

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УФИМСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ»

На правах рукописи

УЛИКАНОВ РИМ РАМАЗАНОВИЧ



**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗМУЩЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ В
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ МЕТОДАМИ СТРУКТУРНО-
ВОЛНОВОГО АНАЛИЗА**

Специальность 1.1.9 Механика жидкости, газа и плазмы

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор
Ковалева Лиана Ароновна

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРЕДМЕТНОЙ ОБЛАСТИ..... | 13 |
| 1.1. Анализ существующих методов обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов | 13 |
| 1.2 Патентное исследование в области алгоритмов и способов идентификации утечек жидкости в трубопроводах | 20 |
| 1.3. Анализ существующей теории гидродинамического расчета неустановившихся процессов в трубопроводах, перекачивающих жидкие углеводороды..... | 23 |
| 1.4 Выводы по главе 1 | 32 |
| ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ВОЗМУЩЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ | 34 |
| 2.1 Разработка теории о изменении структуры динамического возмущения давления | 34 |
| 2.2 Разработка методики по определению координаты места утечки жидкости | 41 |
| 2.3 Апробация методики на данных математической модели | 47 |
| 2.4 Выводы по главе 2..... | 56 |
| ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ | 57 |
| 3.1 Описание экспериментальной установки..... | 57 |
| 3.2 Измерительная аппаратура..... | 63 |
| 3.3 Экспериментальные исследования на лабораторном стенде | 66 |
| 3.4 Анализ результатов испытаний на экспериментальном стенде..... | 69 |
| 3.5 Практическая рекомендация к применению предложенного метода..... | 75 |
| 3.6 Выводы по главе 3 | 76 |
| ГЛАВА 4 ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ | 78 |
| 4.1 Разработка программного обеспечения | 78 |
| 4.2 Результаты опробования на производственном объекте | 83 |
| 4.3 Выводы по главе 4..... | 89 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 91 |

| | |
|---------------------------------------|-----|
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ..... | 92 |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Справка о внедрении..... | 104 |

ВВЕДЕНИЕ

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является стратегически важной отраслью экономики Российской Федерации. Большая часть нефти и нефтепродуктов (свыше 50%) транспортируется по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам. Протяженность магистральных трубопроводов в России составляет более 67 тыс. км [81].

Контроль и управление за работой трубопроводов возложен на эксплуатирующие службы, от действия которых во многом зависит надежная и без аварийная работа объектов трубопроводного транспорта жидких углеводородов.

Наиболее важными, с точки зрения эксплуатации магистрального трубопровода, являются следующие события: пуск-остановка насосного агрегата, отбор нефти на НПЗ, отбор дизельного топлива на нефтебазу, путевой отбор или подкачка нефтепродукта, аварийное перекрытие потока, появление утечки жидкости, появление несанкционированных врезок и др.

Задачей эксплуатирующего персонала является своевременное и безошибочное направление управляющих команд направленных на переключение режимов работы технологического оборудования. Посредником между управляющим персоналом и оборудованием является автоматизированная система управления.

Автоматизированная система управления технологическим процессом перекачки углеводородов по магистральным трубопроводам это совокупность множества технических средств: хранения информации, обработки информации, каналов связи, датчиков измерения и контроля параметров работы технологического оборудования. Данная система обладает следующим функционалом: передача и исполнение управляющих команд, отображение параметров работы технологического оборудования, автоматическое

направление управляющих воздействий на технологическое оборудование по заданному набору правил в случае возникновения типовых ситуаций.

Современные автоматические системы управляют магистральными трубопроводами протяженностью порядка тысячи километров, на которых одновременно работают 15 и более насосных агрегатов. Такие системы, при возникновении аварийных ситуаций, способны за меньшее время, чем человек, проанализировать состояние объекта и самостоятельно принять управляющее решение, так как время принятия решений напрямую влияет на масштаб экологических и экономических последствий. Роль центра принятия решений выполняет алгоритм, который определяет быстрдействие, точность, элементный состав и стоимость автоматизированной системы управления. В основе работы алгоритма лежит математическая модель некоторого физического процесса, позволяющая определить значение искомого параметра по имеющемуся набору исходной информации, поступающей с датчиков измерения и контроля параметров системы, таких как давление, температура, расход, плотность, вязкость, положение запорной арматуры, частота вращения вала насосного агрегата и др.

В связи с чем поиск экономичных и эффективных алгоритмов является важнейшей задачей предприятий, работающих в современной экономической ситуации.

Общая характеристика работы

В работе исследовано изменение структуры фронта волны динамического возмущения давления, распространяющегося по трубопроводу. Сформулирована математическая модель, получено решение для случая работы трубопровода с утечкой жидкости. Предложена методика по определению координаты источника возмущения по показаниям датчиков измерения давления.

Выполнена проверка предлагаемой методики по определению координаты источника возмущения давления на данных математической модели магистрального трубопровода, имеющего утечку жидкости и на

данных, полученных с экспериментальной установки. Разработан и опробован программный модуль на действующем магистральном трубопроводе, оценена погрешность определения координаты утечки жидкости.

Актуальность проблемы

Одним из рисков, сопровождающих эксплуатацию магистрального трубопровода, является риск возникновения утечек жидких углеводородов. Учитывая, что своевременное обнаружение утечек жидких углеводородов напрямую влияет на размер экологических и экономических последствий, то необходимо в возможно сжатые сроки определить факт возникновения данного события. Для этих целей разработаны различные автоматизированные системы по обнаружению утечек жидкости. При этом наиболее перспективным направлением развития данных систем является построение алгоритмов на базе математических моделей физических процессов, протекающих в трубопроводе. В момент возникновения утечки жидкости возникает волна динамического возмущения давления и расхода потока, которое распространяется вдоль оси трубопровода. Анализируя параметры волны динамического возмущения давления можно определить координату места его возникновения.

Поэтому работы, направленные на исследование закономерностей изменение структуры фронта волны динамического возмущения давления, распространяющегося по трубопроводу, являются актуальными.

Цель диссертационной работы

Повышение эффективности работы системы обнаружения утечек жидкости за счет использования алгоритма, построенного на принципе структурно-волнового анализа возникающих динамических возмущений давления.

Объект исследования

Магистральный трубопровод, имеющий источник динамического возмущения давления и оборудованный техническими средствами для регистрации технологических параметров его работы.

Предмет исследования

Возмущение давления и его структурное изменение в процессе распространения по магистральному трубопроводу.

Задачи исследования

1. Построение математической модели нестационарных процессов в магистральном трубопроводе. Получение решения для случая работы трубопровода с утечкой жидкости.
2. Разработка метода определения координаты местоположения возмущения давления. Валидация предложенного метода с результатами прямого численного моделирования работы трубопровода с утечкой жидкости.
3. Создание лабораторной установки и проведение экспериментальных исследований нестационарных процессов при течении жидкости. Проведение экспериментов по определению местоположения источника возмущения.
4. Разработка программного обеспечения для определения местоположения утечек жидкости на основе предложенного метода.
5. Проведение промышленных испытаний и апробирование программного комплекса на действующем магистральном трубопроводе.

Результаты последовательного решения этих задач изложены в работе.

Анализ теоретических работ

В работе показаны и обобщены имеющиеся теоретические знания в области расчета нестационарных процессов. Приведена классификация методов обнаружения утечек, рассмотрены основные принципы работы СОУ. Выполнено патентное исследование.

Анализ патентной информации

С целью определения тенденции развития методов обнаружения утечек, произведен поиск патентной информации по аналогичным техническим решениям. Определена тенденция развития техники и технологий. Наиболее

перспективными СОУ являются системы, использующие в своей работе несколько методов обнаружения утечек [7]. В ходе анализа найденных источников установлено, что предлагаемый метод ранее не был разработан.

Идея работы

В процессе работы магистрального трубопровода давление в линейной части квазистационарно, в случае возникновения источника динамического возмущения давления, например утечка жидкости, формируется фронт волны пониженного давления, который распространяется по трубопроводу в обе стороны.

Известно, что уменьшение амплитуды волны давления соответствует экспоненциальному закону затухания [47,45,42,70]. По измеренным параметрам системы возможно составить математическую модель затухания импульса давления двигающегося по трубопроводу, при этом неизвестные величины возможно идентифицировать по показаниям имеющихся датчиков давления [8,9,10,13,17].

Таким образом, используя показания имеющихся датчиков давления возможно производить мониторинг состояния трубопроводов и при необходимости определять координаты источников возникновения динамических возмущений давления.

Защищаемые научные положения

1. Методика определения местоположения источника возмущения.
2. Результаты численного моделирования динамического возмущения в магистральном трубопроводе с заданным источником возмущения. Область применения предлагаемого метода.
3. Результаты экспериментальных исследований на стендовом оборудовании.
4. Результаты промышленных испытаний на действующем магистральном трубопроводе.

Методология и методы исследования

Рассмотрены теория и методы расчета нестационарных процессов, возникающих в магистральных трубопроводах.

Теоретической, методологической и информационной основой явились:

- Научно-техническая литература;
- Теория нестационарных процессов в трубопроводах;
- Нормативная документация в области трубопроводного транспорта.

Методы исследования:

- Математическое моделирование нестационарных процессов;
- Компьютерное моделирование;
- Численный эксперимент;
- Лабораторный эксперимент;
- Промышленный эксперимент.

Научная новизна

1. На основании сформулированной математической модели получена зависимость изменения амплитуды скачка давления, вызванного утечкой жидкости, от пройденного расстояния;
2. Теоретически доказана возможность построения методики по определению координаты источника возмущения давления в магистральном трубопроводе, основывающейся на результатах структурно-волнового анализа возникающих динамических возмущений давления;
3. На данных математического моделирования показана работоспособность предлагаемой методики по определению координаты источника возмущения давления в магистральном трубопроводе. Обосновано минимально-достаточное количество средств измерения давления для работоспособности предлагаемого метода;
4. На экспериментальных данных, полученных с лабораторной установки определена область использования предлагаемой методики по определению координаты источника возмущения давления.

Рассмотрено влияние амплитуды волны давления и чувствительности средств измерения на точность определения координаты источника возмущения давления.

5. Научная и практическая значимость работы

Научной значимостью результатов выполненной работы является: полученная зависимость изменения параметров динамического возмущения давления, вызванного утечкой жидкости, от пройденного им расстояния по трубопроводу, методика по определению координаты источника динамического возмущения давления. Данные результаты могут быть использованы в научном обосновании развития систем обнаружения утечек жидкости в магистральных трубопроводах, при этом практической значимостью является возможность построения систем гидравлической диагностики магистральных трубопроводов на предмет идентификации источников динамических возмущений давления.

Обоснованность и достоверность полученных результатов основывается на применении фундаментальных уравнений механики движения жидкости при математическом моделировании рассматриваемых процессов; физической и математической непротиворечивостью в рамках физических законов, а также согласовании с экспериментальными данными, полученными на стендовом оборудовании и согласовании с данными, полученными в результате промышленных испытаний.

Соответствие диссертации паспорту специальности

Рассмотрена область теоретических и практических знаний, связанная с анализом динамических возмущений потока перекачиваемой жидкости в магистральном трубопроводе, соответствует паспорту специальности 1.1.9 - Механика жидкости, газа и плазмы п.3 «Гидравлические модели и приближенные методы расчетов течений в водоемах, технологических устройствах и энергетических установках», п.5 «Течения сжимаемых сред и ударные волны», п.18 «Экспериментальные методы исследования динамических процессов в жидкостях и газах».

Апробация работы

Результаты исследований докладывались на следующих конференциях и научных семинарах:

- 55 научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г.Уфа, 2004г.);
- VIII Международной научной конференции (г.Уфа, 10-14 декабря 2018г.);
- Секция ученого совета ООО «НИИ Транснефть» «Исследование гидравлики трубопроводного транспорта» 03 апреля 2018г.;
- Ученый совет ООО «НИИ Транснефть» 23 мая 2018г.;
- Ученый совет ООО «НИИ Транснефть» 28 августа 2023г.;
- Международная научно-практическая конференция «Технологии разработки месторождений и моделирование процессов в нефтегазодобыче» (г.Уфа 24-27 августа 2023г.);
- Ученый совет ООО «НИИ Транснефть» 20 сентября 2023г.;
- XVII Международная научно-практическая конференция «Трубопроводный транспорт – 2023» (г.Уфа 16-17 ноября 2023г.).
- XII Международная научно-практическая конференция «Информационные технологии в ТЭК проблемы и решения 21-24 мая 2024г.

Публикации

По теме работы опубликовано двенадцать научных трудов, в том числе три научных статьи в изданиях, входящих в перечень научных изданий, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации. Получен патент и свидетельства о регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад соискателя

Формулировка и реализация математической модели, анализ результатов осуществлены совместно с научным руководителем. Численная

реализация моделей, экспериментальные и промышленные испытания, валидация на данных экспериментальных исследований, проверка по данным, полученным с промышленного объекта, расчеты, оформление результатов проведены самостоятельно.

Реализация результатов работы

Предложенный в диссертации метод обнаружения возмущений использован на действующем магистральном трубопроводе.

Объем работы

Работа состоит из введения, четырех глав, которые изложены на 104 страницах текста, содержит 47 рисунков, 12 таблиц, списка использованных источников из 114 наименований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРЕДМЕТНОЙ ОБЛАСТИ

В главе рассматриваются имеющиеся достижения в области идентификации динамических возмущений давления. Наиболее технически развитой областью, в которой используются методы идентификации динамических возмущений давления, является область по поиску и определению координат утечек жидкости в трубопроводах. Связано это с тем, что утечки приводят к значительным экологическим и экономическим последствиям. В связи с чем, в главе представлен анализ существующих методов обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов, патентное исследование в области алгоритмов и способов идентификации утечек жидкости в трубопроводах, анализ существующей теории гидродинамического расчета неустановившихся процессов в трубопроводах, перекачивающих жидкие углеводороды.

1.1. Анализ существующих методов обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов

Классификация существующих методов. В настоящее время существует большое количество возможных систем классификации методов обнаружения утечек. Различные варианты приведены в работах [1,62,49,58], наиболее подробно системы классификации рассмотрены в работе [62].

Согласно [62] можно выделить следующие системы классификации:

1. Классификация в зависимости от режима работы трубопровода.
2. Классификация в зависимости от периодичности контроля.
3. Классификация в зависимости от конструктивного исполнения.
4. Классификация в зависимости от физического метода.
5. Классификация по характеру взаимодействия с перекачиваемой средой.

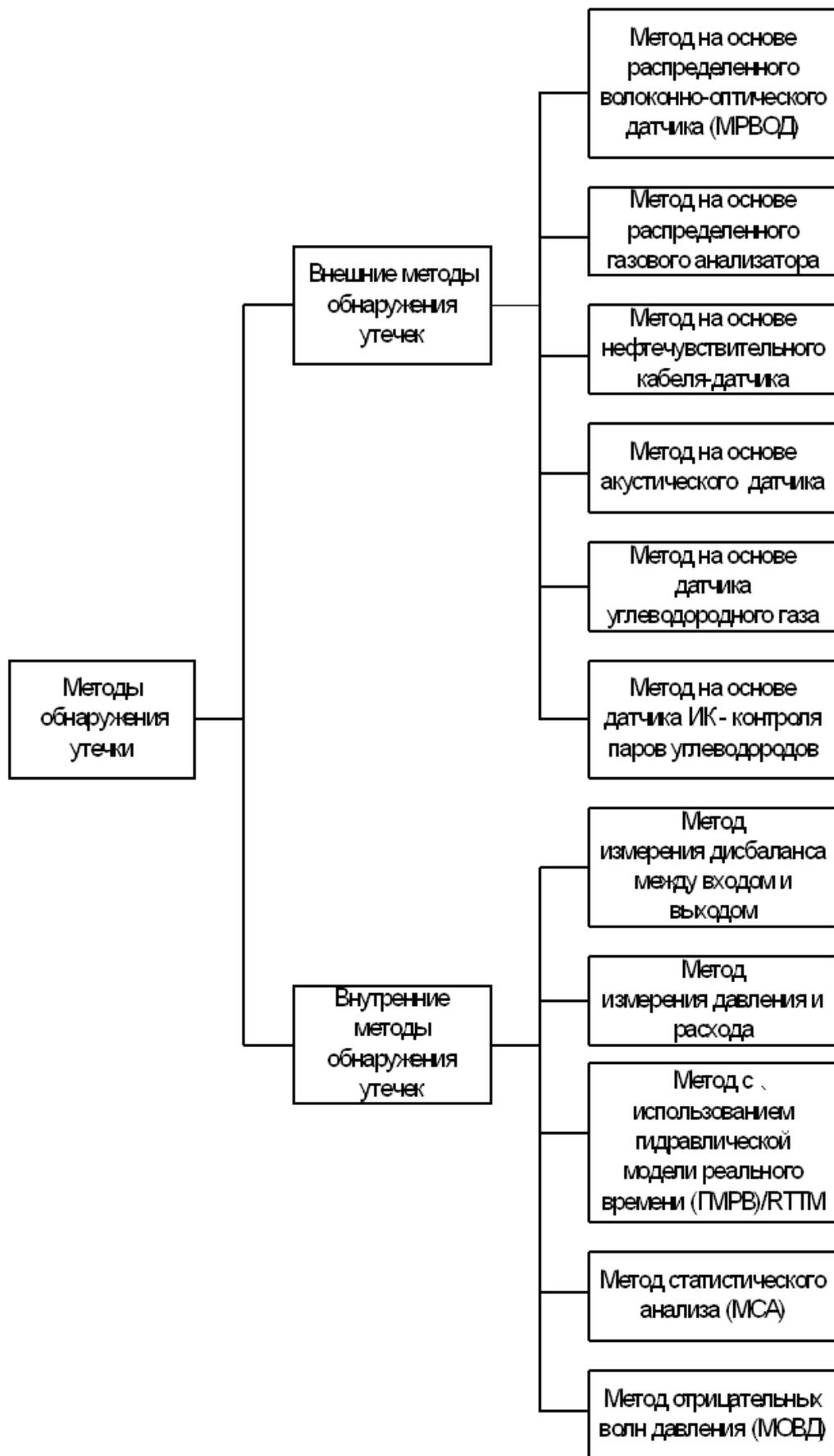


Рисунок 1.1 - Классификация методов обнаружения утечек из трубопроводов

В зарубежном стандарте Американского института нефти (American Petroleum Institute) API 1130 приведена следующая классификация систем обнаружения утечек (СОУ): основанные на базе процессов, происходящих вне трубопровода и в трубопроводе [100].

Подобная классификация получила широкое распространение на практике, так как основана на разделении методов на «внешние» и «внутренние».

На основании вышеизложенного, с учетом разделения методов на «внешние» и «внутренние» приведем классификацию известных методов обнаружения утечек рисунок 1.1.

Критический анализ существующих методов.

Внутренние методы обнаружения утечек:

1. Метод измерения дисбаланса между входом и выходом.

Данный метод основан на измерении дисбаланса между входящими и исходящими объемами нефти.

Недостатки метода:

- Значительное время определения наличия утечек жидкости;
- Метод не определяет координату источника возмущения.

2. Метод измерения давления и расхода.

Метод базируется на принципе определения скорости изменения давления и расхода нефти и сравнивает их при нормальных условиях эксплуатации.

Недостатки метода:

- Значительное время определения наличия утечек жидкости;
- Возможны погрешности из-за неточностей математической модели.

3. Метод с использованием гидравлической модели реального времени.

Данный метод основан на использовании гидравлической модели, имитирующей расход, давление и температуру перекачиваемой среды в реальном времени. Метод основан на физических законах сохранения массы, импульса и энергии. Исходными данными для построения модели являются

значения технологических параметров на границах участка трубопровода и сведения о состоянии технологического оборудования.

Недостатки метода:

- Требуется большое количество средств измерения для контроля необходимых параметров;
- Возможен высокий уровень ложных срабатываний из-за переходных процессов;
- Необходимость моделирования параметров, изменяющихся с течением времени;
- Высокая трудоемкость настройки и дальнейшего сопровождения математической модели.

4. Метод статистического анализа.

Данный метод основан на использовании всех данных SCADA-системы и применении статистического анализа изменений объема, баланса и скорости изменения потока и давления.

Недостатки метода:

- Довольно сильно зависит от параметров средств измерения;
- Невысокая точность определения места утечек с низким расходом.

5. Метод отрицательных волн давления.

Данный метод основан на регистрации волн понижения давления, возникающих в момент появления утечки нефти и распространяющихся в обе стороны по трубопроводу со скоростью звука. При возникновении утечки отрицательная волна давления достигает измерительных точек по обе стороны от утечки.

Недостатки метода:

- Метод не позволяет определить расход утечки;
- Применим только для стационарных и статических режимов работы трубопровода;
- Блокирование сигнала при разрывах сплошности потока.

Как правило, внутренние методы имеют довольно сильную зависимость от изменений условий течения нефти в трубопроводе и точность определения непосредственного места утечки у них ниже, чем у внешних методов.

Внешние методы обнаружения утечек:

1. Метод на основе волоконно-оптического датчика.

Метод с использованием волоконно-оптических датчиков можно разделить на три основных направления:

- Использование распределенного датчика температуры. Данный метод используется, когда утечка нефти может являться причиной изменения температуры окружающей среды вблизи трубопровода.
- Использование распределенного акустического датчика. Акустические датчики улавливают звук и вибрацию, возникающие в процессе утечки.
- Использование углеводородного зондирования. Покрытие датчиков углеводородного зондирования может изменять коэффициент преломления в присутствии жидких углеводородов. Данное изменение регистрируется оптическим детектором и преобразуется в уровень концентрации углеводородов.

Недостатки метода:

- Использование распределенного датчика температуры невозможно использовать в случае, если температура перекачиваемой нефти или нефтепродукта сравнима с температурой окружающей среды;
- Акустические датчики очень чувствительны ко всем окружающим звукам и вибрациям;
- Метод не позволяет определить расход утечки;
- В случае обрыва распределенного кабеля датчика происходит потеря контроля за участком трубопровода;
- Высокая стоимость и трудоемкость прокладки кабеля.

2. Метод на основе распределенного газового анализатора.

Данный метод основан на применении специальной перфорированной трубки небольшого диаметра, проложенной вдоль трубопровода. Прокачиванием воздуха или азота через трубку производят отбор пробы газа. Отобранные пробы анализируют на наличие углеводородов.

Недостатки метода:

- Высокая стоимость и трудоемкость прокладки трубок;
- Метод не позволяет определить расход утечки.

3. Метод на основе нефтесточувствительного кабеля-датчика.

Данный метод основан на использовании специального кабеля, который прокладывается в непосредственной близости от трубопровода. Кабель чувствителен к попаданию жидких углеводородных фракций на оболочку и может их регистрировать.

Недостатки метода:

- Необходимость контакта датчика с жидкой углеводородной фракцией;
- Метод не позволяет определить расход утечки;
- В случае обрыва кабеля происходит потеря контроля за участком трубопровода.

4. Метод на основе акустического датчика.

Данный метод основан на физическом явлении появления звуковых колебаний от появившейся утечки в трубопроводе.

Акустические методы подразделяются на внутритрубные и внерубные.

При использовании внутритрубных методов применяются гидрофоны, которые устанавливаются внутри трубы и анализируют акустические колебания транспортируемой среды.

При использовании внерубных методов применяют акустические датчики, которые устанавливаются на поверхности трубы без врезки и анализируют распространение виброакустических колебаний по трубе от места возникновения утечки.

Недостатки метода:

- Необходимость высокой частоты установки датчиков и сенсоров;
- Достаточно высокая частота ложных срабатываний.

5. Метод на основе датчика углеводородного газа.

При возникновении утечки из нефтепровода или нефтепродуктопровода, вокруг нее будет выделяться некоторое количество углеводородного газа. Для регистрации утечки через определенные интервалы вдоль трубопровода устанавливаются датчики углеводородного газа.

Недостатки метода:

- Необходимость достаточно высокой частоты установки датчиков;
- Метод не позволяет определить расход утечки.

6. Метод на основе ИК-контроля паров углеводородов.

Данный метод во многом схож с предыдущим, только для обнаружения углеводородных паров над местом утечки используются не датчики углеводородного газа, а инфракрасные камеры.

Недостатки метода:

- Необходимость достаточно высокой частоты установки ИК-камер;
- Метод не позволяет определить координату утечки в случае отсутствия выхода нефтепродукта на поверхность грунта;
- Достаточно сильная зависимость метода от погодных условий;
- Достаточно высокое количество ложных срабатываний;
- Метод не позволяет определить расход утечки.

В целом, внешние методы обнаружения позволяют определять места непосредственного возникновения утечек, а также выявлять утечки с малым расходом более точно, чем внутренние методы. Однако, их применение осложняется необходимостью прокладки кабелей или трубок к существующим трубопроводам. Большинство внешних методов не позволяет определять расход и величину утечек.

1.2 Патентное исследование в области алгоритмов и способов идентификации утечек жидкости в трубопроводах

Объектом поиска являлись методы и реализующие их аппаратно-технические решения. В данной области найдено 83 патента, которые проанализированы с учетом разделения методов определения утечек на «внешние» и «внутренние», результаты представлены на рисунке 1.2.

Рассматривая тенденцию изменения количества патентов с течением времени, представленную на рисунке 1.3, установлено, что развитие технологий по обнаружению утечек имеет свое начало с внешних методов, поэтому, на текущий момент наработок в этой области, более 60% патентов оформлено по внешним методам, из них большая часть патентов оформлена на метод на основе распределенного волоконно-оптического датчика (МРВД).

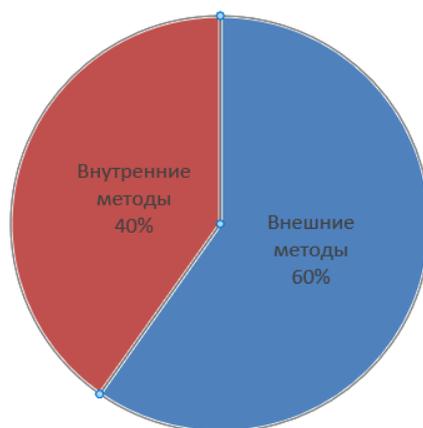


Рисунок 1.2 – Соотношение патентов по методам обнаружения утечек

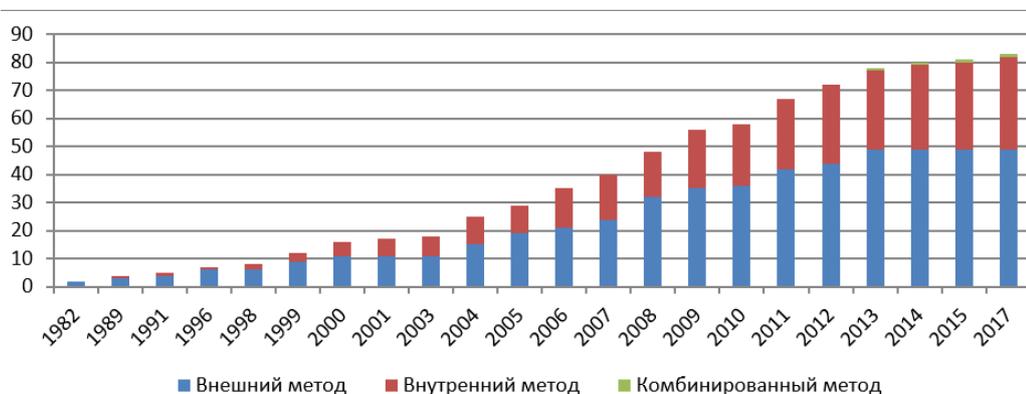


Рисунок 1.3 – Тенденция увеличения количества патентов

Внутренние методы обнаружения утечек активно начали развиваться и внедряться в производство в начале 2000-х, так как данное время обусловлено завершающим этапом внедрения автоматизированных систем управления на объектах трубопроводного транспорта, а также телемеханизацией линейной части магистральных трубопроводов.

Анализируя количество оформленных патентов по внутренним методам обнаружения утечек (рисунок 1.4), установлено, что большинство патентов оформлено на комбинированные методы обнаружения утечек, использующие в своей основе законы механики движения жидкости по трубопроводам.

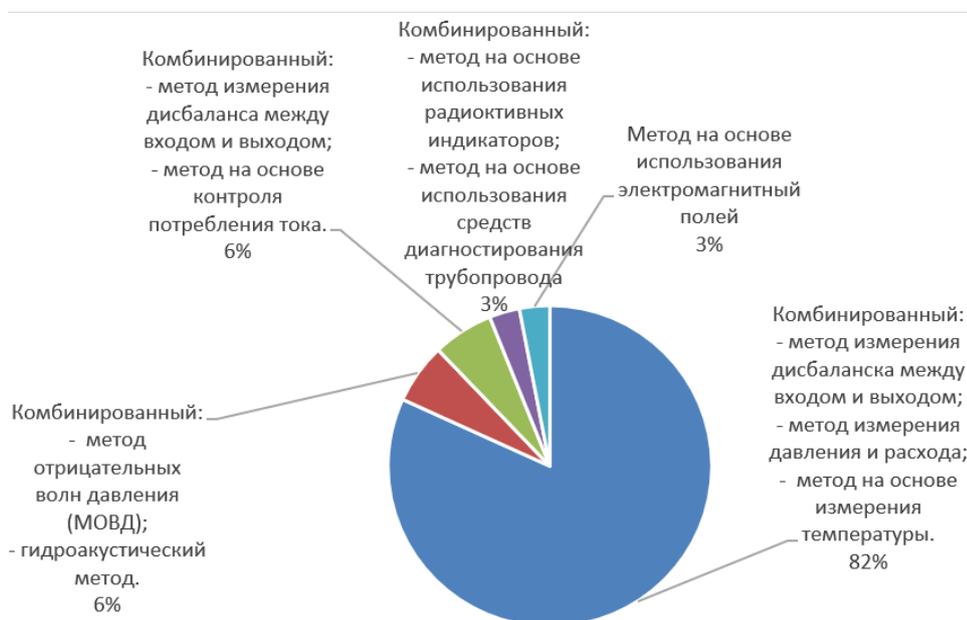


Рисунок 1.4 – Распределение внутренних методов обнаружения утечек по контролируемым параметрам

Патент РФ на изобретение № 2606719 «Система контроля состояния трубопровода» [71].

В основу работы системы положен метод ударных волн, суть которого заключается в следующем: при разгерметизации трубопровода возникает отрицательный импульс давления который распространяется в виде волны в обе стороны по транспортируемой среде. Данные импульсы фиксируются тензометрическими преобразователями давления. После определения

времени прохождения импульса от источника до интеллектуального датчика, при известной скорости, определяют расстояние до места нарушения режима эксплуатации.

Патент РФ на изобретение № 2462656 «Комбинированная гидроакустическая система обнаружения утечек нефтепродуктопровода» [41].

Основа технического решения составляет использование двух методов обнаружения утечек: 1) распространение акустических волн, 2) распространения волны пониженного давления в обе стороны от утечки жидкости. Технически трубопровод оснащен гидрофонами и датчиками давления. Система работает за счет взаимной увязки двух методов, что снижает количество ложных срабатываний.

Патент РФ на изобретение № 1710930 «Способ определения места утечки в трубопроводе» [73].

Основой технического решения является - измерение с одной стороны от утечки жидкости интенсивности акустической волны давления двумя гидрофонами, с последующим вычислением по формуле

$$X = \frac{\ln_{I_2}^{I_1} X_0}{\ln_{I_3}^{I_1} - \ln_{I_4}^{I_2}} \quad (1.1)$$

где X - расстояние от первого гидрофона до места утечки;

X_0 - расстояние между гидрофонами;

I_1, I_2 - интенсивности акустических колебаний на двух частотах f_1, f_2 определенных по первому гидрофону:

I_3, I_4 - интенсивности акустических колебаний на двух частотах f_1, f_2 определенных по второму гидрофону.

Следует отметить, что в последнее время в области обнаружения утечек из трубопроводов наблюдается тенденция применения более быстрых и точных датчиков давления, а также применение каналов связи с высокой пропускной способностью. В настоящее время возможно фиксировать не только факт повышения (или понижения) давления, но и характер изменения

давления, что в свою очередь позволяет разрабатывать и внедрять более совершенные методы обнаружения утечек использующих математические модели неустановившихся процессов в трубопроводах.

1.3. Анализ существующей теории гидродинамического расчета неустановившихся процессов в трубопроводах, перекачивающих жидкие углеводороды

Неустановившимся течением называется - течение жидкости, характеристики которого изменяются от сечения к сечению и зависят от времени в конкретном сечении.

Первой опубликованной работой является исследование Н.Е.Жуковского [34], где он представляет подробное теоретическое исследование вопроса о гидравлическом ударе. В данной работе были описаны различные эксперименты, поставленные на московском водопроводе, которые подтвердили предложенную теорию.

Далее в 1913г. Л. Аллиеве [99], решая упрощенные дифференциальные уравнения, получил зависимости, связывающие давление и скорость движения жидкости в сечениях трубопровода в предыдущий и последующий момент времени.

Исследования Н. Е. Жуковского, Л. Аллиеве легли в основу теории нестационарных процессов. В последующем это стало основой, на которой базировались дальнейшие исследования известных ученых:

С. А. Чаплыгин, Л. С. Лейбензон, С. А. Христанович, И. А. Чарный, А. А. Сурин, Н. А. Картвелишвили, Ю. Н. Гризодуб, М. А. Гусейнзаде, В. А. Юфин, С. А. Бобровский, Л. В. Полянская, М. Г. Сухарев, Е. В. Вязунов, Л. Г. Колпаков, В. В. Жолобов, М. В. Лурье, М. В. Лисанов, С. И. Сумской и многих других.

Многие зарубежные ученые, так же занимались исследованиями нестационарных процессов, наиболее значимые работы были выполнены

такими учеными как: A. Anderson, M. Arfaie, R. A. Baltzer, A. Bergant, M. H. Chaudhry, J. A. Fox, A. H. Gibson, C. Jaeger, J. P. Th. Kalkwijk, C. Kranenburg, N. J. Marsden, M. McGarry, G. A. Provoost, A. H. Shapiro, J. Siemons, A. R. Simpson, V. L. Streeter, J. P. Tullis, G. Z. Watters, D. J. Wood, E. B. Wylie.

Для расчета неустановившихся течений используют модель слабо сжимаемой жидкости, в основе которой приняты следующие допущения [89,50]:

- Жидкость считается сплошной средой, непрерывным образом заполняющая все сечение трубопровода или его часть;
- Определяющие параметры течения зависят от пространственной координаты x , отсчитываемой вдоль оси трубопровода по направлению течения жидкости и времени t ;
- Определяющие параметры течения представляют собой осредненные по сечению трубопровода значения того или иного физического параметра;
- Профиль трубопровода определяется зависимостью $z(x)$ высоты оси трубопровода над уровнем моря от линейной координаты, отсчитываемой вдоль оси трубопровода;
- Основные параметры определяющие свойства перекачиваемой среды являются:

$\rho(x, t)$ - плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$v(x, t)$ -скорость, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$;

$P(x, t)$ -давление, $\text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$;

$T(x, t)$ -температура транспортируемой среды, С^0 ;

$\tau(x, t)$ -касательное напряжение (сила трения, рассчитанная на единицу площади внутренней поверхности трубопровода), $\text{Па} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$;

$Q(x, t) = vS$ - объемный расход среды, $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

$M(x, t) = \rho vS$ -массовый расход среды, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

- Процесс изотермический, $T(x, t) = const$;
- Жидкость слабо сжимаема, изменение плотности много меньше ее номинального значения $\Delta\rho \ll \rho_0$;
- Изменение плотности жидкости определяется зависимостью

$$\Delta\rho = \rho_0 \frac{P-P_0}{K} \quad (1.2)$$

где $\Delta\rho$ - изменение плотности жидкости;

ρ_0 - плотность жидкости при начальном давлении P_0 ;

K - модуль упругости жидкости.

- Изменение ΔS площади сечения трубопровода много меньше ее номинального значения S_0 , т.е. $\Delta S \ll S_0$;
- Площадь S поперечного сечения трубопровода не является постоянной величиной, под воздействием внутреннего давления она изменяется, изменение площади определяется следующей зависимостью

$$\Delta S = S_0 \frac{D_0(P-P_0)}{E\delta} \quad (1.3)$$

где ΔS – изменение площади сечения трубопровода;

S_0 – площадь сечения трубопровода при начальном давлении;

D_0 – начальный диаметр трубопровода;

E – модуль Юнга;

δ – толщина стенки трубопровода.

- Касательное напряжение определяется формулой Дарси-Вейсбаха:

$$\tau = \lambda(Re, \varepsilon) \frac{\rho v^2}{8} \quad (1.4)$$

- Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления - λ от параметров $Re = \frac{vD_0}{\nu}$ и $\varepsilon = \frac{\Delta}{D_0}$ вводится в том же самом виде, что и при стационарном течении (гипотеза квазистационарности).

Закон сохранения массы (уравнение неразрывности потока).

Рассмотрим произвольный объем движущейся жидкости, который заключен между сечениями x_1 и x_2 трубопровода, рисунок 1.5.

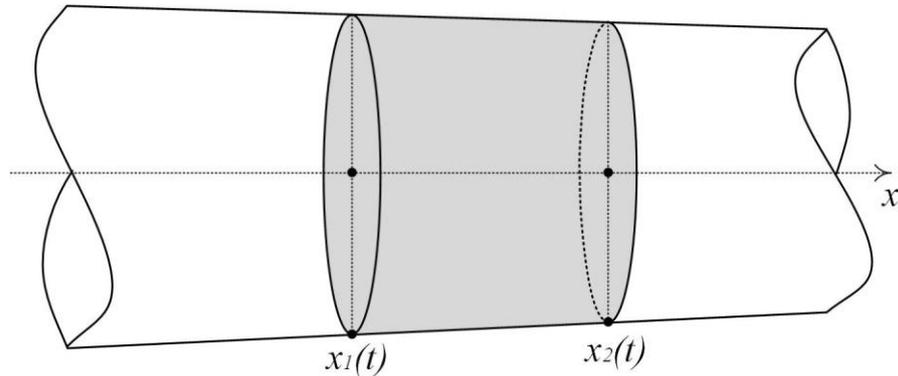


Рисунок 1.5 – Произвольный (индивидуальный) объем движущейся жидкости в трубопроводе

Масса индивидуального объема жидкости

$$M = \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) S(x, t) dx \quad (1.5)$$

Из (1.5) следует, что масса индивидуального объема жидкости остается постоянной

$$\frac{dM}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) S(x, t) dx \right] = 0 \quad (1.6)$$

В связи с тем, что законы формулируются как связи между физическими величинами и скоростями, их изменениями во времени, необходимо правило дифференцирования интегральных количеств по времени. При этом символом $\frac{dQ}{dt}$ дифференцирования будем обозначать полные производные по времени, относящиеся к индивидуальному, одному и тому же, объему жидкости, а символом $\frac{\partial Q}{\partial t}$ локальная производная по времени в данном сечении трубопровода.

Вычислим полную производную по времени от интегрального количества (1.6)

$$\begin{aligned}
\frac{d}{dt} \left[\int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) S(x, t) dx \right] &\equiv \text{|справедливо тождество|} \\
&\equiv \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \frac{\partial}{\partial t} [\rho(x, t) S(x, t)] dx \\
&+ \rho(x, t) S(x, t) |_{x_2(t)} \frac{dx_2}{dt} - \rho(x, t) S(x, t) |_{x_1(t)} \frac{dx_1}{dt} \\
&= \left| v = \frac{dx}{dt} \right| = \\
&= \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \frac{\partial}{\partial t} [\rho(x, t) S(x, t)] dx \\
&+ \rho(x, t) v(x, t) S(x, t) |_{x_2(t)} \\
&- \rho(x, t) v(x, t) S(x, t) |_{x_1(t)} \\
&\equiv \text{|в соответствии с формулой Ньютона} \\
&\text{– Лейбница|} \\
&\equiv \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \frac{\partial}{\partial t} [\rho(x, t) S(x, t)] dx \\
&+ \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \frac{\partial}{\partial x} [\rho(x, t) v(x, t) S(x, t)] dx \\
&= \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} \right) dx = 0
\end{aligned} \tag{1.7}$$

Пользуясь тем, что пределы интегрирования в (1.7) произвольны, получаем дифференциальное уравнение неразрывности течения транспортируемой среды в трубопроводе

$$\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} = 0 \tag{1.8}$$

Учитывая, что $S \cong S_0$, $\rho \cong \rho_0$ слагаемые уравнения (1.8) могут быть преобразованы с учетом (1.2), (1.3):

$$\begin{aligned}
\frac{\partial(\rho S)}{\partial t} &= S \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial S}{\partial t} \cong S_0 \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial S}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\
&= \left(S_0 \frac{\partial \rho}{\partial P} + \rho_0 \frac{\partial S}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} = \left(S_0 \frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 S_0 D_0}{E \delta} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
&= \left(\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 D_0}{E \delta} \right) S_0 \frac{\partial P}{\partial t}
\end{aligned} \tag{1.9}$$

$$\frac{\partial(\rho v S)}{\partial x} \cong \rho_0 S_0 \frac{\partial v}{\partial x} \tag{1.10}$$

подставляя в (1.8) полученные зависимости (1.9-1.10)

$$\begin{aligned}
\left(\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 D_0}{E \delta} \right) S_0 \frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 S_0 \frac{\partial v}{\partial x} &= 0 \\
\frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{\left(\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 D_0}{E \delta}} \right)^2 \rho_0} \frac{\partial v}{\partial x} &= 0
\end{aligned} \tag{1.11}$$

Коэффициент в скобках в знаменателе второй дроби имеет размерность обратную скорости, сам параметр c , определяемый равенством

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 D_0}{E \delta}}} \tag{1.12}$$

называется скорость распространения волн давления в трубопроводе.

Запишем (1.11) с учетом (1.12) получено первое уравнение математической модели - уравнение неразрывности течения транспортируемой среды в трубопроводе

$$\frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \tag{1.13}$$

Уравнение движения жидкости в трубопроводе

Количество движения жидкости подвижного объема

$$I = \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) v(x, t) S(x, t) dx \tag{1.14}$$

$$\frac{dI}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) v(x, t) S(x, t) dx \right] = \sum_{k=1}^{k=n} F_{k,x}^{\text{ВНЕШ}} \quad (1.15)$$

Аналогично, как для закона сохранения массы, вычислим полную производную по времени от интегрального количества (1.15)

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left[\int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \rho(x, t) v(x, t) S(x, t) dx \right] &\equiv \\ &\equiv \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(\frac{\partial \rho v S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v^2 S}{\partial x} \right) dx = \sum_{k=1}^{k=n} F_{k,x}^{\text{ВНЕШ}} \end{aligned} \quad (1.16)$$

В правой части уравнения стоит сумма всех внешних сил, действующих на точки подвижного индивидуального объема транспортируемой среды, в проекции на ось трубопровода, рисунок 1.6, приведем эти силы

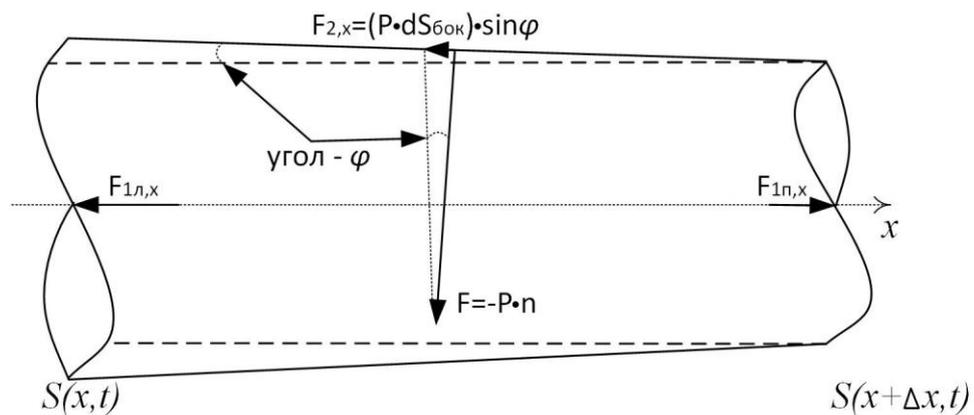


Рисунок 1.6 – Силы, действующие на элемент подвижного индивидуального объема транспортируемой среды

1) Проекция разности сил $F_{1л,x}$, $F_{1п,x}$ давления на торцах элемента

$$F_{1,x} = F_{1л,x} - F_{1п,x} = PS \Big|_x - PS \Big|_{x+\Delta x} = -\frac{\partial PS}{\partial x} dx + \dots \quad (1.17)$$

где точки обозначают бесконечно малые члены высшего порядка по отношению к dx .

2) Проекция сил реакции $F_{2,x}$ боковой поверхности элемента на ось x трубопровода

$$F_{2,x} = (P \cdot \pi D dx) \cdot \sin \varphi = (P \cdot \pi D dx) \cdot \cos(90 - \varphi) \quad (1.18)$$

$$\pi D dx \cdot \sin \varphi = \pi D dx \cdot \cos(90 - \varphi) = dS \quad (1.19)$$

$$dS_{\text{бок}} = \pi D dx \quad (1.20)$$

$$dS = dS_{\text{бок}} \cos(90 - \varphi) \quad (1.21)$$

Учитывая, что угол $(90 - \varphi)$ есть угол проектирования элемента $dS_{\text{бок}}$ площади боковой поверхности на плоскость поперечного сечения трубопровода, с учетом выражений (1.19-1.21)

$$F_{2,x} = (P \cdot \pi D dx) \cdot \cos(90 - \varphi) = P \cdot \frac{dS}{\cos(90 - \varphi)} \cdot \cos(90 - \varphi) = PdS = P \frac{\partial S}{\partial x} dx \quad (1.22)$$

3) Проекция сил трения $F_{3,x}$ на внутренней поверхности трубопровода

$$F_{3,x} = -\pi D dx \cdot \tau \cdot \cos \varphi \approx -\pi D dx \cdot \tau \quad (1.23)$$

так как $\cos \varphi = 1 - \frac{\varphi^2}{2} + \dots \approx 1$

4) Проекция сил тяжести $F_{4,x}$

$$F_{4,x} = -\rho S(x, t) dx \cdot g \cos \varphi \cdot \sin \alpha \approx -\rho S(x, t) dx \cdot g \sin \alpha \quad (1.24)$$

где α - угол наклона оси трубопровода к горизонту, $\sin \alpha = \frac{dz}{dx}$, z-высотная

отметка сечения трубопровода.

Собрав проекции внешних сил вместе, имеем

$$\sum_{k=1}^{k=n} F_{k,x}^{\text{внеш}} = \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(-\frac{\partial PS}{\partial x} + P \frac{\partial S}{\partial x} - \pi D \cdot \tau - \rho g S \cdot \sin \alpha \right) dx \quad (1.25)$$

или

$$\sum_{k=1}^{k=n} F_{k,x}^{\text{внеш}} = \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(-S \frac{\partial P}{\partial x} - \pi D \cdot \tau - \rho g S \cdot \sin \alpha \right) dx \quad (1.26)$$

Уравнение (1.16) можно записать в следующем виде

$$\begin{aligned} \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(\frac{\partial \rho v S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v^2 S}{\partial x} \right) dx \\ = \int_{x_1(t)}^{x_2(t)} \left(-S \frac{\partial P}{\partial x} - \pi D \cdot \tau - \rho g S \cdot \sin \alpha \right) dx \end{aligned} \quad (1.27)$$

Так как (1.27) справедливо для любого подвижного объема транспортируемой среды, то пределы интегрирования $x_1(t)$ и $x_2(t)$ произвольны, поэтому из равенства интегралов следует равенство подинтегральных выражений

$$\frac{\partial \rho v S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v^2 S}{\partial x} = -S \frac{\partial P}{\partial x} - \pi D \cdot \tau - \rho g S \cdot \sin \alpha \quad (1.28)$$

Если левую часть (1.28) представить в виде

$$\frac{\partial \rho v S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v^2 S}{\partial x} = v \left(\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} \right) + \rho S \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} \right) \quad (1.29)$$

и учесть, что согласно уравнению (1.8) выражение, стоящее в первой скобке равно нулю, то (1.29) можно записать

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} \right) = -\frac{\partial P}{\partial x} - \frac{4}{D} \tau - \rho g \cdot \sin \alpha \quad (1.30)$$

Учитывая, что выражение $\left(\frac{\partial v}{\partial t} + v \frac{\partial v}{\partial x} \right)$ это полная производная от скорости по времени, то есть ускорение фиксированной частицы транспортируемой среды, становится понятен смысл уравнения (1.30): Произведение удельной массы на ускорение равняется сумме всех удельных внешних сил действующую на эту среду, иными словами выражается второй закон Ньютона, поэтому выражение (1.30) называется уравнением движения.

Для слабо сжимаемых жидкостей, в соответствии с принятыми допущениями

$$\begin{aligned} \rho \frac{\partial v}{\partial t} &\approx \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} \\ \rho v \frac{\partial v}{\partial x} &\cong \rho_0 v \frac{\partial v}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\rho_0 v^2}{2} \right) \\ \frac{\partial}{\partial x} \left(P + \frac{\rho_0 v^2}{2} \right) &\approx \frac{\partial P}{\partial x} \end{aligned}$$

учитывая (1.4)

$$\rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha \quad (1.31)$$

Таким образом, получено второе уравнение математической модели – уравнение движения.

Система уравнений, представляющая математическую модель слабо сжимаемой жидкости представлена системой двух дифференциальных уравнений с частными производными

$$\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha \end{cases} \quad (1.32)$$

для определения двух неизвестных функций $P(x,t)$ и $v(x,t)$, зависящих от координаты x и времени t , данная система требует начальных и краевых условий, которые должны являться частью рассматриваемой модели.

Уравнения (1.32) были получены Л.С. Лейбензоном, И.А. Чарным и использовались многими учеными для решения задач, связанных с движением жидкости в трубопроводах.

1.4 Выводы по главе 1

Произведен анализ существующих методов обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов, выполнено патентное исследование в области алгоритмов и способов идентификации утечек жидкости в трубопроводах, рассмотрена существующая теория гидродинамического расчета неустановившихся процессов в трубопроводах, перекачивающих жидкие углеводороды.

Сделаны следующие выводы:

1. Существующие технические решения имеют основные недостатки: высокая стоимость, значительное время идентификации, ложные срабатывания.

2. Перспективным направлением развития методов обнаружения утечек является создание алгоритмов, основанных на результатах анализа динамических возмущений давления.

3. Имеющаяся теория и методы расчета одномерных, неустановившихся, изотермических течений слабо сжимаемых жидкостей, перекачиваемых по трубопроводам достаточны для проведения исследований динамических возмущений давления в магистральных трубопроводах методами структурно-волнового анализа.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ВОЗМУЩЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ

Волны давления в магистральных трубопроводах возникают при механическом воздействии на поток, например: лопатками рабочего колеса насосного агрегата, при резком перекрытии трубопровода с помощью задвижки (гидравлический удар), при возникновении утечек жидкости в результате потери герметичности трубопровода. Практический интерес в трубопроводном транспорте представляет область вопросов, связанных с потерей герметичности трубопровода, так как утечки нефти и нефтепродуктов могут приводить к значительным экономическим и экологическим последствиям. По этой причине, сфокусируемся на рассмотрении волн давления, вызванных утечками перекачиваемой жидкости.

2.1 Разработка теории о изменении структуры динамического возмущения давления

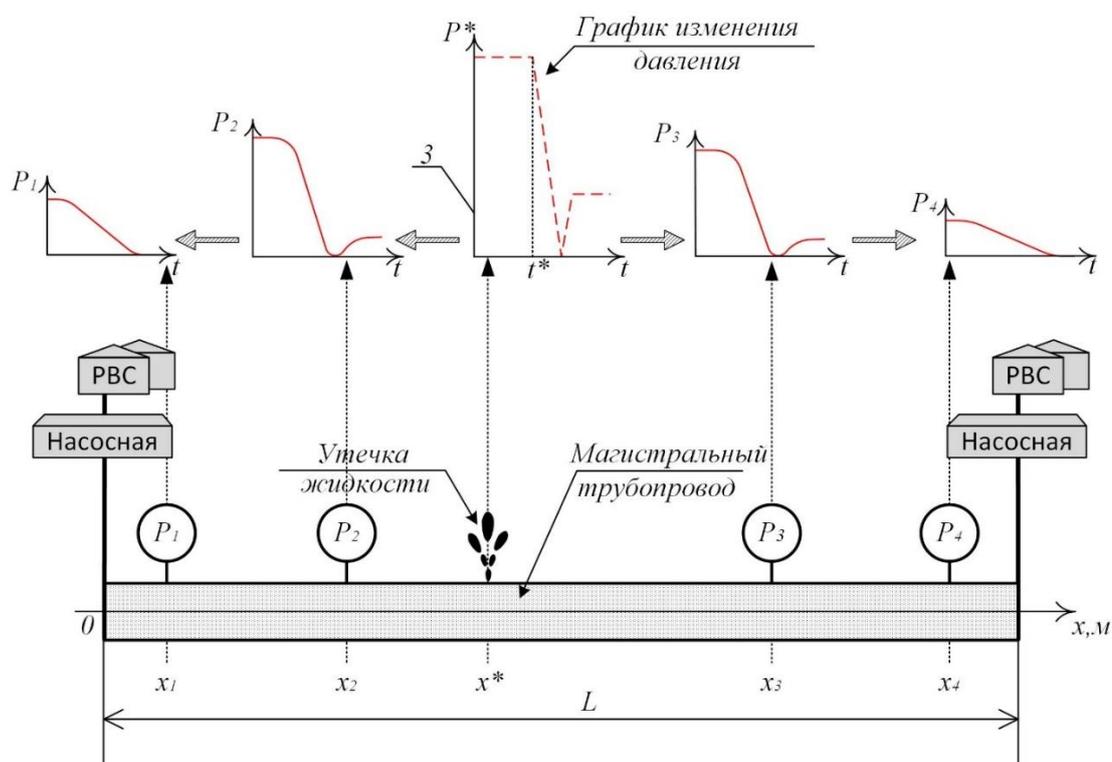


Рисунок 2.1 – Постановка задачи

На рисунке 2.1 представлен объект исследования - магистральный трубопровод, имеющий источник динамического возмущения давления, оборудованный техническими средствами для регистрации технологических параметров его работы. Предметом исследования является возмущение давления и его структурное изменение в процессе распространения. Индексом * обозначаются все параметры, характеризующие источник возникновения динамического возмущения давления.

Интерес вызывает изменение $\Delta P(x)$ с течением времени, определяемый по зависимости $\Delta P = c\rho_0\Delta v$. Данный физический эффект обусловлен рядом причин: убылью плотности энергии волны в следствии увеличения поверхности занимаемой фронтом волны, поглощением энергии волны в следствии диссипативных процессов, вызываемых вязкостью, теплопроводностью среды, дисперсией, рассеянием на неоднородностях [42, 50].

Закономерность изменения структуры волны давления можно получить из решения двух дифференциальных уравнений с частными производными (1.32), но для определения двух неизвестных функций $P(x,t)$ и $v(x,t)$ зависящих от координаты x и времени t , требуется установить начальные и краевые условия.

Начальные и краевые условия. Условия сопряжения.

Начальные и краевые условия определяются исходя из имеющейся об объекте технологической информации о давлении и расходе в начале и конце трубопровода, распределение давление по длине трубопровода определяется зависимостью:

$$P_0^* = P_n - \frac{P_n - P_k}{L} x^* - \rho_0 g \Delta z \quad (2.1)$$

P_0^* - давление в месте нахождения источника возмущения;

$P_n ; P_k$ — давление;

L — длина;

x^* - координата источника возмущения;

Δz – перепад высоты.

Условия сопряжения определяются из характера протекающего процесса. Сечение трубопровода, имеющего утечку, характеризуется непрерывностью давления и разрывом непрерывности расхода и скорости. В следствии резкого изменения скорости потока формируется волна давления в трубопроводе, объяснение этого явления дал профессор Н.Е. Жуковский который вывел формулу:

$$\Delta P^* = \rho c(\vartheta_1 - \vartheta_2) \quad (2.2)$$

ΔP^* -изменение давления в трубопроводе, в месте образования утечки, амплитуда волны давления;

ρ -плотность;

c -скорость распространения ударной волны;

ϑ_1 -средняя скорость потока в трубопроводе до места возникновения утечки;

ϑ_2 -средняя скорость потока в трубопроводе после места возникновения утечки.

Величину $\vartheta_1 - \vartheta_2$ можно определить из закона сохранения массы жидкости, для рассматриваемого случая запишем:

$$G_1 = G^* + G_2 \quad (2.3)$$

G_1 -массовый расход в трубопроводе до места возникновения утечки;

G^* - массовый расход утечки;

G_2 -массовый расход в трубопроводе после места возникновения утечки.

Запишем формулу (2.3) через среднюю скорость потока

$$\rho_1 \vartheta_1 S_1 = \rho^* \vartheta^* S^* + \rho_2 \vartheta_2 S_2$$

S -площадь поперечного сечения;

учитывая, что для данного случая $\rho = \rho_1 \approx \rho^* \approx \rho_2$, $S_{тр} = S_1 \approx S_2$, $Q^* = \vartheta^* S^*$ после преобразований получим

$$\vartheta_1 - \vartheta_2 = \frac{Q^*}{S_{тр}} \quad (2.4)$$

Q^* -объемный расход утечки;

$S_{\text{тр}}$ - площадь поперечного сечения трубопровода.

Для моделирования принято, что жидкость истекает из круглого отверстия, объемный расход определяется по формуле Торричелли:

$$Q^* = \mu S^* \sqrt{2 \frac{P_0^*}{\rho}} \quad (2.5)$$

μ - коэффициент расхода, для отверстий в тонких стенках $\mu = 0,62$;

S^* - площадь сечения отверстия через которое происходит утечка;

g - ускорение свободного падения;

P_0^* -давление в трубопроводе в месте утечки до ее образования;

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho + \rho D}{K + E \delta}}} \quad (2.6)$$

K – модуль упругости жидкости

E – модуль Юнга материала трубопровода

D – внешний диаметр трубопровода

δ – толщина стенки трубопровода.

Подставим в формулу (2.2) величины определяемые по формулам (2.4)-(2.6), после преобразования получим условие сопряжения в месте образования утечки:

$$\Delta P^* = \rho c (\vartheta_1 - \vartheta_2) = \rho \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho + \rho D}{K + E \delta}}} \cdot \frac{1}{S_{\text{тр}}} \mu S^* \sqrt{2 \frac{P_0}{\rho}} = \frac{\mu S^*}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{2 P_0^*}{\frac{1}{K} + \frac{D}{E \delta}}} \quad (2.7)$$

Зависимость (2.7) связывает основные величины, определяющие истечение жидкости, и характеризует амплитуду волны давления, которая возникает в месте образования утечки.

Дополним математическую модель (1.32) начальными, краевыми условиями и условиями сопряжения, найдем решение полученной системы дифференциальных уравнений в частных производных.

$$\begin{cases} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho_0 g \cdot \sin \alpha \\ \Delta P^* = \rho c (\vartheta_1 - \vartheta_2) \end{cases} \quad (2.8)$$

Для решения (2.8) использовались различные методы интегрирования: метод контурного интегрирования, метод Фурье, операционный метод. В условиях отсутствия высокоскоростных вычислительных машин, основным инструментом исследователя были графические методы решения. Такие ученые как Л. Аллиев [99], А. А. Сурин [72], Ю. Н. Гризодуб [23], Ф. М. Wood [113], С. Jaeger [105], Л. М. Бержерон [11], М. М. Андрияшев [4], в своих работах широко применяли данный способ вычислений. После развития и распространения ЭВМ, а также развития языков программирования исследователи перешли к численным методам решения, особую популярность приобрел метод характеристик, который использован для решения уравнения (2.8).

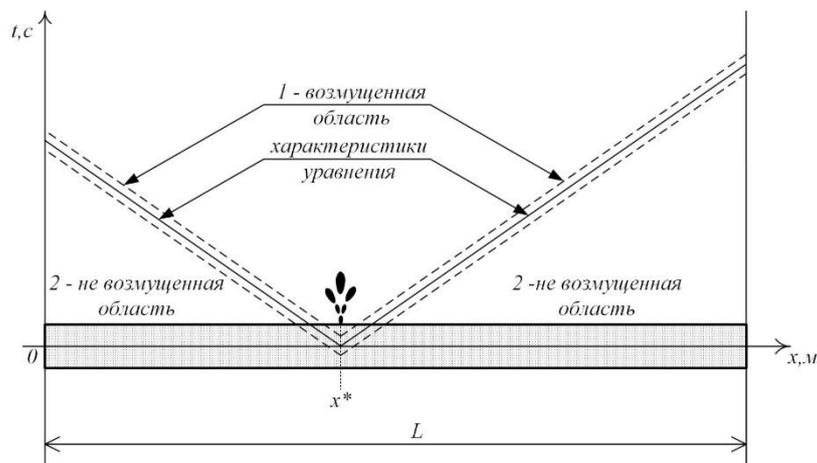


Рисунок 2.2 – Распространение волны давления

Пусть фронт волны движется по трубопроводу навстречу невозмущенному течению. Рассмотрим две области около фронта волны давления, далее обозначим индексом 1 параметры невозмущенного потока, 2 возмущенный поток. Тогда, в системе уравнений (2.8) умножим второе уравнение на c и, складывая с первым уравнением, получаем

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} + c \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + c \frac{\partial P}{\partial x} &= -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} - c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \\ \left(\frac{\partial P}{\partial t} + c \frac{\partial P}{\partial x} \right) + c \rho_0 \left(\frac{\partial v}{\partial t} + c \frac{\partial v}{\partial x} \right) &= -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} - c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \end{aligned} \quad (2.9)$$

Аналогично, вычитая второе уравнение, умноженное на c из первого, получаем

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} - c \frac{\partial P}{\partial x} \right) - c \rho_0 \left(\frac{\partial v}{\partial t} - c \frac{\partial v}{\partial x} \right) = \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} + c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \quad (2.10)$$

Рассмотрим на плоскости переменных (x, t) прямые линии, определяемые уравнениями

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= c, x - ct = const \\ \frac{dx}{dt} &= -c, x + ct = const \end{aligned}$$

которые называются характеристиками уравнения. Первое семейство линий называется характеристиками положительного наклона, второе отрицательного наклона.

Заметив, что выражение вида $\frac{\partial P}{\partial t} + c \frac{\partial P}{\partial x} = \left(\frac{dP}{dt} \right)$ являются производной по направлению, запишем (2.9), (2.10) в следующем виде

$$\begin{cases} \frac{dP}{dt} + c \rho_0 \frac{dv}{dt} = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} - c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \\ \frac{dP}{dt} - c \rho_0 \frac{dv}{dt} = \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} + c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \end{cases} \quad (2.11)$$

или

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} (P + c \rho_0 v) = -\lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} - c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \\ \frac{d}{dt} (P - c \rho_0 v) = \lambda(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c \rho_0 v^2}{2} + c \rho_0 g \cdot \sin \alpha \end{cases} \quad (2.12)$$

Рассмотрим движение фронта давления навстречу невозмущенному течению. Рассмотрим две характеристики, идущие параллельно разрыву по левому и правому его берегам, рисунок 2.2. Тогда согласно (2.12) для фронта волны, идущего налево от места утечки

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(P^1 - c\rho_0 v^1) = \lambda^1(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_0 v^{1^2}}{2} + c\rho_0 g \cdot \sin\alpha \\ \frac{d}{dt}(P^2 - c\rho_0 v^2) = \lambda^2(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_0 v^{2^2}}{2} + c\rho_0 g \cdot \sin\alpha \\ \Delta P^* = \rho c(v^1 - v^2) \end{cases} \quad (2.13)$$

для фронта волны, идущего вправо от места утечки

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(P^1 + c\rho_0 v^1) = -\lambda^1(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_0 v^{1^2}}{2} - c\rho_0 g \cdot \sin\alpha \\ \frac{d}{dt}(P^2 + c\rho_0 v^2) = -\lambda^2(Re, \varepsilon) \frac{1}{D} \frac{c\rho_0 v^{2^2}}{2} - c\rho_0 g \cdot \sin\alpha \\ \Delta P^* = \rho c(v^1 - v^2) \end{cases} \quad (2.14)$$

Вычитая почленно из первого уравнения второе и, учитывая третье уравнение, получаем

$$\frac{d}{dt}(P^1 - P^2) = \frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda^2(Re, \varepsilon) v^{2^2} - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \quad (2.15)$$

и

$$\frac{d}{dt}(P^1 - P^2) = -\frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda^2(Re, \varepsilon) v^{2^2} - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \quad (2.16)$$

Полагая $v^2 = \vartheta_0$ и $\Delta P^* = P^1 - P^2$, получаем дифференциальное уравнение для скачка давления на фронте волны гидравлического удара

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(\Delta P^*) = \frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda_0 \vartheta_0^2 - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \\ \Delta P^* = \rho c \vartheta_0 \text{ при } t = 0 \end{cases} \quad (2.17)$$

и

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(\Delta P^*) = -\frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda_0 \vartheta_0^2 - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \\ \Delta P^* = \rho c \vartheta_0 \text{ при } t = 0 \end{cases} \quad (2.18)$$

Если $\lambda^1(Re, \varepsilon) = \lambda(v^1, \varepsilon)$ известна как функция своих аргументов, то интегрирование (2.17) и (2.18) не представляет особых трудностей.

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(\Delta P^*) = \frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda_0 \vartheta_0^2 - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \\ v^1 = v^2 - \frac{\Delta P^*}{\rho_0 c} \end{cases} \quad (2.19)$$

и

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(\Delta P^*) = -\frac{1}{2D} \frac{c\rho_0}{2} \left(\lambda_0 \vartheta_0^2 - \lambda^1(Re, \varepsilon) v^{1^2} \right) \\ v^1 = v^2 - \frac{\Delta P^*}{\rho_0 c} \end{cases} \quad (2.20)$$

Приняв согласно профессору И.А. Чарному [89] $\lambda_0 \vartheta_0 \approx \lambda^1 v^1$

$$\frac{d}{dt} (\Delta P^*) = \frac{\lambda_0 \vartheta_0}{4D} \Delta P^* \quad (2.21)$$

и

$$\frac{d}{dt} (\Delta P^*) = -\frac{\lambda_0 \vartheta_0}{4D} \Delta P^* \quad (2.22)$$

Полученное выражение (2.21) и (2.22) умножим на dt , а потом разделим на ΔP^* , чтобы получилось уравнение с разделяющимися переменными. После чего проинтегрируем обе части с граничными условиями. У первого интеграла верхняя граница равна $\Delta P(t)$, нижняя граница – ΔP^* . У второго интеграла верхняя граница равна t , нижняя граница – $t_0 = 0$ результат:

$$\ln \frac{P(t)}{\Delta P^*} = \frac{\lambda_0 v_0}{4D} (t - t_0)$$

$$\frac{\Delta P(t)}{\Delta P^*} = e^{\frac{\lambda_0 v_0 t}{4D}}$$

$$\Delta P(t) = \Delta P^* e^{\frac{\lambda_0 v_0 t}{4D}} \text{ и } \Delta P(t) = \Delta P^* e^{-\frac{\lambda_0 v_0 t}{4D}} \quad (2.23)$$

Учитывая, что фронт волны давления движется по трубопроводу, удобнее перейти от времени t к пройденному расстоянию от источника возмущения $|x - x^*|$. Учитывая, что $t = \frac{|x-x^*|}{c}$ и приняв $\gamma = \frac{\lambda v}{4cD}$ получим

$$\Delta P(x) = \Delta P^* e^{-\gamma|x-x^*|} \quad (2.24)$$

С учетом (2.1), (2.7)

$$\Delta P(x) = \frac{\mu S^*}{S_{\text{тр}}} \sqrt{\frac{2\left(P_{\text{н}} - \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{к}}}{L} x^* - \rho_0 g \Delta z\right)}{\frac{1}{K} + \frac{D}{E\delta}}} \cdot e^{-\gamma|x-x^*|} \quad (2.25)$$

Таким образом, получена зависимость (2.25), по которой возможно определить изменение $\Delta P(x)$ вызванного утечкой жидкости на различном расстоянии от места возникновения данного возмущения давления.

2.2 Разработка методики по определению координаты места утечки жидкости

В связи с тем, что практический интерес представляет разработка алгоритмов по определению утечек жидкости с учетом существующей оснащённости трубопроводов, не требовательных к техническому оснащению и имеющих малое время по определению координаты утечки [85].

Рассмотрим трубопровод длиной L произвольной конфигурации, осуществляющий перекачку жидкости на квазистационарном режиме работы, внутренний диаметр, реологические свойства жидкости, характеристики насосов, механические свойства стенки трубопровода не заданы и плавно изменяются во времени (Рисунок 2.3).

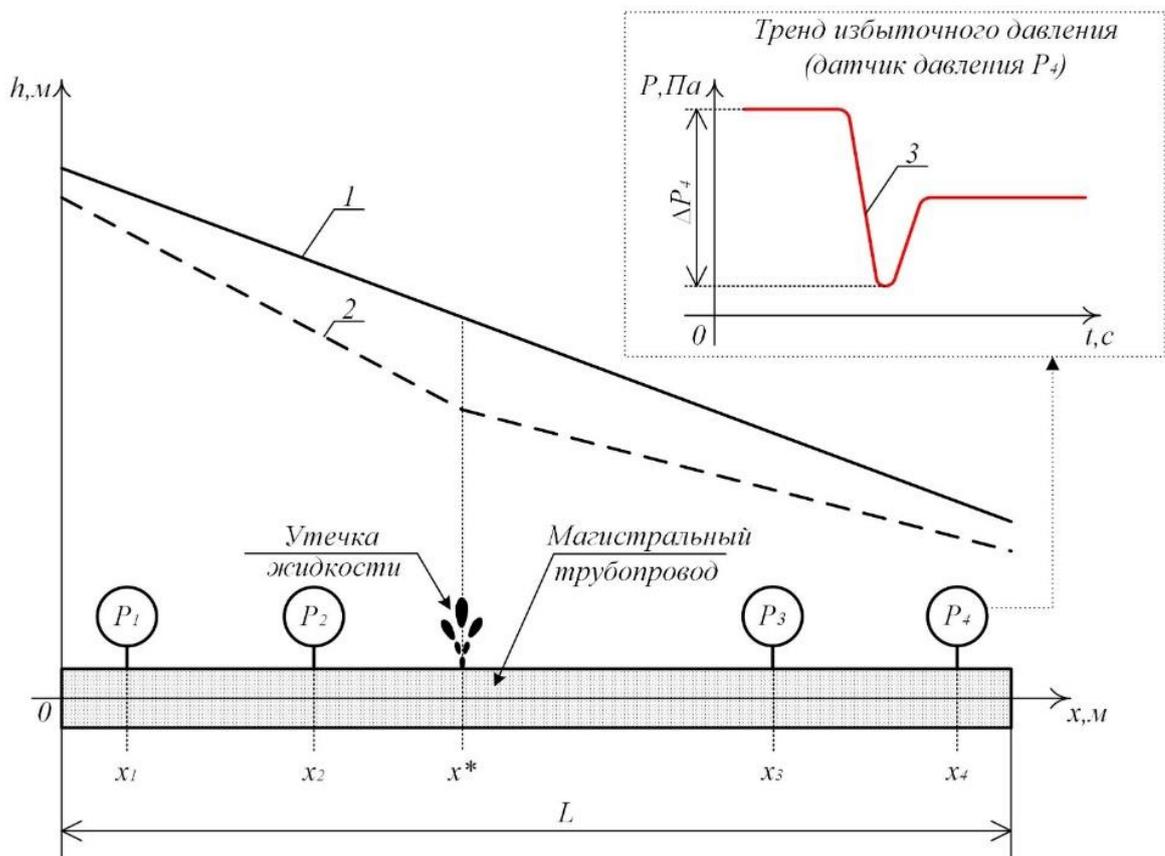


Рисунок 2.3 - Схема трубопровода с датчиками давления: Линии гидравлического уклона, соответствующие квазистационарному режиму работы, (1) - до образования утечки, (2) - после образования утечки, (3) - график изменения давления от времени, зафиксированный датчиками измерения давления $P_i(t)$ в момент образования утечки.

Трубопровод оснащен датчиками давления в точках с координатами $x_1 \leq x_2 \leq x_3 \leq x_4$, которые фиксируют изменение давления $P_i(t)$, $i = 1, 2, 3, 4$.

Для решения поставленной задачи используем зависимость (2.24), с учетом имеющихся теоретических представлений и заданными условиями задачи, запишем

$$\Delta P(x) = \Delta P^* e^{-\gamma|x-x^*|} \quad (2.26)$$

γ - коэффициент затухания волны давления в реальной жидкости;

$|x - x^*|$ - расстояние, пройденное волной давления от места утечки с координатой x^* ;

x -координата трубопровода в которой наблюдается волна давления.

Исследуем полученную функцию применительно к условиям задачи, для чего построим график функции (2.26) (Рисунок 2.4), где имеется точка излома с координатами $(x^*; \Delta P^*)$, соответствующая месту возникновения утечки, причем $\Delta P^* \geq \Delta P(x)$ на интервале $x^* \in [0; L]$, что позволит однозначно идентифицировать местоположение утечки жидкости или местоположение иного другого возмущения давления в жидкости [85].

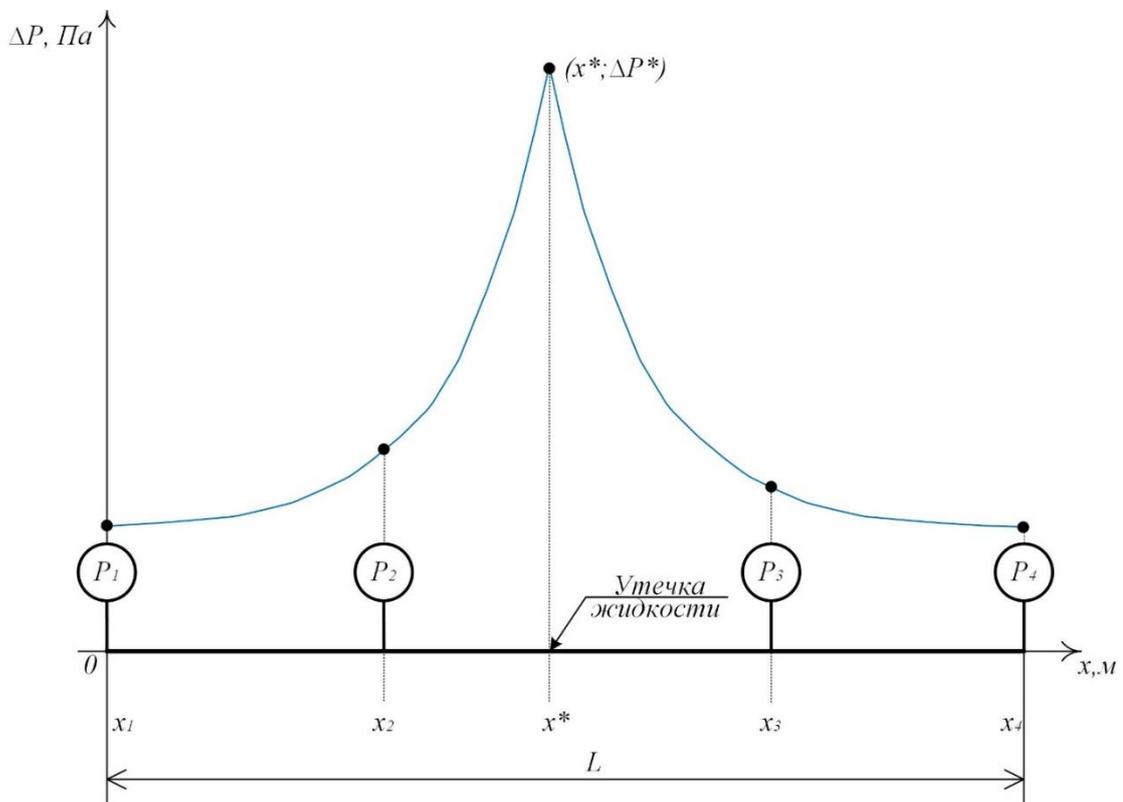


Рисунок 2.4 - График функции $\Delta P(x) = \Delta P^* e^{-\gamma|x-x^*|}$ для трубопровода.

Для определения координаты точки утечки выразим из (2.26) координату местоположения утечки x^*

$$x^* = x \pm \frac{\ln \frac{\Delta P(x)}{\Delta P^*}}{\gamma}, \quad x^* \in [0; L], \quad \Delta P^* \geq \Delta P(x) \quad (2.27)$$

при этом значение γ и $\Delta P(x)$ при решении практических задач возможно определить по показаниям датчиков давления, знак перед вторым слагаемым определяется положением датчика давления относительно места образования утечки, при $x_i \geq x^*$ знак (+), при $x_i \leq x^*$ знак (-). Данная неопределенность преодолевается путем установки датчика давления в начале ($x_i \geq c \frac{\Delta t}{2}$) или конце ($x_i \leq L - c \frac{\Delta t}{2}$) контролируемого участка трубопровода. Основной сложностью рассматриваемого случая является определение параметра ΔP^* , точное значение которого не определить, так как неизвестны ни геометрические параметры отверстия, через которое истекает жидкость ни сопротивление (проницаемость) окружающей трубопровод среды.

Для однозначного определения координаты местоположения утечки, при известном γ , необходимо не менее двух датчиков давления P_1 и P_2 , расположенных по краям контролируемого участка, при $x_1 < x_2$, для этого запишем систему из двух уравнений (2.12) :

$$\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{-\gamma|x_1-x^*|} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{-\gamma|x_2-x^*|} \end{cases} \quad (2.28)$$

учитывая, что датчики давления установлены по краям трубопровода, справедливо следующее неравенство $x_1 < x^* < x_2$, найдем x^* - для этого преобразуем (2.14) и избавимся от знаков модуля:

$$\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{+\gamma(x_1-x^*)} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_2-x^*)} \end{cases}$$

разделим одно уравнение на другое

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{\Delta P^* e^{+\gamma(x_1-x^*)}}{\Delta P^* e^{-\gamma(x_2-x^*)}}$$

сократим одинаковый множитель ΔP^* и прологарифмируем обе части уравнения

$$\begin{aligned} \ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} &= \ln \left(\frac{e^{+\gamma(x_1-x^*)}}{e^{-\gamma(x_2-x^*)}} \right); \\ \ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} &= +\gamma(x_1 - x^*) + \gamma(x_2 - x^*); \\ \ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} &= \gamma(x_1 + x_2 - 2x^*); \\ x^* &= 0,5 \left(x_1 + x_2 - \frac{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}}{\gamma} \right) \end{aligned} \quad (2.29)$$

Получена зависимость (2.29), позволяющая по показаниям двух датчиков давления определить координату источника возмущения при известном γ .

В случае неизвестного γ , необходимо показания трех датчиков давления $x_1 = c \frac{\Delta t}{2} < x_2 < x_3 = L - c \frac{\Delta t}{2}$, два из которых расположены по краям участка.

Возможные ситуации при решении (2.27) описаны в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Решение системы уравнений

| № п\п | Уравнение | Решение |
|-------|--|--|
| 1 | <p>Условие:</p> $x^* \in [0; L]$ $x^* \leq x_1 < x_2 < x_3$ $\Delta P^* \geq \Delta P_1 > \Delta P_2 > \Delta P_3$ | $\left\{ \begin{array}{l} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}}{x_2 - x_1}, \\ x^* \in [0; x_1], \\ \Delta P^* \in \left[\Delta P_1; \frac{\Delta P_1}{e^{-\gamma x_1}} \right]. \end{array} \right.$ |
| | <p>Система уравнений:</p> $\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_1-x^*)} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_2-x^*)} \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_3-x^*)} \end{cases}$ | |

| | | |
|---|--|---|
| 2 | <p>Условие:</p> $x^* \in [0; L]$ $x_1 \leq x^* \leq x_2 < x_3$ <p>Возможные комбинации:</p> $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_3 > \Delta P_1$ $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_1 > \Delta P_3$ $\Delta P^* \geq \Delta P_1 > \Delta P_2 > \Delta P_3$ <p>Система уравнений:</p> $\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{\gamma(x_1 - x^*)} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_2 - x^*)} \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_3 - x^*)} \end{cases}$ | $\begin{cases} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_3}{\Delta P_2}}{x_2 - x_3}, \\ x^* = 0,5 \left(x_1 + x_3 - (x_3 - x_2) \frac{\ln \Delta P_1 - \ln \Delta P_3}{\ln \Delta P_2 - \ln \Delta P_3} \right), \\ \Delta P^* = \frac{\Delta P_3}{e^{-\gamma(x_3 - x^*)}}. \end{cases}$ |
| 3 | <p>Условие:</p> $x^* \in [0; L]$ $x_1 < x_2 \leq x^* \leq x_3$ <p>Возможные комбинации:</p> $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_1 > \Delta P_3$ $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_3 > \Delta P_1$ $\Delta P^* \geq \Delta P_3 > \Delta P_2 > \Delta P_1$ <p>Система уравнений:</p> $\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{\gamma(x_1 - x^*)} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{\gamma(x_2 - x^*)} \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_3 - x^*)} \end{cases}$ | $\begin{cases} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}}{x_2 - x_1}, \\ x^* = 0,5 \left(x_1 + x_3 + (x_2 - x_1) \frac{\ln \Delta P_3 - \ln \Delta P_1}{\ln \Delta P_2 - \ln \Delta P_1} \right), \\ \Delta P^* = \frac{\Delta P_1}{e^{\gamma(x_1 - x^*)}}. \end{cases}$ |
| 4 | <p>Условие:</p> $x^* \in [0; L]$ $x_1 < x_2 < x_3 \leq x^*$ $\Delta P^* \geq \Delta P_3 < \Delta P_2 < \Delta P_1$ <p>Система уравнений:</p> | $\begin{cases} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}}{x_1 - x_2}, \\ x^* \in [x_3; L], \\ \Delta P^* \in \left[\Delta P_3; \frac{\Delta P_3}{e^{\gamma(x_3 - L)}} \right]. \end{cases}$ |

| | |
|---|--|
| $\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{\gamma(x_1 - x^*)} \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{\gamma(x_2 - x^*)} \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{\gamma(x_3 - x^*)} \end{cases}$ | |
|---|--|

2.3 Апробация методики на данных математической модели

Проведено моделирование нестационарного процесса движения волны давления по трубопроводу в программном комплексе (ПК) Cassandra [60, 86].

В качестве примера рассмотрен магистральный трубопровод длиной 100 км, осуществляющий перекачку нефти. Модельный трубопровод оснащен датчиками давления в количестве 21ед., установленных равномерно через 5 км. Частота опроса датчиков давления 1Гц. Утечка жидкости задавалась на расстоянии 50 км от начала трубопровода путем резкого открытия линий диаметром: 50мм или 100мм или 150мм. (Рисунок 2.5)

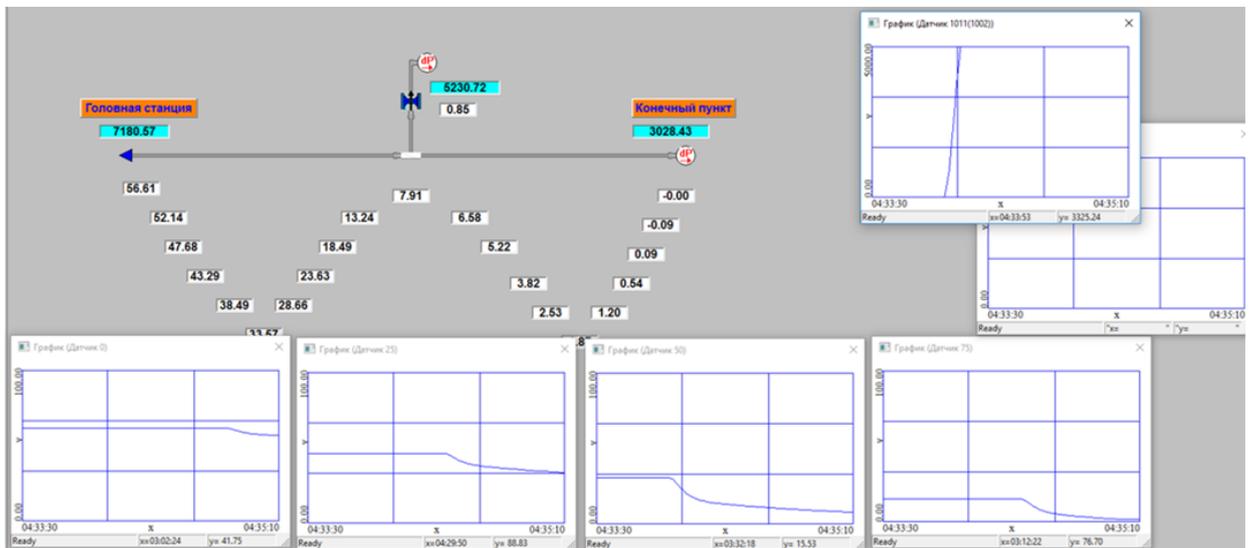


Рисунок 2.5 - Расчетная схема в ПК Cassandra

Графики изменения давления, которое зафиксировали датчики давления, представлены на рисунках 2.5-2.7.

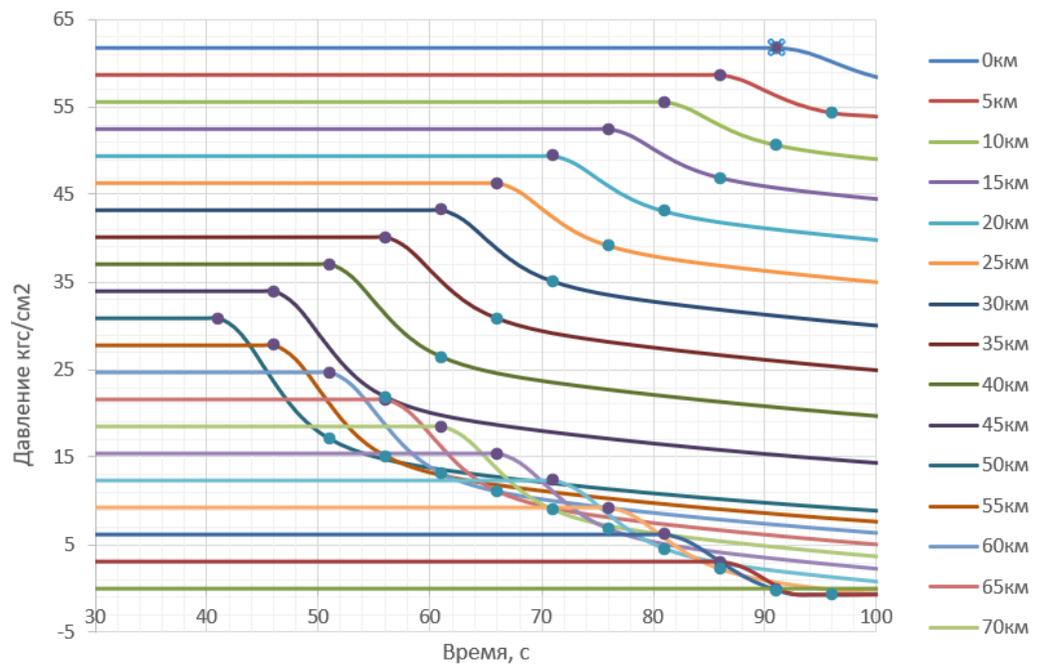


Рисунок 2.6 - Графики изменения давления при утечке через отверстие $d=150\text{мм}$, $\Delta t = 10$ сек.

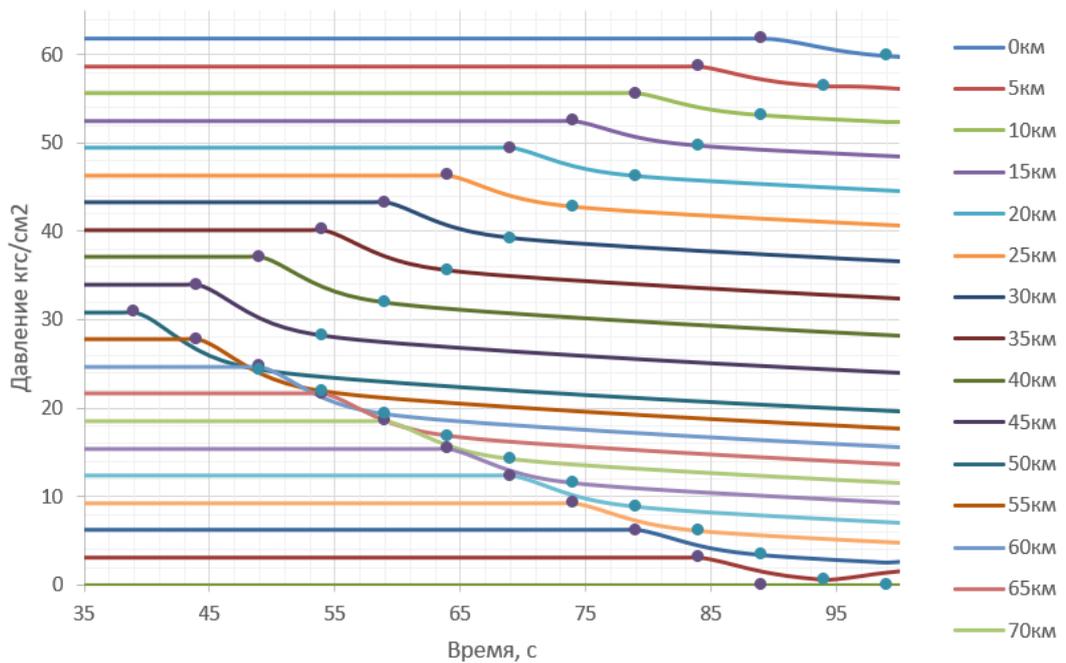


Рисунок 2.7 - Графики изменения давления при утечке через отверстие $d=100\text{мм}$, $\Delta t = 10$ сек.

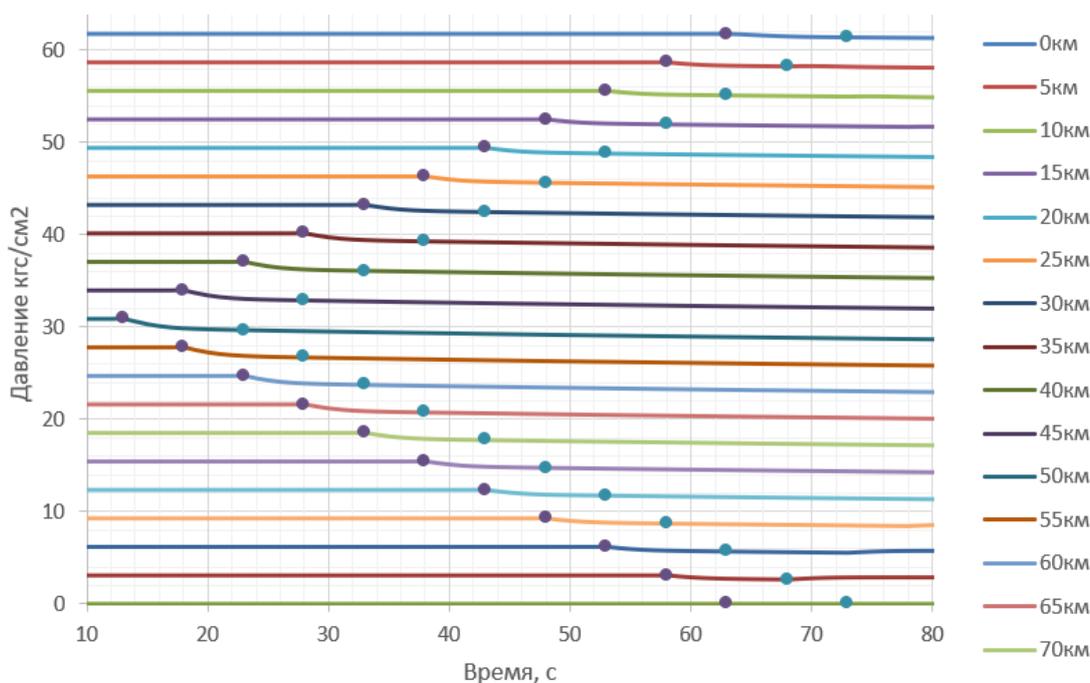


Рисунок 2.8 - Графики изменения давления при утечке через отверстие $d=50\text{мм}$, $\Delta t = 10$ сек.

Также, по полученным результатам моделирования, сформирована поверхность, образованная множеством линий гидравлических уклонов (рисунок 2.9). Данное представление множества линий гидравлического уклона предложено для наглядного отображения процесса зарождения и распространения волн давления без использования отдельных, промежуточных, «кадров» движения волны, что позволит наблюдать картину движения возмущения целостно.

Анализируя рисунок 2.9, видим, что начальный момент времени до образования утечки т.А, линия гидравлического уклона соответствует квазистационарному режиму работы трубопровода. Линия 1 после образования утечки волна пониженного давления движется в обе стороны образуя фронт волны пониженного давления, смещаясь все больше и больше к концам трубопровода. На рисунке наблюдаем расходящийся в обе стороны изгиб поверхности, конечное состояние соответствует квазистационарному режиму работы с утечкой, линия 2 с характерным изломом в месте образования утечки т.В.

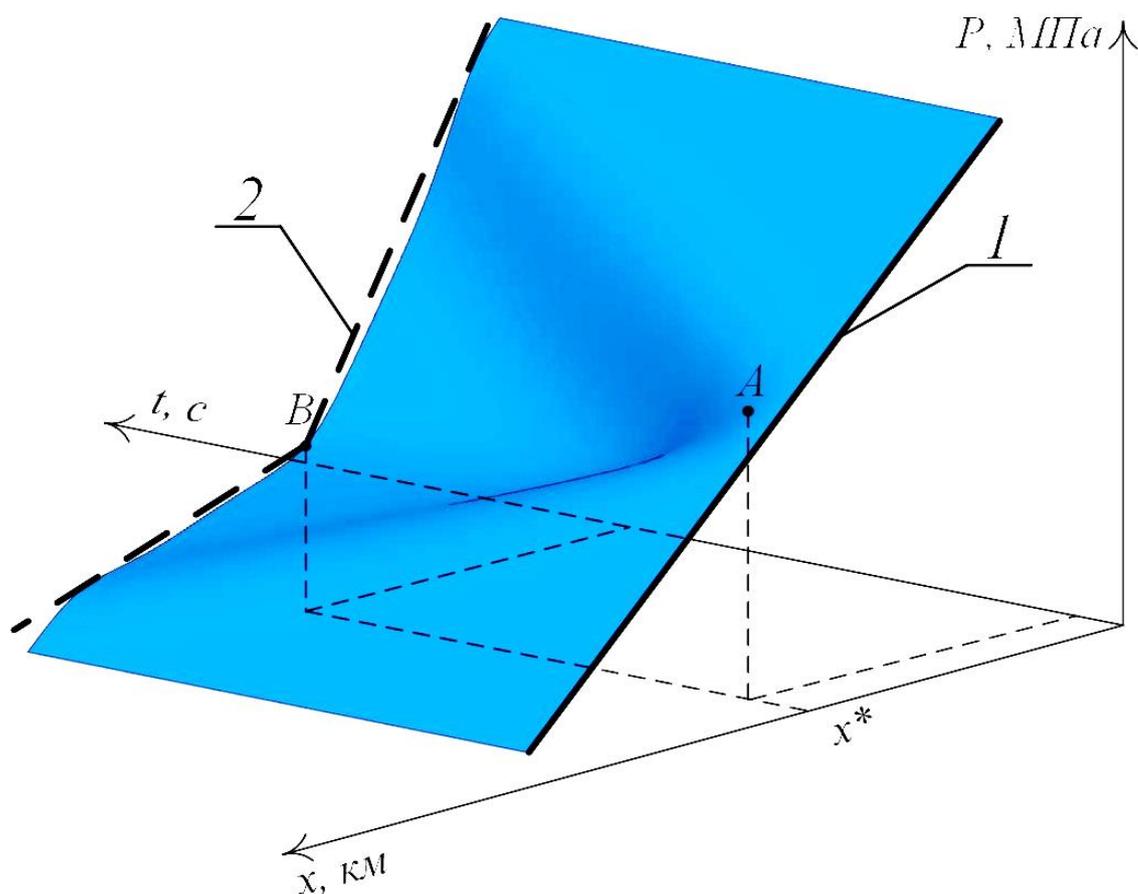


Рисунок 2.9 - Поверхность, образованная множеством линий гидравлического уклона

Из рисунков 2.6-2.8 следует, что чем больше производительность утечки из трубопровода, тем больше амплитуда возникающей волны давления.

На рисунке 2.10, по результатам моделирования в ПК Cassandra, точками показаны результаты определения амплитуды волны давления, зафиксированных датчиками давления, а сплошной линией показаны кривые, полученные в соответствии с зависимостью (2.26).

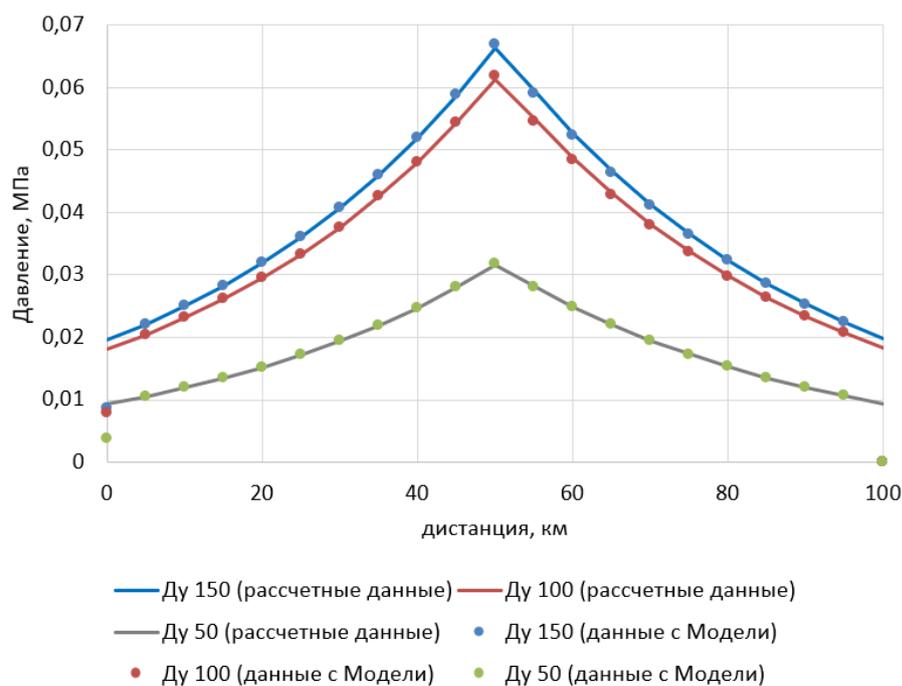


Рисунок 2.10 - Кривые изменения амплитуды давления, построенные по формуле (2.12) и модельные данные, полученные с ПК Cassandra.

Анализируя рисунок 2.10, видим удовлетворительное согласование полученных результатов, результаты сравнения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Анализ погрешности

| Дистанция, км | Диаметр сбросной линии 50, мм | Диаметр сбросной линии 100, мм | Диаметр сбросной линии 150, мм |
|---------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| 0 | 128,03% | 128,58% | 151,42% |
| 5 | 0,02% | 0,02% | 0,01% |
| 10 | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 15 | 0,01% | 0,01% | 0,01% |
| 20 | 0,02% | 0,02% | 0,01% |
| 25 | 0,01% | 0,01% | 0,01% |
| 30 | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 35 | 0,02% | 0,02% | 0,01% |

| | | | |
|-----|-------|-------|-------|
| 40 | 0,06% | 0,05% | 0,03% |
| 45 | 0,11% | 0,10% | 0,05% |
| 50 | 0,70% | 0,65% | 0,33% |
| 55 | 1,05% | 0,97% | 0,50% |
| 60 | 0,87% | 0,80% | 0,41% |
| 65 | 0,70% | 0,64% | 0,33% |
| 70 | 0,54% | 0,50% | 0,26% |
| 75 | 0,39% | 0,36% | 0,19% |
| 80 | 0,25% | 0,23% | 0,12% |
| 85 | 0,12% | 0,11% | 0,06% |
| 90 | 0,00% | 0,00% | 0,00% |
| 95 | 0,12% | 0,11% | 0,06% |
| 100 | - | - | - |

При этом, наибольшее отклонение соответствует точкам измерений, расположенных на 0 и 100 км, что обусловлено интерференцией волны в начале участка и гашением ее в емкости в конце участка.

Таким образом, предложенная зависимость (2.26) для определения координаты места утечки удовлетворительно описывает процесс в области $x \in \left[0 + c \frac{\Delta t}{2}; L - c \frac{\Delta t}{2}\right]$, причем, при снижении производительности сброса, относительная погрешность между расчетными данными и моделируемыми снижается.

Произведем расчет координаты местоположения утечки в случае расположения датчиков давления $x_1 = 5\text{км}$, $x_2 = 95\text{км}$, $\gamma = 0,02$ на модельных данных, полученных в ПК Cassandra. Результаты расчета приведем на рисунке 2.11 и таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Погрешность определения координаты утечки жидкости по данным 2-х датчиков давления.

| Диаметр сбросной линии, мм | Производительность сброса, % | Относительная погрешность $x_1 = 5\text{км}, x_2 = 95\text{км}, \%$ |
|----------------------------|------------------------------|---|
| 50 | 9 | 0,35 |
| 100 | 45 | 0,70 |
| 150 | 80 | 0,76 |

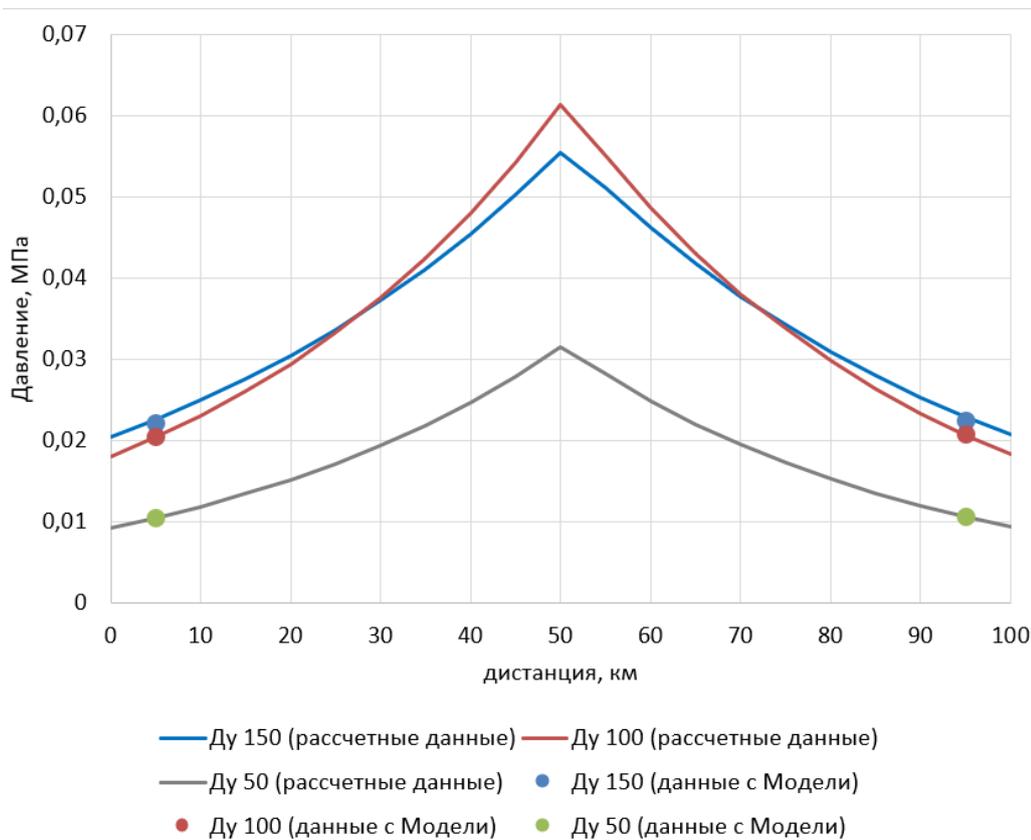


Рисунок 2.11 - Определение координаты местоположения утечки по данным 2 датчиков давления

Произведем расчет координаты местоположения утечки в случае расположения датчиков давления $x_1 = 5\text{км}$, $x_2 = 30\text{км}$, $x_3 = 95\text{км}$, результат расчетов представим на рисунке 2.12 и таблице 2.4.

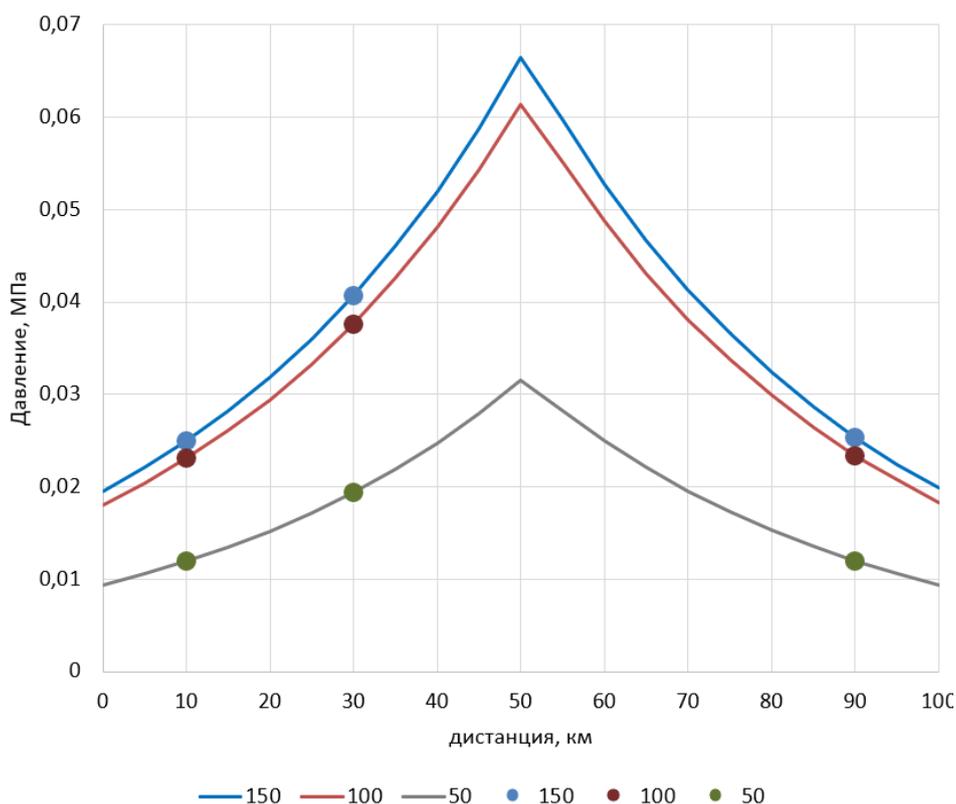


Рисунок 2.12 - Определение координаты местоположения утечки по данным 3-х датчиков давления.

Таблица 2.4 – Погрешность определения координаты утечки жидкости по данным 3-х датчиков давления.

| Диаметр сбросной линии, мм | Производительность сброса, % | Относительная погрешность для разных наборов по три датчика, % |
|----------------------------|------------------------------|--|
| 50 | 9 | 0,29 |
| 100 | 45 | 0,57 |
| 150 | 80 | 0,62 |

В настоящее время, подавляющее большинство магистральных трубопроводов оснащено тремя и более датчиками давления, в связи с чем целесообразно получать решение (2.26) для различных троек датчиков давления, что позволит получить более достоверный результат по определению координаты места возникновения возмущения.

Произведем расчет координаты местоположения утечки в случае расположения датчиков давления $x_1 = 5\text{км}$, $x_3 = 95\text{км}$, $x_2 \in (x_1; x_3)$ для 6 вариантов, результаты приведены на рисунке 2.13 и в таблице 2.5.

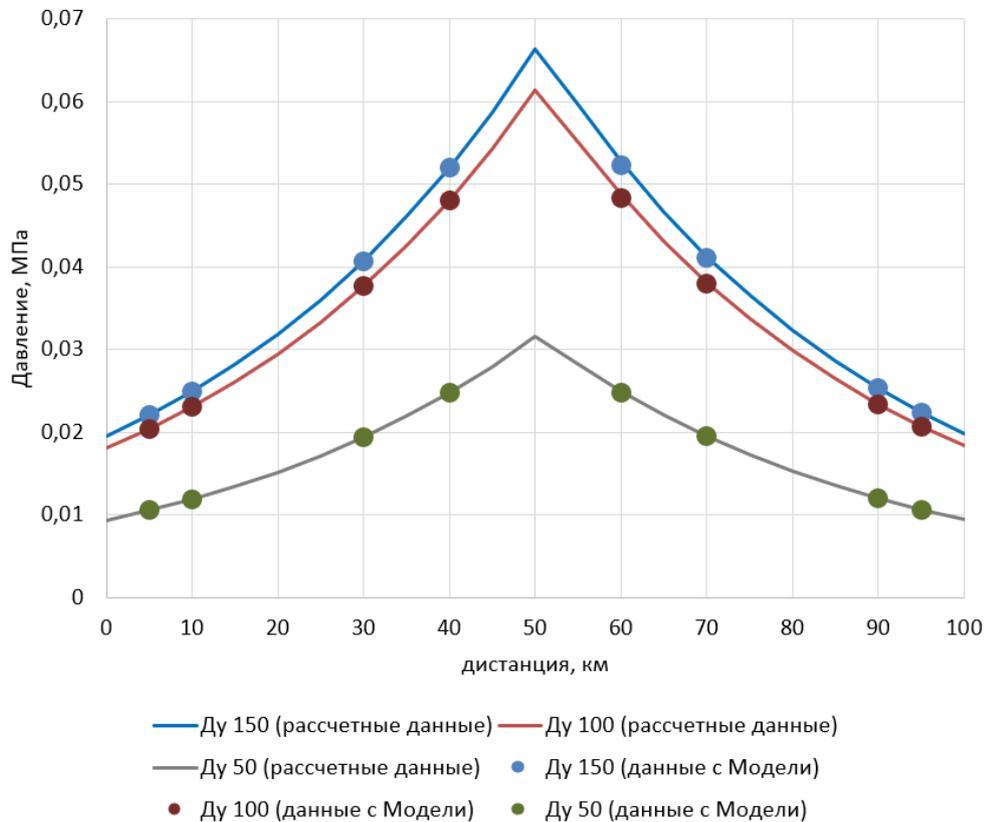


Рисунок 2.13 - Определение координаты местоположения утечки по данным 8 датчиков давления.

Таблица 2.5 – Погрешность определения координаты утечки жидкости по данным 8 датчиков давления

| Диаметр сбросной линии, мм | Производительность сброса, % | Относительная погрешность, % |
|----------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 50 | 9 | 0,19 |
| 100 | 45 | 0,36 |
| 150 | 80 | 0,39 |

2.4 Выводы по главе 2

Таким образом, получено решение дифференциальных уравнений в частных производных в виде зависимости, связывающей величину изменения амплитуды скачка давления и пройденное им расстояние по трубопроводу имеющего утечку жидкости.

Предложена методика по определению координаты места возмущения по показаниям нескольких датчиков давления, основанная на физическом эффекте затухания амплитуды волны давления, движущейся по трубопроводу, оснащенного различным количеством средств измерения давления.

Произведено опробование методики на данных математической модели магистрального трубопровода с утечками жидкости различной интенсивности: 9%, 45%, 80% от номинальной производительности трубопровода. Установлено, что относительная погрешность определения координаты места утечки по предложенной методике составляет менее 1%. Показано, что при увеличении количества средств измерений давления, погрешность определения местоположения источника возмущения снижается с 0,62% до 0,39% при увеличении числа датчиков от 3 до 8, соответственно.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В данной главе исследованы динамические возмущения давления, распространяющиеся по трубопроводу лабораторной установки «Стенд с изменяемым профилем для исследования нестационарных процессов, возникающих в мультифазных углеводородных потоках», созданной в «НИИ Транснефть».

Динамические возмущения сформированы за счет отбора части перекачиваемой жидкости в резервуар. Полученные в ходе эксперимента данные с датчиков давления и расхода, обрабатывались по предложенной авторами оригинальной методике с целью определения местоположения источника возмущения. Также проведена серия экспериментов для оценки точности локализации источника возмущения в зависимости от величины амплитуды волны давления.

Для проверки и подтверждения предложенного способа по определению утечек жидкости основывающегося на эффекте затухания волны давления было произведено опробование на данных полученных с экспериментальной лабораторной установки – Стенд для исследования течения жидкости в трубопроводе расположенном в Научно-техническом центре ООО «НИИ Транснефть» г.Уфа [75, 87].

3.1 Описание экспериментальной установки

Экспериментальные исследования выполнены на стенде, предназначенном для физического моделирования технологических операций и явлений, возникающих в системах трубопроводного транспорта.

Стенд представляет собой техническое устройство для исследования нестационарных процессов, возникающих в мультифазных потоках, состоящим из следующих частей:

- Комплекс технологический;
- Система локальной автоматизации;

- Система распределения электроэнергии.

Стенд предназначен для моделирования следующих технологических операций и явлений, возникающих при эксплуатации магистрального трубопровода:

- Самотечный участок (с возможностью изменения профиля трубопровода);
- Последовательная перекачка нефтепродуктов;
- Утечки и исследование методов их обнаружения;
- Гидравлический удар в трубопроводе;
- Течения многофазных жидкостей;
- Процесс вытеснения нефти/нефтепродукта инертным газом;
- Процесс накопления воды в низких точках профиля при перекачке нефти/нефтепродуктов;
- Вынос воды при различных углах наклона трубы;
- Вынос газа при различных углах наклона трубы;
- Последовательное и параллельное соединение насосных агрегатов.

В составе размещенного в одном помещении стенда рисунок 3.1 предусмотрено несколько блоков, каждый из которых предназначен для определенной цели:

1) Блок с изменяемой геометрией (БИГ) — для моделирования процессов самотечного течения жидкости, вытеснения жидкости сжатым воздухом или инертным газом, а также выноса газа при различных углах наклона трубопровода;

2) Блок накопления и выноса воды (БНВВ) — для исследования процессов накопления и выноса воды при различных углах наклона трубопровода;

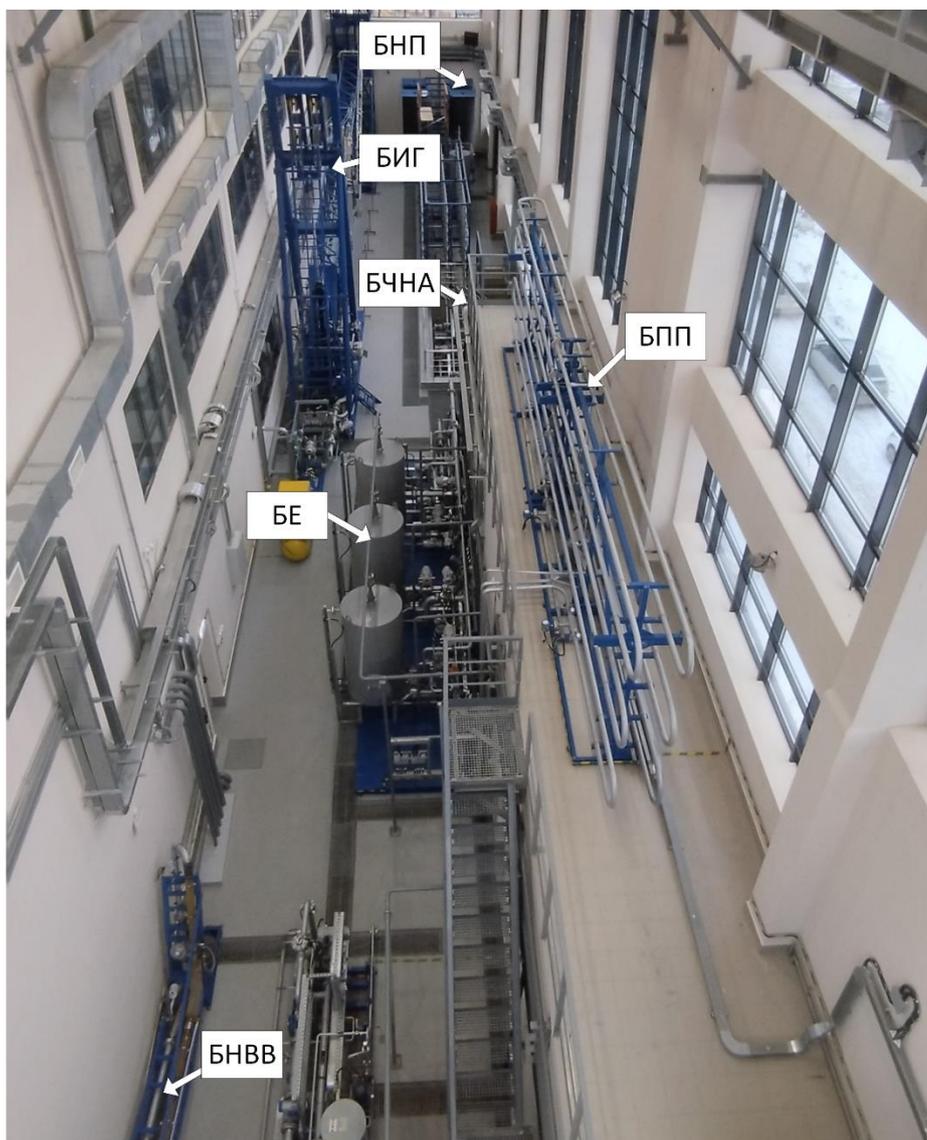


Рисунок 3.1 - Общий вид стенда ООО «НИИ Транснефть»

Примечание. БНП — блок нестационарных процессов; БИГ — блок с изменяемой геометрией; БЧНА — блок четырех насосных агрегатов; БПП — блок последовательной перекачки; БЕ — блок емкостей; БНВВ — блок накопления и выноса воды.

3) Блок нестационарных процессов (БНП) — для моделирования утечек жидкости из трубопровода и исследования методов их обнаружения, моделирования и исследования движения волн давления по трубопроводам (гидравлического удара);

4) Блок четырех насосных агрегатов (БЧНА) — для моделирования режимов работы трубопровода с различными вариантами подключения насосных агрегатов;

5) Блок последовательной перекачки (БПП) — для исследования процессов смесеобразования при последовательной перекачке различных жидкостей, в том числе и процессов дополнительного смесеобразования при остановке последовательной перекачки и влияния тупиковых отводов;

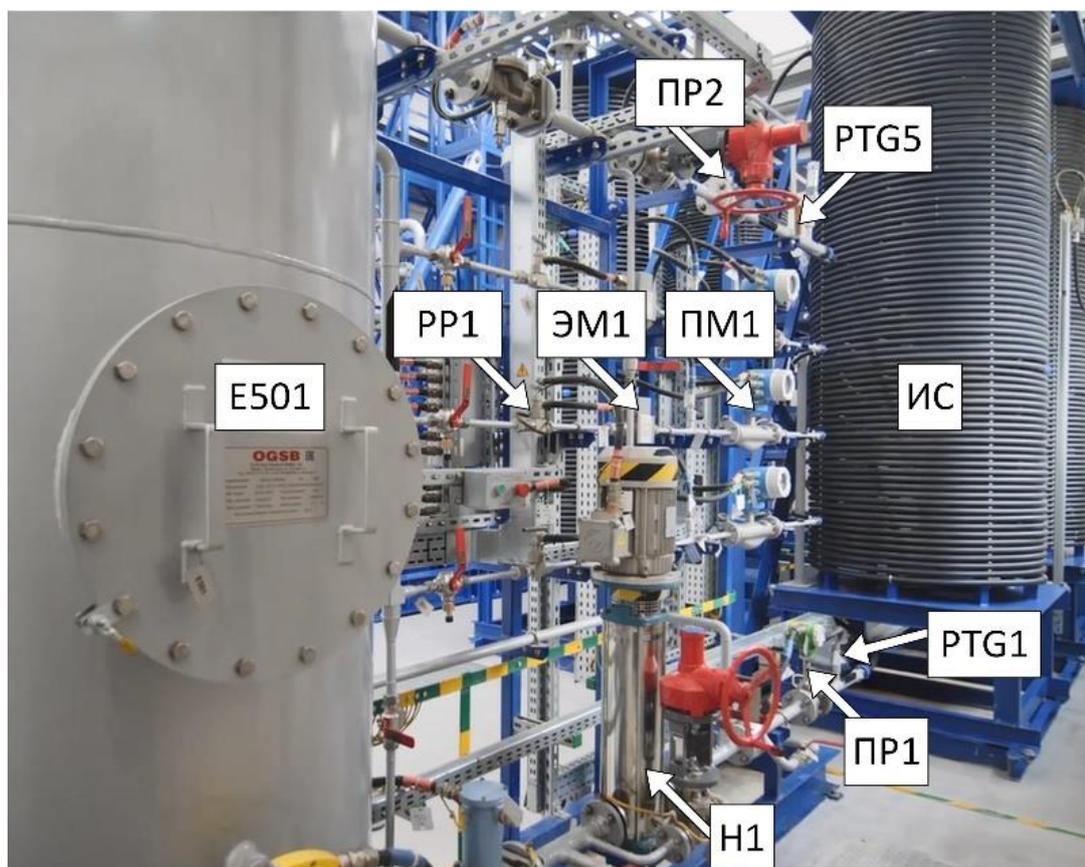
6) Блок емкостей (БЕ) — для приема, хранения и отпуска модельных жидкостей.

7) Межблочное оборудование, предназначено для обеспечения работы систем блоков.

Для проверки предложенного способа определения утечек наиболее подходящим является блок нестационарных процессов (БНП) рисунок 3.2. Управление БНП, контроль за параметрами перекачиваемой жидкости осуществляется с помощью панели управления рисунок 3.3.



a



б

Рисунок 3.2 – Общий вид блока нестационарных процессов: а — вид слева; б — вид справа.

Примечание. E501 — емкость 1 000 л; Н1 — циркуляционный центробежный насос; PP1 — регулятор расхода; ИС — исследовательская секция; PTG1, PTG2, PTG5 — преобразователи давления; PP1, PP2 — преобразователи расхода; ПМ1 — массовый расходомер; ЭМ1 — электромагнитный клапан.

Для исследования процесса распространения волн давления в составе блока предусмотрен трубопровод диаметром 32мм, выполненный из полиэтилена низкого давления (ПНД) протяженностью более 1000 м.

Для регистрации гидроудара предусмотрены датчики давления.

Трубопровод выполнен из ПНД, подводящие и отводящие трубопроводы выполнены из нержавеющей стали.

Для защиты трубопроводов из ПНД от повышенного давления при работе насоса на закрытую задвижку предусмотрена мембрана для сброса давления.



Рисунок 3.3 – Общий вид панели управления БНП.

Трубопровод смонтирован и уложен на жесткой цилиндрической конструкции.

Для исследования процессов утечек в трубопроводе блока предусмотрено три линии утечки. На каждой линии утечки предусмотрено следующее оборудование: расходомер, электромагнитный клапан, регулятор расхода, датчик давления, трехходовой кран.

Гидравлический удар моделируется путем закрытия электромагнитного клапана в конце трубопровода или одного из трех клапанов на линии утечки.

Модуль БНП предназначен для проведения исследований по моделированию процесса утечки жидкости и имитации гидравлического удара в трубопроводах. [75]

Конструктивные особенности и техническая оснащённость БНП позволяет реализовать работу следующих методов обнаружения утечек:

- «методом материального баланса»;
- «по зависимости расхода и давления»;
- «по анализу распространения волны давления»;
- «по анализу гидравлического уклона»;
- гидравлический удар «по методу Н.Е. Жуковского».

3.2 Измерительная аппаратура

Для измерения давления используются преобразователи давления Keller Модель PA23SYei.

Принцип действия преобразователей основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента.

Конструктивно преобразователи выполнены в цилиндрических корпусах из нержавеющей стали, с резьбовым штуцером или фланцем с одной стороны, и электрическим соединителем или постоянно присоединенным кабелем с другой стороны рисунок 3.4. Технические характеристики приведены в таблице 3.1.



Рисунок 3.4 – Общий вид преобразователя давления Keller, Модель PA23SYei.

Таблица 3.1 – Технические характеристики преобразователя давления Keller, Модель PA23SYei

| № п/п | Наименование параметра | Значение |
|-------|--|---------------|
| 1 | Модель | PA23SYei |
| 2 | Допускаемая основная приведенная погрешность | +/- 0,25% |
| 3 | Время отклика | 0,0005 сек |
| 4 | Диапазон измерений | 0-4,0 МПа |
| 5 | Диапазон рабочего давления | 0-4,0 МПа |
| 6 | Выходной сигнал | 4-20 мА |
| 7 | Температура окружающей среды | от -20 до +85 |
| 8 | Питание | 10-30V |
| 9 | Класс защиты | IP65 – IP68 |
| 10 | Межповерочный интервал | 3 года |

Для определения расхода жидкости, используются преобразователь расхода вихревой «Эмис-Вихрь 200».

Предназначен для измерения объема и объемного расхода жидкостей.

Общий вид и технические характеристики приведены рисунке 3.5. и в таблице 3.2.



Рисунок 3.5 – Общий вид преобразователя расхода вихревого «Эмис-Вихрь 200».

Таблица 3.2 – Технические характеристики преобразователя расхода вихревого «Эмис-Вихрь 200»

| № п/п | Наименование параметра | Значение |
|-------|---------------------------------|----------------------------|
| 1 | Модель | Эмис-Вихрь 200 |
| 2 | Пределы допускаемой погрешности | ±0,5% |
| 3 | Время демпфирования | 4 сек |
| 4 | Диапазон измерений | 0,8-26 м ³ /час |
| 5 | Диапазон рабочего давления | до 4МПа |
| 6 | Выходной сигнал | 4-20мА |
| 7 | Температура окружающей среды | от -40 до +70 |
| 8 | Температура рабочей среды | от -40 до +100 |
| 9 | Питание | 12-30V |
| 10 | Класс защиты | 1ExibIIВ |
| 11 | Межповерочный интервал | 4 года |

Для измерения расхода, вызванного утечкой, используются массовый расходомер Endress+Hauser Promass 300 модель 8F3B08.

Общий вид и технические характеристики приведены рисунке 3.6. и в таблице 3.3.



Рисунок 3.6 – Общий вид массового расходомера Endress+Hauser Promass 300 модель 8F3B08.

Таблица 3.3 – Технические характеристики массового расходомера Endress+Hauser Promass 300 модель 8F3B08

| № п/п | Наименование параметра | Значение |
|-------|---------------------------------------|----------------|
| 1 | Модель | 8F3B08 |
| 2 | Допускаемая относительная погрешность | ±0,1% |
| 3 | Диапазон измерений | 0,08-4,1кг/мин |
| 4 | Диапазон рабочего давления | 0-10МПа |
| 5 | Выходной сигнал | 4-20 мА |
| 6 | Температура окружающей среды | от -40 до +60 |
| 7 | Температура рабочей среды | от -50 до +200 |
| 8 | Питание | 100-230V |
| 9 | Класс защиты | Ex |
| 10 | Межповерочный интервал | 5 лет |

3.3 Экспериментальные исследования на лабораторном стенде

Блок исследования нестационарных процессов (БНП) представляет собой конструктивно завершённый отдельно стоящий исследовательский модуль. Для выполнения исследований была собрана конфигурация стенда, моделирующая работу трубопровода с одной утечкой жидкости, технологическая схема представлена на рисунке 3.7. Данная конфигурация стенда включает в себя ёмкость Е1 объёмом 1000 л, циркуляционный центробежный насос Н1, регулятор расхода РР1, исследовательскую секцию (ИС) – трубопровод длиной 1146 м, представленную в виде 4-х последовательно соединённых участков полимерной трубы (диаметром 32 мм и длиной по 250 м каждый) и отводом для имитации линий (врезки) утечки жидкости, которые укомплектованы преобразователями давления РТG1, РТG2, РТG3, РТG4, РТG5 Keller модель РА23SYei, преобразователем расхода ПР1, ПР2 Эмис-Вихрь 200, массовым расходомером ПМ1 Endress+Hauser Promass 300 модель 8F3B08. Открытие линии сброса осуществляется с

помощью электромагнитного клапана с параметром времени открытия/закрытия затвора 0,02 с. В качестве модельной жидкости при проведении исследовательских работ использовалась деаэрированная водопроводная вода.

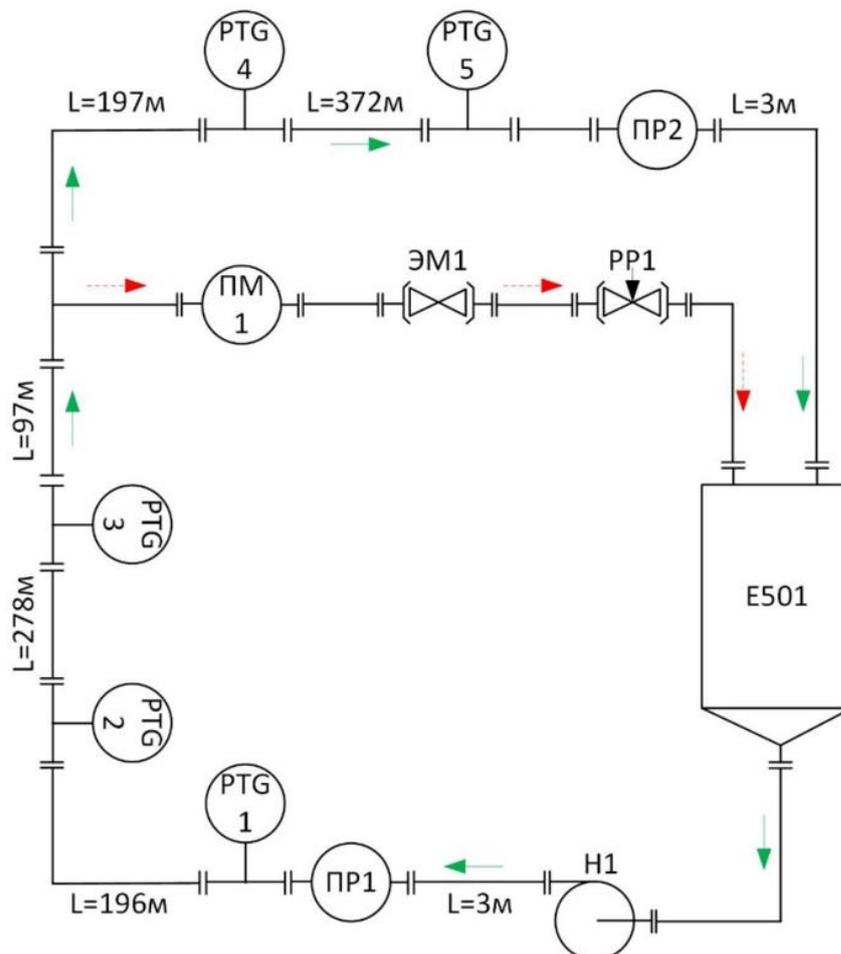


Рисунок 3.7 – Технологическая схема лабораторной установки.

Управление расходом МЖ в контуре циркуляции в диапазоне от 0,5 м³/час до 5 м³/час обеспечивается дистанционно в системе АРМ-оператора, управляя оборотами насоса Н1 с использованием ЧРП. Имитация процесса «врезки», открытие канала (линии) утечки МЖ из трубопровода на заданном расстоянии от насоса обеспечивается дистанционно, управляя в системе АРМ открытием электромагнитного клапана ЭМ1. Управление объемом утечки МЖ из исследовательского трубопровода производится дистанционно, управляя в системе АРМ-оператора регулятором расхода, установленными в

линии утечки PP1, а объем утечки жидкости в каждой конкретной точке (врезке) регистрируется высокоточными расходомерами ПМ1.

Для достоверной оценки малых объемов утечки МЖ из исследовательского трубопровода на уровне 1% и менее от общего расхода предусмотрена возможность слива жидкости в мерную калиброванную емкость через 3-х ходовой кран, установленный на линии утечки.

Взаимное расположение датчиков и линии утечки показано на технологической схеме, численные значения приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Взаимное расположение датчиков и линии утечки

| № п/п | Наименование оборудования | Относительная дистанция, м | Дистанция нарастающим итогом, м |
|-------|--|----------------------------|---------------------------------|
| 1 | Насос Н1 | 0 | - |
| 2 | Преобразователь расхода PP1 | 3 | 3 |
| 3 | Преобразователь давления PTG1 | 0,2 | 3,2 |
| 4 | Преобразователь давления PTG2 | 195,8 | 199 |
| 5 | Преобразователь давления PTG3 | 278 | 477 |
| 6 | Линия утечки с массовым расходомером и регулятором расхода | 97 | 574 |
| 7 | Преобразователь давления PTG4 | 197 | 771 |
| 8 | Преобразователь давления PTG5 | 372 | 1143 |
| 9 | Емкость Е1 | 3 | 1145 |

Перед проведением основных испытаний для создания различных по амплитуде возмущений давления, была произведена ручная калибровка положения регулятора расхода. Параметры работы трубопровода и рассматриваемых возмущений для трех положений регулятора расхода показаны в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Параметры волн давления для рассматриваемых случаев

| Амплитуда (ΔP^*), МПа | Производительность сброса жидкости в емкость, м ³ /час | Производительность*, % | Количество повторных испытаний, раз |
|---------------------------------|---|------------------------|-------------------------------------|
| 0,01 | 0,1 | 5 | 6 |
| 0,04 | 0,5 | 25 | 6 |
| 0,12 | 1,0 | 50 | 6 |

* Производительность сброса жидкости в емкость, выраженная в % от производительности работы трубопровода без сброса.

Перед началом испытаний электромагнитный клапан закрывается, модельная жидкость циркулирует по контуру на стационарном режиме с расходом 2 м³/час (скорость течения жидкости 1 м/с, $Re = 27\ 700$, направление течения жидкости указано сплошными стрелками на рисунке 3.7). Затем регулятор расхода устанавливается в одно из трех положений и на электромагнитный клапан подается команда на открытие. В результате часть потока по отводящему трубопроводу сбрасывается в емкость (направление течения жидкости указано пунктирными стрелками на рисунке 3.7). Таким образом, формируется волна пониженного давления, распространяющаяся по трубопроводу в обе стороны от места установки отвода. Параметры волны давления фиксировались с помощью преобразователей давления.

3.4 Анализ результатов испытаний на экспериментальном стенде

В результате проведенных испытаний получены временные зависимости расхода рисунок 3.8 и давления на датчиках PTG1–PTG5 рисунок 3.9.

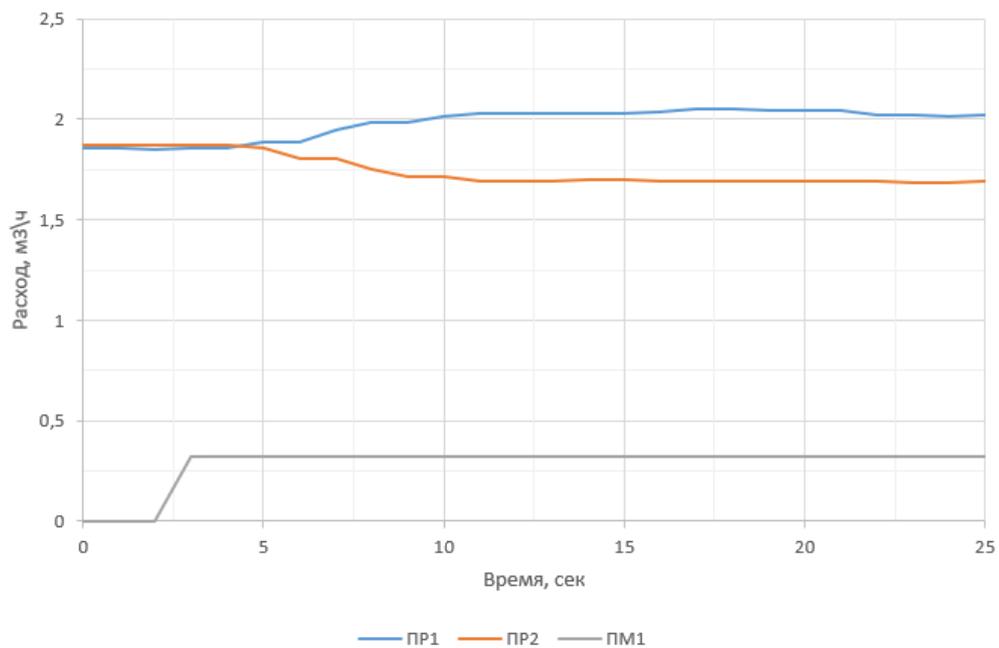


Рисунок 3.8 – Показания преобразователей расхода.

На рисунке 3.9 представлены кривые изменения давления для третьего положения регулятора расхода, соответствующего амплитуде возмущения 0,12 МПа.

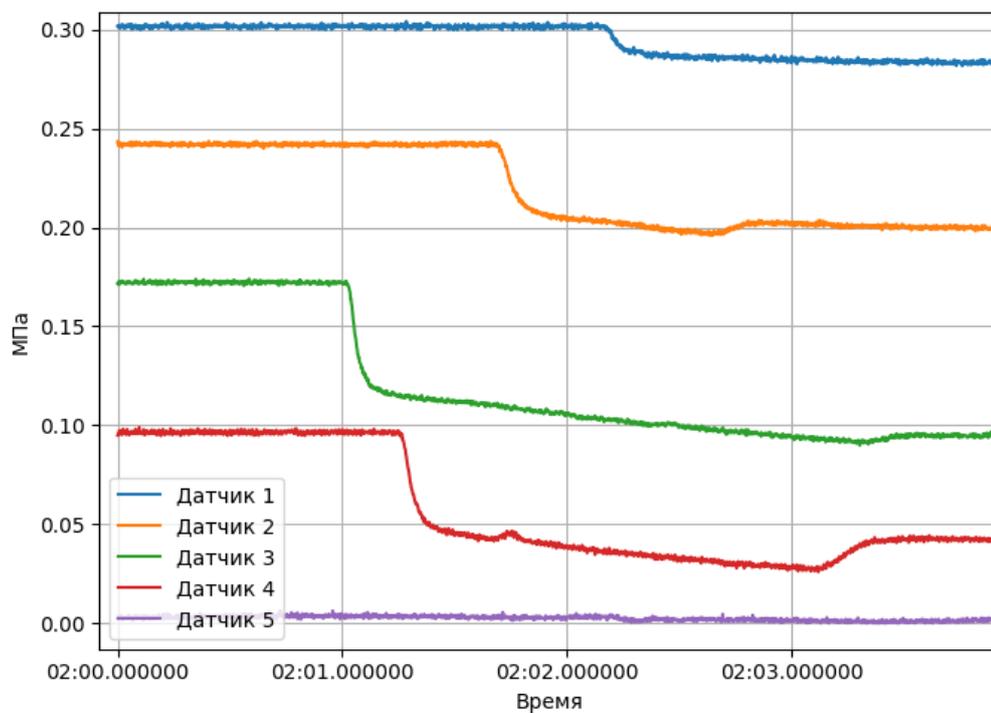


Рисунок 3.9 Результаты измерения давления для возмущения с амплитудой давления в месте возмущений $\Delta P^* = 0,12$ МПа

Отчетливо наблюдается характерный для утечки жидкости фронт волны пониженного давления. Результаты измерений величины возмущения давления представлены в таблице 3.6.

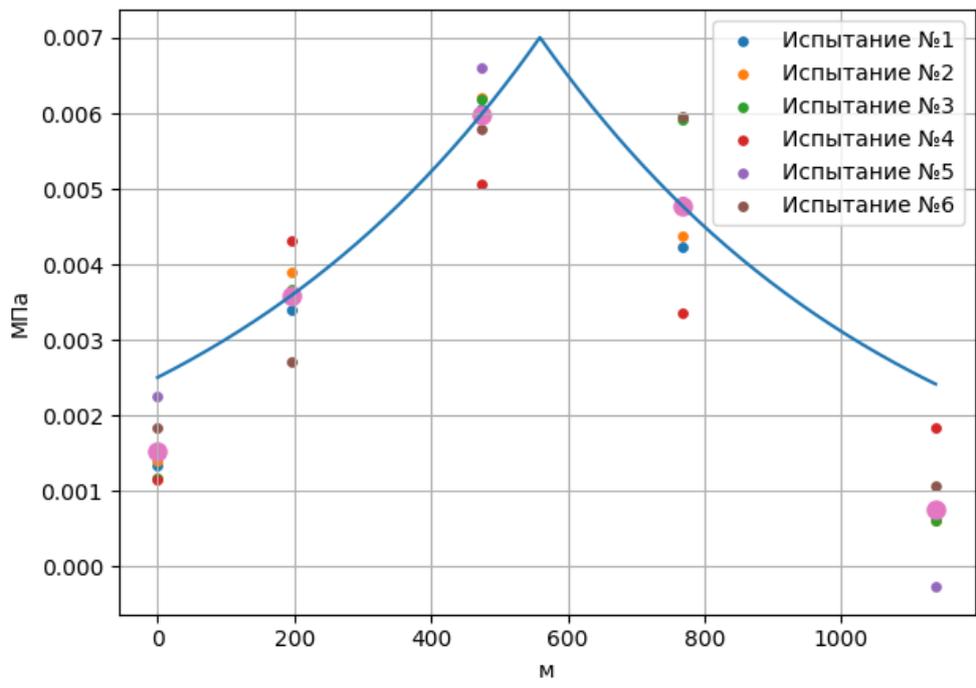
Таблица 3.6 - Параметры возмущения давления

| Датчик давления | Дистанция (x_i), м | Расстояние от места возмущения, м | Время фиксации волны давления, с | Амплитуда возмущения* (ΔP_i), МПа |
|-----------------|------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|---|
| PTG1 | 0,00 | 570,47 | 2,160 | 0,0163 |
| PTG2 | 196,02 | 374,45 | 1,691 | 0,0346 |
| PTG3 | 473,97 | 96,50 | 1,011 | 0,0564 |
| PTG4 | 766,98 | 196,51 | 1,251 | 0,0509 |
| PTG5 | 1 139,00 | 568,53 | 2,192 | 0,0021 |

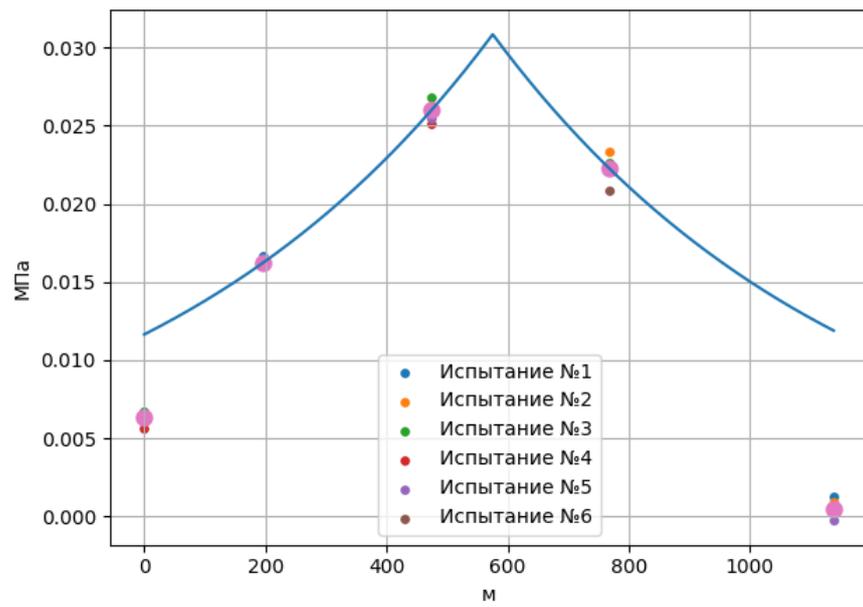
* Амплитуда определена между двумя точками: первая — точка излома графика давления, вторая — время первой точки плюс 200 мс.

На рисунке 3.10 точками показаны амплитуды возмущения давления, зафиксированные датчиками для различных интенсивностей утечки в трех сериях испытаний по шесть повторений. Точки большего размера соответствуют среднему арифметическому значению.

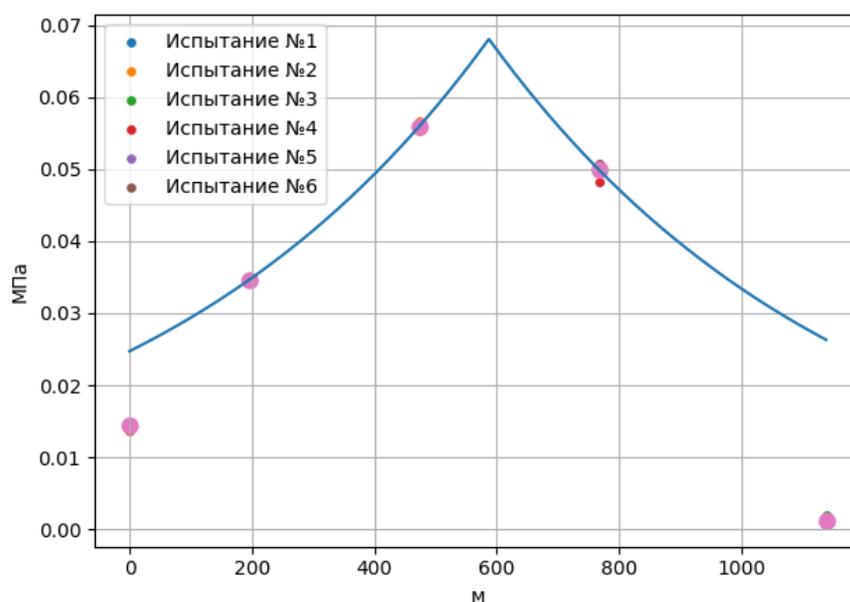
Из полученных графиков видно, что чем больше амплитуда волны давления в месте утечки, тем меньше разброс давлений, зафиксированных датчиками в разных испытаниях, и отклонение от среднеарифметического значения становится меньшим.



a



б



б

Рисунок 3.10 - Результаты трех серий испытаний. Амплитуда волны: а — 0,01 МПа; б — 0,04 МПа; в — 0,12 МПа

Анализируя полученные экспериментальные данные, можно сделать следующие выводы:

- 1) Утечка жидкости формирует фронт волны пониженного давления;
- 2) Фронт волны давления распространяется в обе стороны трубопровода от места его возникновения, интенсивность которого убывает и несущественно зависит от направления течения жидкости;
- 3) Амплитуда возмущения уменьшается по мере удаления фронта волны давления от места его возникновения;
- 4) Ближайший датчик давления к источнику возмущения всегда первым фиксирует возмущение с максимальной амплитудой.

Для определения местоположения источника возмущения использован способ, описанный в работе Р. Р. Уликанова и др. [85]. В качестве исходных данных приняты среднеарифметические результаты, полученные с датчиков давления РТГ2, РТГ3, РТГ4.

Для определения местоположения утечки при неизвестном коэффициенте затухания предлагается использовать алгоритм, основанный на показаниях минимум трех датчиков давления.

$$\begin{cases} \Delta P_1 = \Delta P^* e^{\gamma(x_1 - x^*)}, \\ \Delta P_2 = \Delta P^* e^{\gamma(x_2 - x^*)}, \\ \Delta P_3 = \Delta P^* e^{-\gamma(x_3 - x^*)}, \end{cases} \quad (3.1)$$

где x^* — координата места утечки, причем $x_1 < x_2 \leq x^* \leq x_3$.

Значение амплитуд волны давления соответствует условию: $\Delta P^* \geq \Delta P_2 > \Delta P_3 > \Delta P_1$.

Решение системы уравнений:

$$\begin{cases} \gamma = \frac{\ln \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}}{x_2 - x_1} = 0,002 \frac{1}{\text{м}}, \\ x^* = 0,5 \left(x_1 + x_3 + (x_2 - x_1) \frac{\ln \Delta P_3 - \ln \Delta P_1}{\ln \Delta P_2 - \ln \Delta P_1} \right) = 587 \text{ м}, \\ \Delta P^* = \frac{\Delta P_1}{e^{\gamma(x_1 - x^*)}} = 0,068 \text{ МПа}. \end{cases} \quad (3.2)$$

В соответствии с решением системы уравнений (3.2), запишем функцию изменения амплитуды возмущения для рассматриваемого случая: $\Delta P(x) = 0,068 e^{-0,002|x - 587|}$. График данной функции изображен на рисунке 3.10(в) сплошной линией, точка перелома данной функции — место возникновения возмущения $x^* = 587$ м. График полученной функции удовлетворительно описывает экспериментальные точки, за исключением точек, принадлежащих датчикам давления, которые расположены на концах трубопровода РТГ1 и РТГ5. Это связано с интерференцией волны давления, что накладывает ограничения на применение предлагаемого метода.

Погрешность определения местоположения возмущения к длине трубопровода (м): $\Delta = ((587 - 570) / 1139) 100\% = 1,5\%$. Аналогично построены графики функции на рисунках 3.10 (а,б). Результаты обработки испытаний приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Результаты испытаний

| Амплитуда, МПа | Производительность сброса жидкости в емкость, м ³ /час | Расчетное местоположение места возникновения возмущения, м | Фактическое местоположение места возникновения возмущения, м | Погрешность определения места возмущения к длине трубопровода, % |
|----------------|---|--|--|--|
| 0,01 | 0,1 | 559 | 570 | 1,0 |
| 0,04 | 0,5 | 575 | 570 | 0,4 |
| 0,12 | 1,0 | 587 | 570 | 1,5 |

По полученным данным, отображенным в таблице 3.7, можно сделать следующие выводы:

- 1) Погрешность определения координаты возмущения зависит от значения амплитуды волны давления и чувствительности средств измерений;
- 2) Погрешность возрастает с увеличением амплитуды возмущения давления;
- 3) Погрешность возрастает при снижении амплитуды возмущения до уровня гидравлических пульсаций в цилиндрическом канале или порога чувствительности средств измерений.

3.5 Практическая рекомендация к применению предложенного метода

Для промышленных магистральных трубопроводов совокупность множества технических средств хранения и обработки информации, каналов связи, датчиков измерения и контроля параметров системы образует систему управления технологическим процессом перекачки.

Современные автоматические системы управляют магистральными трубопроводами протяженностью порядка тысячи километров, на которых одновременно работают 15 и более насосных агрегатов, оснащенные более 100 датчиками давления. Роль центра принятия решений, выполняет алгоритм,

который определяет быстродействие, точность, элементный состав и стоимость автоматизированной системы управления.

Для практического использования предлагаемого способа по определению утечек жидкости на современных магистральных трубопроводах, оснащенных микропроцессорными АСУТП, обрабатывающих большое количество данных, необходима разработка компьютерного алгоритма и создание программного обеспечения, позволяющего в автоматическом режиме круглосуточно вести диагностику состояния магистрального трубопровода на предмет наличия утечек перекачиваемого продукта.

3.6 Выводы по главе 3

Проведено экспериментальное изучение динамических возмущений, распространяющихся по трубопроводу лабораторной установки, принадлежащей НТЦ ООО «НИИ Транснефть».

На установке получены различные по амплитуде возмущения давления для каждого из трех значений амплитуд, выполнено по шесть повторяющихся испытаний.

Экспериментально подтверждено, что фронт волны давления распространяется в обе стороны трубопровода от места возникновения возмущения, интенсивность которого убывает и несущественно зависит от направления течения жидкости.

Установлено, что ближайший датчик давления к источнику возмущения всегда первым фиксирует возмущение с максимальной амплитудой.

Подтверждена работоспособность предложенной авторами методики по определению координаты местоположения источника возмущения, погрешность определения координаты возмущения не превысила 1,5%.

Установлено, что точность определения координаты источника возмущения зависит от значения амплитуды волны давления и чувствительности средств измерения.

На проведенных экспериментальных данных показана возможность построения системы диагностики состояния трубопровода по анализу структуры динамического возмущения.

ГЛАВА 4 ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Контроль герметичности существующих магистральных трубопроводов осуществляется за счет использования систем обнаружения утечек жидкости.

В данной главе рассматриваются вопросы создания программного обеспечения, позволяющее в автоматическом режиме контролировать целостность трубопровода и результаты промышленных испытаний на действующем объекте.

4.1 Разработка программного обеспечения

В случае, если все параметры, входящие в формулы (2.29) достоверно известны, то можно вычислить коэффициент поглощения γ , определить координату места утечки, величину падения давления в месте утечки по показаниям всего двух датчиков давления в соответствии с формулами [74, 86]:

$$x^* = \frac{1}{2} \left(x_1 + x_2 + \operatorname{sgn}(x_1 - x_2) \frac{\ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}}{\gamma} \right) \quad (4.1)$$

$$\Delta P^* = \Delta P_1 e^{\gamma|x_1 - x^*|} = \Delta P_2 e^{\gamma|x_2 - x^*|} \quad (4.2)$$

где ΔP_1 и ΔP_2 – амплитуды уменьшения давления, зафиксированные двумя датчиками, расположенными в точках с координатами x_1 и x_2 , функция $\operatorname{sgn}(x)$ возвращает знак аргумента x .

Несложный анализ формулы (4.1) при различных положениях датчиков и возможного места утечки показывает, что для получения однозначного результата необходимо, чтобы датчики давления, показания которых используются, были расположены по разные стороны от места возникновения утечки.

Однако использование формулы (4.1) для определения точного места утечки в реальных трубопроводах осложняется недостаточно достоверным определением величины коэффициента поглощения γ . Это связано с тем, что, во-первых, реологические свойства перекачиваемой жидкости меняются, так

как зависят от состава, температуры и давления. Во-вторых, на внутренней стенке трубопровода происходит рост отложений в результате чего уменьшается его внутренний диаметр. Кроме того, текущие характеристики насосов и механические свойства стенки трубопровода не являются постоянными величинами.

Для определения местоположения утечки при неизвестном коэффициенте затухания предлагается использовать алгоритм, основанный на показаниях минимум трех датчиков давления.

На первом этапе определяется взаимное расположение набора датчиков давления и возможного места утечки. Предположим, для определенности, что $x_1 \leq x_2 \leq x_3$. Тогда в соответствие с формулой (4.1) сначала определяются значения γ_{12} и γ_{23} по формулам

$$\gamma_{12} = \frac{\ln(\Delta P_1/\Delta P_2)}{x_1 - x_2}, \quad \gamma_{23} = \frac{\ln(\Delta P_3/\Delta P_2)}{x_2 - x_3}. \quad (4.3)$$

В случае равенства полученных значений $|\gamma_{12}| = |\gamma_{23}|$ все три датчика давления находятся с одной стороны от места утечки, и определить ее местоположение невозможно. Можно только сказать, что место утечки находится справа ($\gamma_{12} > 0$) или слева ($\gamma_{12} < 0$) от набора используемых датчиков давления. Если $\gamma_{12} \neq \gamma_{23}$, то место утечки находится либо между датчиками 1 и 2, либо между датчиками 2 и 3. Вычислим две возможные координаты места утечки

$$x_{12}^* = \frac{1}{2} \left[x_1 + x_3 + \frac{\ln(\Delta p_3/\Delta p_1)}{\gamma_{12}} \right], \quad x_{23}^* = \frac{1}{2} \left[x_1 + x_3 + \frac{\ln(\Delta p_3/\Delta p_1)}{\gamma_{23}} \right] \quad (4.4)$$

В том случае, если вычисленное значение x_{12}^* лежит в интервале $[x_2, x_3]$, то координата точки утечки $x^* = x_{12}^*$, а коэффициент затухания $\gamma = |\gamma_{12}|$. В противном случае, очевидно, что x_{23}^* будет принадлежать интервалу $[x_1, x_2]$ и следует положить $x^* = x_{23}^*$ и $\gamma = |\gamma_{23}|$.

Полностью блок-схема алгоритма определения местоположения утечки при использовании показаний трех датчиков давления приведена на рисунке 4.1.

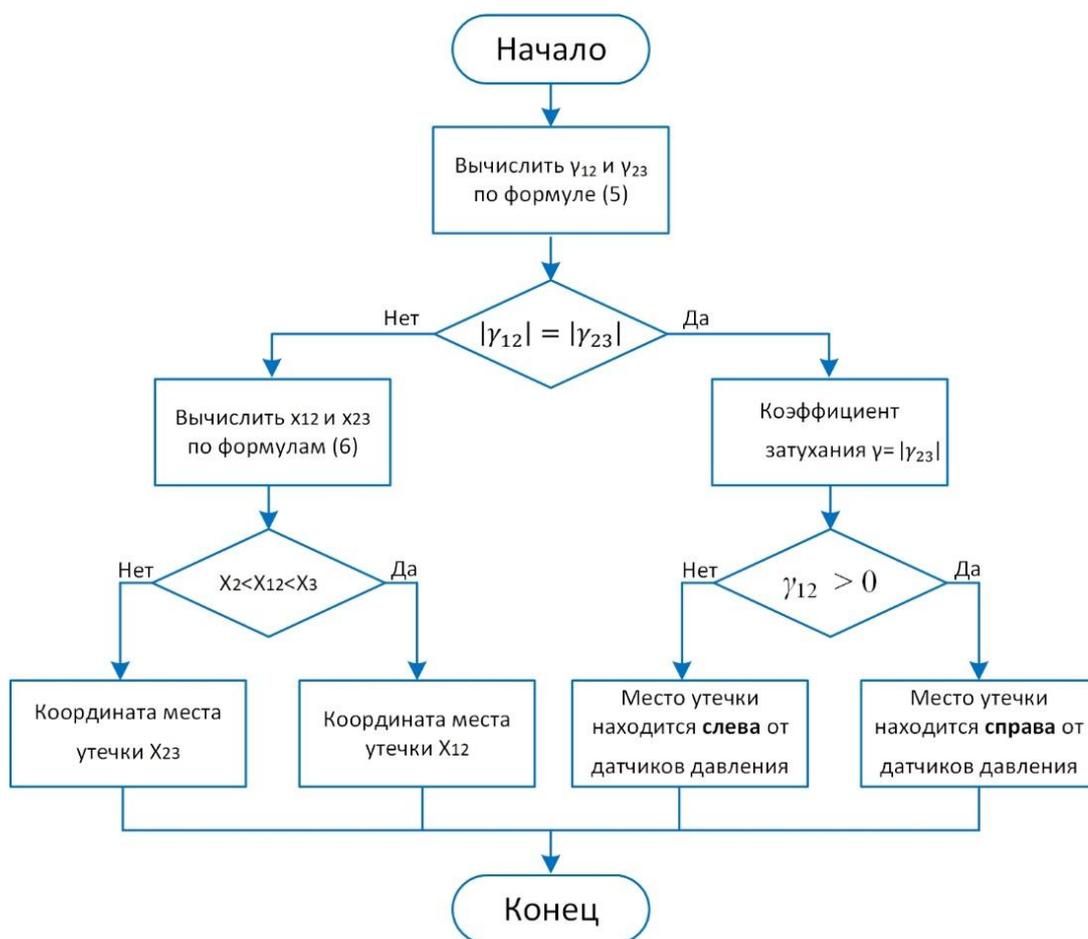


Рисунок. 4.1 - Блок-схема алгоритма определения местоположения утечки с помощью трех датчиков давления.

Если участок трубопровода оснащен более, чем тремя датчиками давления, то можно повысить точность определения местоположения утечки, применяя приведенный выше алгоритм для различных наборов из трех датчиков давления, а затем, усредняя все полученные значения, получить более достоверный результат.

На основе представленной блок-схемы разработано программное обеспечение для поиска местоположения утечки в нефтепроводе.

В качестве языка программирования для разработки программного комплекса был выбран объектно-ориентированный язык C#, так как он является языком разработки приложений для платформы Microsoft .NET Framework.

Язык C# поддерживает подавляющее большинство продуктов Microsoft. Ряд инструментов, является бесплатным для небольших компаний и некоторых индивидуальных разработчиков, например, Visual Studio, облако Azure, Windows Server, Parallels Desktop для Mac Pro и т.д.

В качестве результата работы, программа должна предоставить промежуток, на котором могла произойти утечка, на основе представленных данных о давлении в трубопроводе на нескольких манометрах, а также значения километров, на которых манометры расположены.

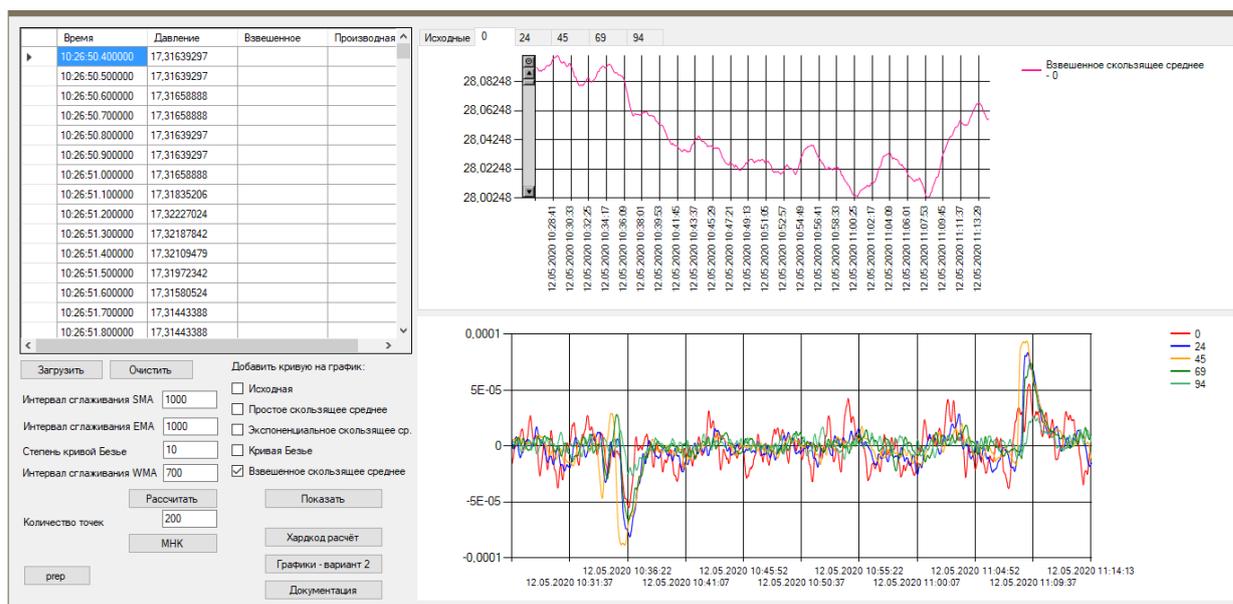


Рисунок 4.2 - Основной интерфейс приложения

Реализованное приложение, обладает следующим функционалом:

- Загрузка и вывод исходных данных в формате .csv;
- Предобработка исходных данных;
- Обработка зашумленного сигнала с помощью взвешенного скользящего среднего;
- Возможность изменять параметры расчетов;
- Вывод промежуточных результатов;
- Построение графиков исходного зашумленного сигнала;
- Построение графиков обработанного сглаженного сигнала;

- Построение графика производных на каждом датчике давления;
- Вызов справки;
- Вывод результата – километра, на котором произошла утечка.

Панель, располагающаяся в левой части главного окна, содержит:

- Поле табличного представления загруженных данных и последующих вычислений, производимых над ними,
- Поля для ввода параметров вычислений – «Интервал сглаживания WMA» и «Количество точек»,
- выпадающий список для выбора километра датчика давления, график которого требуется посмотреть – «Показать график датчика»,
- кнопку, запускающую процесс поиска промежутка утечки – «Найти местоположение утечки»,
- кнопку, открывающую окно с графиком производной (скоростью падения давления) – «График производной»,
- кнопку, открывающую графики участка падения давления сразу на всех датчиках – «Участок падения давления»,
- кнопки для очищения всей рабочей области и вызова справки – «Очистить» и «Документация».

В правой части главного окна приложения находятся вкладки для отображения результатов.

Вкладки «График исходного сигнала» (рисунок 4.3) и «График обработанного сигнала» (рисунок 4.4) отображают соответствующие графики. Вкладка «Результат поиска местоположения утечки» приводит результаты расчетов в аналитическом виде.

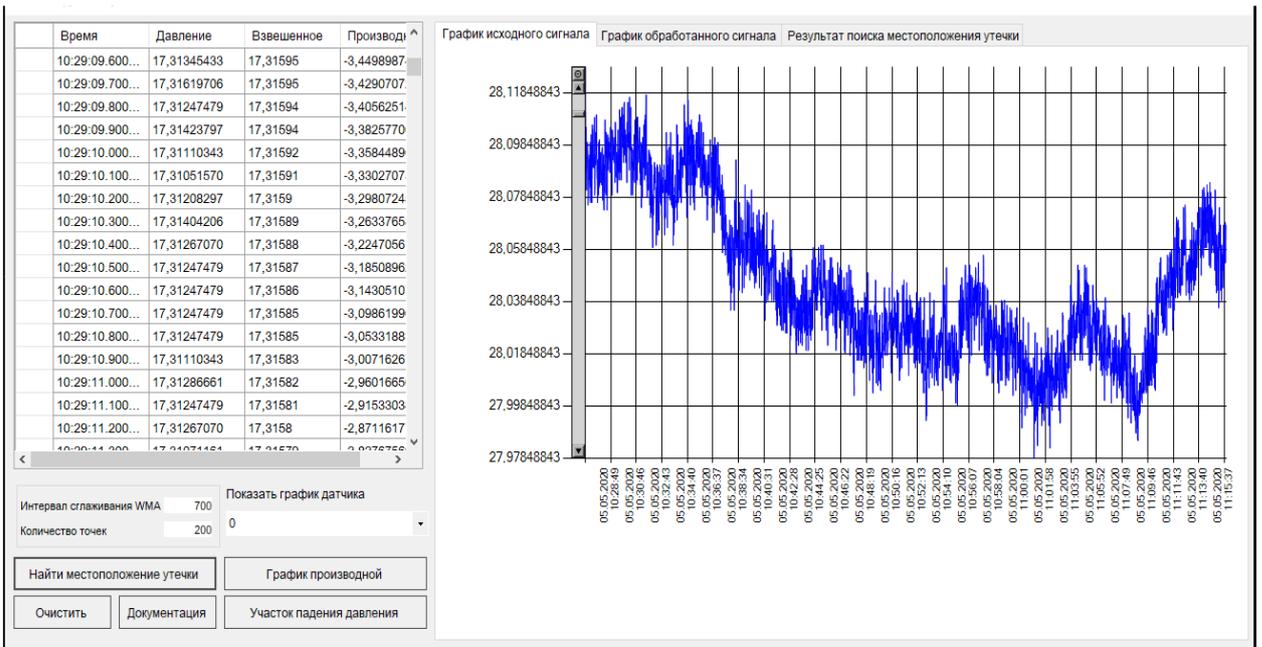


Рисунок 4.3 – Исходные данные и график зашумленного сигнала

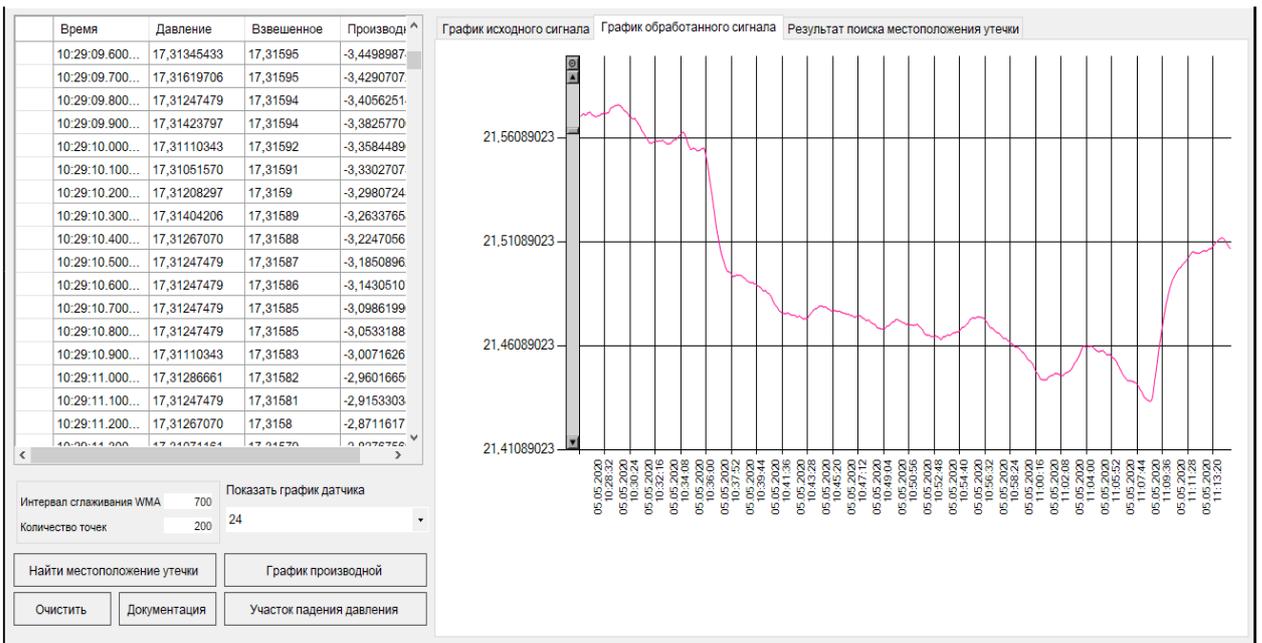


Рисунок 4.4 - График обработанного сигнала

4.2 Результаты опробования на производственном объекте

Опробование программного обеспечения выполнено на трубопроводе «Воскресенск — Прибой», далее трубопровод. Утечка задавалась на 45км с интенсивностью 1,8% от номинальной производительности трубопровода.

Трубопровод оборудован 5 датчиками давления, частота опроса составляет 100Гц, показания датчиков давления в момент формирования волны давления обусловленной утечкой жидкости представлены на рисунке 4.5-4.9.

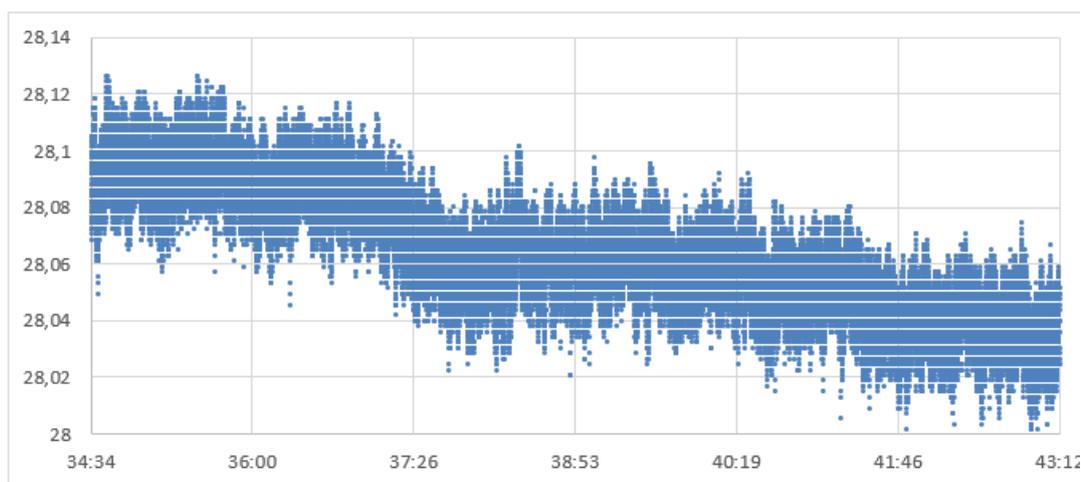


Рисунок 4.5 – Показания датчика давления установленного на 0 км

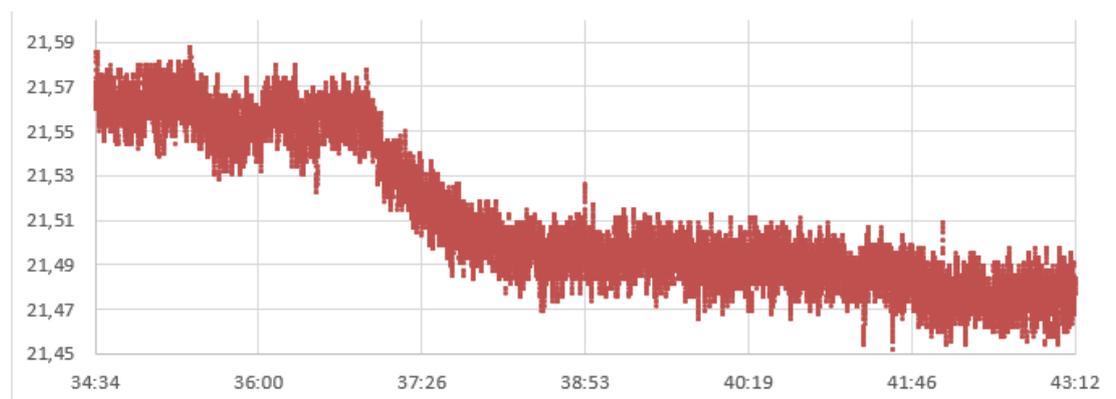


Рисунок 4.6 – Показания датчика давления установленного на 24 км

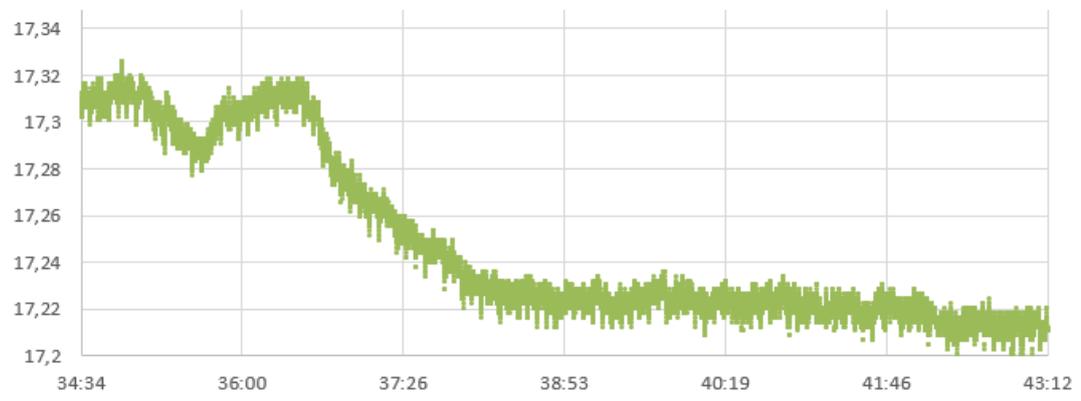


Рисунок 4.7 – Показания датчика давления установленного на 45 км

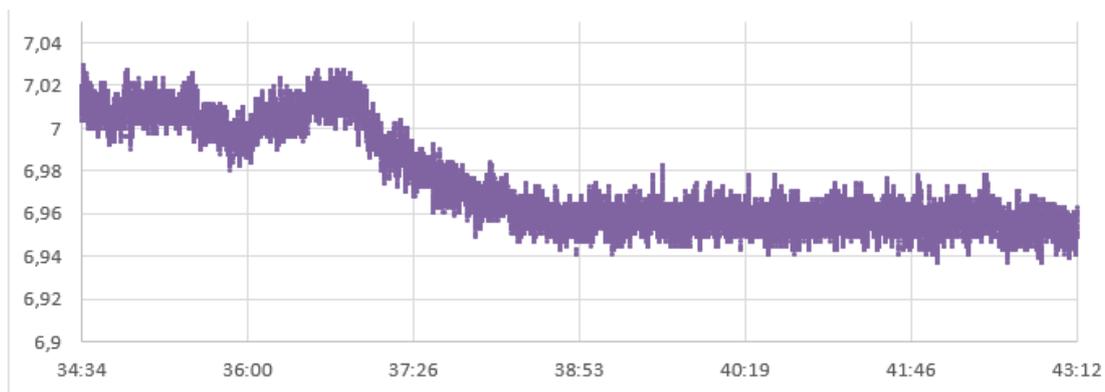


Рисунок 4.8 – Показания датчика давления установленного на 69 км

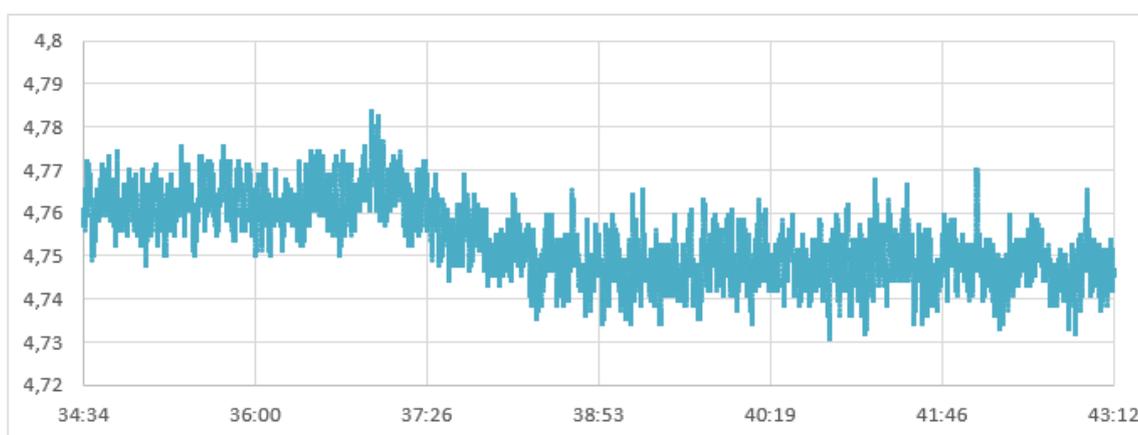


Рисунок 4.9 – Показания датчика давления установленного на 94 км

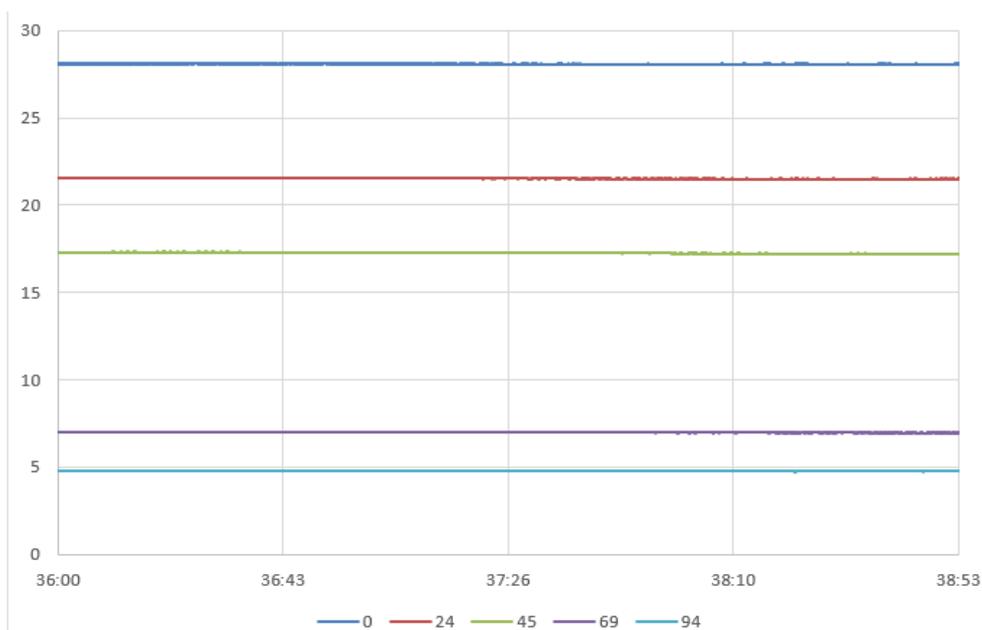


Рисунок 4.10 – Показания датчиков давления, установленных на магистральном нефтепроводе в момент образования утечки

На рисунке 4.10 одновременно сведены все тренды с датчиков давления, характерной картины возникновения волны пониженного давления, в данном масштабе, не видно в связи с незначительной интенсивностью утечки. Для визуализации построим совмещенный график относительного изменения давления на датчиках рисунок 4.11, на котором уже очевидны изменения давления, возникающие при образовании и развитии утечки жидкости.

Анализируя рисунок 4.11, видим, что первым отклонения от стационарного режима зафиксировал датчик расположенный на 45км, далее волна пониженного давления распространилась в обе стороны трубопровода, соответственно, следующие изменения были зафиксированы датчиками давления на 24км и 69 км, после чего волна давления распространилась до крайних датчиков давления, установленных на 0км и 94км.

Данные полученные с датчиков давления содержат значительный разброс значений «шум», а также график содержит различные волновые процессы, обусловленные турбулентным движением жидкости в реальном трубопроводе.

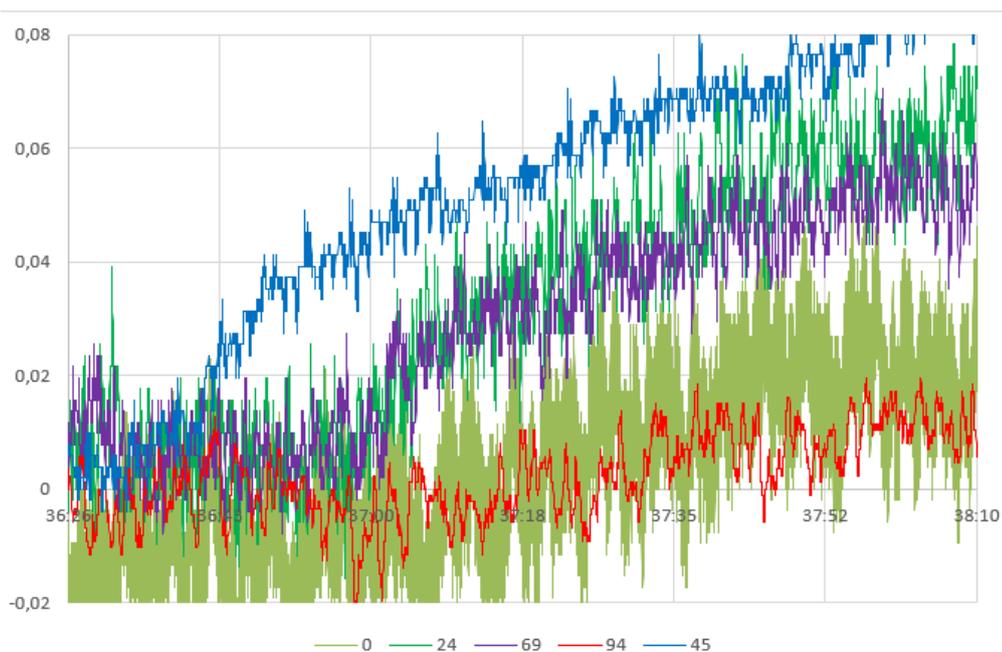


Рисунок 4.11 – Совмещенный график изменения давления на датчиках давления

Для нивелирования высоко периодических волн используем метод линейно взвешенной скользящей средней (*WMA*) рисунок 4.12 - 4.13.

Данный метод *WMA* был выбран по следующим причинам:

- С помощью скользящей средней, возможно сгладить краткосрочные колебания и выделить основные тенденции для циклов.

- При поиске утечки более важными являются последние значения временного ряда, поэтому были рассмотрены взвешенные скользящие средние. При сравнении между ними: линейно взвешенное скользящее среднее (*WMA*), экспоненциально взвешенное скользящее среднее (*EMA*), экспоненциальное скользящее среднее произвольного порядка (*EMA⁽ⁿ⁾*), модифицированное скользящее среднее (*RMA*) — выбор был сделан на *WMA*, так как данный метод лучше всего сглаживал исходные данные.

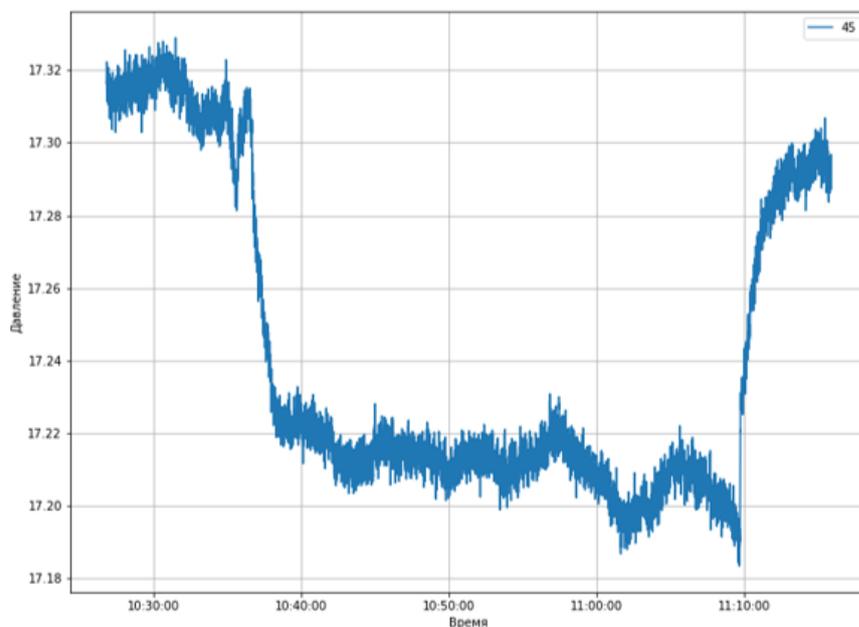


Рисунок 4.12 - Характерный тренд давления для утечки жидкости из трубопровода

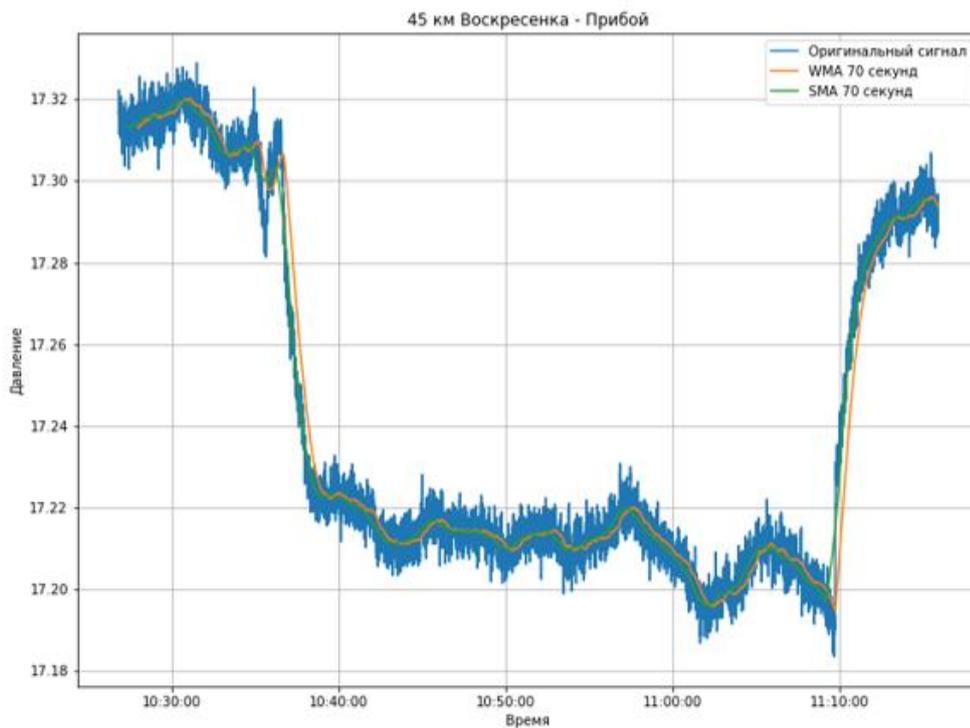


Рисунок 4.13 - Построенные средневзвешенные *SMA* и *WMA*

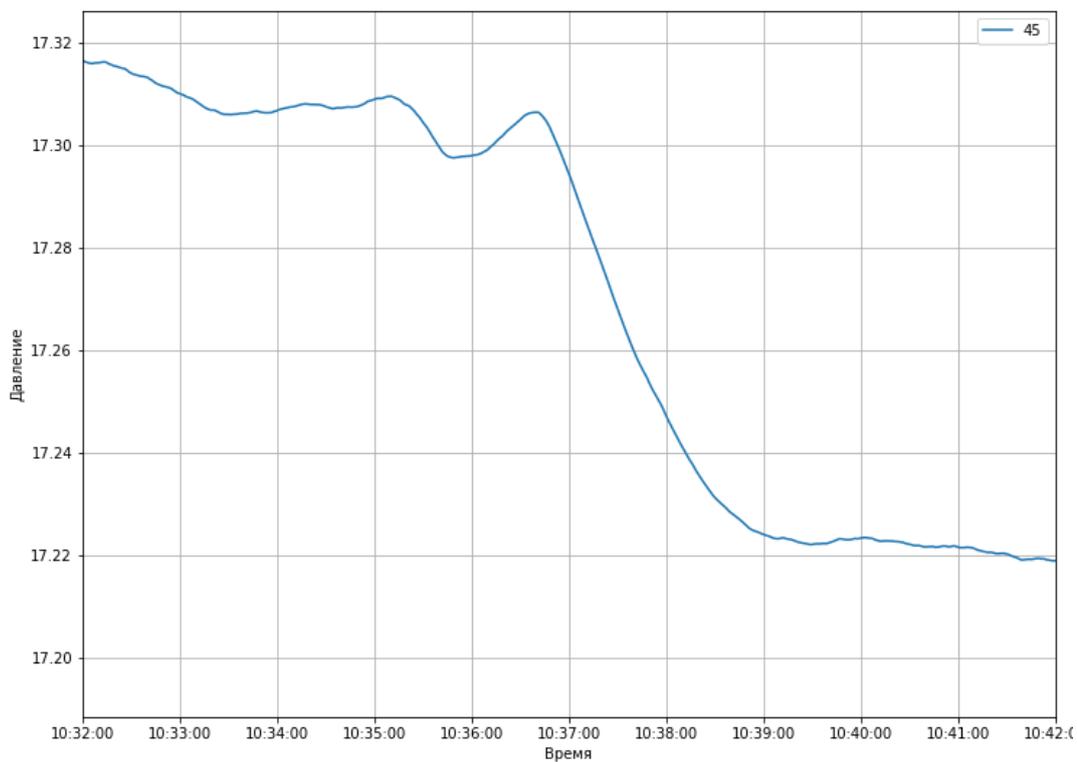


Рисунок 4.14 - Ограниченный график давления, обработанный *WMA*, датчик давления 45-километр

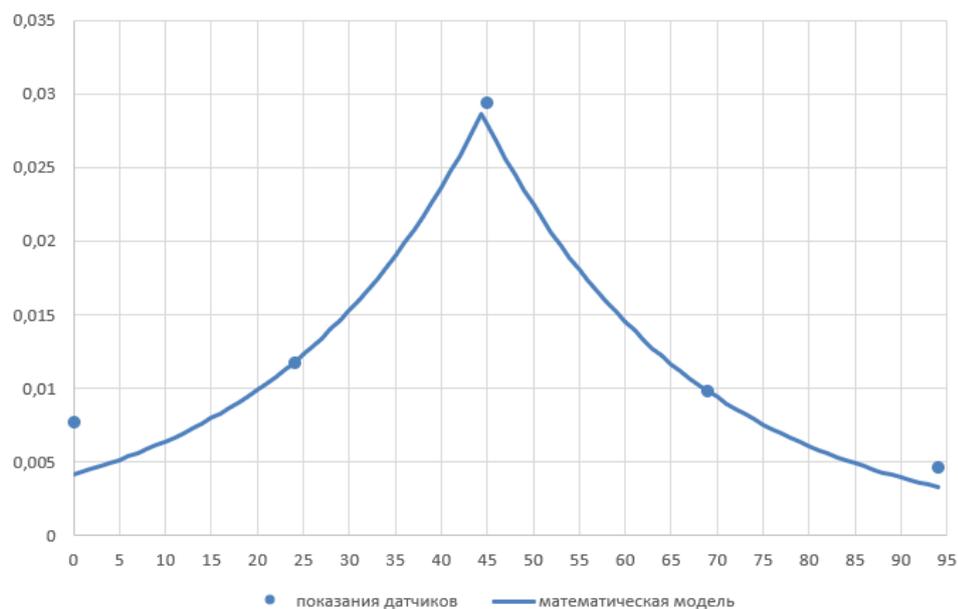


Рисунок 4.15 – Определение места утечки

На рисунке 4.14 представлен тренд изменения давления после обработки и очистки от шума. Аналогично обрабатываются тренды давления остальных датчиков давления, после чего, в разработанном программном обеспечении производится расчет места утечки рисунок 4.15.

Результаты опробования: утечка величиной в 1,8% от номинальной производительности трубопровода определена на 44,4км, фактическая дистанция места утечки 45км, относительная погрешность составила - 1,3%.

4.3 Выводы по главе 4

На основе предложенной методики разработан компьютерный алгоритм работы программного обеспечения.

Разработано ПО, позволяющее автоматизировать процесс обработки информации, поступающей с датчиков давления с предварительной их обработкой.

Проведены промышленные испытания на магистральном трубопроводе Воскресенск-Прибой длиной 94км, имеющего утечку жидкости интенсивностью 1,8%.

В результате промышленного эксперимента, утечка определена на 44,4км, фактическая дистанция места утечки 45км, относительная погрешность составила - 1,3%, что соответствует действующим нормам проектирования СОУ [57].

Предложенный способ обнаружения утечек внедрен на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен обзор имеющихся технических решений и выявлено, что существующие технические решения имеют следующие основные недостатки: высокая стоимость, значительное время идентификации, ложные срабатывания. Установлено, что перспективным направлением развития методов обнаружения утечек является создание алгоритмов, основанных на результатах структурно-волнового анализа динамических возмущений давления.

2. На основе математической модели, описывающей нестационарные процессы в трубопроводе, получена зависимость изменения амплитуды скачка давления от пройденного расстояния. Разработана методика определения координаты источника возмущения в магистральном трубопроводе по данным, получаемым с датчиков давления.

3. Путем прямого численного моделирования изучаемого процесса в ПК Cassandra показана работоспособность предложенного способа. Установлено, что при увеличении количества средств измерений давления, погрешность определения местоположения источника возмущения снижается с 0,62% до 0,39% при увеличении числа датчиков от 3 до 8, соответственно.

4. Реализована экспериментальная установка длиной 1139м по исследованию нестационарных процессов течения жидкости. Проведено моделирование работы трубопровода с утечками различной интенсивности. Установлено, что точность определения координаты источника возмущения зависит от значения амплитуды волны давления и чувствительности средств измерения. Определена область применения предлагаемой методики.

5. Разработано программное обеспечение, произведено опробование методики на действующем промышленном объекте, погрешность определения координаты утечки жидкости составила 1,3%, что соответствует действующим нормам проектирования систем обнаружения утечек.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдрахманов Н. Х., Галлямов М. А., Саляхутдинов В. В., Худайбердин Р. Р., Абдрахманова К. Н., Басырова А. Р. Анализ систем обнаружения утечек на магистральных нефтепродуктопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 2017. – № 3(109). – С.154-164.
2. Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г., Юфин В. А., Яковлев Е. И. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
3. Альтшуль А. Д., Животовский Л. С. Гидравлика и аэродинамика. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.
4. Андрияшев М. М. Графические расчёты гидравлического удара в водоводах. – М.: Стройиздат, 1969. - 64 с
5. Архангельский В. А. Расчеты неустановившегося течения в открытых водотоках. – М.: АН СССР, 1947. – 136 с.
6. Бабков А. В. Автоматизированная система обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов из магистральных трубопроводов /Автореферат на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. М.: ООП РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2002. - 22 с.
7. Бабков А. В., Попадько В. Е. Системы обнаружения утечек жидкости из магистральных нефтепроводов. / Обз. информ. Сер. Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности. -М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – С. 4-31.
8. Барабанов С.А., Бирюков В.И. Затухание вынужденных колебаний и гидроударных волн в турбулентном потоке протяженных трактов систем питания жидкостных ракетных двигателей// Вестник СибГАУ Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2015. Т. 16. № 2. С. 386-394.

9. Барабанов С.А., Гликман Б.Ф. Коэффициент затухания акустической волны, распространяющейся в турбулентном потоке протяженного трубопровода//Физическая акустика 2009. Т.55. №2. С. 171-179
10. Барбашов Е.Д., Гликман Б.Ф., Казаков А.А., Морозов С.А. Экспериментально исследование акустических характеристик столба жидкости в непроточных трубах// Акустический журнал 1996. Т.42. №4. С. 478-488
11. Бержерон Л. От гидравлического удара в трубах до разряда в электрической сети. Общий графический метод расчета. (Перевод с франц.) – М.: Машгиз, 1962. – 348 с.
12. Биркгоф Г. Гидродинамика - М.: Иностранная литература, 1963. стр228
13. Бондарь Д.В., Жолобов В.В., Надежкин О.С. Метод определения параметров утечек в трубопроводах на основе гидродинамических моделей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов 2021. Т. 11. № 5. С. 515-527.
14. Вязунов Е.В. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов / Е.В. Вязунов, Л.А. Дымшиц. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 52 с.
15. Вязунов Е. В., Мороз П. А. О перегрузках по давлению при нестационарных режимах в нефтепроводах, работающих «из насоса в насос» // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1966. – № 1. – С.19.
16. Галиакбарова Э.В. Волновые исследования нефтепродуктопроводов для обнаружения «утечек» // Нефтегазовое дело: науч. – техн. журн, 2012. № 10 -2. С. 44 -49.
17. Галиакбарова Э.В., Галиакбаров В.Ф. Математическое моделирование при импульсном исследовании магистральных трубопроводов в режиме перекачки нефтепродуктов для обнаружения утечек // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, 2013. №1. С. 281-293. URL: <http://www.ogbus.ru/authors/GaliakbarovaEV/>.

18. Галиакбарова Э.В., Галиакбаров В.Ф. Импульсное сканирование нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефтепродуктов, 2012. № 3. С.162-168.
19. Галиакбарова Э.В., Гольянов А.А. Математическое моделирование распространения импульса давления в трубопроводной системе // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. № 10-11. С. 35 -41.
20. Галиакбарова Э.В., Гольянов А.А., Галиакбаров В.Ф. Математическое моделирование процесса распространения импульса давления по нефтепродуктопроводу в режиме перекачки // Материалы Новоселовских чтений: Сб. науч. Тр. Вып. 2. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. С.89-96.
21. Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. Акустическое сканирование трубчатых каналов с узкими трещинами // Вестник БашГУ. 2017, № 3. С. 590- 596.
22. Гольянов А. А. Анализ методов обнаружения утечек на трубопроводах // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2002. – №10. – С.5-14.
23. Гризодуб Ю. Н. Применение теории пассивных четырехполюсников к расчету распространения колебаний давления в разветвленных гидравлических системах авиадвигателей // Известия ОТН АН СССР. Автоматика и телемеханика, 1950. – Т.ХІ – № 2.
24. Гусейнзаде М. А. Особенности волнового течения жидкости в трубах. Гидравлический удар – М.: Нефть и газ, 1999. – 164 с.
25. Гусейнзаде М. А., Юфин В. А. Методы расчета неустановившегося движения нефтепродуктов и нефтей в магистральных трубопроводах с промежуточными насосными станциями. – М.: Недра. – 1973. – 70 с.
26. Гусейнзаде М. А., Юфин В. А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. – М.: Недра, 1981. – 232 с.
27. Дидковская А. С. Моделирование переходных процессов, связанных с пуском и остановкой насосов на промежуточной нефтеперекачивающей станции // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губ-кина, 2016. – №2 (283). – С.96-109.

28. Дидковская А. С. Новый метод расчета многопродуктовых магистральных трубопроводов // Территория Нефтегаз, 2018. – № 9. – С. 68-73.
29. Дидковская А. С., Лурье М. В. Истечение нефти через сквозное отверстие в поверхности трубопровода // Нефтяное хозяйство, 2017. – №2. – С.104-107
30. Дидковская А. С., Лурье М. В. Универсальный алгоритм численных расчетов стационарных режимов работы нефтепроводов // Наука и технологии трубо-проводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2015. – №4 (20). – С.86-91.
31. Долидзе Г. П. О решении задачи неустановившегося движения реальной жидкости в трубопроводе конечной длины операционным методом // Труды Грузинского института субтропического хозяйства, 1965. – №9-10.
32. Жолобов В. В., Варыбок Д. И., Морецкий В. Ю., Савинов С. А. Математическое описание гидравлических параметров жидкой среды при транспортировке в упругом профильном трубопроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2013. – № 4 (12). – С. 42-46.
33. Жолобов В. В., Тарновский Е. И. Моделирование неустановившихся течений углеводородных смесей в трубопроводах // Вестник ТГПУ. Серия естественные и точные науки, 2002. – Вып. 2. – С. 32-39.
34. Жуковский Н. Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. URSS. Серия: Физико-математическое наследие. Физика (механика), 2011. – 104 с.
35. Зайнулин Р.С. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов / Р.С. Зайнуллин, А.Г. Гумеров, Е.М. Морозов, В.Х. Галюк. - М.: Недра, 1990. – 221 С. 54-65
36. Золотов И.О., Лосенков А.С., Стрельникова С.А. Особенности построения гидравлических моделей трубопровода с переменной

толщиной стенки// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» 2011. №5. С.

37. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Лурье М. В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. – М.: Нефть и газ, 1999. – 299 с.
38. Ишмухаметов И. Т., Исаев С. Л., Макаров С. П., Лурье М. В. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам. – М.: Нефть и газ, 1997. – 112 с.
39. Картвелишвили Н. А. Динамика напорных трубопроводов. – М.: Энергия, 1979. – 224 с.
40. Колосов Б. В. Исследование нагрева жидкости за счет трения при движении ее в трубопроводе // Нефтяное хозяйство. 1986. №10. С. 51-52.
41. Комбинированная гидроакустическая система обнаружения утечек нефтепродуктопровода: пат. 2462656, Рос.Федерация, дата подачи 15.07.2010, опубл. 27.09.2012, БИ27/ Саенко В.А, Моисеенко Н.В, Фазилов Р.Р., Григорьев А.А.
42. Красильников В.А., Крылов В.В. Введение в физическую акустику. М.: Наука, 1984. — 403 с. стр38
43. 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
44. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надёжности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2004. № 2. С.29-45.
45. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Учеб. пособ.: Для вузов. В 10 т. Т. VI Гидродинамика. – 5-е изд., стереот. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001.
46. Лейбензон Л. С., Вилькер Д. С., Шумилов П. П., Яблонский В. С. Гидравлика. Издание 2-е. – М.-Л.-Н.: Госгоргеолнефтеиздат, 1934. – 370 с.

47. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: Учеб. для вузов. – 7-е изд., испр. / Л.Г. Лойцянский. -М.: «Дрофа», 2003. -840 с.
48. 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
49. Лурье М.В., Макаров П.С. Гидравлическая локация утечек нефтепродуктов на участке трубопровода. *Транспорт и хранение нефтепродуктов*, 1998, № 12, с. 65–69.
50. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2003. – 335 с
51. 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
52. Лурье М. В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: «Недра», 2017. – 477 с.
53. Лурье М. В., Дидковская А. С. Итерационный алгоритм гидравлического расчета установившихся режимов работы магистральных нефтепроводов // Территория Нефтегаз, 2013. – №3. – С.72-77.
54. Лурье М. В., Мастобаев Б. Н, Ревель-Муроз П. А., Сощенко А. Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2018. – 586 с.
55. Лурье М. В., Полянская Л. В. Об опасном источнике волн гидравлического удара в нефтепроводах // Нефтяное хозяйство, 2000. – № 8. – С.66.
56. Лурье М. В., Полянская Л. В. Переходные процессы в рельефных нефте и нефтепродуктопроводах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ, 2001. – №4. – С.47-53.

57. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы обнаружения утечек. Общие технические требования. ОТТ-13.320.00-КТН-288-19, 2020.
58. Мамонова Т. Е. Метод определения утечки из нефтепровода, основанный на разности во времени давления. *Известия Томского политехнического университета*, 2013, Т. 323, № 1, с. 216–219.
59. Марон В. И. Нестационарный перенос вещества в потоке жидкости в трубах: Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Моск. ин-т нефтехим. и газовой промышленности им. И.М.Губкина. – М., 1975. – 32 с.
60. Математическая модель «Cassandra»: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.energoavtomatika.ru/index.php/ru/menu-model/menu-cassandra>. (Дата обращения: 18.01.2023).
61. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. – М.: Минтопэнерго РФ, 1995.
62. Мишкин Г.Б. Классификация систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах нефти, газа и нефтепродуктов. *Молодой ученый*, № 11 (22), Том 1, ноябрь 2010, с. 56-58.
63. Мишкин Г. Б. Краткий обзор систем обнаружения утечек российских производителей // Молодой ученый, 2011. – №2. – С.41-47.
64. Науменко О. М., Кравцов М. Ф., Юфин В. А. Исследование неустановившегося движения жидкости на модели трубопровода при остановке промежуточной насосной станции // Нефтяное хозяйство, 1976. – №5.
65. Нелинейные волны в диспергирующих средах. Карпман В. И. Монография. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1973. стр65
66. Нечваль А. М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов: Учеб. Пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 81 с.

67. Нечваль А. М., Коршак А. А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа. – Уфа.: Изд-во УГНТУ, 2005. – 516 с.
68. Рабинович Е. З. Гидравлика. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
69. РД 153-39.4-060-00 Методика расчета ущерба от криминальных врезок в нефтепродуктопроводы (авторы: Лурье М. В., Васильковский В. В., Лебедева Л. Н., Полянская Л. В., Дидковская А. С.). – М.: Минэнерго РФ, ОАО «АК «Транс-нефтепродукт», 2001. – 30 с.
70. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Том 1. М.: Наука, 1994. 528 с.
71. Система контроля магистральных трубопроводов: пат. 2606719, Рос. Федерация, дата подачи 16.12.2015, опубл. 10.01.2017, БИ1/ Галиакбаров В.Ф., Галиакбарова Э.В., Ковшов В.Д., Хакимова З.Р.
72. Смирнов Д. Н., Зубов Л. Б. Гидравлический удар в напорных водоводах. М., Стройиздат, 1975. – 125 с.
73. Способ определения места утечки в трубопроводе: пат. 1710930, СССР, дата подачи 18.07.1989, опубл.07.02.1992, БИ5/ Шакиров Р.М., Григоров А.И., Ахмедов Л.В.
74. Стационарный RTTM (real-time transient model) модуль СОУ (системы обнаружения утечек): Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. Номер заявки 2019618657, Рос.Федерация, дата подачи 16.07.2019, опубл. 26.07.2019, / Уликанов Р.Р., Воронов А.Г., Амерханов А.А., Симонов И.С., Чионов А.М., Аминев А.Н., Мазгаров А.Н., Петренко С.В.
75. Стенд для исследования течения жидкости в трубопроводе: пат. 2678712, Рос. Федерация, дата подачи 02.04.2018, опубл. 31.01.2019, БИ4/Чужинов С.Н., Фридлянд Я.М., Лукманов М.Р., Семин С.Л., Гольянов А.И., Фастовец Д.Н., Миронов М.С., Хайбрахманов И.Р.
76. Сумской С. И., Лисанов М. В. О корректности расчетных моделей аварийных разливов нефти и нефтепродуктов // Проблемы анализа риска, 2008. – Т. 5. – № 2. – С. 36-41.
77. Сумской С. И., Лисанов М. В., Пчельников А. В. О расчете объемов разливов опасных жидкостей при авариях на объектах трубопроводного

- транспорта // Безопасность труда в промышленности, 2006. – № 2. – С. 48-52.
78. Сумской С. И., Пчельников А. В., Шанина Е. Л., Лисанов М. В., Зозуля В. В. Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов // Безопасность труда в промышленности, 2007. – № 2. – С. 48-52.
79. Сурин А. А. Гидравлический удар в водоводах и борьба с ним. – Трансжел-дориздат, 1946.
80. Трубопроводный транспорт нефти. Под редакцией С. М. Вайнштока: Учеб. для вузов: В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 407 с.
81. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайншток, В.В. Новосёлов, А.Д. Прохоров, А.М. Шаммазов и др.; Под ред. С.М. Вайнштока: учеб. для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» 2004 – Т. 2. – 621 с.
82. Тугунов П. И., Новоселов В. Ф. Транспортирование вязких нефтей и нефте-продуктов по трубопроводам. - М., Недра, 1973. - 88 с.
83. Тугунов П. И., Новоселов В. Ф., Коршак А. А., Шаммазов А. М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
84. Тугунов П.И., Гаррис Н.А. Применение динамических характеристик для расчетов эксплуатационных режимов неизотермических трубопроводов // ОИ ВНИИОЭНГ. Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1985. – Вып. 3. – 60 с.
85. Уликанов Р.Р., Киреев В.Н., Ковалева Л.А. Анализ фронта волны давления для определения местоположения утечки жидкости в трубопроводе // Вестник Башкирского университета, 2023. Т.28 №1 С. 4-9
86. Уликанов Р. Р., Киреев В. Н., Ковалева Л. А. Моделирование процесса распространения возмущения в трубопроводе, вызванного утечкой

- перекачиваемой жидкости // Процессы в геосредах, 2023. – №3. – С. 2101-2106.
87. Уликанов Р. Р., Киреев В. Н., Ковалева Л. А. Экспериментальное исследование динамических возмущений давления в цилиндрических трубах, заполненных жидкостью // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 2024. – Т.10 №1 (37) – С.88-103.
88. Фокс Д. А. Гидравлический анализ неустановившегося течения в трубопроводах: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1981. – 248 с.
89. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубопроводах. – М., Недра, 1975. – 297 с.
90. Чарный И. А. О гидравлическом ударе вязкой жидкости в трубопроводе. Труды МНИ имени И. М. Губкина, 1940. – Вып. 2.
91. Чарный И. А. Течения реальной жидкости в трубопроводах. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 215 с.
92. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. К теории акустического зондирования трубчатых каналов, содержащих участки с нарушением герметичности// Инженерно- физический журнал, 2018. Т.91, №3. С. 709-719. (V .Sh.Shagapov, E.V.Galiakbarova, Z.R. Khakimova On the Theory of Acoustic Sounding of Tubular Channels Containg Depressurization Portions //JOURNAL OF ENGINEERING PHYSICS AND TERMOPHYSICS 2018. Volume 91. №3. pp. 663-672)
93. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хусаинов И.Г., Хакимова З.Р. Акустическое сканирование поврежденных трубопроводов, находящихся в грунте// Прикладная механика и техническая физика, 2018. Т. 59, №4. С.169-178. (V.Sh.Shagapov, E.V.Galiakbarova, I.G. Khusainov, Z.R. Khakimova ACOUSTIC SCANNING OF DAMAGED PIPELINES IN SOIL// Journal of Applied Mechanics and Technical Physics, 2018, Vol. 59, No.4, pp. 724-732)

94. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. Эволюция акустических импульсов в поврежденных подземных трубопроводах // Ученые заметки КФУ, 2021. №1. С.
95. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. К теории локального зондирования трещин ГРП с помощью импульсных волн давления // Прикладная механика и техническая физика, 2021. №3. С.
96. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. К теории акустического сканирования повреждений подземных трубопроводов // Акустический журнал, 2021. № 5. С.
97. Юфин В. А., Горчаков В. А., Науменко О. М., Стаин А. М. Влияние инерционных свойств насосной станции при её остановке на изменение давления в магистральном трубопроводе // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1975. – № 12. – С.20-25.
98. Юфин В. А., Мамедов А. И., Аллахвердиев В. А. Численный метод расчета переходных процессов в сложных системах магистральных нефтепроводов с учетом влияния устройств гашения ударных волн. Известия вузов, Нефть и газ, 1987, № 6, с. 71–75.
99. Allievi L. Theory of Water Hammer. Notes I to V, ASME, New York, NY, USA, 1913.
100. API 1130 (Computational Pipeline Monitoring for Liquids). API Recommended Practice 1130, First Edition, September 2007 (Reaffirmation Notice, April 2012)
101. Baltzer R. A. Column separation accompanying liquid transients in pipes // Journal of Basic Engineering, 1967. – Vol. 89. – P. 837-846.
102. Bergant A., Simpson A. R. Interface model for transient cavitating flow in pipelines. In: Unsteady Flow and Fluid Transients (Eds. Bettess R., Watts J.), 1992. – P. 333 – 342.
103. Bergant A., Simpson A. R. Pipeline column separation flow regimes // Journal of Hydraulic Engineering, 1999. – Vol. 125, №8. – P. 835 - 848.

104. Bergant A., Simpson A. R., Tijsseling A. S. Water Hammer with Column Separation: A historical review, *Journal of Fluids Engineering*, 2005. – Vol. 22, №2. – P. 135-171.
105. Jaeger Ch. Fluid transients in hydro-electric engineering practice. – Glasgow: Blackie & Son, 1977. – 428 pp.
106. Kalkwijk J. P. Th., Kranenburg C. Cavitation in horizontal pipelines due to water hammer // *Journal of the Hydraulics Division*, 1971. – Vol. 97, №10. – P. 1585-1605.
107. Kranenburg C. Gas Release During Transient Cavitation in Pipes // *Journal of the Hydraulics Division*, 1974. – Vol. 100, №10. – P. 1383-1398.
108. Provoost G. A. Investigation into cavitation in a prototype pipeline caused by water hammer. In: *Proceedings of the Second International Conference on Pressure Surges*, BHRA, London, 1976. – P. 13-29.
109. Siemons J. The phenomenon of cavitation in a horizontal pipe-line due to a sudden pump-failure // *Journal of Hydraulic Research*, 1967. – Vol. 5, №2. – P. 135-152.
110. Simpson A. R. Large water hammer pressures due to column separation in sloping pipes. PhD Thesis, The University of Michigan, Dept. of Civil Engineering, Ann Ar-bor, USA, 1986.
111. Simpson A. R., Wylie E. B. Towards an improved understanding of waterhammer column separation in pipelines // *Civil Engineering Transactions*, 1989. – Vol. 31. №3. – P. 113-120.
112. Streeter V.L. Transient cavitation pipe flow // *Journal of Hydraulic Engineering*, 1983. – Vol. 109, №11. – P. 1408-1423.
113. Wood F. M. History of Water Hammer. – Research Report № 65, Department of Civil Engineering, Queens University, Kingston, Ontario, 1970.
114. Wylie E. B., Streeter V. L. Fluid Transients in Systems. – Englewood Cliffs: Prentice Hall, 1993. – 463 pp.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Справка о внедрении



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА» (НТЦ ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»)
Проспект Октября, д. 144/3, г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, 450055; email: niisptn@niitnn.transneft.ru
тел. (495) 950-82-95, МАТС (6553) (5600) 8000
ОКПО 62816002800002, ОГРН 1097746556710, ИНН/КПП 7736607502/027643001

№ _____
На № _____ от _____

В диссертационный совет
24.2.479.05

СПРАВКА о внедрении

Результаты исследований соискателя Уликанова Рима Рамазановича представленные в диссертационной работе «Исследование динамических возмущений давления в магистральных трубопроводах методами структурно-волнового анализа», используются специалистами НТЦ ООО «НИИ Транснефть»:

- при разработке алгоритмов работы систем обнаружения утечек жидкости из магистральных трубопроводов;
- при проведении лабораторных и стендовых испытаний, использующих методы работы систем обнаружения утечек;
- при построении методик диагностирования трубопроводов по определению источников динамического возмущения.

Директор НТЦ, и.т.н.



Т.И.Безымянников