанный выше механизм определения вида течения жидкости, а также его параметров.

Данный процесс расчета производится до первого прямоугольника. Таким образом, получаем параметры течения на слое $m-1$ при $m=0$.

4.2.2 Алгоритм расчета параметров потока текущих слоев

Далее в программе осуществляется расчет параметров потока жидкости на m -ом слое от начала до конца трубопровода (рисунок 4.3).

Расчет начинается с определения параметров на левой грани первого счетного многоугольника. При помощи метода линейной интерполяции из таблиц, введенных в окне «Текущая информация» находятся давления, а расход определяется по формулам (3.19).

После этого на правой грани при $\kappa=0$ по формулам (3.18) осуществляется расчет давления и массового расхода. В данных соотношениях используем значения исходных функций, определенные в середине счетных ячеек $m-1$ -го слоя. Далее по формулам (3.15) определяем давление и расход в середине счетного прямоугольника. На левой грани из найденного значения расхода находим количество жидкости, вошедшей за время Δt в трубопровод.

Переходим к расчету параметров во всех остальных счетных прямоугольниках. Вначале по степени заполнения на $m-1$ -ом слое определяем вид течения, напорный или безнапорный, к которому принадлежит этот прямоугольник. При напорном течении для каждого прямоугольника на правой грани по формулам (3.19) определяем лишь расходы и давления. Это связано с тем, что параметры на левой грани были определены при расчете предыдущего прямоугольника.

Абсолютное давление определяется по значению высотной отметки и приведенного давления, а после происходит сравнение полученного давления с давлением насыщенных паров. При абсолютном давлении не меньшем давления насыщения осуществляется расчет следующего прямоугольника.

При абсолютном давлении меньшем давления насыщенных паров оно берется равным значению давления насыщения. По разности данных давлений определяем уменьшение степени заполнения, а по степени заполнения - величину скорости на самотечном участке [13].

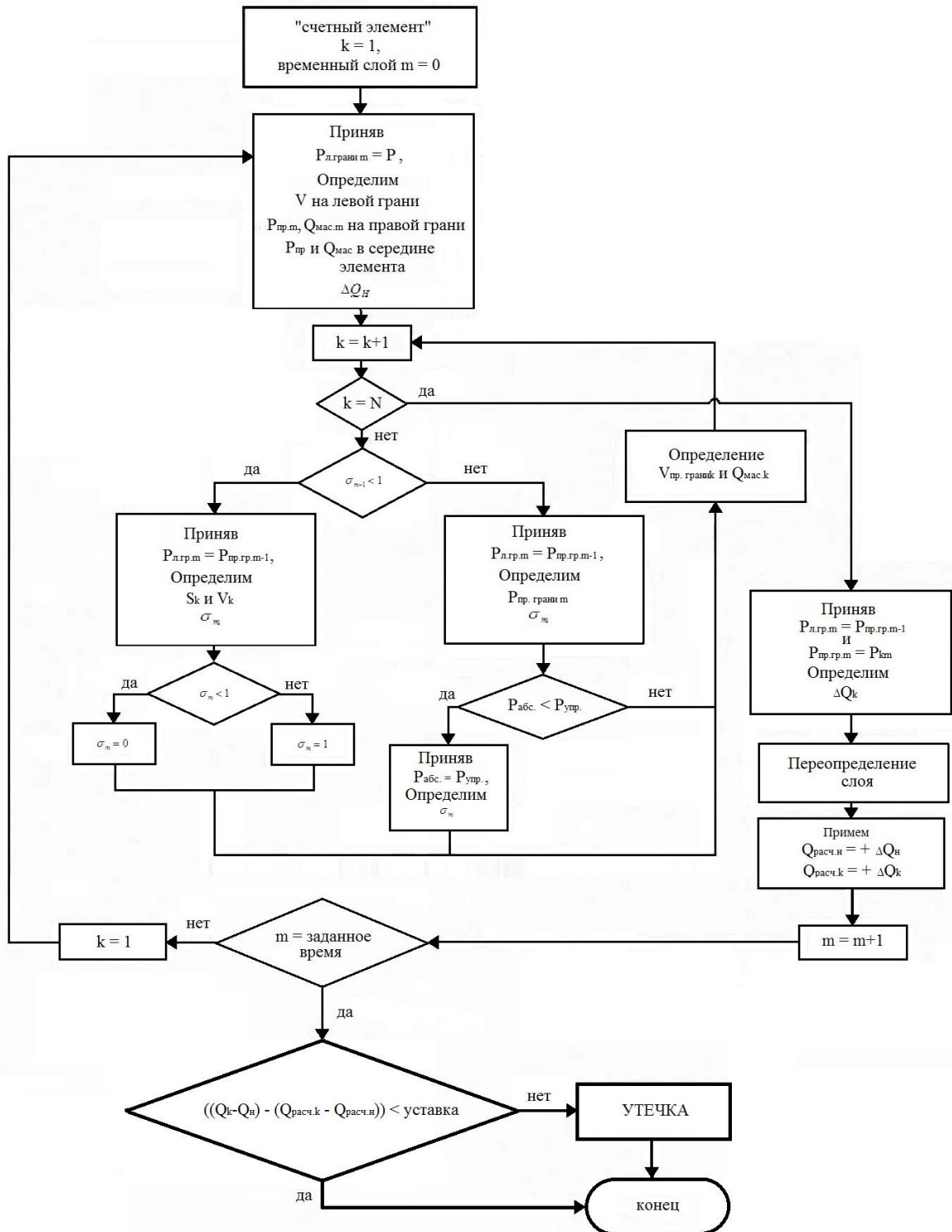


Рисунок 4.3 - Блок-схема алгоритма расчета параметров потока текущих слоев

При нахождении прямоугольника на $m-1$ -ом слое в области безнапорного течения по формулам (3.26) - (3.27) и учетом замыкающих соотношений определяются параметры течения жидкости. В случае получения на m -ом слое значения степени заполнения большего единицы степень заполнения берется равной единице и осуществляется корректировка потока на правой грани на

соответствующую величину. При получении степени заполнения меньше нуля степень заполнения берется равной нулю, осуществляется коррекция потока на правой грани, направленной уже в другую сторону, сторону уменьшения количества вынесенной из ячейки жидкости.

Приступим к расчету последнего счетного прямоугольника. Нам уже известны параметры на левой грани, определенные на предыдущем прямоугольнике. Нахождение параметров на правой грани осуществим, учитывая граничные условия из соотношений. При помощи метода линейной интерполяции из введенных в окне текущей информации таблиц определим давления, а расходы найдем из соотношений (3.20) из значения давлений и значений параметров на предыдущем слое. Зная расход на правой грани, определяем количество жидкости, которое вытекло за время Δt из трубопровода.

Таким образом, на m -ом слое определены все параметры во всех счетных прямоугольниках. Осуществляем переопределение, т.е. m -ый слой принимаем за $m-1$ -ый и вновь начинаем расчет с первого прямоугольника до того, как не исчерпается время, для которого заданы значения давления и расхода на входе и выходе рассматриваемого участка трубопровода. Отметим, что расчетные значения вошедшей и вышедшей жидкости из трубопровода суммируют на каждом шаге.

Расчет закончится по достижении текущим временем заданного времени окончания расчета. По измеренным и заданным в окне «Текущая информация» значениям расхода определяется количество закачанной и отобранной жидкости. Разность данных значений, представляющая собой дисбаланс жидкости по результатам измерений. В это же время определяется разность между соответствующими величинами, которые получены при расчете (дисбаланс расчетный). В случае превышения разницей между дисбалансами вычисленным и измеренным значения уставки, введенной в окне «Начальный режим» выдается сообщение об утечке. В противном случае делается вывод об отсутствии утечки.

4.3 Тестирование разработанного программного комплекса

Проведем оценку погрешности расчетов, которые производятся в предлагаемом программном комплексе. Оценить погрешность расчета нестационарных процессов в трубопроводе можно по расчету стационарных режимов. При данном режиме спустя некоторое время значения расхода и давления должны выровняться со стационарными значениями, при этом разность между количеством жидкости вошедшей и вышедшей из рассматриваемого участка трубопровода должна быть равна нулю.

Протестируем программу на участке трубопровода с длиной 10 км, значением внутреннего диаметром равным 450 мм и абсолютной шероховатостью 0.25мм. Перекачиваемая по трубопроводу жидкость пусть имеет следующие показатели: плотность 850 кг/м, вязкость 6 сСт и давление насыщенных паров равное 0,7кг/см. Примем в качестве шага интегрирования по координате 100 м, а по времени - 0,05 с.

Рассмотрим две различные ситуации:

- остановленный трубопровод с расходом перекачки равным нулю;
- стационарную перекачку с самотечными участками с расходом равным 1000 м и конечным давлением на участке трубопровода равным 5кг/см.

Результаты данных представлены на рисунках 4.4 – 4.5.

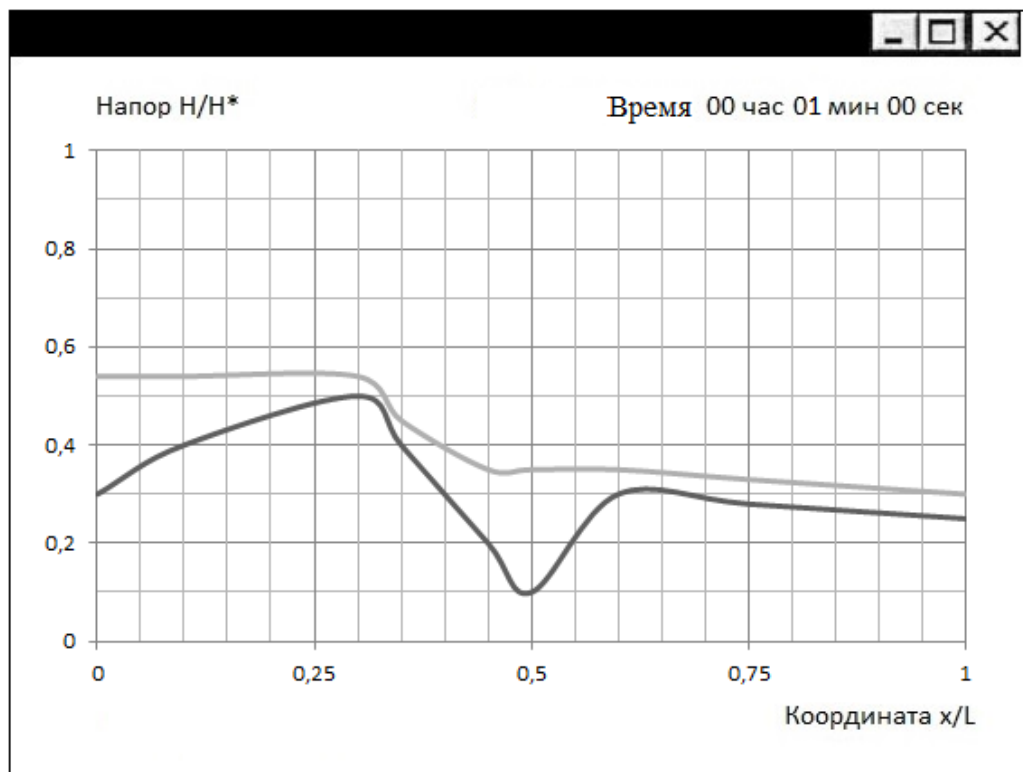


Рисунок 4.4 - График приведенного значения давления на остановленном трубопроводе

Из рисунка 4.4 видно, что на рассматриваемом участке остановленного трубопровода есть самотечный участок. Графики начального приведенного и текущего приведенного давления (верхняя кривая) совпадают друг с другом.

На рисунке 4.5 продемонстрированы результаты расчета предлагаемого программного комплекса. В остановленном трубопроводе не осуществлялась перекачка жидкости, т.е. действительное изменение объема жидкости в трубопроводе равно нулю. По результатам расчета программы имеем равенство значений начального и текущего объемов жидкости. Нулевые значения имеют объемы жидкости, закаченной и отобранной из трубопровода, и значения текущего расхода закачки и отбора. Таким образом, программой рассчитано нулевое изменение объема жидкости.

Время	
00	01
час	мин
00	сек
Полный объем трубопровода, м3	1943.500
Начальный объем трубопровода, м3	1890.356
Текущий объем трубопровода, м3	1890.356
Объем закачанной жидкости, м3	15.452
Объем отобранной жидкости, м3	15.452
Расход закачки, м3/час	1000.013
Расход отбора, м3/час	1000.004
Изменение объема жидкости расчетное, м3	0.000
Изменение объема жидкости действительное, м3	0.000

Рисунок 4.7 - Результаты расчета на участке трубопровода с самотечными участками

Как видно из рисунков 4.4 и 4.6 графики начального приведенного и текущего приведенного давления совпадают, это говорит о постоянстве давления. Поддержание стационарного режима перекачки наглядным образом прослеживается из рисунков с полученными численными результатами. Значения начальных и текущих объемов жидкости, объемы закачанной и отобранной жидкости, а также начальные и конечные расходы совпадают с точностью до третьего знака после запятой.

На основе этого можно судить о достаточно малой погрешности производимых расчетов, а также сохранении программой стационарного режима. Созданный алгоритм, получивший реализацию в программном комплексе, может использовать при расчете дисбаланса жидкости в рассматриваемом трубопроводе.

4.4 Результаты расчетов идентификации утечек в программном комплексе

Проведем расчет по обнаружению утечки на рассматриваемом участке трубопровода. Для этого сначала имитируется утечка, путем осуществления сброса в одном из трех отводов, и получаются рассчитанные значения давлений и расходов в начале и конце рассматриваемого участка. Эти полученные

данные занесем в виде исходной информации через опцию «Текущий режим» в автоматизированную систему обнаружения утечек.

Расчеты произведем для трубопровода с теми же характеристиками, что и в предыдущем параграфе.

На рисунке 4.8 виден самотечный участок в рассматриваемом трубопроводе, так как верхняя кривая, представляющая собой линию приведенного давления, пересекает нижнюю кривую, характеризующую профиль трубопровода. В начальный момент времени наблюдается расхождение линии текущего приведенного давления расходуется с линией профиля трубопровода.

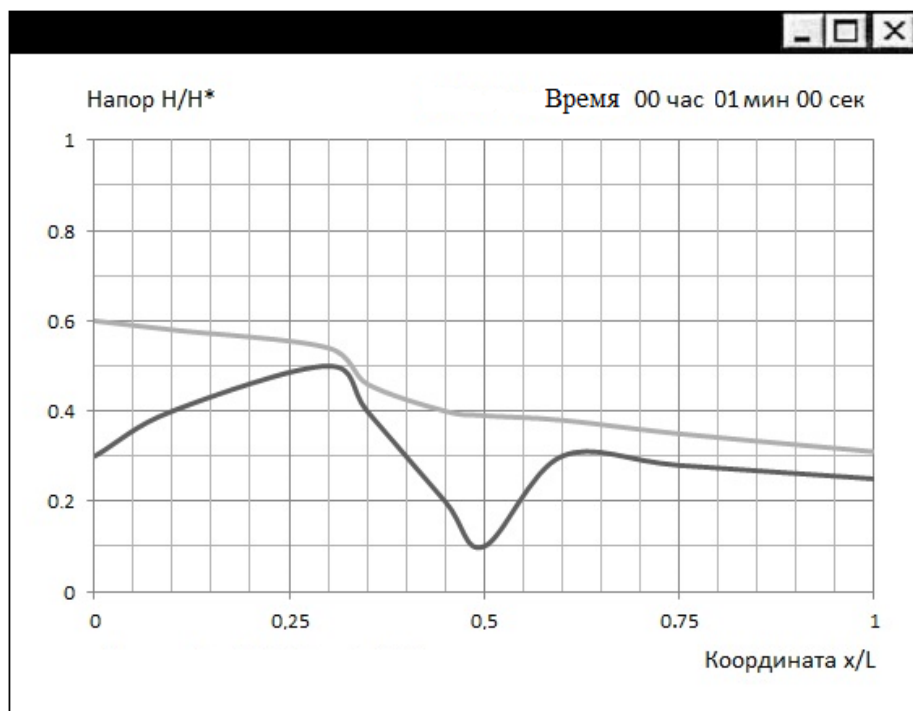


Рисунок 4.8 - График приведенного значения давления на участке трубопровода с самотечными участками

Результаты расчета представлены на рисунке 4.9. Проведенный расчет показал, расхождение значений текущего объем жидкости и начального, значений закаченной и отобранной жидкости, расходов закачки и отбора. Вследствие превышения дисбалансом значений действительного и расчетного изменение объема жидкости при нестационарном процессе заданной уставки в 12м^3 выдается сигнал об обнаружении утечки.

Время	
00	00 час 10 мин 00 сек
Полный объем трубопровода, м3	1943.500
Начальный объем трубопровода, м3	1862.542
Текущий объем трубопровода, м3	1864.235
Объем закачанной жидкости, м3	139.024
Объем отобранной жидкости, м3	137.536
Расход закачки, м3/час	916.437
Расход отбора, м3/час	903.412
Изменение объема жидкости расчетное, м3	1.239
Изменение объема жидкости действительное, м3	17.005

Внимание!
Распознана утечка

Рисунок 4.9 - Результаты расчета утечки на участке трубопровода с самотечными участками

На основе анализа полученных результатов тестирования и расчетов по обнаружению утечек, можно утверждать о достаточно точном расчете системой нестационарных процессов в рассматриваемом трубопроводе и обнаружении дисбаланса жидкости, вызванного возникновением утечки.

Таким образом, предложенный алгоритм обнаружения утечек и компьютерная программа, созданная на его основе, могут быть использованы в качестве программного обеспечения для автоматизированной системы обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах.

4.5 Выводы к главе 4

Рассмотрена структура программного комплекса системы. Разработан алгоритм расчета нестационарных режимов. Проведена оценка погрешности расчетов нестационарных процессов в трубопроводе, которые производятся в предлагаемом программном комплексе, путем расчета стационарных режимов.

На основе анализа полученных результатов тестирования и расчетов по обнаружению утечек, можно утверждать о достаточно точном расчете системой нестационарных процессов в рассматриваемом трубопроводе и обнаружении дисбаланса жидкости, вызванного возникновением утечки.

ГЛАВА 5 Техническая реализация предложенной системы идентификации утечек

Самым перспективным в разработке современных систем диагностики является использование штатных приборов систем телемеханики и автоматики при их создании. Это решение выгодно с экономической точки зрения, так как установка в систему дополнительных датчиков приводит к увеличению затрат на запуск и обслуживание данных систем.

В этой главе описаны требования, предъявляемые к системе сбора информации и системе управления объектом. Рассмотрено возможное построение системы на действующих нефте- и нефтепродуктопроводах. Точность разработанной системы обнаружения утечек зависит от точности используемых первичных преобразователей. Предложены подходящие для разработанной системы первичные преобразователи, рассмотрен вопрос передачи информации от объектов в программный пакет диагностики.

5.1 Требования к техническим средствам для разработанной системы

Для создания автоматизированной системы следует рассмотреть проблемы систем телемеханики, влияющие на такие характеристики результата как достоверность и оперативность.

В настоящее время системы телемеханики получили широкое применение в производственных отраслях, где важно централизованное управление территориально удалёнными системами. Главной их особенностью является наличие устройств, которые обеспечивают передачу информации на значительные расстояния. При этом нужно, чтобы эта информация с территориально разобщённых элементов энергосистем в условиях наличия помех передавалась в как можно менее искажённом виде [3].

В процессе передачи информации в телемеханике сталкиваются со следующего рода проблемами:

1. Эффективностью, то есть нахождением лучшего способа использования линии связи и аппаратуры в случае передачи большой информации.

2. Достоверностью результата, то есть передачей информации с минимальными искажениями в условиях помех. Для ее достижения должно быть обеспечено синхронное поступление измерений.

3. Экономичностью, то есть построением дешевых и одновременно простых устройств телемеханики, которые передают наибольшее количество информации при наименьших затратах.

4. Быстротой передачи информации от объекта на верхний уровень.

Последняя проблема зависит от наличия каналов, используемых для передачи информации с необходимыми характеристиками. Особо остро обстоит данная проблема в случае передачи информации от объектов, расположенных на большом удалении. При увеличении частоты или скорости передачи информации возникает явление, называемое «забиванием канала», или же полное прекращение передачи информации. В связи с этим комплекс технических средств должен быть работоспособным на различных каналах связи – от проводных до спутниковых.

Немаловажное значение в системах сбора информации представляет протокол обмена информации, который должен быть способен передавать большие объемы информации без задержек. Для разрабатываемой системы не может быть использован протокол Modbus, так как в системах с большим числом точек сбора информации увеличивается время, необходимое для опроса датчиков и доставки информации.

Системы телеметрии при помощи RS-232 и RS-485 интерфейсов по различным протоколам осуществляют опрос широко применяемых интеллектуальных датчиков. Стоит отметить, что контроллеры должны иметь и возможность опроса датчиков со стандартными токовыми выходами.

Требования, предъявляемые к системе сбора данных, можно сформулировать следующим образом:

- сбор информации по различным интерфейсам как с интеллектуальных датчиков, так и с датчиков со стандартным токовым сигналом;
- синхронизация времени на контроллерах;
- гарантированное время доставки информации от объектов;
- работа на каналах связи разных типов;
- открытая архитектура при обмене информации с внешними устройствами и системами;
- масштабируемость и гибкость при построении и наращивании системы.

5.2 Система сбора данных для разработанной системы

В России на рынке телемеханизации продуктопроводов (нефти, газа и аммиака) благодаря высокой надежности, открытости и простоте настройки широкое распространение получила система сбора данных и диспетчерского управления «ПТК СИРИУС».

Комплекс СИРИУС является недорогим решением с характеристиками, соответствующими требованиям к современным ПТК и легко конфигурируется под разнообразные объекты автоматизации.

Для «ПТК СИРИУС» характерны следующие свойства:

- дистанционное управление с ПЭВМ подпорными и магистральными агрегатами, деблокировкой защит, задвижками и вспомогательными системами НПС;
- задействованность каналов телесигнализации (ТС), телеизмерений (ТИ), апертуры по ТИ для сбора данных о состоянии задвижек, насосных агрегатов, вспомогательных систем, давлений в нефтепроводах, мощностей агрегатов и др.;
- наличие встроенных программируемых модемов для обеспечения надежной связи по разным видам оборудования для связи;
- наличие технических и программных средств для вывода состояний технологических объектов контроля и управления на диспетчерские щиты и экранные мнемосхемы;

- возможность работы устройств без обдува или подогрева в температурном диапазоне от - 40 до + 70°C;
- удаленное управление режимом работы контроллеров;
- наличие самовосстанавливающихся защит, по цепям ТС, ТИ, каналам связи.

5.3 Датчики для разработанной системы идентификации утечек

В предлагаемом методе обнаружения утечек из нефте- и нефтепродуктопроводов требуется установка в начале и в конце рассматриваемого участка датчиков давления и расходомеров с цифровым или токовым выходом, необходимым для подключения к системе телеметрии.

К первичным датчикам, от которых зависит точность результата системы, предъявляются определенные требования [44]. Так, точность измерений по температуре должна составлять от 0,3 до 0,5 градуса. Класс точности измерений датчиков давления должен быть 0,1, а датчиков расхода - 1,0.

5.3.1 Датчики давления для системы идентификации утечек

В разработанной системе обнаружения утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах требуется установка датчиков давления (рисунок 5.1) в начале и в конце рассматриваемого участка. Важным их параметром является погрешность измерения значения давления в трубопроводе, диапазон измерения и температурный режим работы [29]. В отечественной промышленности широко используются датчики давления серии МТ, САПФИР и др. Приведем характеристики датчика давления МТ101 в таблице 5.1 [35].

Таблица 5.1 - Характеристика датчика давления МТ101

Параметр	Значение
Пределы измерений, МПа	от 0,001 до 100
Выходной сигнал, мА	0-5, 4-20 постоянного тока
Основная погрешность, %	$\pm 0,15, \pm 0,2, \pm 0,25, \pm 0,5$

Продолжение таблицы 5.1

Рабочая температура, °C	от -50 до +80
Питание, В для приборов с выходным сигналом 0-5 мА для приборов с выходным сигналом 4-20 мА	36±0,72 от 10 до 42



Рисунок 5.1 - Внешний вид датчика давления

Отечественные датчики давления характеризуются большим значением основной погрешности измерения, от которой в конечном итоге зависит чувствительность разрабатываемой системы. Данного недостатка лишены зарубежные датчики давления, которые обладают высокой точностью измерения. Среди широко используемых в трубопроводном транспорте преобразователей давления следует выделить датчики HONY-WEEL и YAKOGAWA с основной погрешностью измерений от $\pm 0,01\%$ до $\pm 0,1\%$. В таблице 5.2 приведем характеристики датчика давления Yokogawa (EJXA930A), представляющего собой высокоэффективный многопараметрический преобразователь с монокристаллическим кремниевым резонансным чувствительным элементом для измерения массового расхода жидкости [36].

Таблица 5.2 - Характеристики датчика давления Yokogawa серии EJX930A

Параметр	Значение
Пределы измерений, МПа	от 0.03 до 32
Выходной сигнал, мА	токовый 4...20 с функцией цифровой связи по протоколу HART, Foundation Fieldbus, Profibus
Погрешность измерения, %	$\pm 0,04$
Рабочая температура, °C	от - 40 до + 120
Питание, В	10,5...42 постоянного тока
Время отклика, мс	90

5.3.2 Расходомеры для системы идентификации утечек

Современные расходомеры разрабатываются для применения с конкретным типом жидкостей. При работе с электропроводящими жидкостями рекомендуется применение магнитного расходомера, с высоковязкими жидкостями - объемный расходомер, а с чистыми жидкостями - турбинный расходомер. Для нашей ситуации наиболее подходящим расходомером является ультразвуковой расходомер (рисунок 5.2). Он, в отличие от расходомеров других типов, лишен зависимости от физико-химических и электрических свойств жидкости. Это достигается за счет отсутствия его контакта с измеряемой жидкостью. Работа ультразвукового расходомера не приводит к потерям давления, а его параметры не изменяются во времени под абразивным воздействием жидкости.



Рисунок 5.2 - Внешний вид ультразвукового расходомера

В настоящее время учет расхода жидкости с помощью ультразвука в расходомерах осуществляется тремя методами:

- методом сноса ультразвукового сигнала (корреляционным);
- методом измерения линейной скорости жидкости применением эффекта Доплера;
- время-импульсным методом (фазового сдвига).

При время-импульсном методе учета расхода жидкости пара акустически связанных друг с другом датчиков генерирует и принимает некоторое число ультразвуковых импульсов. В обоих направлениях осуществляется измерение интервала времени между подачей и приемом ультразвуковых сигналов. Путем сравнения времени прохождения ультразвукового сигнала по потоку и против него определяется скорость среды. На основе полученного значения и известного внутреннего диаметра трубы расходомер автоматически вычисляет объемный расход.

Для решения задач, поставленных в диссертационной работе, выберем ультразвуковые расходомеры в связи с их точностью измерения расхода перекачиваемой жидкости и относительной доступностью.

В настоящее время в производстве широко применяются расходомеры

фирмы PANAMETRICS [48] и расходомеры ALTOSONIC UFM [75] немецкой фирмы KROHNE. Приведем их характеристики в таблицах 5.3 и 5.4.

Таблица 5.3 - Характеристики расходомеров PANAMETRICS [48]

Характеристики	PT878	DF878	XMT868i
Предел допускаемой относительной погрешности измерения скорости, объемного расхода и количества, %	0,5	0,5	0,5
Максимальное количество каналов измерения расхода	2	2	2
Диапазон измерения скорости для любого направления потока, м/с	0 - 12,2	0 - 12,2	0 - 12,2
Внешний диаметр трубопровода, мм.	12,7 - 5080	12,7 - 5080	12,7 - 5080
Температура жидкости, °С	от -190 до +260	от -190 до +260	от -190 до +260
Температура окружающей среды, °С	от -10 до +50	от -10 до +50	от -10 до +50
Питание, В: напряжение постоянного тока	12 ± 25 %	12-28 ± 10 %	12-28 ± 10 %
напряжение переменного тока	200-240 ±10%, 50/60 Гц	200-240 ±10%, 50/60 Гц	200-240 ±10%, 50/60 Гц
Количество выходных сигналов: аналоговые 0/4 - 20 мА, кол. импульсные частотные до 1000 Гц	1 1 1	2-12 0-12 0-12	2-4 0-4 0-4
Цифровые, тип	ИК-порт	RS232	RS232/RS485 ИК-порт

Таблица 5.4 - Основные характеристики расходомеров ALTOSONIC UFM [75]

Характеристики	UFM500	UFM3030
Диапазон условных диаметров, мм	25-3000	25-150
Диапазон измерений, м ³ /ч	0,5-100000	0,5-1250
Рабочее давление, bar	от 6 до 100	от 2,5 до 40

Продолжение таблицы 5.4

Погрешность измерения, %	$\pm 0,5$	$\pm 0,5$
Температура измеряемой среды, $^{\circ}\text{C}$	$-50 \dots +150$	$-25 \dots +180$
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	$-40 \dots +60$	$-40 \dots +60$
Токовый выход, мА	$4 \dots 20$	$0/4 \dots 20$

Рассмотрим расходомер 1010S фирмы Controlotron, который обеспечивает как время-импульсный, так и доплеровский режимы измерения. Доплеровский режим, базирующийся на обработке ультразвукового сигнала отраженного от пузырьков газа или взвешенных частиц, используется при неприменимости время-импульсного в случае низкой звукопроводимости жидкости.

В расходомерах данной фирмы, в отличие от других, вычислитель расхода может быть выполнен в многолучевом исполнении. Тогда расход измеряется в результате обработки двух, трех или четырех ультразвуковых лучей, которые излучаются в различных плоскостях. Благодаря этому даже при высоком содержании в потоке жидкости твердых и газообразных веществ обеспечивается высокая точность и надежность работы.

5.3.3 Термопреобразователи для системы идентификации утечек

На концах диагностируемого участка магистрального трубопровода для температурной корректировки расхода необходима установка термопреобразователей, которые измеряют температуру перекачиваемого продукта. В настоящее время их выбор довольно разнообразен, на отечественных трубопроводах устанавливают термопреобразователи как отечественного (фирмы «Элемер», «Метран»), так и зарубежного производства (фирмы Yokogawa, Honeywell). Широкое распространение получили интеллектуальные термопреобразователи с нормирующим токовым преобразователем (рисунок 5.3). Конструктивно они состоят из первичного преобразователя и электронного преобразователя (ЭП), встроенного в корпус соединительной головки. В качестве первичного термопреобразователя используются термопреобразователи сопротивления или преобразователи термоэлектрические. ЭП преобразует сигнал первичного преобразователя

температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.



Рисунок 5.3 - Термопреобразователь с электронным преобразователем

В качестве первичного преобразователя чаще используются термопреобразователи сопротивления, которые преобразуют температуру в электрическое сопротивление. Питание термопреобразователей выполняется от внешнего источника постоянного тока напряжением 10...42 В с независимыми выходами, тем самым исключается возникновение дополнительной погрешности (рисунок 5.4).

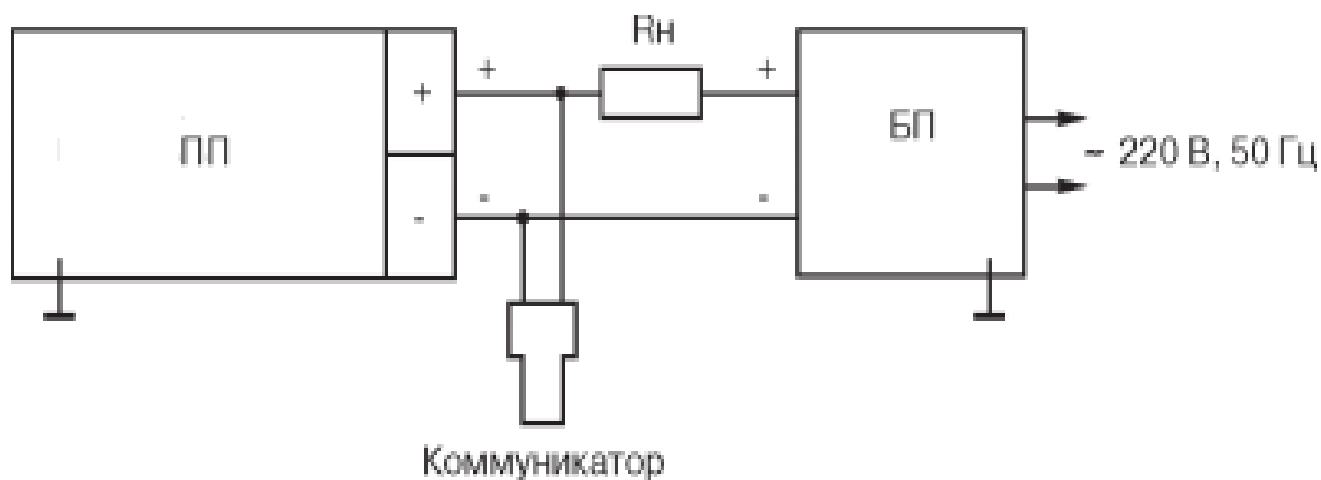


Рисунок 5.4 - Схема подключения термопреобразователя в электрическую цепь,

где ПП – первичный преобразователь БП - блок питания; R_H – сопротивление нагрузки.

Приведем характеристики термопреобразователей в таблицу 5.5 [37].

Таблица 5.5 - Технические характеристики термопреобразователя Метран-281

Параметр	Значение
Диапазон измеряемых температур, $^{\circ}\text{C}$	-50...+50
Погрешность измерения, % по аналоговому сигналу по цифровому сигналу	0,4 0,4
Выходной сигнал, мА	токовый 4...20 с функцией цифровой связи по протоколу HART
Температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-50 ...+85
Рабочее давление, МПа	6,3
Питание, В	от 18 до 42 постоянного тока

Приведенные выше датчики давления, расхода и температуры соответствуют требованиям, описанным в начале этой главы, и могут быть рекомендованы при реализации предложенной системы обнаружения утечек.

5.4 Описание экспериментальной установки

В целях подтверждения работоспособности предложенного в диссертации метода контроля утечек на нефте- и нефтепродуктопроводах был создан экспериментальный стенд (рисунок 5.5 и 5.6).

Он представляет собой трубопровод, смонтированный в форме змейки в три ряда с тремя отводами и перевальной точкой, после которой образуются самотечные участки.

Задача утечки жидкости или же сброса жидкости осуществляется включением одного из трех отводов с известными характеристиками. Возникновение утечки или сброса на стенде моделируется путем открытия первого отвода, на который устанавливают шайбы различного диаметра.

Жидкость из трубопровода с заранее известным расходом отбирается в специальные емкости.

В начале и конце трубопровода закреплены датчики давления и расхода, установлены термопреобразователи для температурной корректировки расхода. Данные, получаемые с установленных на стенде датчиков, передаются в ПЭВМ, в котором они архивируются и передаются для расчета утечек в программное обеспечение.

Трубопровод заполняется водой путем его прокачки с помощью компрессора.

Любая система диагностики исследуется на чувствительность и потенциальную точность, изучается влияние инструментальных и методических ошибок на ее работу.

Проведенные на данной экспериментальной установке испытания подтвердили адекватность разработанной системы.

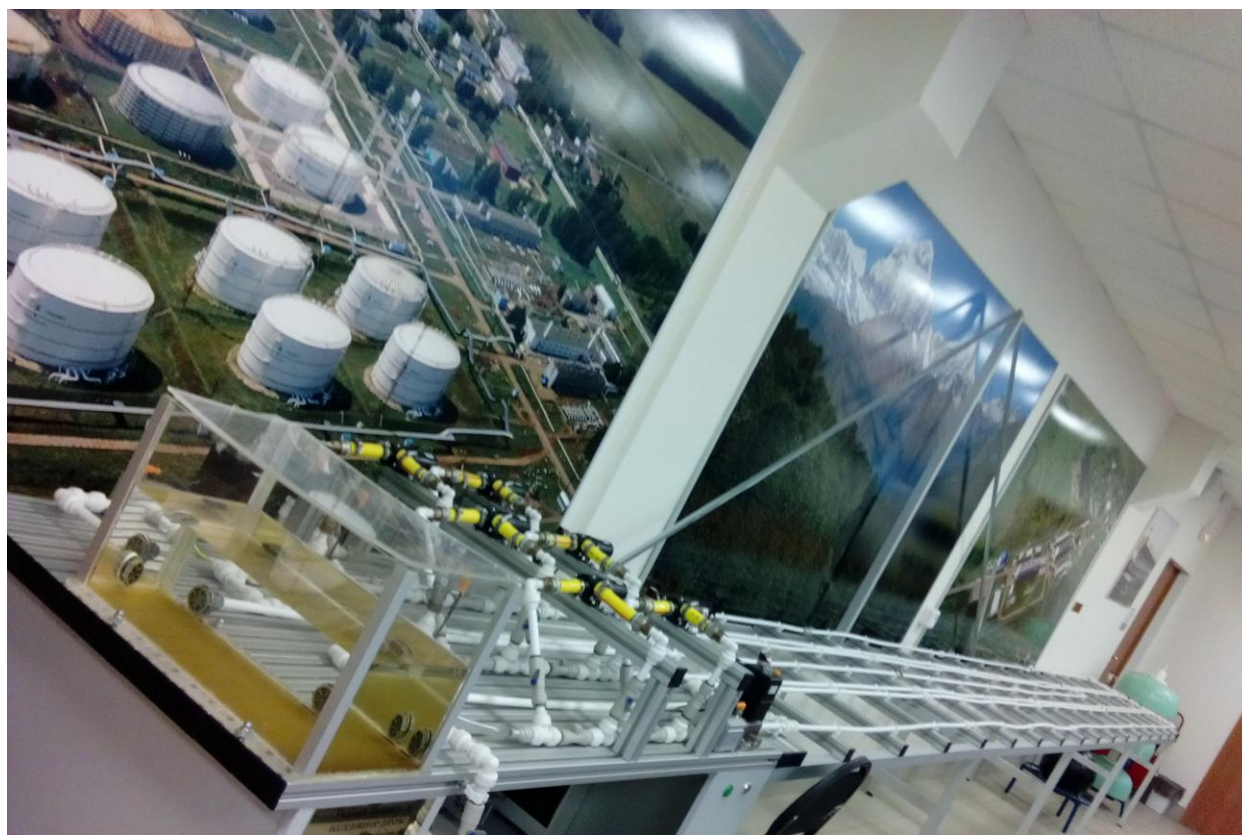


Рисунок 5.5 – Экспериментальный стенд



Рисунок 5.6 - Экспериментальный стенд трубопровода с установленным оборудованием

В разрабатываемой системе основными контролируемыми параметрами являются расход и давление. Для оценки влияния этих параметров на точность работы разработанной системы следует исследовать функции чувствительности (частные производные функции определения утечек по этим параметрам).

Количественную оценку чувствительности можно осуществить путем расчета функций, изменяя параметры в диапазоне их измерения.

Диссертационная работа посвящена разработке метода и алгоритма обнаружения утечек, учитывающего изменения фазового состояния перекачиваемого продукта.

5.5 Выводы к главе 5

Описаны требования, предъявляемые к системе сбора информации и системе управления объектом. Рассмотрено возможное построение системы на действующих нефте- и нефтепродуктопроводах. Точность разработанной

системы обнаружения утечек зависит от точности используемых первичных преобразователей. Предложены подходящие для разработанной системы первичные преобразователи, рассмотрен вопрос передачи информации от объектов в программный пакет диагностики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В ходе анализа технического состояния современных отечественных нефте- и нефтепродуктопроводов выявлена проблема возникновения утечек жидкости, с которой сталкиваются транспортные компании. Сформулированы основные причины, способствующие нарушению целостности трубопроводов, а также определены главные требования, предъявляемые к системам диагностики утечек. Произведен анализ методов и средств обнаружения утечек и дана их классификация. Проанализированы наиболее близкие к разработанной в диссертации системе алгоритмы существующих.

2. Предложена методика расчета систем уравнений, которые описывают течение жидкости как на напорных, так и на безнапорных участках трубопровода, позволяющая определять возникновение утечек на остановленном трубопроводе, при установившихся и переходных режимах работы трубопровода.

3. Разработан алгоритм обнаружения утечек и функционирующий в режиме реального времени программный модуль, в основе которого лежит разработанная методика.

4. Протестирована работоспособность программного модуля обнаружения утечек в трубопроводах при различных режимах работы трубопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абузова Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа [Текст] : учеб. пособие для нефтегазовых спец. / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новоселов. - М.: «Недра», 1992. - 319 с.
2. Аванесов В.С. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России [Текст] : учеб. пособие для вузов / В.С. Аванесов, А.Б. Александров, А.И. Александров, Ю.А. Дадонов, А.Б. Доценко. - М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2007. - 309 с.
3. Азизов А.М. Информационные системы контроля параметров технологических процессов: динамика [Текст] / А. М. Азизов. - Л.: Химия, 1983. - 328 с.
4. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость [Текст] : справ. пособие / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. - М.: «Недра», 1982. - 341 с.
5. Алеев Р.М. Патент РФ: Способ дистанционного обнаружения утечек / Р.М. Алеев, Е.И. Алешко, В.Н. Чепурский, Научно-производственная фирма "Оптоойл" - №2073816 от 20.05.1997
6. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст] - 2-е изд., перераб. и доп. / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. - М.: Недра, 1988. - 368 с.
7. Алфеев В.Н. Разработка системы комплексного анализа условий надежности линейной части магистральных нефтепроводов / В.Н. Алфеев, К.В. Черняев, В.В. Виноградов, В.А. Поздняков, Г.А. Филиппов // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти» №12. 2000, С. 14-22
8. Антипов В.Н. Контроль утечек при трубопроводном транспорте жидких углеводородов [Текст] / В.Н. Антипов, Ю.Д. Земенков. - Тюмень: ТюмГНГУ, 1999. - 326 с.

9. Ардасенов М.Н. Патент РФ: Способ контроля трубопровода и улавливания утечек / М.Н. Ардасенов, И.В. Кудрин, В.И. Куракин, Н.П. Шоромов, ООО "Ветгос" - № 2135887 от 27.08.1999.
10. Архангельский В.А. Расчеты неустановившегося движения в открытых водотоках [Текст] / В. А. Архангельский. - М.; АН СССР, 1947. - 136 с.
11. Астрахан И.М. Гидравлика. Часть 2: Учеб. пособие [Текст] / И.М. Астрахан, М.В. Лурье, А.П. Юфин. – М.: МИН-ХиГП им. И.М. Губкина, 1976. – 118 с.
12. Атавин А.А. Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии / А.А. Атавин, А.М. Карасевич, М.Г. Сухарев. - М.: "Нефть и газ", 2000 – 318 с.
13. Бабков А.В. Автоматизированная система обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов из магистральных трубопроводов. / А.В. Бабков // Автореф. дисс. на соиск. уч.ст. к.т.н. М., Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003, С. 16-21
14. Беляева В.Я. Нефтегазовое строительство [Текст] : учеб. пособие для студентов вузов / В.Я. Беляева, А.М. Михайличенко, А.Н. Бараз, Р.Д. Габелая, П.В. Горюнов. - М.: Омега-Л, 2005. - 771 с.
15. Березин В.Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов [Текст] / В.Л. Березин, В.Е. Шутов. - М.: «Недра», 1973. - 200 с.
16. Бородавкин П.П. Прочность магистральных трубопроводов [Текст] / П.П. Бородавкин, А.М. Синюков. - М.: Недра, 1984. - 245 с.
17. Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти. Т.1 / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др. – М.: «Недра», 2002. – 406 с.
18. Васильев П.Н. Патент РФ: Способ контроля трубопровода и улавливания утечек / П.Н. Васильев, А.В. Цыганков, Институт горного дела Севера СО РАН - №2106570 от 10.03.1998
19. Владиславлев А.П. Методы и приборы для измерения параметров динамики

- трубопроводных систем [Текст] / А.П. Владиславлев, В.А. Якубович. - М.: Недра, 1981. - 270 с.
20. Воеводин А.Ф. Численный метод определения места утечки жидкости или газа в трубопроводе / А.Ф. Воеводин, В.С. Никифоровская // Сибирский журнал индустриальной математики № 1(37). 2009, С. 25-30
21. Вязунов Е.В. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов [Текст] / Е.В. Вязунов, Л.А. Дымшиц. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 52 с.
22. Галеев В.Б. Магистральные нефтепродуктопроводы [Текст] / В.Б. Галеев, М.З. Карпачев, В.И. Халаменко. - М.: Недра, 1976. - 358 с.
23. Галлямов А.К. Методы диагностирования состояния внутренней поверхности магистральных трубопроводов / А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин, Б.Н. Мастобаев. - М.: ВНИИОЭНГ, 1983 - 48 с.
24. Галлямов А.К. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики / А.К. Галлямов, К.В. Черняев, А.М. Шаммазов. - Уфа: изд. УГНТУ, 1998 - 599 с.
25. Галюк В.Х. Контроль за состоянием магистральных трубопроводов [Текст] : обзоры по основным направлениям развития отрасли / В.Х. Галюк, П.А. Григорьев, В.Ф. Кравченко. - М.: ВНИИОЭНГ, 1978. - 72 с.
26. Гафаров Н.А. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений [Текст] / Н.А. Гафаров, А.А. Гончаров, В.М. Кушнарченко. - М.: «Недра», 1998. - 437 с.
27. Гончаров Ю.Г. Неразрушающий контроль труб для магистральных нефтегазопроводов [Текст] / Ю.Г. Гончаров, В. Кариус, Г.Н. Сергеев, Ф.И. Вайсвайлер. - М.: Металлургия, 1985. - 247 с.
28. Горский Ю.М., Описание изобретения к авторскому свидетельству: Способ определения места повреждения в трубопроводных системах / Ю.М. Горский, Н.И. Горская, Сибирский энергетический институт Сибирского

отделения АН СССР - №403920 от 26.10.1973.

29. Гришин В.Г. Патент РФ: Способ обнаружения утечки перекачиваемого продукта из магистрального трубопровода / В.Г. Гришин, И.А. Каменских, Тюменский государственный нефтегазовый университет - №2119611 от 27.09.1998.
30. Губин В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов [Текст] / В.Е. Губин, В.В. Губин. - М.: Недра, 1982. - 296 с.
31. Гумеров А.Г. Разработка методов повышения ресурса длительно эксплуатирующихся нефтепроводов / А.Г. Гумеров, К.М. Гумеров, А.В. Росляков. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991 - 84 с.
32. Гумеров А.Г. Старение труб нефтепроводов [Текст] / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнуллин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков. - М.: Недра, 1995 - 223 с.
33. Гуров А.Е. Патент РФ: Способ контроля трубопровода / А.Е. Гуров, Гуров Александр Ефимович - №2044293 от 20.09.1995.
34. Гусейнзаде, М. А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах [Текст] / М.А. Гусейнзаде, В.А. Юфин. - М.: Недра, 1981. - 232 с.
35. Датчик давления МТ101 Руководство по эксплуатации РИБЮ 406233.092 РЭ [Электронный ресурс] // ГК «Новые технологии». [сайт]. Режим доступа: <http://sapfir.nt-rt.ru/images/manuals/rukmt101f2012t.pdf> (дата обращения 20.04.2016)
36. Датчики серии EJX-A (таблица датчиков). [Электронный ресурс] // Yokogawa Electrics CIS Ltd. [сайт]. Режим доступа: http://yokogawa.ru/products/test_and_measurement/pressure_measurement/ejx-a/ (дата обращения 20.04.2016)
37. Датчики температуры [Электронный ресурс] // ГК «Новые технологии». [сайт]. Режим доступа: http://metran.nt-rt.ru/images/showcase/Datchiki_temperature_2013.pdf (дата обращения 20.04.2016)

20.04.2016)

- 38.Ежов В.С. Описание изобретения к патенту: Течеискатель / В.С. Ежов, Ф.Г. Мулюков, В.П. Быков, А.И. Каширский, Т.В. Жукова, И.Д. Каспер, В.П. Савельев, Южное управление магистральными нефтепродуктопроводами и Кооператив «Научно-технический прогресс» - SU №1756732 от 23.08.1992.
- 39.Загоскин В.Н. Применение ЭВМ для обнаружения утечек на нефтепродуктопроводах / В.Н. Загоскин, Ю.А. Венгерцев, А.С. Казак, Е.И. Яковлев. - М.: УНИИТЭнефтехим, 1989. - 60 с.
- 40.Зайнулин Р.С. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов [Текст] / Р.С. Зайнуллин, А.Г. Гумеров, Е.М. Морозов, В.Х. Галюк. - М.: Недра, 1990. – 221 с.
- 41.Зайцев Л.А. Использование ЭВМ в трубопроводном транспорте за рубежом [Текст] / Л.А. Зайцев, В.В. Панарин. - М.: ВНИИОЭНГ, 1980. - 40 с.
- 42.Иванов Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними [Текст] - 2-е изд., перераб. и доп. / Н.Д. Иванов. - Л.: Недра, 1973. - 160 с.
- 43.Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов [Текст] / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов. - М.: «Недра», 1978. - 166 с.
- 44.Исакович Р.Я. Технологические измерения и приборы: учебник для вузов - 2-е изд., перераб. [Текст] / Р.Я. Исакович. - М.: «Недра», 1979. - 344 с.
- 45.Ишмухаметов И.Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.П. Макаров - М.: «Нефть и газ», 1999 – 300 с.
- 46.Казак А.С. Оперативный контроль трубопроводных систем [Текст] / А.С. Казак, В. И. Седов, И. В. Березина. - М.: «Недра», 1991. – 243 с.
- 47.Карнаухова Н.Н. Патент РФ: Способ контроля трубопровода и улавливания утечек / Н.Н. Карнаухова, И.А. Каменских, В.Г. Гришин, Тюменский

государственный нефтегазовый университет - №2174645 от 10.10.2001.

- 48.Каталог расходомеров, влагомеров и газоанализаторов PANAMETRICS. [Электронный ресурс] // ГК «Новые технологии». [сайт]. Режим доступа: <http://panametrics.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue-Panametrics.pdf> (дата обращения 20.06.2016).
- 49.Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / В.В. Клюев. - 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 2005. - 656 с.
- 50.Клюев В.В. Технические средства диагностирования: справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук. – М.: Машиностроение, 1989. - 672 с.
- 51.Козаченко А. Н. Энергетика трубопроводного транспорта газов [Текст]: учеб. пособие для студентов вузов нефтегазового профиля, специализирующихся в обл. эксплуатации и обслуживания газоперекачивающих агрегатов на магистр. газопроводах / А.Н. Козаченко, В.И. Никишин, Б.П. Поршаков. - М.: ГУП Издво "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. - 398 с.
- 52.Кублановский Л.Б. Определение мест повреждений напорных трубопроводов [Текст] / Л.Б. Кублановский. - М.: Недра, 1971. - 134 с.
- 53.Кумар Б.К. Обзор традиционных методов обнаружения утечек нефти в трубопроводах / Б.К. Кумар // Вестник Казахской Национальной Академии Естественных Наук №4. 2011, С. 9-12
- 54.Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах / С.Е. Кутуков // Нефтегазовое дело, Т. 2, 2004, С. 29-45
- 55.Лейбензон Л.С. Гидравлика: руководство для нефтяных вузов, техникумов и работников нефтяной промышленности / Л.С. Лейбензон, Д.С. Вилькер, П.П. Шумилов, В.С. Яблонский. - М.: ОНТИ НКТП СССР, 1932. – 305 с
- 56.Лисин Ю.В. Система предупреждения и ликвидации чрезвычайных

- ситуаций / Ю.В. Лисин // Нефтегазовое дело №9. 2004, С. 10-13
57. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. для вузов. – 7-е изд., испр. / Л.Г. Лойцянский. -М.: «Дрофа», 2003. -840 с.
58. Лосенков А.С. Система обнаружения утечек по волне давления / А.С. Лосенков, А.Н. Русаков, А.Г. Трефилов, В.А. Задорожный // Трубопроводный транспорт нефти №12. 1998, С. 27-30
59. Лурье М.В. Гидравлическая локация отбора нефтепродукта на участке магистрального трубопровода / М.В. Лурье, П.С. Макаров // НТС «Транспорт и хранение нефтепродуктов» № 12. 1998. С. 16-18
60. Лурье М.В. Заполнение газопроводов светлыми нефтепродуктами / М.В. Лурье, Л.Н. Лебедева // Известия вузов. «Нефть и газ» №6. 1988
61. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для вузов / М. В. Лурье. - М.: Нефть и газ, 2003. – 335 с.
62. Лурье М.В. Об опасном источнике волн гидравлического удара в рельефных нефте- и нефтепродуктопроводах / М.В. Лурье, Л.В. Полянская // Нефтяное хозяйство. №8. 2000. С. 66-68
63. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов [Текст] / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдаванов. - М.: «Недра», 1990. - 262 с.
64. Набиев Р.Р. Обеспечение надежности длительно эксплуатируемых нефтепроводов / Р.Р. Набиев, Р.З. Насыров, Р.Н. Бахтизин // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти» №12. 2000. С. 9-11
65. Нагаев Р.З. Параметрическая система обнаружения утечек для нефтепроводов с самотечными участками / Р.З. Нагаев, В.Б. Плотников, А.С. Лосенков, Ю.В. Фирсов // Трубопроводный транспорт нефти №3. 2002, С. 11-13

66. Низамутдинов Р.И. Анализ современных отечественных и зарубежных методов обнаружения утечек на нефтепроводах / Р.И. Низамутдинов, Р.М. Проскуряков // «Естественные и технические науки» №12. 2015, С. 128-130
67. Низамутдинов Р.И. Система обнаружения утечек / Р.И. Низамутдинов, Р.И. Низамутдинов // Записки Горного института «Проблемы рационального природопользования» том 182. 2009, С. 255-258
68. Низамутдинов Р.И. Создание математической модели нефтепровода с целью построения системы его диагностики / Р.И. Низамутдинов, Р.М. Проскуряков // «Естественные и технические науки» №4. 2016, С. 161-164
69. Полубоярцев Е.Л. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст] : учеб. пособие / Е.Л. Полубоярцев, Е.В. Исупова. – Ухта: УГТУ, 2014. – 144 с.
70. Рахматуллин Ш.И. К оценке динамического баланса объемов нефти в трубопроводе с самотечными участками / Ш.И. Рахматуллин, Г.А. Гумерова, В.В. Ванифатова // Трубопроводный транспорт нефти №3. 2001, С. 24-27
71. Рождественский Б.Л. Системы квазилинейных дифференциальных уравнений / Б.Л. Рождественский, Н.Н. Яненко. - М.: «Наука», 1977 - 385 с
72. Селезнев В.Е. Методы построения моделей течений в магистральных трубопроводах и каналах [Текст] : монография / В.Е. Селезнев, С.Н. Прялов. - М.: Едиториал УРСС, 2012. - 560 с.
73. Система обнаружения утечек LeakSPY(Expert) [Электронный ресурс] // ООО «ЭНЕРГОАВТОМАТИКА». [сайт]. Режим доступа: <http://www.energoavtomatika.ru/index.php/ru/menu-sou/menu-leakspyexpert> (дата обращения 10.09.2015)
74. Смолдырев А.Е. Трубопроводный транспорт [Текст] : - 2-е изд., перераб. и доп. / А.Е. Смолдырев. - М.: «Недра», 1970. - 272 с.
75. Троянский Е.А. Расчет трубопроводов на прочность [Текст] / Е.А. Троянский, П.А. Антикайн. - М.; Госэнергоиздат, 1963. - 175 с.

76. Ультразвуковые расходомеры Krohne. [Электронный ресурс] // «Энерготрейд». [сайт]. Режим доступа: [http://e-trd.ru/userfiles/File/files/174_Ultrazvukovye_rashodomery_\(ru\).pdf](http://e-trd.ru/userfiles/File/files/174_Ultrazvukovye_rashodomery_(ru).pdf) (дата обращения 20.04.2016).
77. Христианович С. А. Неустановившееся движение воды в каналах и реках / С.А. Христианович, С.Г. Михлин, Б.Б. Девисон. – М.: Изд-во АН СССР, 1938 – 215 с.
78. Хузин А.М. Патент РФ: Устройство для обнаружения места течи в трубопроводе / А.М. Хузин, Красноярское отделение ВНИПИЭТ - №2011110 от 15.04.1994.
79. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Изд. 2-е перераб. и доп. / И. А. Чарный. – М.: Недра, 1975 - 296 с.
80. Черняев К.В. Диагностический контроль — необходимое условие безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов/ К.В. Черняев // Нефтяное хозяйство №5. 1996, С. 73–74
81. Черняев К.В. Мониторинг технического состояния нефтепроводов / К.В. Черняев // Трубопроводный транспорт нефти №9. 2000, С. 14-17
82. Шаммазов А. М. История нефтегазового дела России [Текст] : учебник для подготовки бакалавров и магистров по направлению 553600 "Нефтегазовое дело" и для подготовки дипломированных специалистов по направлению 650700 "Нефтегазовое дело" / А.М. Шаммазов, Р.Н. Бахтизин, Б.Н. Мастобаев, Э.М. Мовсумзаде. - М.: Химия, 2001. - 315 с.
83. Шаммазов А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти: учеб. пособие. [Текст] / А.М. Шаммазов, А.А. Коршак, Г.Е. Коробов, Н.Ф. Султанов. - Уфа: Реактив, 1996. - 151 с.
84. Шумайлов А.С. Диагностика магистральных трубопроводов [Текст] / А.С. Шумайлов, А.Г. Гумеров, О.И. Молдованов. - М.: Недра, 1992 - 250 с.
85. Шумайлов А.С. Контроль утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных

- трубопроводах при эксплуатации / А.С. Шумайлов, А.Г. Гумеров, А.С. Джарджиманов, Р.М. Щербакова. - М.: ВНИИОЭНГ, 1981 - 78 с.
- 86.Щепинов Д.Н. Техническая диагностика трубопроводов и оценка потенциальной опасности дефектов [Текст] : учеб. пособие / Д. Н. Щепинов, А.А. Бауэр. - Оренбург: Газпресс, 2014. - 240 с.
- 87.Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа [Текст] / С.Г. Щербаков. - М.: Наука, 1982. - 206 с.
- 88.Ясин Э.М. Надежность магистральных трубопроводов [Текст] / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин. - М.: «Недра», 1972. - 183 с.
- 89.Beaver R.C. United State Patent: Pipeline leak detector / R.C. Beaver, Inspection Technology Development, Inc. - US 3974680 -1976
- 90.Booles H. United State Patent: Monitoring system for leak prevention and detection / H. Booles, Booles Harold F. - US 20050072215 -2005
- 91.Bose J.R. TAPS's leak detection seeks greater precision / J.R. Bose, M.K. Olson // Oil and Gas Journal. 1993. - April Issue. - P. 43-47.
- 92.BÜHRING H. European Patent: Pipeline leak detection using electromagnetic waves / H. BÜHRING, Airbus Deutschland GmbH - EP 2270462 -2011
- 93.Cooper R.W. United State Patent: Leak detection system / R.W. Cooper, Michigan Aqua Tech - US 7174771 - 2007
- 94.Crosley D.R. Laser Induced Fluorescence Spectroscopy for Combustion Diagnostics / D.R. Crosley, G.P. Smith // Opt. Eng. 1983. - vol. 22. - P. 545-553.
- 95.Eckbreth A.C. Combustion Diagnostics by Laser, Raman and Fluorescence Techniques / A.C. Eckbreth, P.A. Bonczyk, J.F. Verdieck // Prog. Energy Combust. Sci. 1979, - vol. 5. - P. 253-322.
- 96.Fiechtner B.T. United State Patent: Pipeline leak detector / B.T. Fiechtner, Dover Corporation - US 5557965 -1996
- 97.Griebenow G. Leak detection implementation: modelling and tuning methods / G.

- Griebenow, M. Mears // American Society of Mechanical Engineers, Petroleum Division. 1988. - vol. 19. - P. 9-18.
- 98.Hakka L.E. United State Patent: Leak detection apparatus / L.E Hakka, Ernest Otto - US3470340 -1969
- 99.Haseloh P. United State Patent: Pipeline leak detection system / P. Haseloh, D. LaFleur, Optimum Oilfield Instrumentation Ltd. - US 8479566 -2009
- 100.Hasselmann Detlev E. M. United State Patent: Pipeline leak detector apparatus and method / Detlev E. M. Hasselmann, Hasselmann Detlev E M - US 5072621 - 1991
- 101.Hough J.E. Leak testing of pipelines uses pressure and acoustic velocity / J.E. Hough // Oil and Gas Journal. 1988. - vol. 86. - P. 35-41.
- 102.Iseki, T. A portable remote methane sensor using a tunable diode laser / T. Iseki, H. Tai, K. Kimura, Meas. Sci. Technol. 2000. - vol. 11. - P. 594-602.
- 103.Khalifa A. United State Patent: In-pipe leak detection based on pressure gradient / A. Khalifa, Ben-Mansour R., Youcef-Toumi K., Habib M.A., Chatzigeorgiou D., Massachusetts Institute Of Technology - US 20120272722 – 2012
- 104.Klein W.R. Acoustic leak detection / W.R. Klein // American Society of Mechanical Engineers, Petroleum Division. 1993. - vol. 55. - P. 57-61.
- 105.Lawrence F.M. United State Patent: Pipeline leak detection / P.H. Lee, Myer N.M., William V., Int Standard Electric Corp - US 3505513 -1970
- 106.Lee P.H. United State Patent: Leak detection system / P.H. Lee, R.W. Ernest, Lee Paul H, Powell Robert W - US 2777812 -1957
- 107.Liou J.C.P. Leak detection: a transient flow simulation approach / J.C.P. Liou, J. Tian // American Society of Mechanical Engineers, Petroleum Division. 1994. - vol. 60. - P. 51-58.
- 108.McAtamney D.E. United State Patent: Pipeline leak detection system / D.E. McAtamney, Nibco, Inc. - US 5343191 -1994

109. Mezghani K. United State Patent: Leak detection system for pipes / K. Mezghani, R. Ben-Mansour, Khaled Mezghani, Rached Ben-Mansour - US 20110227721 – 2011
110. Newell C.K. United State Patent: Detection of leaks in pipe lines / C.K. Newell, Atlantic Refining Co - US 2537737 – 1944
111. Omer Bndean Abdulkadir United State Patent: Automatic leak detection and isolation system for a pipeline / B.A. Omer, Bndean Abdulkadir Omer - US 7441441 - 2008
112. Roy K.J. United State Patent: Detecting leaks in pipes / K.J. Roy, Palmer Environmental Limited - US 6647762 - 2003
113. Sivathanu, Y.R. Simultaneous Multiline Emission and Absorption Measurements in Optically Thick Turbulent Flames / Y.R. Sivathanu, J.P. Gore // Comb. Sci. & Tech. 1991. - vol. 80. - P. 1-21.
114. Stewart T.L. United State Patent: Pipeline leak detection / T.L. Stewart, Shell Oil Company - US 4280356 - 1981
115. Werner G.B. United State Patent: Leak detector and leak detection method / G.B. Werner, G. Reich, Leybold-Heraeus Gmbh - US 4779449 - 1988

ПРИЛОЖЕНИЕ А

В диссертационный Совет Д 212.224.07
при Санкт-Петербургском горном университете

СПРАВКА

о внедрении результатов исследования по диссертации Низамутдинова Роберта
Ильдаровича
на тему: "Обнаружение утечек на нефтепроводах с безнапорными участками на
принципах контроля основных параметров потока", представленная на соискание ученой
степени кандидата экономических наук
по специальности 05.11.13 - "Приборы и методы контроля природной среды, веществ,
материалов и изделий"

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационного
исследования Низамутдинова Роберта Ильдаровича актуальны и
представляют собой практический интерес. Они могут быть использованы
для внедрения в систему обнаружения утечек на магистральных
нефтепроводах компании АО «Транснефть-Урал».

Главный инженер СУПЛАВ
АО Транснефть-Урал

