

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

НИЗАМУТДИНОВ РУСЛАН ИЛЬДАРОВИЧ

**МЕТОД КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ БЕЗ САМОТЕЧНЫХ УЧАСТКОВ НА ОСНОВЕ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ВОЛНОВОЙ ТЕОРИИ**

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

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук

Проскуряков Руслан Максимович

Санкт - Петербург – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
Глава 1 Обзор технического состояния магистральных нефтепроводов и основные причины утечек на них	15
1.1 Обзор технического состояния магистральных нефтепроводов	15
1.2 Обзор основных причин утечек на магистральных нефтепроводах	16
1.3 Выводы по главе 1	24
Глава 2 Обзор и анализ методов обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах.....	26
2.1 Классификация современных методов обнаружения утечек.....	26
2.1.1 Внутренние методы идентификации утечек на магистральных нефтепроводах.....	30
2.1.2 Внешние методы идентификации утечек на магистральных нефтепроводах	36
2.2 Зондовые устройства для определения утечек	39
2.3 Обнаружение утечек при помощи контроля параметров процесса перекачки	43
2.4 Акустический метод обнаружения утечек.....	46
2.5 Требования к методам и средствам контроля.....	49
2.6 Выводы по главе 2	51
Глава 3 Теория нестационарного режима работы нефтепровода для разработки метода контроля целостности.....	52
3.1 Система диффуравнений, описывающих нестационарное движение жидкости при учете сил вязкого трения	52
3.2 Краевые условия для моделирования работы нефтепровода.....	57
3.3 Условия сопряжения для моделирования утечки на нефтепроводе.....	58
3.4 Моделирование работы участка нефтепровода	58
3.5 Оценка точности моделирования процесса на участке магистрального нефтепровода	63

3.6 Выводы по главе 3	64
Глава 4 Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории	65
4.1 Сущность предлагаемого метода контроля целостности нефтепроводов.....	65
4.2 Математическая модель метода контроля целостности на основе гидродинамической волновой теории.....	69
4.3 Компьютерная программа для реализации модели контроля целостности магистрального нефтепровода	72
4.4 Определение минимального размера утечки на основе гидродинамической волновой теории.....	74
4.5 Анализ результатов моделирования работы нефтепровода, оценка эффективности предложенного метода.....	77
4.6 Выводы по главе 4.....	85
Глава 5 Техническая реализация предложенного метода	86
5.1 Описание экспериментальной установки	86
5.2 Требования к измерительной аппаратуре, выбор средств измерения давления	88
5.2.1 Параметры измерительной аппаратуры	88
5.2.2 Измерительный преобразователь давления МТУ	89
5.3 Экспериментальные исследования на лабораторном стенде.....	90
5.4 Экспериментальные исследования на усложненном лабораторном стенде....	93
5.5 Анализ результатов испытаний на экспериментальном стенде.....	95
5.6 Пути повышения эффективности метода обнаружения утечек на основе гидродинамической волновой теории.....	98
5.7 Практическая рекомендация к применению предложенного метода	100
Заключение	101
Список литературы	103
Приложение А.....	116

Введение

Большая удаленность места добычи углеводородов от места их непосредственного потребления делает трубопроводный транспорт наиболее распространенным видом транспортировки в нефтегазовом секторе. В Российской Федерации создана трубопроводная система, не имеющая аналогов в мире, которая занимает лидирующие позиции среди остальных видов транспорта по грузообороту, производительности, дальности отправки и себестоимости перекачки углеводородов [14].

С развитием разветвленной сети магистральных нефтепроводов происходит автоматизация процессов перекачки, непрерывное повышение уровня технической оснащенности, а также внедрение прогрессивных систем телемеханики, повышающих надежность на магистральных нефтепроводах.

При транспортировке углеводородов по магистральному трубопроводу, непременно, возникают потери. Такие потери, как от испарения нефтепродуктов в резервуарах, утечки через установленные сальниковые уплотнения запорной арматуры и насосов [3, 4]. Перечисленные потери, как правило, относят к эксплуатационным потерям. Также помимо этого, при перекачке по магистральному нефтепроводу возникают аварийные потери, происходящие из-за потери герметичности технологических и магистральных трубопроводов. Аварийные утечки сопровождаются потерей перекачиваемого продукта и последующими затратами на проведение восстановительных и ремонтных работ. Данные утечки наносят ощутимый урон окружающей среде, загрязняя атмосферу, почву и водоемы [49, 54, 62]. В связи с данным обстоятельством, в условиях жесткого контроля со стороны экологического ведомств сокращению потерь при перекачке нефти и нефтепродуктов уделяется особое внимание.

Общая характеристика работы

В диссертационной работе предложен метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории,

который можно применять как при установившихся, так и переходных режимах работы трубопровода. Предлагаемый метод подходит только для контроля целостности магистральных нефтепроводов с напорными участками. В работе представлены моделирование работы участка нефтепровода и утечки на нем на языке Delphi для решения систем уравнений методом характеристик, проведены испытания на лабораторном стенде.

Актуальность проблемы

В Российской Федерации на данный момент срок эксплуатации более половины магистральных нефтепроводов превысил свой проектный срок или уже приближается к нему. Данный факт подчеркивает огромную вероятность возникновения утечек на магистральных трубопроводах. Поэтому крайне актуальна разработка мер по повышению надежности магистральных трубопроводов, а также предотвращению аварий и их последствий.

Возможный ущерб в результате аварии можно уменьшить за счет оперативного обнаружения утечки с потерями перекачиваемого продукта. Поскольку магистральный нефтепровод является составной частью линейного сооружения большой протяженности, то особенно важно определение не только факта наличия утечки, но и его точного местоположения на трубопроводе.

Над решением проблемы занимались множество известных ученых и крупных компаний. Первым отечественным автором, который смог не только объяснить возможные причины возникновения разрывов на трубопроводах, но и смог предложить метод обнаружения, принято считать Н.Е.Жуковского. В данной области исследований работали следующие отечественные авторы: Л.С. Лейбензон [56], А.Г. Гумеров [28], А.В. Бабков, И.А. Чарный, В.Б. Галеев, М.В. Лурье, К.В. Черняев [102], Е.В. Вязунов, К.А. Забелы, А.К. Галлямов, А.А. Гольянов [25], А.С. Джарджиманов, А.С. Шумайлов, А.А. Коршак [48], Л.Б. Кублановский, В.Е. Попадько, Ю.Д. Земенков [40], Р.Н. Столяров, В.Н. Антипьев [10], Л.А. Дымшица, В.А. Саенко и другие, а также ряд крупных

компаний, таких как «Транснефть», «Татнефть», Лукойл, Shell, Total и другие, но, несмотря на все это, проблема до сих пор еще не решена.

Существует огромное число различных методов и способов обнаружения утечек на магистральных трубопроводах, основанных на физических явлениях и различных принципах. Их анализ показывает, что нет какого-то единого универсального метода, удовлетворяющего всем необходимым критериям, которые предъявляются к современным методам обнаружения утечек на нефтепроводах.

Поэтому актуальным на сегодняшний день может стать метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории.

Цель диссертационной работы является развитие нового метода неразрушающего контроля целостности магистральных трубопроводов в области систем обнаружения утечек, создание на известных принципах нового прогрессивного метода, позволяющего эффективно обнаруживать дефекты при стационарных и переходных режимах работы нефтепровода, способного сократить число возможных ложных срабатываний.

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

- выдвинуть новые принципы построения метода контроля целостности магистральных нефтепроводов;
- развитие гидродинамической волновой теории, проверка выдвинутых идей и проверка работоспособности метода;
- разработка и совершенствование математического моделирования работы нефтепровода, при протекающих гидравлических процессах, с отсутствием или наличием утечки;
- численное моделирование работы нефтепровода на основе предложенного метода;

- выявление эффективности предложенного метода на основе полученных зависимостей предельной интенсивности утечки от различного рода параметров;
- обобщение полученных результатов для дачи практических рекомендаций к промышленной реализации.

Идея работы заключается в генерации волны давления (гидроудара), идентификации утечек на основе эффекта распада волн в месте предполагаемого дефекта и нахождении его местоположения на рассматриваемом участке нефтепровода. Суть метода генерации состоит в следующем: на рассматриваемом участке нефтепровода возникла утечка в сечении трубопровода. Для ее обнаружения в конце рассматриваемого участка магистрального нефтепровода создается волна (гидроудар) или другими словами создается волна повышенного давления. Сгенерированная волна путем частичного перекрытия запорной арматуры начинает распространяться вверх по нефтепроводу со скоростью сопоставимой к скорости звука в нефтепроводе. В момент времени, когда волна повышенного давления проходит через сечение, в котором предположительно имеется утечка, происходит распад первоначальной волны на две: одна волна (проходящая волна) распространяется к началу трубопровода, а другая - отраженная волна отражается от места утечки и распространяется к концу трубопровода. Критерием наличия утечки на участке нефтепровода будем считать наличие отраженной волны.

Научная новизна диссертационной работы состоит в:

- предложено численное решение системы уравнений нестационарного течения жидкости в нефтепроводе с помощью метода характеристик, позволяющего вычислить давление и расход в любой точке контролируемого участка трубопровода, реализованное путем моделирования на языке Delphi;
- предложена методика контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории;

- исследована эффективность предложенного метода путем получения новых зависимостей предельной интенсивности утечки от местоположения утечки, от скорости перекачки жидкости при различных чувствительностях датчиков, от расхода перекачки, от диаметра трубопровода, от свойств перекачиваемого продукта.

Защищаемые научные положения:

1. Система обычных дифференциальных уравнений, описывающих гидродинамические процессы в нефтепроводе, составленная для каждого отдельного параметра в бесконечно малой области рабочей точки при постоянных значениях остальных параметров позволяет осуществить представительное имитационное моделирование.

2. Использование в качестве основы метода контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков гидродинамической волновой теории с генерацией волны повышенного давления, распадающейся в месте предполагаемой утечки на проходящую волну и отраженную, распространяемую к концу рассматриваемого участка нефтепровода. Местоположение утечки пропорционально времени с момента генерации сканирующей волны давления до момента поступления отраженной волны, регистрируемой датчиком давления. Работоспособность предложенного метода реализована в компьютерной программе, адекватность подтверждена на физическом стенде.

Практическая ценность полученные результаты методом обнаружения утечек из нефтепровода на основе гидродинамической волновой теории могут лежать в основе промышленной реализации современных систем обнаружения утечек, которая способна работать как при стационарных, так и переходных режимах работы трубопровода. За счет внедрения метода, возможно, практически полностью исключить ложные сигналы о наличии утечки. Разработанный метод может быть легко адаптирован уже в существующую систему обнаружения утечек (СОУ).

В анализе теоретических работ рассматриваются современные методы обнаружения утечек на линейных участках магистрального нефтепровода. В диссертационной работе приведены три классификации методов контроля целостности трубопроводов, статистика аварийности, требования, предъявляемые к системам.

В ходе проведенного **анализа патентной информации** отечественных и зарубежных разработок на сегодняшний момент были выявлены актуальные направления, которые и помогли поставить цели и задачи диссертационной работы. В диссертации рассмотрены принципы работы самых распространенных систем обнаружения утечек, выявлены их достоинства и недостатки, а также указана их применимость. В качестве многообещающего метода контроля целостности магистральных трубопроводов был выбран метод на основе гидродинамической волновой теории, который работает за счет сканирования волн давления по всему рассматриваемому участку трубопровода.

Методология и методы исследования

В диссертационной работе применялись теория нестационарного движения жидкости при учете сил вязкого трения с накладыванием краевых условий и условий сопряжения, математическое моделирование режима работы нефтепровода и возникновения утечки, а также компьютерное моделирование на языке Delphi в среде Object Pascal.

Степень достоверности выдвинутых научных положений, сделанных выводов и рекомендаций, представленных в диссертационной работе, основываются на теории неустановившегося движения слабо сжимаемой жидкости с учетом сил вязкого трения, апробированных методах исследований, на результатах промышленных и теоретических исследований.

Соответствие диссертации паспорту специальности

Область исследования, связанная с методом неразрушающего контроля магистральных нефтепроводов, соответствует паспорту специальности 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий, а именно: пункту 1 «Научное обоснование новых и

усовершенствование существующих методов аналитического и неразрушающего контроля природной среды, веществ, материалов и изделий»; пункту 2 «Разработка и оптимизация методов расчета и проектирования элементов, средств, приборов и систем аналитического и неразрушающего контроля с учетом особенностей объектов контроля».

Апробация работы.

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

Публикации

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

Личный вклад соискателя

- проведен анализ современных систем обнаружения утечек и средств диагностики магистральных нефтепроводов, предложенных отечественными и зарубежными авторами;

- разработана методика расчета нестационарного движения жидкости на напорных участках трубопровода при учете сил вязкого трения;

- проведены эксперименты по внедрению компьютерного моделирования предложенного метода в существующую СОУ в «Черкасском РНУ» компании АО «Транснефть – Урал»;

- построены зависимости предельной интенсивности утечки от местоположения утечки, от скорости перекачки жидкости при различных чувствительностях датчиков, от расхода перекачки, от диаметра трубопровода, от свойств перекачиваемого продукта

- проведены эксперименты на лабораторном стенде.

Реализация результатов работы.

Предлагаемый метод контроля целостности магистральных нефтепроводов и компьютерное моделирование обнаружения утечек с помощью предложенного метода приняты к использованию в компании АО «Транснефть – Урал». Справка о внедрении результатов исследования по диссертации представлена в Приложении А.

Объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав и заключения, которые изложены на 116 страницах, содержит 35 рисунков, 6 таблиц, список литературы из 136 наименований и 1 приложение.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

Во введении представлена сущность диссертационной работы, обоснование актуальность выбранной темы исследования, основные результаты работы, научная новизна, практическая ценность, апробация результатов исследования.

В первой главе приводятся обзор нынешнего технического состояния разветвленной сети магистральных нефтепроводов Российской Федерации. Так, в настоящее время магистральные нефте- и нефтепродуктопроводы сильно изношены, что особо ярко сказывается на изоляционном покрытии.

Приведены основные причины возникновения утечек на нефтепроводах, такие как коррозионное разрушение труб, механические повреждения трубопровода, эксплуатационные факторы, качество производства магистральных труб, стихийные явления, качество строительно-монтажных работ.

По мнению экспертов, перепады давления, гидроудары и вибрации составляют 60% от общего числа аварий при анализе динамики аварийности трубопроводов.

Техническое состояние трубопроводных систем, находящихся в эксплуатации по 20-30 лет, желает оставлять лучшего. В последние десять лет

работа по замене трубопроводной арматуры и изношенного оборудования ведется, но крайне низкими темпами. В связи с данным обстоятельством, четко прослеживается тенденция по увеличению аварийности на трубопроводном транспорте.

Каждый из факторов, оказывающих влияние на возникновение утечки, рассматривается в главе по отдельности.

Во второй главе представлены обзор и проведен анализ современных отечественных и зарубежных методов обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах [112, 113, 114].

Рассмотрена основная классификация современных методов обнаружения утечек на внутреннюю и внешнюю, а также еще три классификации в зависимости от: способа воздействия, периодичности контроля и критерия обнаружения утечки.

Подробно рассмотрены внешние и внутренние методы обнаружения утечек, а также приведены достоинства и недостатки каждого из них, указана их применимость. Среди внешних методов рассмотрены метод с применением оптоволоконного кабеля, метод визуального контроля, радиационный метод и газочувствительный кабель, а среди внутренних методов: на анализе линии гидравлического уклона, на анализе гидравлического режима работы нефтепровода, графоаналитический метод, метод дифференциального давления, метод дифференциального давления и метод гидравлического испытания нефтепровода. Также приведены зондовые устройства для определения утечек, методы обнаружения утечек при помощи контроля параметров процесса перекачки и акустические методы контроля утечек.

Указаны основные требования, предъявляемые к современным системам контроля целостности нефтепроводов, среди которых стоит отметить точность определения места утечки, высокую чувствительность, простоту в эксплуатации, высокую степень надежности, экономичность, помехозащищенность режимов перекачки и другие.

Анализ методов контроля целостности трубопроводов показал, что

требуется разработка новых инновационных и перспективных систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах.

В **третьей главе** рассмотрена теория нестационарного режима работы нефтепровода для разработки метода обнаружения утечек. Учитывая уравнения движения сплошной среды (закон изменения количества жидкости, закон сохранения массы и закон изменения механической энергии) и характеристик жидкости, получили систему уравнений, описывающую неустановившееся движение слабо сжимаемой жидкости, учитывающую силу вязкого трения. Она и была взята для моделирования.

Наложены краевые условия для моделирования работы нефтепровода, а затем условия сопряжения для моделирования утечки на трубопроводе.

На языке Delphi в среде Object Pascal проведено моделирование работы участка магистрального нефтепровода без возмущений, с гидравлическим ударом (путем закрытия задвижки) и утечкой на рассматриваемом участке трубопровода.

Метод характеристик подходит для моделирования работы участка нефтепровода, запорно-регулирующей арматуры, нефтеперекачивающей станции (НПС), а также некоторых видов технологических переключений на нефтепроводе.

Проведена оценка точности погрешности решений системы уравнений с помощью метода характеристик.

В **четвертой главе** раскрыта сущность метода контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории. Метод основан на таком физическом явлении, как распад волны давления в месте возможной утечки в нефтепроводе. Рассматриваемый метод контроля целостности впервые предложил Н.Е. Жуковский, который в 1879 году на Московской водокачке провел исторические опыты по изучению гидравлического удара [33, 34].

В главе описан способ генерации сканирующей волны давления с помощью частичного перекрытия или резкого закрытия задвижки в конце

исследуемого участка нефтепровода. Критерием наличия утечки на участке нефтепровода принимаем наличие отраженной волны. По резкому и скачкообразному падению давления фиксируем факт наличия утечки на рассматриваемом участке нефтепровода.

Представлены результаты математического моделирования метода контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории.

Проведен анализ эффективности предложенного метода на основе выявления зависимостей предельной интенсивности утечки от различного рода параметров. Эти зависимости позволили установить применимость предложенного метода контроля целостности магистральных нефтепроводов для участков нефтепровода небольшого диаметра и длины, при скорости перекачки в районе 0,7-1,2 м/с и перекачке невысоковязких продуктов (с целью устранения потерь на трение).

Глава 1 Обзор технического состояния магистральных нефтепроводов и основные причины утечек на них

1.1 Обзор технического состояния магистральных нефтепроводов

В 2015 году общая протяженность линейной части магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов составляла 77500 км. На объектах трубопроводного транспорта за 2015 год произошло 13 аварий. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору опубликовала статистику за 2014 - 2015 годы согласно, которой 69,2 % всех аварий произошли в результате механического и коррозионного повреждений; 15,4 % из-за механического повреждения поверхности трубопровода при работе строительной техники; 7,7% - по ошибке персонала, а 7,7% - причины еще не выяснены. Более половины аварий, произошедших в 2012 – 2013 годы в результате несанкционированных врезок, объясняются тем, что технические меры для обнаружения утечек не соответствуют современным требованиям [57, 77, 94].

Кроме самого состояния трубы на почти половине трубопроводов сильно изношено изоляционное покрытие, вследствие чего, увеличивается существенно вероятность аварийной ситуации из-за коррозионного разрушения [10, 28, 55, 58].

На возникновение утечек и их развитие на магистральных нефтепроводах (рисунок 1.1) влияет огромное количество различных факторов. Масштабы утечек зависят от размеров разрыва (трещины, прокола и т.д.), давления в месте утечки, диаметра трубопровода, рельефа местности, состава грунта, времени обнаружения утечки и ее ликвидации [99].



Рисунок 1.1 – Магистральный нефтепровод

1.2 Обзор основных причин утечек на магистральных нефтепроводах

Статистика аварийности показала, что аварии на магистральных нефтепроводах каждый год сопровождаются загрязнением окружающей среды, проведением дорогостоящего ремонта и сокращением его пропускной способности [5, 16 - 19, 21].

Прогноз частоты возникновения аварийных утечек на магистральных нефтепроводах приводится с учетом факторов влияния, которые можно объединить в следующие группы:

- коррозионное разрушение труб;
- механические повреждения трубопровода;
- эксплуатационные факторы;
- качество производства труб;
- стихийные явления (наводнения, землетрясения, оползни и т.д.);
- качество строительного-монтажных работ

За 2015 год аварийность на магистральных трубопроводах сократилась на 12%. Система магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов и конденсатопроводов, действующая на территории Российской

Федерации, не отвечает современным требованиям, предъявляемых к безопасности.

В результате произошедших изменений на рынках нефти и реформирования экономики, в целом, произошло существенное снижение объемов финансирования строительства новых магистральных нефтепроводов, реконструкции, капитального ремонта, модернизации и текущего ремонта морально устаревших и физически изношенных объектов магистральных нефтепроводов. В недостаточной степени происходит финансирование разработок новых приборов, оборудования и технологий дефектоскопии трубопроводов, а также не проводится работа по пересмотру устаревших нормативных документов и разработке новых [101].

На территории Российской Федерации протяженность подземных нефте-, газо- и водопроводов составляет на данный момент более 17 миллионов километров. Их приходится периодически ремонтировать или вовсе заменять по причине наличия интенсивных волновых процессов (гидроударов, колебаний давления) и вибрационных процессов, имеющих на трубопроводах. Очень актуальным вопросом для нефте- и газодобывающей, перерабатывающей и транспортирующей отраслей остается защита металлоконструкций от коррозии, по причине их эксплуатации в агрессивных средах. По данным Минтопэнерго, убытки вследствие коррозии и гидроударов составляют несколько сотен миллиардов долларов, что составляет порядка 68 тыс. тонн нефти и нефтепродуктов в год. Эксперты сходятся во мнении, что при анализе динамики аварийности трубопроводов, основными причинами возникновения разрывов являются следующие:

- 65% от общего числа аварий – перепады давления, гидроудары и вибрации;
- 20% - коррозия;
- 15% - форс-мажорные обстоятельства и природные явления.

На протяжении всего срока эксплуатации нефтепроводы находятся под воздействием динамических нагрузок (гидроударов, пульсации давления,

вибрации и т.д.). Эти нагрузки возникают при срабатывании запорной арматуры на трубопроводе, работе нагнетательных установок, ложных срабатываниях технологических защит, аварийных отключениях электропитания и в результате ошибочных действий со стороны обслуживающего персонала.

Техническое состояние трубопроводных систем, находящихся в эксплуатации по 20-30 лет, желает оставить лучшего. В последние десять лет работа по замене трубопроводной арматуры и изношенного оборудования ведется, но крайне низкими темпами [68]. В связи с данным обстоятельством, четко прослеживается тенденция по увеличению аварийности на трубопроводном транспорте, что отражается в ежегодных Государственных докладах «О состоянии окружающей природной среды и промышленной опасности Российской Федерации».

На трубопроводах участились аварии, сопровождающиеся загрязнением большого участка окружающей среды и огромными потерями природных ресурсов [95, 96, 136]. По официальным данным, не учитывая потери при прорывах на внутрипромысловых трубопроводах, общие потери нефти вследствие аварий на магистральных нефтепроводах составляют более 1 млн. тонн ежегодно.

Качество производства труб и проведения строительно-монтажных работ. Дефектом считается любое малейшее несоответствие контролируемого параметра, а именно качества материалов и изделий, которые регламентируются нормами. Дефекты труб классифицируются на два вида: механические (внешние) и металлургические дефекты стенки труб.

К механическим (внешним) дефектам относятся вмятины, задиры, царапины, риски и др. Перечисленные дефекты связаны в большей степени с погрузочно-разгрузочными работами и транспортировкой труб, начиная от места их изготовления до места потребления [15].

К металлургическим дефектам относятся:

- дефекты стенки трубы: забоины, риски, вмятины с различными геометрическими характеристиками, царапины, задиры и др.
- дефекты металла трубы: закаты, плены, неметаллические флюсовые и шлаковые включения и др.

Скрытые дефекты труб являются одной из частых причин распространения причины возникновения утечки на нефтепроводах. Дефекты трубопровода являются следствием использования некачественного сырья при производстве труб, производственный брак и нарушение технологии производства труб. При производстве строительного-монтажных работ могут возникнуть скрытые дефекты, например при ремонте трубопроводов или при монтаже нарушения техники сварочных работ. Сразу же обнаружить подобные дефекты, несмотря на применяемые меры, практически не возможно. Они проявляются только в результате длительной эксплуатации трубопроводов и являются, как правило, причиной повреждения нефтепровода и возникновения утечки.

Аварийность по причине допущенного брака при осуществлении строительного-монтажных работ объясняется отсутствием или неадекватной эффективностью системы надзора за соблюдением принятых проектных решений в период строительства объектов трубопроводного транспорта и плохой оснащённостью специальным оборудованием строительных организаций [77].

Механические повреждения являются неотъемлемой и весомой частью аварий на магистральных нефтепроводах. Механические повреждения нефтепровода могут возникнуть при проведении ремонтных и строительных работ на линейной части трубопровода, при различных форс-мажорах, при наезде автотранспорта на нефтепровод, при эрозийных процессах и тому подобных случаях [15]. Статические данные показывают, что воздействие внешних сил приводит чаще всего к образованию различных дефектов, например: трещин, разрывов по телу трубы и в сварных швах, поверхностных вмятин и трещин во вмятинах. Значительные механические повреждения,

которые возникают в период строительства магистрального трубопровода, могут быть оперативно выявлены и устранены, благодаря гидравлической опрессовке нефтепровода. А вот повреждения, обусловленные воздействием на них внешних сил и возникающие после процесса его гидравлической опрессовки, могут стать причиной моментального разрыва нефтепровода, но и через определенный промежуток времени, продолжительность которого, как правило, зависит от степени нагружения нефтепровода и характера повреждения [28, 41].

Эксплуатационные факторы. Работа магистрального трубопровода не представляется без технологических переключений: пуск и остановка нефтеперекачивающего агрегата; открытие и закрытие задвижки. Технологические переключения приводят к возникновению на магистральных трубопроводах нестационарных или переходных процессов, сопровождающихся резкими скачками давления. Нефть, транспортируемая по трубопроводу, обладает высокой плотностью и инерцией, следовательно, изменения скорости потока жидкости приводят к существенным колебаниям давления, которые распространяются в виде волн вверх и вниз по самому потоку [15]. Гидравлический удар является особо опасным явлением на нефтепроводе, который может привести к многократному повышению давления в первоначальный момент времени. Резкие скачки давления на линейных участках магистрального нефтепровода с малой толщиной стенки труб, особенно в местах пересечения рельефа, могут привести к его разрыву.

Стихийные явления. Различные природные катаклизмы являются зачастую причиной разрыва трубопровода.

Коррозия металла сказывается на состоянии труб очень пагубно. Металл разрушается с образованием пятен и каверн значительной глубины, вплоть до поражения металла на всю глубину стенки [15]. При образовании на стенках нефтепровода коррозионных каверн покрытие происходит интенсивное разрушение по его периферии, поскольку продукты коррозии считаются главным разрушителем металлов. Коррозия может непосредственно

воздействовать на нефтепровод не только снаружи, но и внутри него (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Коррозия металла на нефтепроводе

Более опасным видом коррозий металла является электрическая коррозия, возникающая при воздействии электрических токов на нефтепровод. Эти токи называются блуждающими, поскольку они проникают в грунт, как правило, из рельсов применяемого электрифицированного транспорта. Токи попадают на те места нефтепровода, где имеется поврежденная изоляция или он оголен. Распространяясь по нефтепроводу, токи выходят из него рядом с тяговыми подстанциями. Участки нефтепровода, где входит ток, называются катодными, а участки выхода тока из него соответственно - анодными.

Наиболее опасными являются анодные участки, поскольку выход из нефтепровода токов в виде положительных ионов происходит с интенсивным выносом мелких частичек металла, а также не исключается образование сквозных отверстий. Электрифицированный транспорт питается от постоянного тока, причем рельсы используются в качестве второго провода. Несмотря на то, что рельсы считаются хорошим проводником, в местах соединений рельсов часть тока все-таки попадает в грунт. При движении токов в грунте они, как правило, возвращаются по путям наименьшего сопротивления к своим

источникам. Одним из примеров такого пути являются подземные нефтепроводы с поврежденной изоляцией. Блуждающие токи в местах повреждения изоляции, попадающие на нефтепровод, выходят в виде положительных ионов металла рядом с тяговыми подстанциями. Этот процесс и является электролизом металла.

Внутренняя коррозия трубопровода может привести к серьезному повреждению трубопровода. В нефти, которая представляет собой смесь углеводородов, содержатся различного рода агрессивные компоненты. По отношению к металлам углеводородные компоненты являются инертными, а неуглеводородные – способны вступать в сложные химические реакции с металлами, при этом существенно снижая прочность стенок нефтепровода. Крайне опасными соединениями считаются соединения с серой, являющейся причиной четверти всех случаев повреждения внутренней поверхности нефтепроводов в результате коррозии. При добыче нефти с целью, направленной на поддержание пластового давления, применяется заводнение нефтяных пластов, приводящее к существенному обводнению углеводородного сырья. Процесс подготовки нефти к транспортировке с промыслов включает процесс ее обессоливания и обезвоживания [15]. Внутренней коррозии нефтепроводов предрасполагает попадание небольшого количества минерализованной воды в магистральные нефтепроводы.

Проблема коррозии на трубопроводном транспорте является весьма актуальной. При эксплуатации магистральных нефтепроводов встречаются случаи, когда на объекте отдельные участки нефтепровода выходили из строя из-за, так называемого, сквозного проржавления трубы после пятилетней его эксплуатации.

Успешной защиты трубопроводных систем от действия коррозии можно добиться, благодаря своевременному обнаружению образующихся коррозионных разрушений, определению величины коррозии и правильному выбору защитных мероприятий. Состояние трубопровода в начальный период эксплуатации определяется, как правило, качеством его проектирования и

строительства. Со временем влияние данных факторов уменьшается, и на первый план выходят условия работы нефтепровода. Под воздействием эксплуатационных факторов изменение технического состояния нефтепровода в процессе его работы происходит за счет коррозии как внутренней, так и внешней поверхности труб. При использовании электрохимической защиты подземных нефтепроводов обязательно проведение целого ряда измерений: поляризационного потенциала на нефтепроводе; разности потенциалов труба-земля; состояния изоляционного покрытия; величины коррозионной активности грунтов. Данные измерения могут помочь в оценке остаточного ресурса труб при учете такого эффекта, как старение металла.

Согласно статистическим данным за 2010 – 2015 годы по авариям на магистральных нефтепроводах можно выделить семь видов аварий [77]. Эта опубликованная статистика показывает долю каждого вида аварии на возникновение утечки (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Статистика возникновения аварий на нефтепроводах в зависимости от различных видов аварий

Вид аварии	Годы					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Конструктивные недостатки	-	1	1	-	-	-
Брак строительства	-	-	2	2	-	-
Коррозия	-	-	-	-	-	1
Износ оборудования	-	-	1	-	-	-
Механическое воздействие	1	-	-	-	-	-
Несанкционированные врезки	1	1	-	-	-	-
Нарушение проведения работ	-	-	1	-	-	-

Статистика гласит о том, что вероятность возникновения аварий на действующих нефтепроводах увеличивается с его так называемым «старением» [28].

Приведем информацию за год о разливах углеводородов на магистральных нефтепроводах, протяженность которых составляет 342,65 тысяч км. в таблице 1.2 [109].

Таблица 1.2 – Вероятности возникновения аварий в зависимости от различных причин

Посторонние силы	Вероятность аварий в % в зависимости от протяженности трубопровода и продолжительности его эксплуатации					
	40 км			160 км		
	1 год	5 лет	20 лет	1 год	5 лет	20 лет
Внешняя сила	0,68	3,33	12,69	2,68	12,69	41,68
Коррозия	0,61	3,01	11,49	2,41	11,49	38,64
Ошибка	0,12	0,62	2,47	0,50	2,47	9,51
Дефект трубы	0,11	0,57	2,26	0,46	2,26	8,75
Дефект сварки	0,06	0,31	1,25	0,25	1,25	4,92

Удельный вес каждой из причин отказов и соответственно величины утечек изменяется в зависимости от степени совершенствования технологии строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов, протяженности трассы и природно-климатических условий в районе ее прохождения, повышения качества изготовления труб и применяемых изоляционных покрытий в зависимости от расположения рассматриваемого периода на интервале времени эксплуатации нефтепровода [70].

1.3 Выводы по главе 1

Проведенный обзор технического состояния магистральных нефтепроводов Российской Федерации показал, что большая часть магистральной сети трубопроводов изношена, и большая половина аварий произошла из-за несанкционированных врезок.

На основе анализа основных причин возникновения разрывов можно сделать вывод, что наиболее опасными являются перепады давления, гидроудары и вибрации.

Глава 2 Обзор и анализ методов обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах

В настоящее время существует огромное число различных методов и способов обнаружения утечек. Причем, каждый из них обладает как своими преимуществами, так и недостатками. Первым отечественным автором методики, принято считать Н.Е.Жуковского, который первым из ученых, смог не только объяснить возможные причины возникновения разрывов на трубопроводах, но и смог предложить метод обнаружения. В данной области работало огромное число отечественных авторов, среди которых стоит отметить Л.С. Лейбензона, А.Г. Гумерова, А.В. Бабкова, В.Д. Белоусов [14], И.А. Чарного, В.Б. Галеева, М.В. Лурье, К.В. Черняева, Л.С. Абрамзона [1, 2], Е.В. Вязунова, К.А. Забелы, Р.Ф. Ганиев [22], А.К. Галлямова, А.А. Гольянова, И.С. Громека [26], А.С. Джарджиманова, А.С. Шумайлова, Э.В. Галиакбарова [20], Л.Б. Кублановского, В.Е. Попадько, В.Е. Губин [27], Ю.Д. Земенкова, Р.Н. Столярова, В.Н. Антипьева, Л.А. Дымшица, В.А. Саенко и др. отечественных и зарубежных авторов, но, несмотря на все это проблема до сих пор еще не решена [11, 12, 16, 17, 19, 21, 35, 100, 105 – 107].

2.1 Классификация современных методов обнаружения утечек

В литературных источниках рассмотрена проблема классификации современных методов обнаружения утечек, но, несмотря на это, на данный момент не существует какой-либо единой общепринятой классификации [29, 30]. Это объясняется огромным количеством разнообразных методов, которые основаны на различных механизмах и физических принципах. В диссертационном исследовании учтем уже накопленный опыт исследователей в вопросе обнаружения утечек на нефтепроводах [31, 37 - 39, 45, 46, 63, 69, 75, 85 - 87].

В зарубежных источниках [117, 118, 121, 123, 132, 133] уже закрепились следующая классификация систем и методов обнаружения утечек на

нефтепроводах: внутренняя и внешняя. В зависимости от расположения оборудования и датчиков, которые используются в применяемом методе, по отношению к наблюдаемому трубопроводу (рисунок 2.1) [134].

К внешним методам относятся системы, основывающиеся на идентификации утечки на основе внешних проявлений, которые сопровождают и ее возникновение, а также их наличие: акустические шумы, просачивание на поверхность перекачиваемого продукта, уровень загазованности и др. К этой группе методов относятся также использование чувствительных кабелей, патрулирование трассы, использование тепловизоров и др.

К внутренним методам относятся системы, в которых применяются измерительные приборы и датчики, которые служат для измерения параметров внутри трубопровода (измерители температуры перекачиваемого продукта, расхода, давления и т.д.). Существует еще несколько классификаций методов и систем обнаружения утечек на трубопроводах. Приведем классификацию современных методов обнаружения утечек по взаимодействию со средой (рисунок 2.2), по периодичности контроля (рисунок 2.3), по критерию обнаружения утечек (рисунок 2.4).



Рисунок 2.1 – Классификация современных методов обнаружения утечек

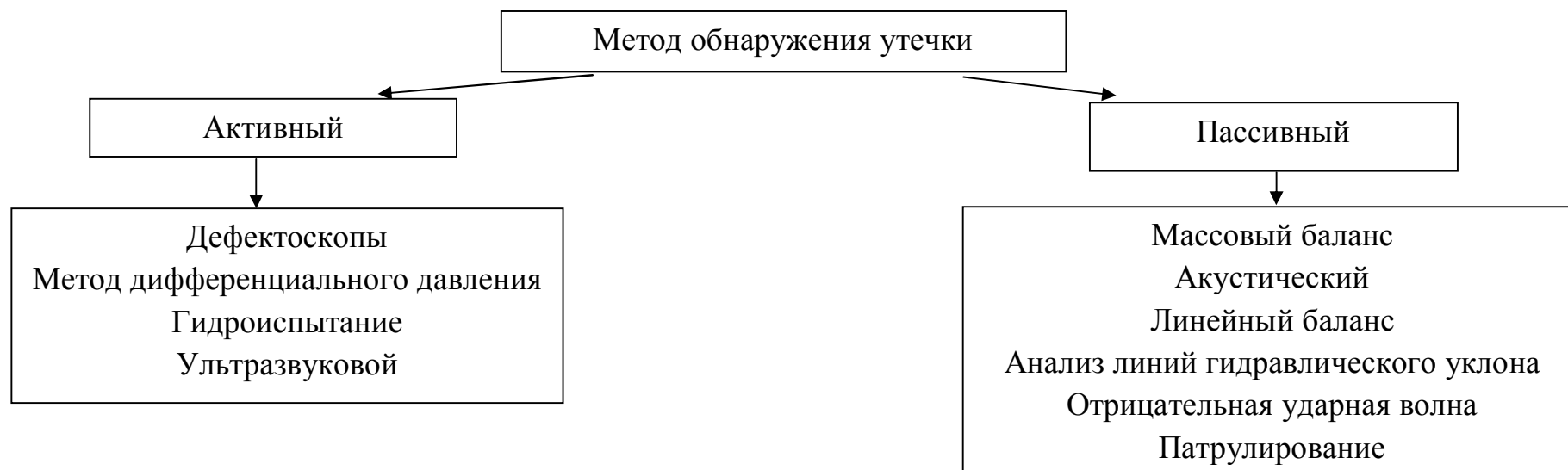


Рисунок 2.2 – Классификация методов обнаружения утечек по взаимодействию со средой

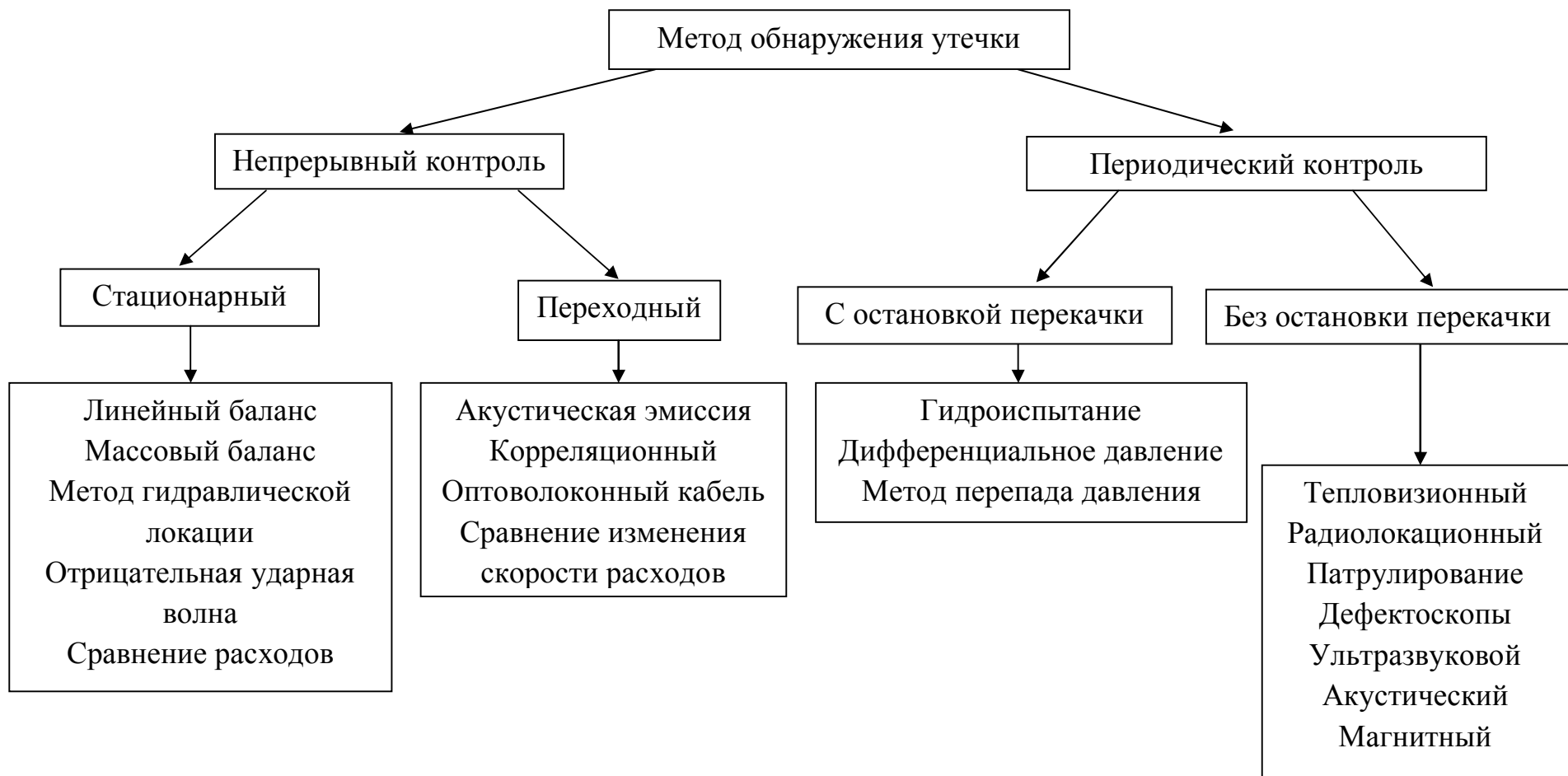


Рисунок 2.3 – Классификация методов обнаружения утечек и несанкционированных врезок на нефтепроводах по периодичности контроля

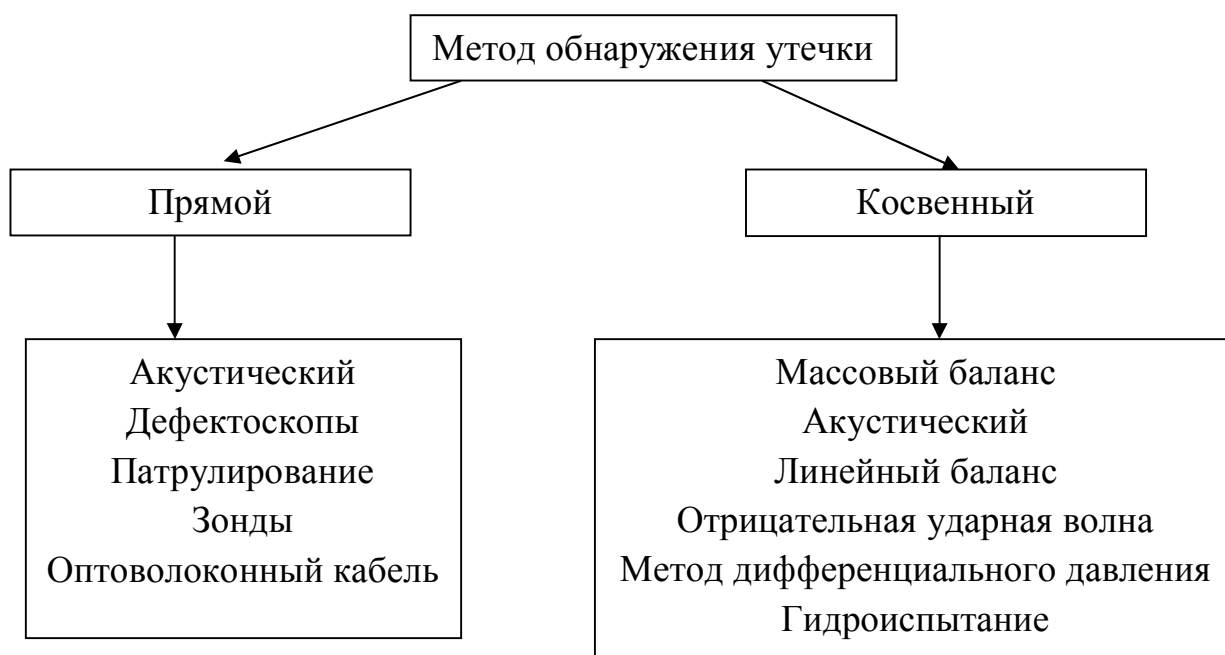


Рисунок 2.4. – Классификация методов по критерию обнаружения утечек

2.1.1 Внутренние методы идентификации утечек на магистральных нефтепроводах

Метод, основанный на анализе гидравлического режима работы нефтепровода. Модель трубопровода положена в основу методов данной группы, представленная с помощью уравнений, которые описывают стационарный режим работы магистрального нефтепровода: уравнение гидравлической характеристики насосной станции (НС) и уравнение баланса напоров [6, 64, 74, 103, 104, 109 - 111].

В настоящее время известны следующие методы, которые основаны на изучении изменения расходов и определения места утечки. Так, согласно методике С.А. Бобровского, В.Б. Галева [19], Н.А. Картвелишвили [44], и С.Г. Щербакова сравнивается работа определенного участка трубопровода с насосной станцией без утечки и с ее наличием.

При наличии утечки изменение напора насосной станции составит:

$$\delta_H = \left(\frac{a}{H_0} \right) \left[\left(\frac{Q_1}{Q_0} \right)^{2-m} - 1 \right] \quad (2.1)$$

и изменение потерь напора на трение по рассматриваемой длине трубопровода:

$$\delta_H = \left(1 - \frac{\Delta z}{H_0}\right) \left\{ 1 - \left[\left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)^{2-m} \cdot \frac{x}{l} + \left(\frac{Q_1 - q}{Q_0}\right)^{2-m} \cdot \left(1 - \frac{x}{l}\right) \right] \right\}, \quad (2.2)$$

где a - коэффициент аппроксимации для характеристики насосной станции (НС); H_0 - характеристика насосной станции без утечки; Q_0, Q_1 - расходы на НС до и после возникновения утечки соответственно; m - коэффициент режима течения перекачиваемого продукта в нефтепроводе Δz - перепад высот; x - местоположение утечки; l - длина нефтепровода; q - величина утечки [109].

Поскольку изменения напоров согласованы, то из равенств (2.1) и (2.2) получается следующая формула, которая позволяет вычислить местоположение утечки [109]:

$$\frac{x}{l} = \frac{1 - \Phi \left[\left(2 - \frac{Q_2}{Q_0}\right)^{2-m} - 1 \right]}{\left(2 - \frac{Q_2}{Q_0}\right)^{2-m} - \left(\frac{Q_2}{Q_0}\right)^{2-m}}, \quad (2.3)$$

$$\text{где } \Phi = \left(\frac{a}{H} - 1\right) \left(1 - \frac{\Delta z}{H_0}\right) \quad (2.4)$$

H – характеристика НС при возникновении утечки.

Длину участка можно определить с помощью формулы (2.3), на котором возникновение утечки находится по изменению расхода на НС в начале или в конце нефтепровода.

Опираясь на полученные соотношения (2.3) и (2.4), возможно сделать анализ влияния возникшей утечки на изменение подачи в насосной станции, которая может быть расположена в любой точке нефтепровода.

Щербаков С.Г. предлагает аналитический метод для определения места утечки, благодаря использованию следующей формулы [113]:

$$x^* = l \frac{1 - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m} - \frac{a(H_0 - 1) \left[\left(\frac{Q'}{Q_0}\right)^{2-m} - 1 \right]}{1 - \Delta z H_0}}{\left(\frac{Q'}{Q_0}\right)^{2-m} - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m}}, \quad (2.5)$$

где l - протяженность перегона при наступлении утечки между смежными НС; Q' и Q'' - расходы до и после предполагаемого места утечки соответственно; a - коэффициент аппроксимации характеристики НС; Q_0 и H_0 - расход и напор в нефтепроводе до наличия утечки соответственно; m - коэффициент режима течения нефти в нефтепроводе; Δz - разность отметок между концом и началом перегона.

Помимо этого, место самой утечки можно определить исходя из определения напора на нефтеперекачивающей станции в начале и в конце перегона расхода по формуле [109]:

$$x^* = l \frac{1 - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m} - \frac{H_0 - H'}{H_0 - \Delta z}}{1 + \frac{(H_0 - H')(H_0 - 1)}{aH_0} - \left(\frac{Q''}{Q_0}\right)^{2-m}}, \quad (2.6)$$

где H' - напор на нефтеперекачивающей станции после образования утечки.

Недостатками перечисленных выше методов этой группы являются большая погрешность определения места возникновения утечки, проблематичность определения малых утечек, невозможность использования метода при нестационарных процессах.

Идентификация утечек на нефтепроводах на основе анализа линии гидравлического уклона. В основе метода статического контроля лежит контроль параметров перекачки: расхода; давления; мощности, которая потребляется насосным оборудованием на нефтеперекачивающих станциях. Методы статического контроля применимы только для стационарных режимов перекачки, вот почему они дают часто ложные сигналы, порой они вовсе

неприменимы для переходных процессов, возникающих на трубопроводе [7, 8, 91].

Метод дифференциального давления. Данный метод позволяет рассматривать сразу несколько участков нефтепровода, которые отсечены друг от друга запорной арматурой, причем ведется контроль разности давлений до и после запорной арматурой, а не давление. Стоит отметить, что разность давлений на соседних участках нефтепровода при отсутствии утечки равна нулю. При повышенном давлении происходят испытания, а сами измерения осуществляются при помощи дифманометров [113].

Недостатки метода в том, что есть необходимость остановки на длительное время трубопровода; значительные объемы воды для проведения испытаний; периодичность контроля; сложность определения места утечки.

Графоаналитический метод. Суть метода заключается в построении линий гидравлического уклона по измерениям давления и скорости в начале и в конце контролируемого участка нефтепровода [15, 42, 43, 109]. При возникновении утечки расходы отличны в начале и в конце нефтепровода, а, следовательно, различаются линии гидравлического уклона нефтепровода. Имея данные по расходу, давлению и высотным отметкам нефтепровода, это сечение и будет местом утечки [109, 125].

Погрешность при определении местоположения утечки с помощью графоаналитического метода составляет в районе 10% от общей длины нефтепровода между двумя соседними работающими НПС.

Место утечки может быть распознано и найдено аналитическим путем по формуле:

$$x = \frac{p_1 - p_2 - i_2 \cdot l - \Delta z}{i_1 - i_2} \cdot \rho g, \quad (2.7)$$

где p_1, p_2 - давление в начале и конце трубопровода; i_1, i_2 - гидравлический уклон до и после утечки; ρ - плотность перекачиваемого

нефтепродукта; g - ускорение свободного падения; l - длина трубопровода; Δz - разность геодезических высот в начале и в конце трубопровода.

Неприменимость графоаналитического метода при нестационарных режимах работы нефтепровода является его недостатком [28]. Даже в условиях установившегося режима работы этот метод подходит только для определения крупных утечек.

Метод гидравлического испытания нефтепровода. Этот метод, в настоящее время, более известен как опрессовка, который применяется исключительно на отсеченных участках трубопровода, не находящихся в работе [36, 83, 92]. Для обнаружения на рассматриваемом участке негерметичности трубопровода необходимо закачать воду для нагнетания давления, которое превышает на 10 - 25% рабочее, трубопровод должен выдержаться в течение определенного времени (примерно 8-24 ч.) под давлением [28]. Контролируется давление в процессе выдержки, которое фиксируется при помощи самопишущих манометров. При возникновении падения давления происходит выявление утечки на трубопроводе. Благодаря этому методу можно обнаружить практически мгновенно большие утечки, а маленькие негерметичности, как правило, проявляются при повышении давления, а при его понижении исчезают (рисунок 2.5) [16].

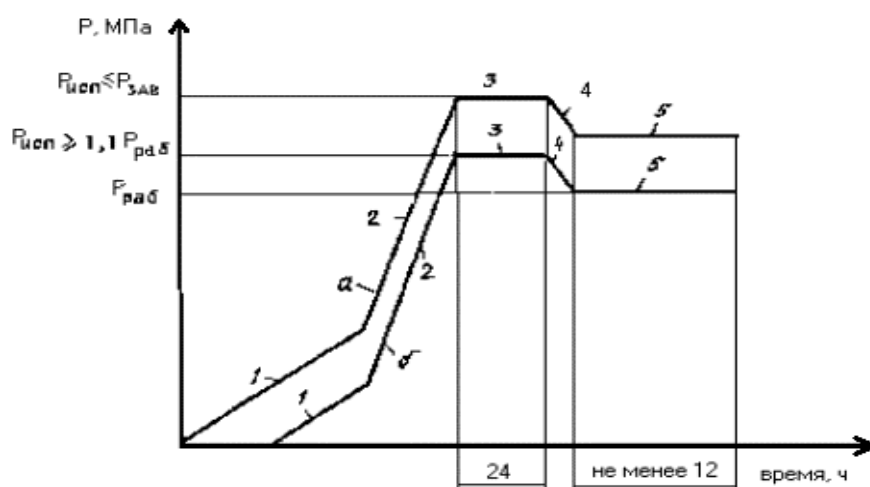


Рисунок 2.5 - График изменения давления на участке нефтепровода при испытании повышенным давлением в нижней и верхней точке, соответственно а и б.

1 - наполнение нефтепровода водой; 2 - подъем давления до $P_{исп}$ в минуту; 3 - испытание нефтепровода на прочность; 4 - снижение давления на участке; 5 - проверка нефтепровода на герметичность.

δ_n - номинальная толщина стенки нефтепровода при учете минусового допуска; $D_{вн}$ - внутренний диаметр нефтепровода; $P_{исп}$ - максимальное испытываемое давление; $P_{мин}$ - минимальное испытываемое давление.

Кроме гидравлических испытаний применяются также пневматические, метод, которого состоит в повышении давления за счет закачки воздуха при помощи компрессорных установок. Применение метода пневматического испытания возможно в любых климатических регионах и любое время года, в отличие от гидравлического испытания, которое трудно провести в зимнее время года при высоких отрицательных температурах.

Этот метод позволяет достаточно точно выявить уже возникшие утечки и развивающиеся дефекты на участках трубопровода, которые не доступны для других методов определения утечек.

Также метод гидравлических испытаний неработающего нефтепровода позволяет зафиксировать возможные утечки величиной до $0,01 \text{ м}^3/\text{ч}$, а также обнаружить скрытые повреждения.

Недостатки метода аналогичны методу дифференциального давления, и они в том, что есть необходимость остановки на длительное время трубопровода; значительные объемы воды для проведения испытаний; периодичность контроля; сложность определения места утечки; невозможность или сложность проведения испытаний в зимнее время года. Воду после испытаний необходимо очистить от нефти. Метод гидравлического испытания из-за наличия большого числа недостатков, обычно, применяется при пуске нового участка трубопровода или вводе в эксплуатацию новых участков после реконструкции или ремонта.

2.1.2 Внешние методы идентификации утечек на магистральных нефтепроводах

Метод с применением оптоволоконного кабеля. Современные технологии, в настоящее время, позволяют развивать технологии обнаружения утечек на нефтепроводах с использованием оптоволоконного кабеля. Широкое освещение этот метод получил в зарубежной литературе.

Прокладка светочувствительного оптоволоконного кабеля вдоль контролируемого участка трубопровода является вариантом применения данного метода. При попадании на оптоволоконный кабель нефтепродукта происходит подача сигнала об утечке, благодаря лазерному датчику («СПРУТ» система постоянной регистрации утечек нефтепродуктов, которая разработана специалистами ООО «Созвездие»).

Для обнаружения дефектов также применяется другой метод из этой группы, а именно использование оптоволоконного кабеля внутри трубопровода. Суть метода заключается в том, что проецируется и улавливается световое пятно на стенку трубопровода и анализируется отраженный от стенки сигнал. При помощи этого метода, возможно, определить различные геометрические отклонения внутри поверхности трубопровода, а именно различных деформаций, гофр, неровностей, вмятин, которые вызваны коррозионным разрушением [109].

Также широко известен метод с применением оптоволоконного кабеля, который направлен на борьбу с несанкционированными врезками на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах, разработанный ООО «Петролайт» («САМПО» Система непрерывного виброакустического мониторинга протяженного объекта). Оптоволоконный кабель, согласно методу, прокладывается сверху контролируемого участка трубопровода (рисунок 2.6). Основой метода является фазовая чувствительность оптоволоконного кабеля к внешним воздействиям (рефлектометрического принципа), которая позволяет определить тип воздействия и место утечки.



Рисунок 2.6 - Оптоволоконный кабель, проложенный вдоль трубопровода

Недостатками перечисленных методов данной группы являются трудности, которые возникают в процессе проведения ремонтных работ на участках нефтепровода; ограниченный диапазон интенсивности обнаруживаемых утечек; крупные капитальные затраты при прокладке оптоволоконного кабеля.

Радиационный метод обнаружения утечек. К перекачиваемому нефтепродукту добавляется радиоактивное вещество. Превышающий уровень радиационного фона, возникающий в месте утечки перекачиваемого продукта, может быть зафиксирован с применением специальных приборов. С помощью радиоактивных изотопов отыскиваются места малых утечек в исследуемом трубопроводе, например брома-82 или натрия-24 [109, 119]. К недостаткам методов данной группы относятся высокие эксплуатационные затраты; низкая производительность контроля и чувствительность метода; периодичность контроля, которая не позволяет предпринимать меры для оперативного реагирования на возникновение утечек.

Метод визуального контроля. Метод визуального контроля основан на мониторинге за происходящими изменениями на трассе магистрального нефтепровода. С помощью данного метода можно выявить последствия утечки,

а именно разлив нефти на поверхность земли или скопление нефтепродуктов в ближайших водоемах [83].

К этой группе методов также относится патрулирование трассы, которое включает в себя объезд или пеший обход трассы специальными линейными трубопроводчиками. Помимо обхода применяется также вертолетное патрулирование. Благодаря облету обеспечивается быстрое и более комплексное слежение за участками трасс, по сравнению с транспортным или пешим обходом.

Применяемые средства осмотра трассы периодически модернизируются, благодаря применению новых технологий, таких как спутниковое слежение, использование беспилотных летающих объектов, разработка современных систем видеонаблюдения. Также известно о существовании технологий анализа безопасности нефтепровода с использованием комплекса космических и геологических данных [98]. Перспективным средством патрулирования является тепловизионный метод. Подобные системы способны зафиксировать или оценить уже произошедшие изменения и инциденты, вот, почему они не способны обеспечить необходимой информацией для безопасной и надежной эксплуатации трубопроводных систем.

Методы данной группы являются простыми и общедоступными, но они имеют ряд существенных недостатков. Данные методы не могут обеспечить непрерывный контроль нефтепровода, так как некоторые утечки могут фиксироваться через значительный промежуток времени, а некоторые и вовсе нельзя обнаружить данными методами.

Метод с применением газочувствительного кабеля. Суть системы в использовании шланга из искусственного материала, который заполнен воздухом и его прокладке вдоль рассматриваемого участка трубопровода (рисунок 2.7). Шланг специально изготовлен из такого материала, который способен пропускать перекачиваемый продукт через себя, в контакте с воздухом, находящимся под атмосферным давлением, способен образовывать необходимый для определения уровень концентрации.



Рисунок 2.7 – Участок нефтепровода с проложенным газочувствительным кабелем

Недостатками рассмотренного метода с использованием газочувствительного кабеля являются: сложность проведения ремонтных работ на нефтепроводе, износ чувствительного кабеля, большое число ложных срабатываний и другие [40, 109].

2.2 Зондовые устройства для определения утечек

Для обнаружения и предотвращения утечек широко применяются разные виды контрольной аппаратуры, которые транспортируют поток перекачиваемой жидкости.

Разработки внутритрубных снарядов для диагностики за рубежом начали производство с начала 70-х годов, и по сей день используют эти диагностические снаряды четвертого поколения [109]. Внутритрубные диагностические снаряды пропускаются по всей длине нефтепровода, причем они осуществляют движение за счет потока перекачиваемого продукта.

Обзор существующих современных методов неразрушающего контроля, которые реализуются на специальных снарядах-дефектоскопах, демонстрирует то, что для получения картины технического состояния нефтепровода в полном

объеме, необходимо в снаряде использовать комбинации разных средств контроля, например ультразвуковой, магнитный и другие методы.

Внутритрубные инспекционные снаряды позволяют с высокой точностью определить местоположение и размеры дефектов сварных швов и стенок труб, которые проявляются вследствие строительного брака, брака при изготовлении и коррозии. Использование внутритрубных инспекционных снарядов способствует повышению надежности трубопроводов, сокращению общего числа аварий и охране окружающей среды [83].

Ультразвуковые дефектоскопы. В основу принципа работы ультразвуковых дефектоскопов заложено свойство отражения ультразвуковых волн от различного рода неоднородностей.

Указанный дефектоскоп, благодаря установленным ультразвуковым пьезоэлементам, посылает ультразвуковые импульсы и фиксирует приход отраженных волн. Толщина стенки определяется по времени прихода отраженных волн, полученные данные об уменьшении толщины стенки трубопровода являются решающим фактором для принятия решения о необходимом проведении ремонтных работ [15]. Поскольку ультразвуковые дефектоскопы (рисунок 2.8) дают возможность прямого измерения стенки трубопровода, то полученные данные в процессе измерения можно использовать для расчета фактической остаточной прочности [109].



Рисунок 2.8 – Ультразвуковой дефектоскоп

Вихревые дефектоскопы. Это приборы, в основе принципа работы которых заложен эффект вихревых токов. Данные дефектоскопы применяют

для проведения обследования лишь внутренней поверхности нефтепровода, вследствие низкой глубины проникновения вихревых токов в стенку трубопровода. Увеличить контролируемую глубину проникновения можно, благодаря использованию многочастотного метода с насыщением стенки трубопровода.

Вихревые дефектоскопы хорошо зарекомендовали себя при обнаружении царапин и трещин. Они являются конкурентами ультразвуковых устройств для обследования трубопроводов, которые подвержены стресскоррозионному растрескиванию. Поскольку существуют изгибы на магистральных трубопроводах диаметром от $1,5D$ до $3D$, то конструкция вихревого дефектоскопа должна иметь сочленяемые части длиной не более $2D$. Экран специальной конструкции применяется для достижения требуемого затухания и создания условия вынесенного поля [109].

Магнитные дефектоскопы. Работа магнитных дефектоскопов основана на таком физическом явлении, как изменение магнитного поля вблизи дефектов в металле трубы. Намагничивающий элемент установлен на внутритрубном дефектоскопе, который увеличивает магнитное поле металла стенки до насыщения [15]. Однородное магнитное поле стенки нефтепровода подвергается изменениям вблизи таких дефектов, как утоньшение стенки трубы, задиры, риски, неоднородности стенки трубы, царапины, дефекты геометрии, различные включения, коррозионные повреждения. Данные аномалии фиксируются с помощью магниточувствительных элементов (датчиков), которые установлены во внутритрубном снаряде [80].

Магнитные системы внутритрубной диагностики используют для определения изменений толщины стенок трубопровода, а также для дефектоскопии внутренней и внешней коррозии. Они способны выявлять отслоения парафина, трещин и всего того, что может вызвать изменение магнитной характеристики металла трубопровода. Данному виду контроля поддается толщина стенки до 25 мм.

Датчики аппарата (коронки или щетки постоянных магнитов) проходят между полюсами индукционного магнитного поля рядом со стенкой трубы. Система магнитного контроля, продвигаясь, подает сигнал о пройденном пути, который одновременно регистрируется с поступающей информацией. Продольные трещины не идентифицируются аппаратами с магнитным дефектоскопом, поскольку в индуктивном поле они не ведут к образованию магнитных утечек. Но, несмотря на это, благодаря использованию поворотных датчиков, некоторые системы способны регистрировать продольные трещины, поскольку они проходят над трещинами под определенным углом [109].

Магнитные дефектоскопы способны определять только лишь изменение толщины стенки нефтепровода в сравнении с проектным значением, так при применении сварных труб они могут привести к существенным ошибкам в расчетах.

Недостатками дефектоскопов являются периодичность работы, высокая цена устройства, периодичность определения утечек. При скорости перекачки продукта более 2 м/с возможно ложное срабатывание об утечке. Пороговая чувствительность уменьшается по отношению к величине утечки при истечении перекачиваемого продукта в среду «воздух» и при высокой вязкости продукта.

В оценке характера дефектов возможны неточности, которые связаны с ошибками обработки результатов в процессе сканирования и аппаратными возможностями дефектоскопов.

Одним из перспективных направлений развития внутритрубных снарядов является, непременно, создание нового универсального дефектоскопа, которые будет способен обнаружить сразу все имеющиеся дефекты. Также перспективным является разработка роботизированной системы, которая будет способна перемещаться самостоятельно внутри трубопровода, изменять конфигурацию и размеры в зависимости от диаметра трубопровода, диагностировать труднодоступные участки нефтепровода или участки, которые

невозможно диагностировать (трубопроводы с крутыми поворотами и подкладочными кольцами) [109].

2.3 Обнаружение утечек при помощи контроля параметров процесса перекачки

Наиболее распространенными и перспективными, в настоящее время, являются методы, которые основаны на контроле параметров процесса перекачки. В этой группе методы применяют показания датчиков и измерителей, которые были установлены на трубопроводе в системе сбора и передачи информации. Для данных методов характерными являются: низкие капитальные и эксплуатационные затраты, непрерывность контроля параметров, легкая модернизация и приспособляемость к постоянно изменяющимся условиям, простота метода и гибкость, оперативность реагирования на выявление утечки и параллельное применение нескольких алгоритмов для обнаружения утечки [109]. Данные методы учитывают характер и процессы, которые происходят в трубопроводе. Стоимость внедрения системы обнаружения утечек существенно ниже, так как применяется уже установленное оборудование.

К группе этих методов относятся такие методы, как балансовые, методы сравнения расходов и отрицательных ударных волн.

Метод материального баланса. Данный метод материального баланса использует, подученную информацию с датчиков расхода и давления, которые установлены на концах контролируемого участка нефтепровода [42]. В этом методе сравниваются массы (объемы) поступившей и вытекшей жидкости, а не расходы на участке трубопровода. По каналам телемеханики получившиеся измерения расходов и давления Q_1, Q_2, p_1, p_2 поступают на пункт диспетчера, в котором при учете поправок на температуру и давление вычисляются массовые расходы в начале и конце нефтепровода:

$$M = Q \cdot S_0 \cdot \left(1 + \frac{p - p_0}{\delta E} d_0\right), \quad (2.8)$$

S_0 - площадь поперечного сечения нефтепровода без деформаций; p_0 - наружное давление нефтепровода; E - модуль Юнга для стали трубопровода; d_0 - диаметр нефтепровода.

Сопоставление масс происходит через фиксированные промежутки времени. Массы сравниваются каждые 15-30 секунд для определения больших утечек, которые влияют на параметры трубопровода. Для обнаружения малых утечек сравниваются массы жидкости закаченной и откаченной на контролируемом участке нефтепровода в течение длительного периода времени [109].

Достоинством этого метода является высокая достоверность идентификации утечек, даже при сравнении масс, когда происходит усреднение расхода, который колеблется. Недостатком данного метода являются: неучет характера нефтепровода, применимость только при стационарном режиме работы и другие.

Метод сравнения расходов для идентификации утечек. Метод сравнения расходов основан на том, что массовый расход при стационарном режиме работы нефтепровода остается постоянным. В двух сечениях x_1 , x_2 участка контролируемого трубопровода устанавливаются датчики давления и расхода (рисунок 2.9) [43].

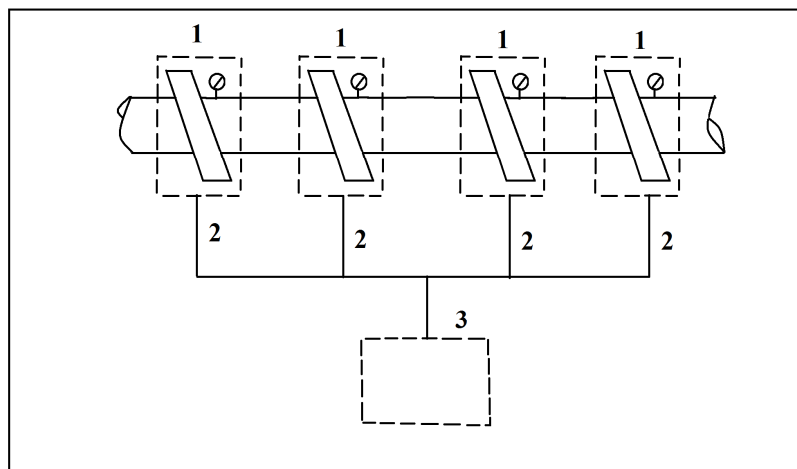


Рисунок 2.9 – Метод сравнения расходов на нефтепроводе

На рисунке 2.9 представлены: 1 – датчик измерения давления и расхода; 2 – кабель связи; 3 – ЭВМ.

Расходы Q_1 и Q_2 сравниваются и при выявлении рассогласования выше установленного предела принимается решение о наличии утечки.

Недостаток метода сравнения расходов аналогичен методу материального баланса: применимость метода лишь при стационарном режиме работы нефтепровода. Расход при переходных процессах работы бывает различным по длине нефтепровода даже без наличия утечки, например, расход при гидроударе в конце участка нефтепровода $Q_2 = 0$, нефть все еще поступает, а расход в начале нефтепровода $Q_1 > 0$, то в этой ситуации метод сравнения расходов даст сигнал об образовавшейся утечке даже при ее отсутствии. Учитывая тот факт, что на действующем нефтепроводе не существует полностью стационарных режимов работы, то данный метод давал бы периодически ложные сигналы об обнаружении утечек. Данный метод по этой причине не получил на практике широкое применение, поэтому его часто используют в комбинации с другими разными методами, которые учитывают нестационарный характер нефтепровода.

Помимо применимости только при стационарных режимах работы, существует еще один весомый недостаток, а именно трудность определения точного места утечки на участке нефтепровода.

Метод отрицательных ударных волн. При образовавшейся утечке на участке нефтепровода генерируется отрицательная ударная волна давления, которая перемещается в двух направлениях от местоположения утечки, со скоростью света распространяется волна в рассматриваемом нефтепроводе [67, 108, 109, 116].

По времени с момента прихода волн к началу и к концу нефтепровода t_1 и t_2 соответственно определяют расстояние от начала участка нефтепровода до непосредственного места утечки x_0 :

$$x_0 = \frac{(t_1 - t_2) \cdot c + l}{2}, \quad (2.9)$$

Регистрация утечки по данной волне затруднительна из-за наличия сложной системы распознавания ложных сигналов об утечке, которая является

следствием происходящих переходных процессов при перемещении волны давления. Медленно нарастающие и небольшие утечки не могут быть обнаружены данным методом.

Метод сравнения скорости измерения расходов. Суть метода сравнения скорости измерения расходов состоит в измерении скорости изменения расходов в начале участка нефтепровода $\frac{dQ_1}{dt}$ и в конце $\frac{dQ_2}{dt}$. Это достигается при помощи измерительных диафрагм, присоединенные нормальные поплавковые дифференциальные манометры с ртутным заполнением. При помощи данного метода можно детектировать местоположение утечки, которое достигается с помощью измерения разности приходящего изменения скорости в сечениях контролируемого нефтепровода [81, 82].

Недостаток метода аналогичен методу сравнения расходов: невозможность установления конкретного места утечки, применимость при стационарном режиме работы нефтепровода.

2.4 Акустический метод обнаружения утечек

В основе акустического (ультразвукового) метода контроля утечек лежит измерение акустических волн в нефтепроводе [7, 9, 13, 76, 122, 124, 129]. Ультразвуковые методы можно разделить на две группы:

- Активные методы, которые основаны на излучении акустических волн и колебаний;
- Пассивные методы, которые основаны на приеме волн и колебаний.

Активные подразделяются на две группы с использованием стоячих и бегущих волн.

Метод акустической эмиссии. Данный метод способен дистанционно обнаруживать, судить о характере повреждения и определять местоположение малых утечек [50, 76, 126, 127]. Течеискатели, разработанные на основе метода акустической эмиссии, можно разделить на две группы по способу обработки сигнала: амплитудные и корреляционные [93]. В основу систем непрерывного

контроля герметичности заложена высокая помехозащищенность амплитудных алгоритмов обработки сигналов акустической эмиссии. Для этих систем характерным является быстрое и достоверное определение места утечки с минимальным значением вероятности ложного сигнала утечки. При решении задач, в которых основным является определение координат места утечки, широкое распространение получили корреляционные алгоритмы обработки сигналов, которые способны обнаружить утечки с высокой точностью до 1 м [15]. Несмотря на это, они обладают низкой чувствительностью, плохой помехозащищенностью (спектр шума и спектр полезного сигнала перекрываются), длительностью обследования и периодичности контроля протяженного трубопровода [115].

Акустический метод. Акустические (ультразвуковые) волны генерируются в трубопроводе при возникновении утечки. Возникновение данных волн обусловлено следующими причинами: процессом кавитации и локальным изменением давления в месте утечки [51, 131].

Волны по трубопроводу распространяются вверх и вниз и регистрируются датчиками (Рисунок 2.10) [47]. Данный метод лежит в основе некоторых переносных течеискателей и зондовых устройств, которые перемещаются в трубопроводе [15].

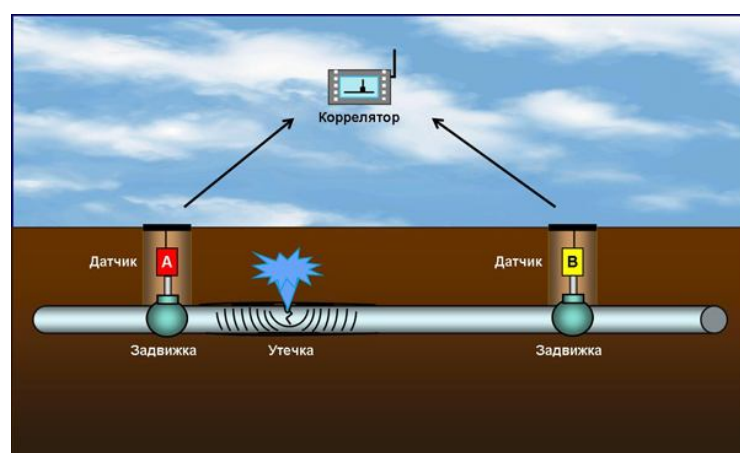


Рисунок 2.10 – Акустический метод обнаружения утечек

Измеренный с поверхности спектр звуковых частот в непосредственной близости от предполагаемого места утечки предположительно составляет от 200 до 100 кГц.

Акустические шумы в частотной характеристике имеют следующие характерные максимумы: 250, 1500, 4500, 7000, 17000 Гц. При прохождении через грунт акустических колебаний максимум частотной характеристики обычно смещается в область низких частот и имеет менее выраженный характер [28]. Причиной этого является то, что коэффициент звукопоглощения грунта различен для разных частот звука.

Спектр акустических шумов, появляющийся при перекачке продукта, очень схож со спектром шумов, возникающих при образовании утечки. Невозможность применения акустического шума объясняется большим количеством ложных срабатываний.

Следующими серьезными недостатками являются: низкая устойчивость акустического датчика к климатическим, температурным и погодным перепадам; зависимость данного метода от свойств грунта, которые значительно уменьшают регионы использования данной системы.

Ультразвуковой контроль утечек. Метод ультразвукового контроля основан на законах распространения упругих волн, преломления и их отражения с частотой 0,5-24 МГц [7, 9, 73]. Поле упругой волны при наличии дефектов в трубе изменяет свою структуру в окрестностях дефекта.

Ультразвуковой контроль нашел широкое распространение, как один из возможных методов неразрушающего контроля для сварных соединений. Использование ультразвукового контроля характеризуется высокой проникающей способностью по сравнению с вихретоковым и магнитным методом, благодаря чему, метод способен обнаружить дефекты, как на поверхности, так и в толще металла стенки трубопровода. Определение источников звуковых волн очень затруднительно, а ультразвуковые волны имеют небольшую длину, поэтому они распространяются, как правило, по прямой, могут проходить через мелкие отверстия, но они не способны проникать через твердые тела. Описанным выше, характером распространения ультразвуковых волн обладают волны, основанные на методе ультразвукового

контроля невосприимчивого к внешнему шуму, способны фиксировать мельчайшие трещины в стенке трубопровода.

В настоящее время известны следующие методы ультразвукового контроля: теневой, эхо-метод, зеркально-теневой, а также их разные модификации [109].

Теневой метод подразумевает использование звуковой «тени» за дефектом, то есть ослабления амплитуды прошедшей волны. Излучатель и приемник ультразвука должен располагаться соосно на противоположной поверхности излучателя. Данный метод применяют только в том случае, если есть двухсторонний доступ к изделию.

Зеркально-теневой метод предполагает, что признаком существования дефекта является ослабление амплитуды сигнала, который был отражен от противоположной поверхности применяемого изделия. Данный метод позволяет эффективно обнаруживать наклонные дефекты, которые не дают прямого отражения.

В эхо-методе в качестве признака существования дефекта рассматривается сигнал, который отражается поверхностью дефекта [109]. Среди методов ультразвукового контроля эхо-метод является самым распространенным на практике. Для данного метода характерны следующие преимущества: высокая чувствительность к обнаружению мелких дефектов и односторонний доступ к изделию [97].

2.5 Требования к методам и средствам контроля

Увеличивающийся интерес со стороны экологов к состоянию окружающей среды привел к вопросу повышения надежности эксплуатируемых трубопроводов. В Западной Европе действуют самые жесткие требования к контролю безопасности эксплуатации нефтепродуктопроводов, по сравнению с другими регионами мира [120, 135]. Там функционируют давно узаконенные методы контроля герметичности нефтепродуктопроводов. Похожие методы внедрены в производство в Японии и США. Для контроля утечек на трубопроводах применяются, как правило, комбинации

нескольких методов, а не один какой-либо метод [128, 130]. Все методы делятся на: обязательные, применение которых обязательно для всех, и рекомендованные или допущенные к применению. К примеру, во Франции применяют комбинации нескольких методов. Метод сведения баланса, а также наравне с ним метод дифференциального давления. Последние испытания проводятся с периодичностью три раза в год. В Германии используют комбинацию метода дифференциального давления, который проводится ежеквартально, а также сведение баланса с предельной точностью, предупреждение о падении давления и применение устройства со звуковыми детекторами, который запускается в трубопровод. Для обнаружения утечек в Австрии рекомендован метод с использованием зондового устройства с вмонтированным в него звуковым детектором, где в комбинации с ним применяется метод сведения баланса. В Великобритании с периодичностью раз в год проводятся испытания продуктопровода. Его суть состоит в заполнении трубопровода рабочей жидкостью с нормальным рабочим давлением, при этом ежечасно производится сведение баланса.

Большинство современных методов контроля утечек на трубопроводах подразумевают применение ЭВМ, которые позволяют с высокой точностью и оперативно обнаружить дефект. Под эффективностью метода полагается время, затрачиваемое на обнаружение утечки [88 – 90].

Требования, предъявляемые к системам контроля утечек:

- точность определения места утечки;
- высокая чувствительность;
- простота в эксплуатации;
- высокая степень надежности;
- экономичность;
- контроль трубопроводов большой протяженности;
- помехозащищенность режимов перекачки;
- эксплуатация при любых погодных условиях.

Применение каждого из методов ограничено следующими вещами: профилем трассы, параметрами самого трубопровода, свойствами перекачиваемой

в ней жидкости, от направления и режима перекачки жидкости. Комбинации методов позволяют установить не только факт наличия утечки, но и его точное место. Примером комбинированной системы обнаружения утечек является Leak Detection System, разработанная чешскими специалистами [73].

2.6 Выводы по главе 2

Проведенный анализ существующих современных систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах, патентная информация в данной области позволяют определенно сделать вывод, что в настоящее время из огромного количества разнообразных систем обнаружения утечек на нефтепроводах, пожалуй, ни одна из приведенных в обзоре систем не является универсальной, экономичной, а также надежной [71].

Большая часть современных методов и систем обнаружения утечек на нефтепроводах обладают следующими недостатками:

1. применимость исключительно при стационарном режиме работы нефтепровода (балансовый метод, метод анализа линии гидравлического уклона);
2. большие эксплуатационные и капитальные затраты;
3. низкий уровень помехозащищенности (балансовые методы).
4. периодичность контроля (дефектоскопы);

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что исследование рассмотренного вопроса необходимо и требуется разработка новых инновационных и перспективных систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах.

Глава 3 Теория нестационарного режима работы нефтепровода для разработки метода контроля целостности

3.1 Система диффуравнений, описывающих нестационарное движение жидкости при учете сил вязкого трения

Базовыми уравнениями, которые описывают движение потока жидкости, являются следующие [57, 58]:

Закон сохранения массы:

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

где ρ - плотность жидкости; S - площадь поперечного сечения нефтепровода; u - скорость движения потока жидкости.

Закон изменения количества движения потока жидкости:

$$\rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} \right) = - \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{d} \tau_w - \rho g \sin \alpha(x), \quad (3.2)$$

где p - давление в нефтепроводе, τ_w - касательное напряжение на стенках нефтепровода, $\alpha(x)$ - угол наклона оси нефтепровода к горизонту, g - ускорение свободного падения.

Соответственно на восходящих участках нефтепровода $\alpha(x) > 0$, а на нисходящих $\alpha(x) < 0$.

Закон изменения механической энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\alpha_k u^2}{2} \right) + u \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\alpha_k u^2}{2} \right) + \int \frac{dp}{\rho} + gz = n^{\text{внутр}}, \quad (3.3)$$

где α_k - коэффициент Кориолиса (коэффициент кинетической энергии), z - высотная отметка нефтепровода, $n^{\text{внутр}}$ - удельная мощность сил внутреннего трения слоев потока жидкости.

Уравнение баланса полной энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\left(\frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} \right) \rho S \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{\alpha_k u^2}{2} + e_{\text{внутр}} + \frac{p}{\rho} \right) \rho u S \right] = \pi d q_n - \rho u g S \frac{dz}{dx}, \quad (3.4)$$

где $e_{\text{внутр}}$ - удельная внутренняя энергия, q_n - поток тепла, который проходит через единицу площади поверхности нефтепровода, в единицу времени.

Приведенные уравнения выше описывают движение потока жидкости в нефтепроводе [59, 78]. Для построения замкнутой модели изотермического (с изменением температуры) течения слабо сжимаемой жидкости в нефтепроводе наложим следующие условия на уравнение неразрывности (3.1) и уравнение движения потока жидкости (3.2) [58]:

$$\text{Изменение плотности потока жидкости невелико: } \Delta\rho = \frac{\rho_0}{K} \Delta p$$

Изменение площади поперечного сечения нефтепровода невелико: $\Delta S = \frac{\pi d_0^3}{4E\delta} \Delta p$

Касательное напряжение на стенках нефтепровода определяется по формуле:

$$\tau_w = \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \frac{\rho u^2}{8}$$

где ρ_0 - плотность потока жидкости при стандартных условиях; K - коэффициент упругости; Δp - изменение давления; d_0 - диаметр нормального нефтепровода; E - модуль Юнга для стали нефтепровода, $\lambda(\text{Re}, \varepsilon)$ - коэффициент гидравлического сопротивления (коэффициент Дарси), Re - число Рейнольдса, ε - относительная шероховатость стальной стенки нефтепровода.

Получим систему уравнений, учитывающую уравнения движения сплошной среды и характеристик потока жидкости, описывающую неустановившееся движение слабо сжимаемой жидкости, учитывающую силу вязкого трения [59, 60]:

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u(x,t) |u(x,t)|}{2} - \rho_0 g \sin \alpha(x) \end{cases}, \quad (3.5)$$

где c - скорость распространения волны в нефтепроводе, находящаяся по формуле:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E\delta}}} \quad (3.6)$$

Полученная система уравнений (3.5) применяется для моделирования, а также для описания движения жидкостей в трубопроводах. Решение данной системы можно получить численно с использованием метода характеристик.

Умножим нижнее уравнение системы (3.5) на скорость распространения волны в трубопроводе c и сложим результат с верхним уравнением тогда, получится [60]:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} + c \frac{\partial p}{\partial x}\right) + \rho_0 c \left(\frac{\partial u}{\partial t} + c \frac{\partial u}{\partial x}\right) = -c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} - \rho_0 g c \sin \alpha(x) \quad (3.7)$$

Умножим нижнее уравнение системы (3.5) на скорость распространения волны в трубопроводе и вычтем из него верхнее уравнение, то получится:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} - c \frac{\partial p}{\partial x}\right) - \rho_0 c \left(\frac{\partial u}{\partial t} - c \frac{\partial u}{\partial x}\right) = c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g c \sin \alpha(x) \quad (3.8)$$

Рассмотрим на плоскости переменных (x, t) характеристики (прямые линии), определяющиеся следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} &= c, \quad x - ct = \xi = const \\ \frac{dx}{dt} &= -c, \quad x + ct = \eta = const \end{aligned} \quad (3.9)$$

то заметим, что для любого параметра $A(x, t)$

$$\frac{\partial A}{\partial t} + c \frac{\partial A}{\partial x} = \left(\frac{dA}{dt}\right)_{\xi=const} \quad (3.10)$$

Из этого можно сделать вывод, что левая часть выражения не что иное, как производная вдоль характеристики $\xi = const$ или по другому производная от функции $A(x, t)$ по направлению первой характеристики.

Аналогичным образом:

$$\frac{\partial A}{\partial t} - c \frac{\partial A}{\partial x} = \left(\frac{dA}{dt} \right)_{\eta=const} \quad (3.11)$$

Из этого можно сделать вывод, что левая часть выражения не что иное, как производная вдоль характеристики $\eta = const$ или по другому производная от функции $A(x, t)$ по направлению второй характеристики.

Используя понятие производной по направлению, полученные уравнения можно записать в следующем виде [60]:

$$\begin{aligned} \left(\frac{dp}{dt} \right)_{\xi=const} + \rho_0 c \left(\frac{du}{dt} \right)_{\xi=const} &= -c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} - \rho_0 g c \sin \alpha(x) \\ \left(\frac{dp}{dt} \right)_{\eta=const} - \rho_0 c \left(\frac{du}{dt} \right)_{\eta=const} &= c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g c \sin \alpha(x) \end{aligned} \quad (3.12)$$

или в таком виде:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} (p + \rho_0 c u)_{\xi=const} &= -c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} - \rho_0 g c \sin \alpha(x) \\ \frac{d}{dt} (p - \rho_0 c u)_{\eta=const} &= c\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g c \sin \alpha(x) \end{aligned} \quad (3.13)$$

При $\lambda = 0$ и $\alpha = 0$ правые части этих уравнений равны нулю, что говорит о том, что величина $I_1 = p_0 + \rho_0 c u$ остается неизменной вдоль характеристики положительного наклона, а величина $I_2 = p_0 - \rho_0 c u$ остается неизменной вдоль характеристики отрицательного наклона.

При $\lambda \neq 0$ величины I_1 и I_2 изменяются на соответствующих характеристиках наклона. Для решения задач о неустановившемся течении жидкости при применении численного метода используем формулы.

К примеру, при $t = 0$ на оси абсцисс ОХ заданы начальные функции $p(x, 0)$ и $u(x, 0)$ см. рисунок 3.1. Найдем значения этих функций в близкий к начальному момент времени Δt :

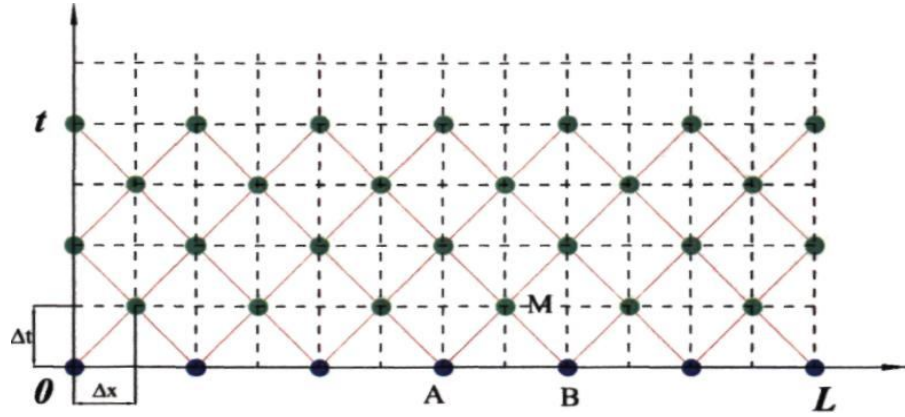


Рисунок 3.1 - Метод характеристик для решения системы дифференциальных уравнений неустановившегося движения слабо сжимаемой жидкости

$$\begin{cases} (p_M + \rho_0 c u_M) = p_A + \rho_0 c u_A - \Delta t c \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_A \\ (p_M - \rho_0 c u_M) = p_B - \rho_0 c u_B + \Delta t c \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_B \end{cases} \quad (3.14)$$

Если заменим производные по направлению характеристик в первом и во втором уравнениях на конечные разности вдоль характеристик MA и MB , то получим:

$$\begin{cases} \left. \frac{\Delta(p + \rho_0 c u)}{\Delta t} \right|_{\xi=const} = -c \lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u_A |u_A|}{2} - \rho_0 c g \sin \alpha_A \\ \left. \frac{\Delta(p - \rho_0 c u)}{\Delta t} \right|_{\eta=const} = c \lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u_B |u_B|}{2} + \rho_0 c g \sin \alpha_B \end{cases}, \quad (3.15)$$

где

$$\Delta(p + \rho_0 c u) \Big|_{\xi=const} = (p_M + \rho_0 c u_M) - (p_A + \rho_0 c u_A)$$

$$\Delta(p - \rho_0 c u) \Big|_{\eta=const} = (p_M - \rho_0 c u_M) - (p_B - \rho_0 c u_B)$$

Следовательно, получаем систему уравнений для определения давления в нефтепроводе p_M и скорости движения потока жидкости u_M в точке M через уже известные величины этих параметров в точках A и B [60]:

$$\begin{cases} (p_M + \rho_0 c u_M) = p_A + \rho_0 c u_A - c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_A \\ (p_M - \rho_0 c u_M) = p_B - \rho_0 c u_B + c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_B \end{cases}, \quad (3.16)$$

где Δt - рассматриваемый шаг по времени.

Полученные уравнения позволяют найти значения p_M и u_M в любом заданном количестве точек нефтепровода в момент времени Δt . Данная процедура расчета повторяется для следующего временного слоя. Например, затем рассматривается момент времени $2\Delta t$, и определяются значения давления жидкости и скорости жидкости, принимая во внимание найденные выше значения давления и скорости жидкости, как начальные. Задача построения решения слой за слоем по временному промежутку, как правило, решается при использовании компьютера.

3.2 Краевые условия для моделирования работы нефтепровода

Формула (3.16) позволяет определить значения давления в нефтепроводе p_M и скорости движения потока жидкости u_M в произвольной точке полосы $0 < x < L$, $t > 0$, которая определяет участок нефтепровода, кроме его начального сечения ($x = 0$) и конечного сечения ($x = L$). С целью нахождения значений давления и скорости жидкости в этих сечениях накладываются краевые условия для моделирования [84].

В левое сечение ($x = 0$) поступает характеристика отрицательного наклона (рисунок 3.2), следовательно давление в трубопроводе p_K и скорость движения потока жидкости u_K в точке К сечения находятся из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} (p_K - \rho_0 c u_K) = p_B - \rho_0 c u_B + c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_B \\ F(p_K, u_K) = 0 \end{cases} \quad (3.17)$$

где $F(p_K, u_K) = 0$ – связь, моделирующая левое граничное условие, между давлением p_K и скоростью u_K в начальном сечении трубопровода.

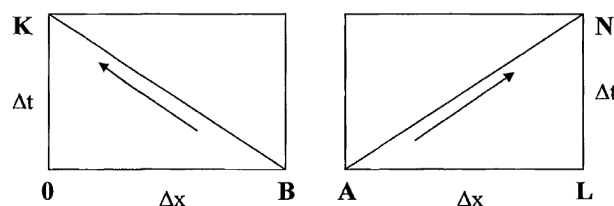


Рисунок 3.2 – Расчет давления p и скорости u в крайних точках

Точно, таким образом, в правое сечение ($x = L, t > 0$) участка нефтепровода (рисунок 3.2) приходит характеристика положительного наклона. Используем краевое условие и получаем давление в трубопроводе p_N и скорость движения потока жидкости u_N в точке N сечения находим из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} (p_N + \rho_0 c u_N) = p_A + \rho_0 c u_A - c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right] \\ G(p_N, u_N) = 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

где $G(p_N, u_N) = 0$ – связь, моделирующая правое граничное условие, между давлением p_N и скоростью u_N в конечном сечении нефтепровода.

3.3 Условия сопряжения для моделирования утечки на нефтепроводе

Для моделирования процессов, вызывающих разрыв гидродинамических параметров потока жидкости, таких как утечки, переключения запорной арматуры, отвода и других процессов, возникающих на различных участках нефтепровода, принято задать условия сопряжения.

К примеру, математической моделью для моделирования возникшей утечки в сечении x_0 является следующая система уравнений:

$$\begin{cases} p^-(x_0, t) = p^+(x_0, t) \\ Q^-(x_0, t) - Q^+(x_0, t) = q \end{cases} \quad (3.19)$$

верхнее уравнение показывает непрерывность давления в месте утечки $p^-(x_0, t) = p^+(x_0, t)$, а нижнее уравнение показывает изменение расхода на величину возникшей утечки q . Надстрочный индекс «-» говорит, что гидродинамический параметр потока жидкости находится до места возникшей утечки, а индекс «+», следовательно после утечки.

3.4 Моделирование работы участка нефтепровода

Рассмотрим участок магистрального нефтепровода длиной L , диаметром трубы $D \times \delta$, перекачивающий жидкость плотностью ρ и вязкостью ν .

В начале рассматриваемого участка нефтепровода представим, что установлена насосная станция с n работающими насосами. Характеристики насосов определяются следующей формулой:

$$H = a - b \cdot Q^2 \quad (3.20)$$

Для моделирования работы рассматриваемого участка магистрального нефтепровода воспользуемся полученной ранее системой уравнений (3.16).

Примем следующие граничные условия на концах рассматриваемого участка нефтепровода:

1) в начале магистрального участка нефтепровода уравнение, позволяющее описать работу нефтеперекачивающей насосной станции, выглядит следующим образом:

$$p(0,t) = n(a - b \cdot S^2 u^2(0,t)) \quad (3.21)$$

2) в конце магистрального участка нефтепровода будем считать давление постоянным:

$$p(L,t) = p_k = const \quad (3.22)$$

Найдем скорость движения потока жидкости, используя уравнение баланса напоров. Получим, что она постоянна по всей длине рассматриваемого участка, поскольку в начальный момент времени наблюдается стационарный режим работы:

$$h_n + F(Q) = \lambda \frac{L}{d} \frac{u^2}{2g} + p_k + \Delta z \Rightarrow u(x,0) = u = const \quad (2.23)$$

При помощи коэффициента гидравлического уклона найдем распределение давления в нефтепроводе при начальных условиях, принимая во внимание, что нефтепровод в начальный момент времени работал в стационарном режиме:

$$p(x,0) = p_k + \lambda \frac{1}{d} \frac{u^2}{2g} (L - x) \quad (3.24)$$

Рассмотрим участок магистрального нефтепровода диаметром 1020x10 мм, длиной 45 км, перекачивающий нефть плотностью 850 кг/м³ и вязкостью 16 сСт.

Решение осуществлялось с помощью метода характеристик со следующим

$$\text{шагом: } dx = \frac{45000 \text{ м}}{150} = 300 \text{ м}.$$

Решим систему уравнений, описывающую неустановившееся движение слабо сжимаемой жидкости, учитывающую силу вязкого трения (3.5), с учетом начальных и граничных условий. Ее решение представлено на рисунке 3.3. По нему четко видно, что режим остается стационарным режимом работы рассматриваемого участка нефтепровода (без каких-либо встроенных возмущений).

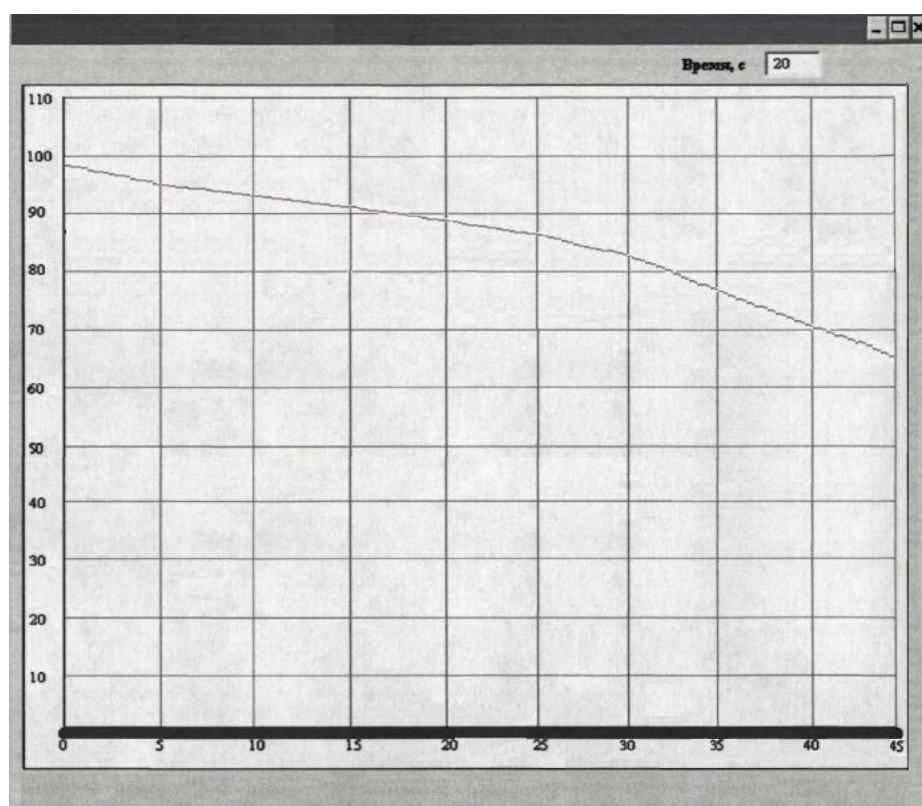


Рисунок 3.3 – Характеристика напора при стационарном режиме работы участка нефтепровода

Представим, что в конце участка произошел гидравлический удар, то есть произошло перекрытие сечения трубопровода (закрытие задвижки). Тогда граничное условие в конце участка магистрального трубопровода будет представлено в виде: $u(L,t) = 0$

На рисунке 3.4 продемонстрировано моделирование гидравлического удара на разных участках магистрального нефтепровода.

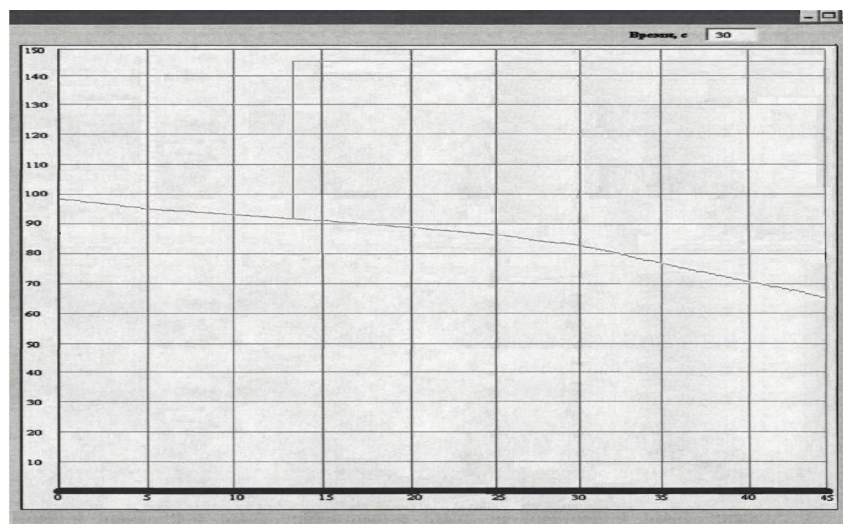
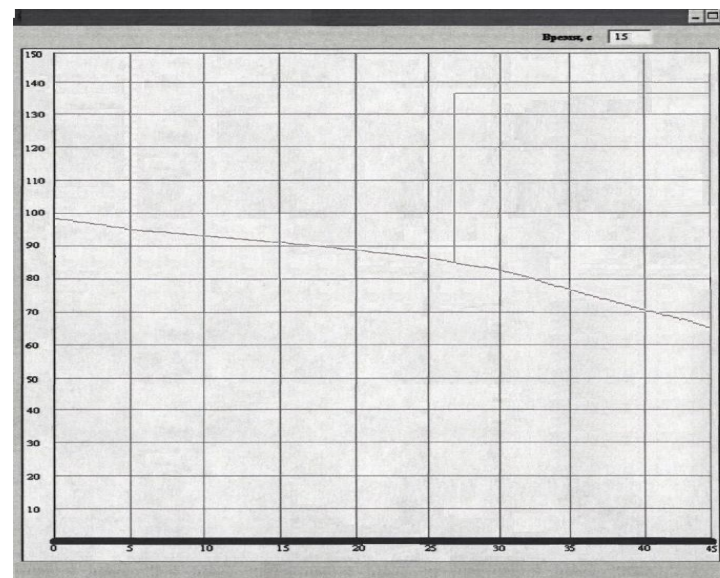
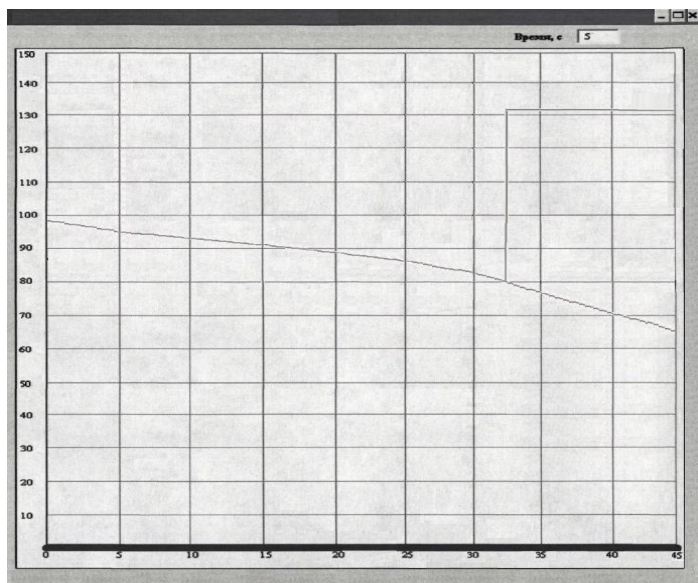


Рисунок 3.4 – Моделирование гидравлических ударов на различных участках нефтепровода

Рассмотрим нефтепровод с образовавшейся утечкой интенсивностью q в сечении x_0 .

Модель нефтепровода идентична рассмотренному выше примеру. С целью моделирования образовавшейся утечки жидкости в сечении x_0 наложим обязательно условия сопряжения и получим:

$$\begin{cases} p^-(x_0, t) = p^+(x_0, t) \\ Q^-(x_0, t) - Q^+(x_0, t) = q \end{cases}$$

Полученное решение для рассматриваемого участка нефтепровода длиной 45 км с утечкой на 24 км до и после возникновения утечки представлено на рисунке 3.5 [72].

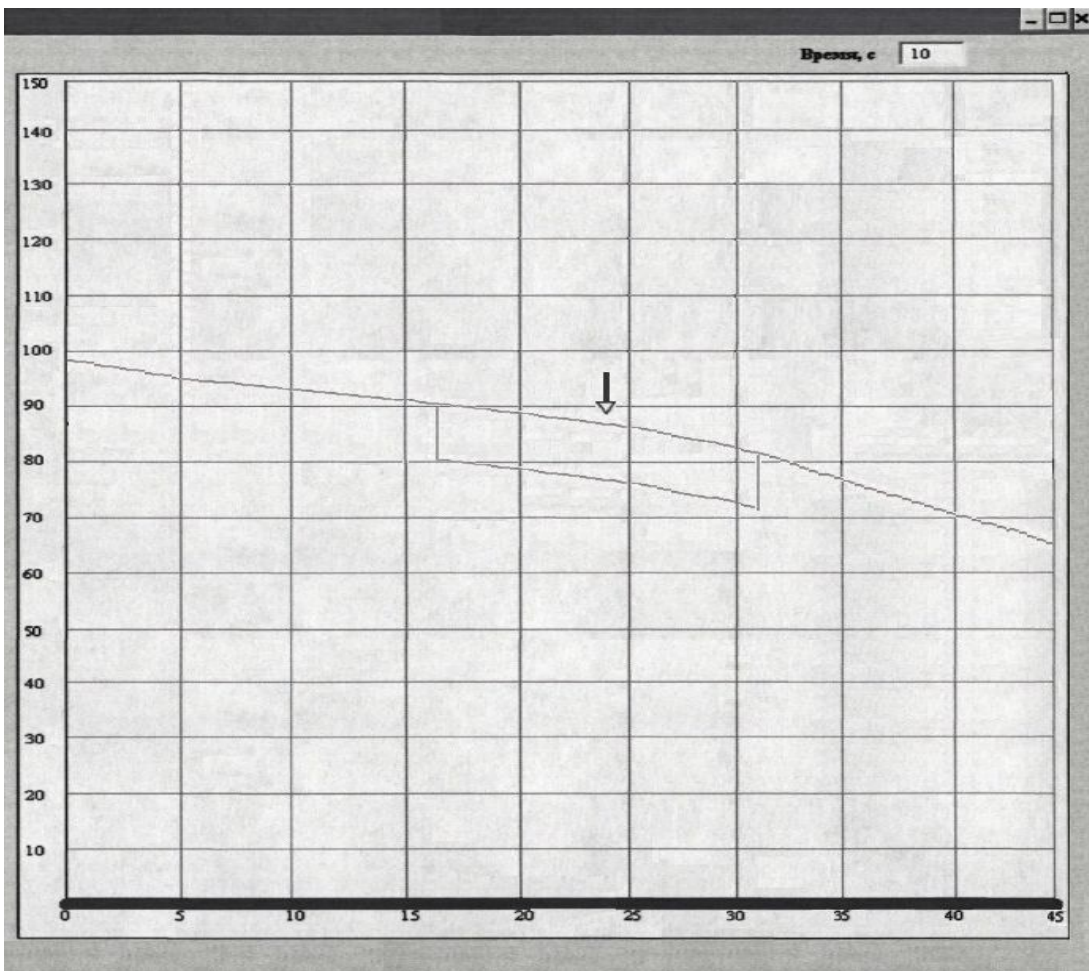


Рисунок 3.5 - Моделирование утечки на 24-ом км нефтепровода

Из полученных результатов, можно сказать, что моделирование определенного участка нефтепровода и процессов, протекающих при работе в

нем, возможно при применении метода характеристик для решения системы уравнений нестационарного течения жидкости в нефтепроводе (3.5).

Метод характеристик применим для моделирования работы участка нефтепровода, запорно-регулирующей арматуры, нефтеперекачивающей станции (НПС), а также некоторых видов технологических переключений на нефтепроводе. Метод позволяет вычислить давление и расход в любой точке нефтепровода (ограничение может быть наложено на размер выбранного шага) и в любой момент времени. Рассмотренный метод характеристик представлен большим количеством повторяющихся операций, так называемых итераций, а также проведением операций вручную. Поскольку это все очень трудоемко, были использованы возможности современной компьютерной техники, которые позволяют реализовывать решение данного метода. В рамках диссертационной работе предложенные методы были смоделированы в среде Object Pascal на языке Delphi.

3.5 Оценка точности моделирования процесса на участке магистрального нефтепровода

Моделирование работы участка магистрального нефтепровода осуществлялось путем определения давления в трубопроводе и скорости движения потока жидкости в 150 точках нефтепровода. Шаг итераций составляет: $\Delta x = \frac{L}{N} = \frac{45000 \text{ м}}{150} = 300 \text{ м}$.

Для решения системы уравнений (3.5) численным методом нужно провести оценку точности полученного результата. Поскольку в нашем примере невозможно провести оценку непосредственной погрешности результатов, то применим следующий метод.

Для оценки точности погрешности решений системы уравнений проведем сравнение результатов полученных для начального случая с шагом Δx и результатов с удвоенным шагом $2\Delta x$ (600 м).

3.6 Выводы по главе 3

Из полученных решений системы уравнений получим, что погрешность при шаге 300 м не больше 0,6%. Данная погрешность является несущественной, поэтому результаты расчетов считаются достоверными. Не считаю необходимым увеличение числа вычислений путем уменьшения шага Δx .

Все вычисления и расчеты в диссертационной работе по моделированию различных процессов на рассматриваемом участке магистрального нефтепровода проведем методом характеристик с установленным шагом 300 м.

Глава 4 Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории

В диссертационной работе для обнаружения возможных утечек жидкости из нефтепровода займемся разработкой метода на основе гидродинамической волновой теории, который будет основан на генерации волн повышенного давления в нефтепроводе, а также в идентификации отраженных волн от места предполагаемой утечки. Генерация волн давления в нефтепроводе позволит обнаружить не только саму утечку, но и определить сечение разгерметизированного нефтепровода. Эффективность предложенного в диссертационной работе метода оценим с помощью произведенного компьютерного моделирования.

4.1 Сущность предлагаемого метода контроля целостности нефтепроводов

Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов основывается на таком физическом явлении, как распад волны давления в месте дефекта в нефтепроводе (в месте возможной утечки). Рассматриваемый метод контроля целостности впервые предложил Н.Е. Жуковский, который является выдающимся ученым и «отцом русской авиации». В 1879 году Жуковский на Московской водокачке провел исторические опыты по изучению гидравлического удара. После проведенного анализа и обобщения всех данных, полученных опытным путем, о физическом явлении, ученый написал свой труд «О гидравлическом ударе в водопроводных трубах» [33, 34]. Одна из глав книги посвящена описанию рассматриваемого метода обнаружения утечек, а также рассмотрению перспектив предложенного им метода при диагностике состояния труб.

Итак, подойдем к рассмотрению сущности метода.

Рассмотрим характер распространения волны давления на участке нефтепровода постоянного диаметра, без лупингов, отводов, запорной арматуры и других возможных препятствий. Волны давления распространяются по всей

длине участка без существенных изменений, наблюдается только постепенное затухание из-за диссипации энергии волны давления на трение (рисунок 4.1).

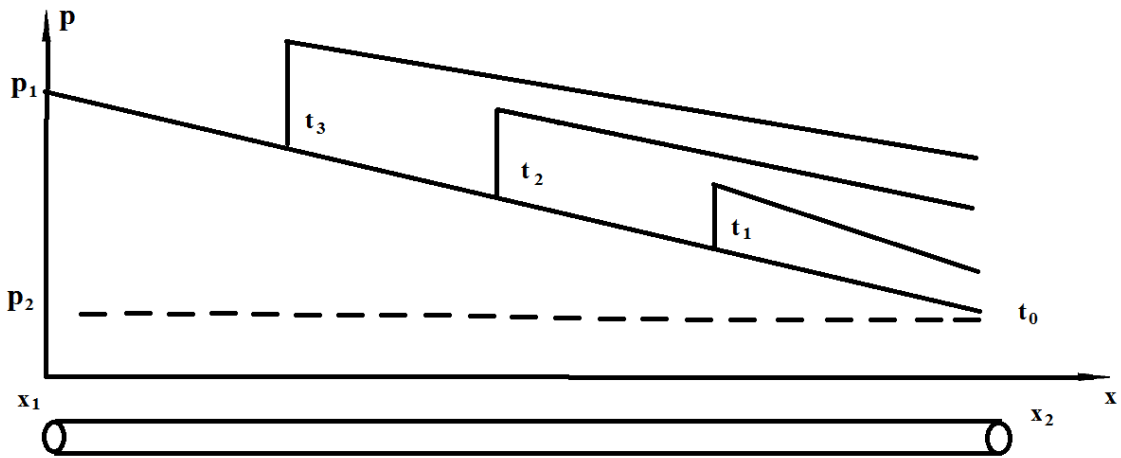


Рисунок 4.1 – Характер распространения волн давления в нефтепроводе

Представим, что на рассматриваемом участке нефтепровода имеется какое-либо препятствие, к примеру, вставка меньшего диаметра, тогда волна давления в месте вставки распадется на две волны, как приведено на рисунке 4.2. Одна волна давления продолжит распространение в своем первоначальном направлении, а другая волна отразится. При этом волна меняет свой знак, то есть волна повышения отражается в виде волны понижения и наоборот.

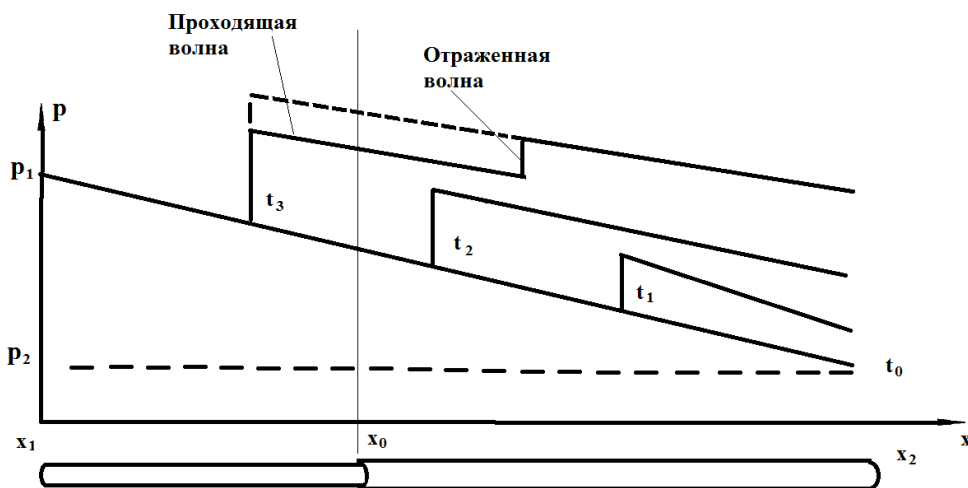


Рисунок 4.2 – Характер распространения волн давления в нефтепроводе с имеющейся утечкой

Подобное поведение волн давления наблюдается при других видах неровностей в виде препятствий на нефтепроводе: запорной арматуре, вставках,

отводах, лупингах и, конечно же, в местах утечек. Амплитуды отраженных волн давления зависят от степени влияния возникаемых дефектов на равномерность потока жидкости в нефтепроводе и от размеров вызванных «искажений». Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории основан на эффекте распада волн давления в месте предполагаемой утечки.

Суть метода генерации состоит в следующем: на рассматриваемом участке нефтепровода $[x_1, x_2]$, перекачивающего нефть или нефтепродукт, возникла утечка в сечении x_0 . Для обнаружения утечки в конце рассматриваемого участка магистрального нефтепровода в сечении x_2 создается волна повышенного давления или, другими словами, создается гидроудар. Волна повышенного давления можно создать с помощью частичного перекрытия или резкого закрытия задвижки в конце исследуемого участка нефтепровода. Сгенерированная волна начинает распространяться вверх по нефтепроводу со скоростью сопоставимой к скорости звука в нефтепроводе. В момент времени, когда волна повышенного давления проходит через сечение x_0 , в котором предположительно имеется утечка происходит следующего рода явление: утечка на участке нефтепровода представляет собой сброс повышенного давления, поэтому первоначальная волна давления распадается на две волны. Одна волна (проходящая волна) распространяется к началу трубопровода сечению x_1 , а другая - волна разрежения или отраженная волна, которая отражается от места утечки и распространяется к концу трубопровода сечению x_2 . Если на рассматриваемом участке нефтепровода отсутствуют утечки, то не происходит явление распада волн и соответственно отсутствуют отраженные волны. Критерием наличия утечки на участке нефтепровода будем считать наличие отраженной волны. В момент прихода волны разрежения в конец трубопровода сечением x_2 можно наблюдать скачкообразное падение давления. По резкому и скачкообразному падению давления фиксируется факт наличия утечки на рассматриваемом участке нефтепровода.

Регистрация наличия отраженной волны (фиксация скачка давления) позволяет не только обнаружить утечку на нефтепроводе, но и определить ее точную координату x_0 .

С целью определения места утечки необходимо установить таймер на датчики давления, который будет фиксировать время с момента генерации сканирующей волны давления до момента поступления отраженной волны.

Зная точное время прохождения отраженной волны и скорость звука в рассматриваемом участке нефтепровода, найдем расстояние до предполагаемой утечки $s = x_2 - x_0$ по приведенной ниже формуле:

$$s = \frac{c \cdot t}{2} \quad (4.1)$$

где c - скорость распространения волны в нефтепроводе, находящаяся по следующей формуле:

$$s = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K} + \frac{\rho_0 d_0}{E \delta}}} \quad (4.2)$$

где t - время от момента появления гидравлического удара до момента прихода отраженной волны в конец нефтепровода.

При наличии на рассматриваемом участке нефтепровода нескольких повреждений, то соответственно будет столько же отраженных волн (падений давления), зафиксировав каждую из них, возможно, определить местоположение всех утечек на нефтепроводе. Отсутствие отраженной волны давления говорит об отсутствии утечек на нефтепроводе или о незначительной утечке, которую рассматриваемым методом невозможно обнаружить.

В диссертационной работе особое внимание уделяется вопросу диапазона интенсивности утечек, которые можно обнаружить предлагаемым методом сканирования волн давления, а также условий его применения.

Оценка работоспособности предложенного метода контроля целостности магистральных нефтепроводов и его эффективности производилась на основе математического моделирования.

4.2 Математическая модель метода контроля целостности на основе гидродинамической волновой теории

Для моделирования режима работы магистрального нефтепровода воспользуемся системой уравнений, которая описывает неустановившееся движение слабо сжимаемой жидкости, принимая во внимание силу вязкого трения [60, 61]:

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u(x,t)|u(x,t)|}{2} - \rho_0 g \sin \alpha(x) \end{cases} \quad (4.3)$$

Система уравнений численно решается с помощью рассмотренного метода характеристик, приведенного в главе 3.

Рассмотрим моделирование метода контроля целостности на примере горизонтального участка нефтепровода $[x_1, x_2]$ длиной $L = x_2 - x_1$, диаметром $D \cdot \delta$, который перекачивает углеводород с вязкостью ν и плотностью ρ . Если разобьем участок на $N = \frac{L}{\Delta x}$ точек с фиксированным шагом Δx , то для любой точки на участке нефтепровода M можно вычислить давление и скорость движения потока жидкости в любой момент времени j с шагом $\Delta t = \frac{\Delta x}{c}$ с помощью системы уравнений:

$$\begin{cases} (p_{M,j} + \rho_0 c u_{M,j}) = p_{M-1,j-1} + \rho_0 c u_{M-1,j-1} - c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u|u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{M-1,j-1} \\ (p_{M,j} - \rho_0 c u_{M,j}) = p_{M+1,j-1} - \rho_0 c u_{M+1,j-1} + c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u|u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{M+1,j-1} \end{cases} \quad (4.4)$$

Давление в нефтепроводе в начальный момент времени найдем с помощью граничных условий, которые описывают работу насосов:

$$\begin{cases} (p_{0,j} - \rho_0 c u_{0,j}) = p_{1,j-1} - \rho_0 c u_{1,j-1} + c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u|u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{1,j-1} \\ p_{0,j} = a - b Q_{0,j}^2 \end{cases} \quad (4.5)$$

Для того чтобы смоделировать предложенный метод создадим гидроудар, то есть скорость движения потока жидкости в конце нефтепровода должна равняться нулю, тогда граничное условие примет вид:

$$\begin{cases} (p_{N,j} + \rho_0 c u_{N,j}) = p_{N-1,j-1} + \rho_0 c u_{N-1,j-1} - c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{N-1,j-1} \\ u_{N,j} = 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

Предполагаемая утечка в сечении нефтепровода с координатой x_0 , в точке $M^* = \frac{x_0 - x_1}{\Delta x}$ можно описать, наложив условия сопряжения, означающие непрерывность измеряемого давления в месте утечки $p^-(x_0, t) = p^+(x_0, t)$:

$$\begin{cases} (p_{M^*,j}^- + \rho_0 c u_{M^*,j}^-) = p_{M^*-1,j-1} + \rho_0 c u_{M^*-1,j-1} - c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{M^*-1,j-1} \\ (p_{M^*,j}^+ - \rho_0 c u_{M^*,j}^+) = p_{M^*+1,j-1} - \rho_0 c u_{M^*+1,j-1} + c \Delta t \left[\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u |u|}{2} + \rho_0 g \sin \alpha \right]_{M^*+1,j-1}, \\ p_{M^*,j}^- = p_{M^*,j}^+ \\ Q_{M^*,j}^- - Q_{M^*,j}^+ = \mu_0 s \cdot \sqrt{2 \frac{p_{M^*,j}^- - p_{атм}}{\rho}} \end{cases} \quad (4.7)$$

где ρ_0 - плотность нефти, μ_0 - коэффициент расхода (в нашем случае примем $\mu_0 = 0,62$ для тонких стенок), s - площадь сечения утечки на нефтепроводе, $p_{атм}$ - атмосферное давление. Индекс «-» означает, что гидроудар возник до места предполагаемой утечки, а индекс «+» - что после места утечки.

Подробно алгоритм моделирования работы участка нефтепровода с наличием утечки и без рассмотрен в главе 3 диссертационной работы, где приведены система уравнений, начальные и краевые условия, а также условия сопряжения.

Для моделирования работы участка нефтепровода на основе метода контроля целостности нефтепроводов применим следующую систему уравнений [60]:

$$\begin{cases} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = 0 \\ \rho_0 \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} + \frac{\partial p(x,t)}{\partial x} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 u(x,t) |u(x,t)|}{2} - \rho_0 g \sin \alpha(x) \end{cases} \quad (4.8)$$

со следующими начальными условиями:

$$\begin{cases} u(x,0) = \frac{4Q(x_2,0)}{\pi d^2} + \mu \frac{4s}{\pi d^2} \sqrt{2 \frac{p(x_0,0) - p_{амм}}{\rho}}, & x_1 \leq x < x_0 \\ u(x,0) = \frac{4Q(x_2,0)}{\pi d^2}, & x_0 \leq x \leq x_2 \end{cases} \quad (4.9)$$

$$\begin{cases} p(x,0) = p(x_2,0) + i_2(x_2 - x_0)\rho g + i_1(x_0 - x)\rho g, & x_1 \leq x < x_0 \\ p(x,0) = p(x_2,0) + i_2(x_2 - x), & x_0 \leq x \leq x_2 \end{cases} \quad (4.10)$$

с граничными условиями:

$$\begin{aligned} p(x_1, t) &= p(x_1, 0) = p(x_2) + (i_2(x_2 - x_0) + i_1 x_0)\rho g = const \\ u(x_2, t) &= 0 \end{aligned} \quad (4.11)$$

с условиями сопряжения в сечении x_0 :

$$\begin{cases} p^-(x_0, t) = p^+(x_0, t) \\ Q^-(x_0, t) - Q^+(x_0, t) = \mu_0 s \sqrt{2 \frac{p^+(x_0, t) - p_{амм}}{\rho}} \end{cases} \quad (4.12)$$

В конце рассматриваемого участка нефтепровода устанавливаем датчик, который будет фиксировать момент прихода отраженной волны давления. Датчик должен реагировать на изменение давления, а также фиксировать время его скачка. Поскольку на всех нефтепроводах имеются колебания давления, то для датчика введем минимальный скачок давления (порог чувствительности) [79]. Датчик при минимальном скачке обязан идентифицировать приход волны давления. Другими словами, волна фиксируется в том случае, если амплитуда давления превышает установленное пороговое значение:

$$p(x_2, t) - p(x_2, t - \Delta t) \geq D_{нео} \quad (4.13)$$

где $p(x_2, t)$, $p(x_2, t - \Delta t)$ - давления в конце участка нефтепровода в моменты времени t , $t - \Delta t$, $D_{нео}$ - пороговое значение (Па) примем равным 3 кПа.

4.3 Компьютерная программа для реализации модели контроля целостности магистрального нефтепровода

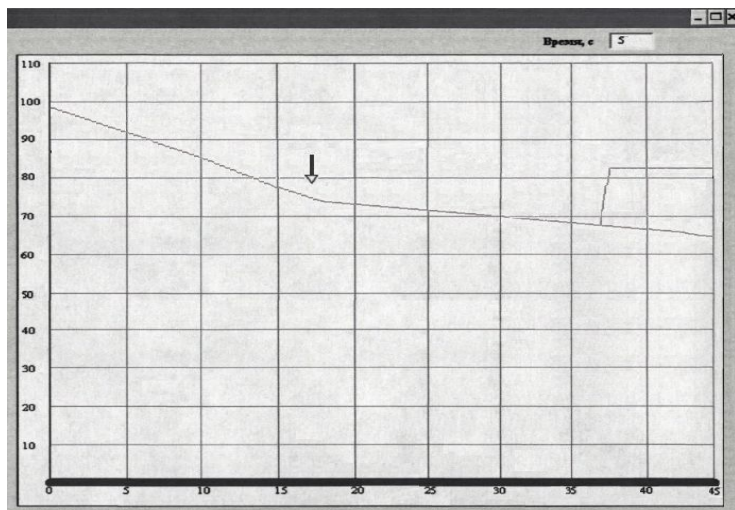
Метод характеристик представляет собой численный метод, отличающийся большим количеством итераций, которые производят с помощью программирования на компьютере [52, 65]. Для решения полученной системы уравнений потребовалось написать компьютерной программы в среде Delphi на языке программирования Object Pascal. Написанная программа позволяет продемонстрировать работу предложенного метода.

Программа написана на основе математической модели, которая была приведена ранее, способной моделировать работу участка нефтепровода с различными параметрами перекачки. Так в рамках программы, возможно, поменять физические свойства перекачиваемой жидкости, смоделировать утечку определенных размеров, а также поменять ее местоположение на рассматриваемом участке нефтепровода.

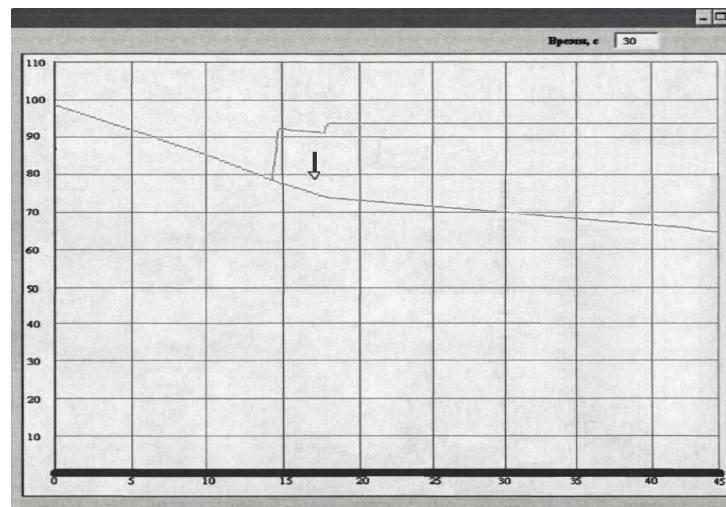
Посредством регулирования прикрытия задвижки программа позволяет смоделировать различную сканирующую волну давления.

На рисунке 4.3 продемонстрирован пример работы компьютерной программы. Изогнутая кривая отображает первоначальную линию гидравлического уклона на рассматриваемом участке нефтепровода длиной 45-км с наличием утечки на 17 км. Стрелка указывает предполагаемое место утечки.

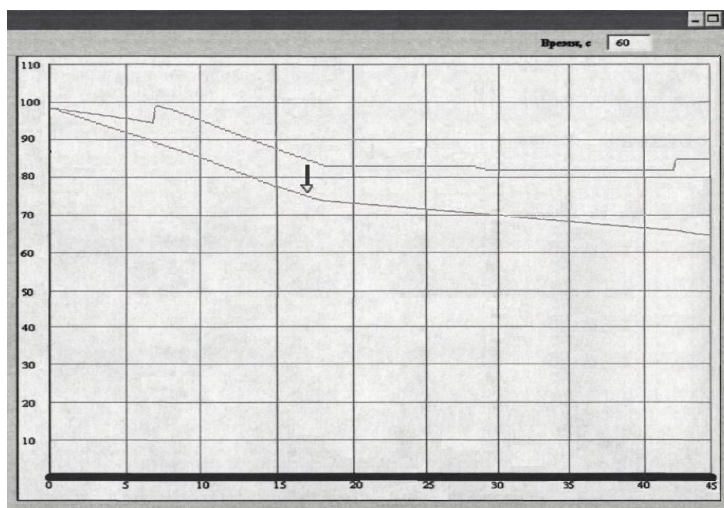
В конце участка нефтепровода образуется волна давления (рисунок 4.3 А), распространяющаяся вверх по нефтепроводу, которая при приходе к месту предполагаемой утечки распадается на две волны: проходящую и отраженную (волну разрежения) волны (рисунок 4.3 Б). Проходящая волна при достижении места утечки продолжает распространяться к началу участка нефтепровода, а отраженная волна (волна разрежения) распространяется назад к концу участка нефтепровода (рисунок 4.3 В). Стоит подчеркнуть, что давление в конце участка нефтепровода увеличивается, по сравнению рисунком 4.3 Б, где он постоянен.



А



Б



В

Рисунок 4.3 – Реализация предложенного метода контроля целостности нефтепроводов на компьютере

На приведенных рисунках видно, что скачок давления на фронте волны постепенно затухает из-за наличия потерь энергии на вязкое трение в нефтепроводе. Данное явление при перекачке высоковязких нефтепродуктов ярко выражено.

Изменяя исходные данные для моделирования (длину и диаметр трубопровода, физические свойства перекачиваемой жидкости, размеры утечек и других параметров), можно оценить диапазон утечек, который способен обнаружить метод сканирования волн давления, а также определиться с оптимальными условиями использования данного метода.

4.4 Определение минимального размера утечки на основе гидродинамической волновой теории

Размер утечек при возникновении аварий на магистральных трубопроводах колеблется от небольшого прокола вплоть до разрыва самого нефтепровода. К современным методам и средствам обнаружения утечек предъявляются не только требования к их своевременной идентификации, но и к диапазону их обнаружения на объектах трубопроводной магистрали.

Труднее всего обнаружить незначительные утечки малых размеров, которые сливаются с шумом, в отличие от разрывов на магистральных нефтепроводах, которые сопровождаются, как правило, изменениями в процессе перекачки нефтепродуктов.

Для оценки предложенного метода контроля целостности были проведены эксперименты с утечками на магистральных нефтепроводах различной интенсивности.

Полученные результаты экспериментов показали, что метод позволяет достаточно эффективно обнаружить утечки при относительно небольших размерах отверстий и небольшой величине утечки на магистральном нефтепроводе. Во всех проведенных экспериментах утечка была обнаружена.

Эксперименты носили собой идеальный характер, поскольку на применяемом измерительном оборудовании отсутствовала погрешность. Тем

самым нам удалось определить с абсолютной точностью значения скорости и давления в любой точке магистрального нефтепровода.

Приведем результаты экспериментов, в котором рассматривался трубопроводов 1020x10 мм с расходом 3500 м³/ч, датчики через 10 км в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Экспериментальные данные для нефтепровода 1020x10 мм с расходом 3500 м³/ч, датчики через каждые 10 км.

Размер отверстия в трубопроводе, см ²	0,3	0,7	1,1	1,3	1,7	2,3	5	10	15
Величина утечки, м ³ /ч	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Время на обнаружение утечки, сек.	223,7	171,2	146,2	131,2	92,4	68,2	37,4	22,5	16,5

График зависимости размера отверстия в трубопроводе от времени, необходимого на ее обнаружение для магистрального трубопровода 1020x10 мм с расходом 3500 м³/ч представлен на рисунке 4.4.

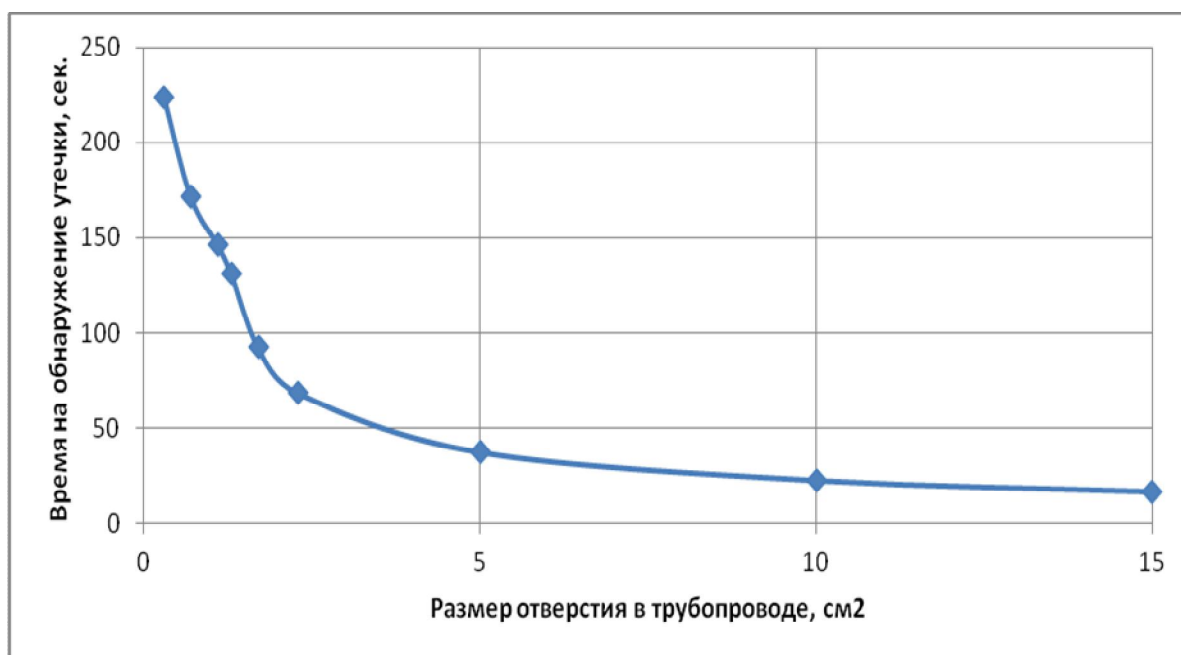


Рисунок 4.4 - График зависимости размера отверстия в трубопроводе от времени на обнаружение утечки

Как видно из приведенного графика, утечка обнаруживается при всех рассмотренных размерах отверстия в трубопроводе, но прослеживается закономерность, что чем меньше дефект, тем больше времени потребуется на ее идентификацию.

При учете погрешностей применяемых приборов данный график станет иначе.

Одним из самых главных критериев средств и методов обнаружения утечек, помимо самой идентификации, является время обнаружения утечки. Поскольку оперативная идентификация дефектов позволяет избежать потерь огромного количества нефти и нефтепродуктов, а также минимизировать последствия возможной экологической катастрофы.

Полученные результаты, в нашем случае, при размере отверстия в 0,3 см² на обнаружение утечки уйдет 223,7 секунды, что чуть меньше 4-х минут. Эти данные по времени идентификации утечки вполне приемлемы для устранения ее последствий специализированным персоналом, занимающимся ликвидацией аварий.

Рассмотрим случай, когда датчики установлены через каждые 20 км, смотри результаты расчетов в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Экспериментальные результаты для трубопровода 1020x10 мм с расходом 3500 м³/ч, датчики через каждые 20 км.

Размер отверстия в трубопроводе, см ²	0,3	0,7	1,1	1,3	1,7	2,3	5	10	15
Величина утечки, м ³ /ч	4	6	8	10	12	14	16	18	20
Время на обнаружение утечки, сек.	246,1	185,6	161,7	138,3	101,2	74,4	53,7	34,7	30,6

График зависимости размера отверстия в трубопроводе от времени, необходимого на ее обнаружение при датчиках, расположенных на расстояниях 10 и 20 км представлены на рисунке 4.5.

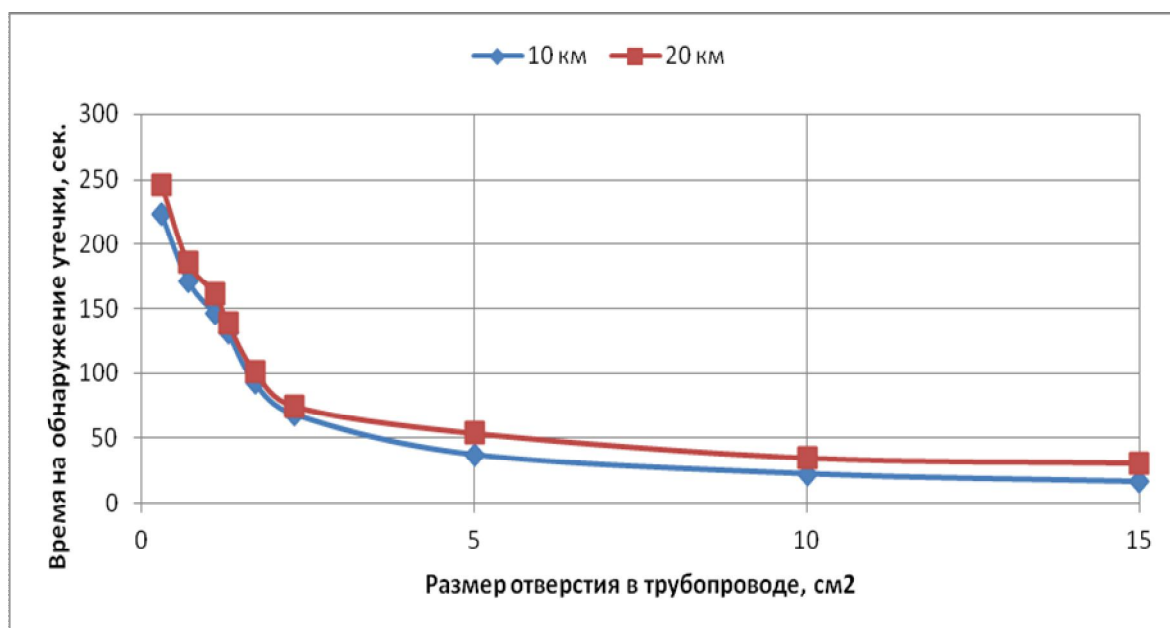


Рисунок 4.5 - График зависимости размера отверстия в трубопроводе от времени, необходимого на обнаружение утечки, при расположении датчиков через 10 и 20 км

При сравнении двух случаев, когда датчики расположены через каждые 10 км и 20 км, то видно, что с увеличением размеров утечки на участке магистрального нефтепровода увеличивается и время, затрачиваемое на ее обнаружение.

4.5 Анализ результатов моделирования работы нефтепровода, оценка эффективности предложенного метода

Для оценки эффективности метода контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков на основе гидродинамической волновой теории с помощью программы на компьютере провели целый ряд различных экспериментов. В каждом из них исходные данные были различными и для каждого эксперимента определялся минимальный размер утечки, который возможно обнаружить предлагаемым методом.

В диссертационной работе за базу был принят участок магистрального нефтепровода общей протяженностью 45 км и диаметром трубы 1020 мм., по которому перекачивается нефть с вязкостью 16 сСт и плотностью 850 кг/м³.

Пороговое значение $D_{пред}$ примем равным 3 кПа. Задвижка на конце участка нефтепровода закрыта полностью.

В диссертационной работе оценивалось влияние на метод контроля целостности нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории таких факторов, как диаметр и длина нефтепровода, свойства перекачиваемой нефти и многое другое. Полученные результаты экспериментов приведем ниже.

Влияние местоположения утечки. Определим, как местоположение предполагаемой утечки влияет на ее идентификацию, а потом рассмотрим размер минимальной утечки, которую способен определить рассматриваемый метод сканирования волн давления.

Как говорилось ранее, из-за диссипации энергии волны происходит ее равномерное затухание, тем самым размывается фронт волны. Фиксация утечки в методе генерации сканирующих волн давления осуществляется за счет определения времени с момента прихода отраженной волны к концу участка от места предполагаемой утечки. Следовательно, можно допустить, что волны, отраженные от дефекта в начале участка магистрального нефтепровода, поступают к датчикам давления незначительными, и они могут остаться без внимания. Данное предположение было проверено с помощью компьютерного моделирования.

В проведенном эксперименте была задана площадь дефекта в нефтепроводе и его координата x_0 . Изменяя значение площади дефекта по сравнению с начальным $s = 0,1 \text{ см}^2$ с шагом $\Delta s = 0,1 \text{ см}^2$, находим предельный размер утечки $s_*(q_*)$. В случае интенсивности утечки меньше предельного размера $q < q_*$, образовавшиеся утечки на нефтепроводе не идентифицируются при помощи метода генерации волн давления, поскольку датчики не способны зафиксировать столь малый размер отраженных волн. Утечки на нефтепроводе с интенсивностью выше предельного размера $q > q_*$ метод сканирования волн давления способен точно зафиксировать.

В проведенном эксперименте были найдены предельные значения интенсивности образуемой утечки q_* для всех точек рассматриваемого участка нефтепровода $x_0 \in (x_1, x_2)$. На рисунке 4.6 представим результаты экспериментов для базового нефтепровода ($L = 45$ км, $D = 1020$ мм, $Q = 3500$ м³/ч) в виде зависимости предельной интенсивности утечки $q_*(x)$ от координаты дефекта на контролируемом участке нефтепровода.

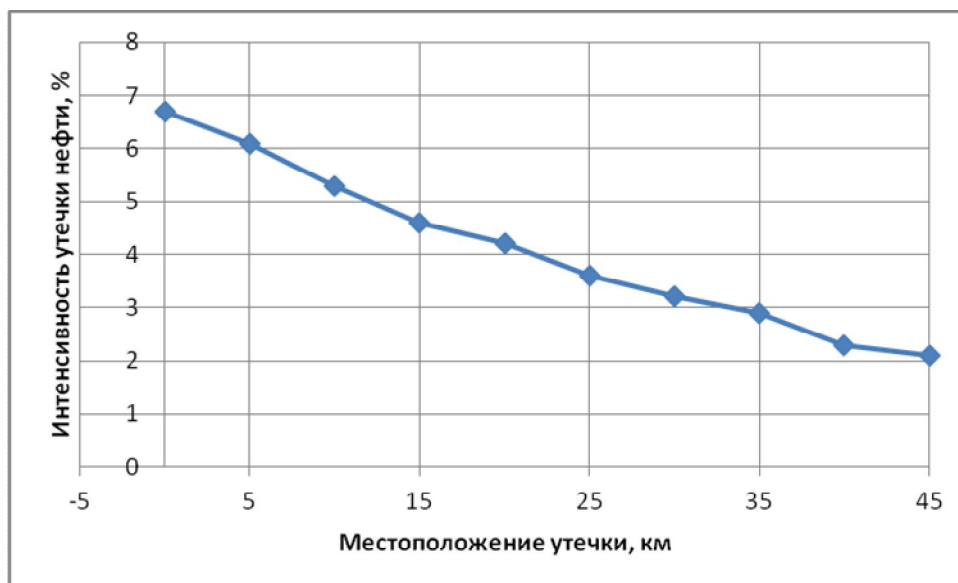


Рисунок 4.6 - Зависимость местоположения утечки от ее предельной интенсивности на рассматриваемом участке нефтепровода

Из зависимости видно, что чем утечка находится дальше от конца нефтепровода (места запуска волны давления), тем хуже дефект обнаруживается. Так, в диссертационной работе для участка нефтепровода, если утечка находится в 1 км от конца нефтепровода (на 44-ом км), то утечки свыше 70 м³/ч или 2% возможно определить, а если же повреждение произошло в начале участка (в 44 км от конца нефтепровода), то можно определить утечки свыше 231 м³/ч или 6,6%. Полученная зависимость может быть объяснена явлением затухания скачка давления на фронте первоначальной волны и отраженной волны, вследствие потерь энергии на трение. Чем больше сканирующая волна давления проходит расстояние, тем больше происходят потери на трение. Следовательно, чем меньше контролируемый участок нефтепровода, тем более мелкие утечки способен идентифицировать метод контроля целостности на основе

гидродинамической волновой теории. Предельным значением интенсивности утечки q_* для контролируемого участка нефтепровода $[x_1, x_2]$ будет предельное значение для начала участка нефтепровода $q_*(x_1)$. При проведении анализа эффективности метода генерации сканирования волн давления и экспериментов под минимальной интенсивностью утечки будем иметь ввиду $q_*(x_1)$. Под ней будет понимать величину утечки на нефтепроводе ($\text{м}^3/\text{ч}$) или же, как относительную утечку к общему расходу перекачки по участку нефтепровода Q ($\frac{q}{Q}$), измеряемой в %.

Влияние расхода перекачки Q . Данный параметр также влияет на эффективность предложенного метода контроля целостности на основе гидроволновой теории. От расхода перекачки нефти или нефтепродуктов напрямую зависит уровень скачка давления, возникающий на фронте сканирующей волны, следовательно, и от скачка давления отраженной волны.

Полученные результаты экспериментов демонстрируют, что эффективность предложенного метода с увеличением расхода уменьшается. Ниже на рисунке 4.7 показана полученная зависимость величины предельной интенсивности утечки $q_*(x_1)$ (% , $\text{м}^3/\text{ч}$) от общего расхода перекачки Q ($\text{м}^3/\text{ч}$).

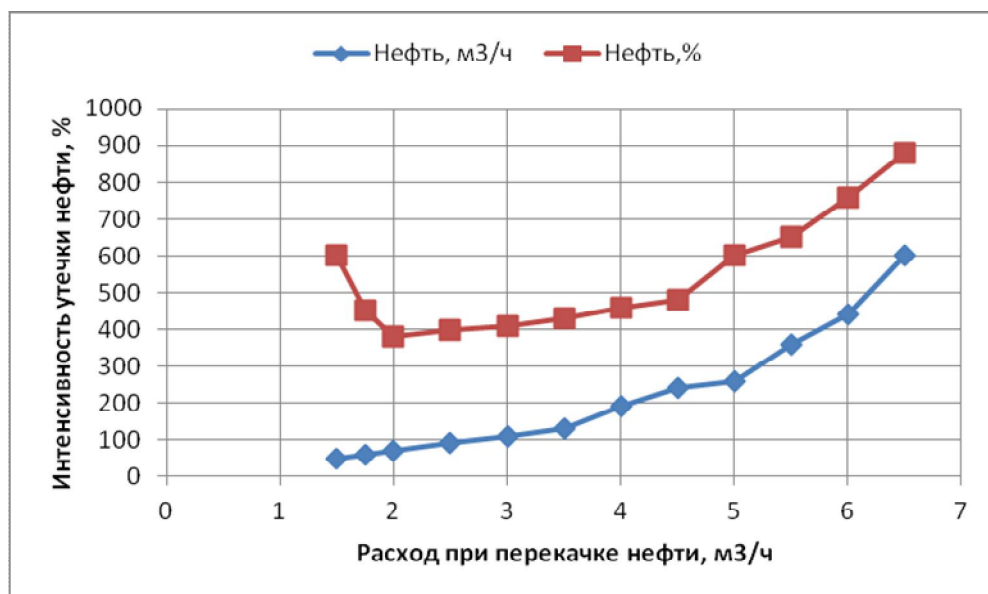


Рисунок 4.7 – Предельная интенсивность утечки при различном расходе перекачки

Различие в графике при абсолютной и относительной утечке объясняется следующими двумя явлениями:

1) При малых скоростях течения нефти на участке нефтепровода в результате гидроудара происходит генерация сканирующей волны с небольшим скачком повышенного давления ($\Delta p = \rho c u$). После распада волны в месте предполагаемой утечки фронт отраженной волны также незначительный, поэтому приборам трудно его зафиксировать.

2) При больших скоростях течения нефти на участке нефтепровода в результате гидроудара происходит генерация сканирующей волны со значительным скачком давления, который протекает с быстрым нарастанием давления в конце контролируемого участка нефтепровода (рисунок 4.8). На ее фоне отраженная волна от незначительных утечек может остаться не зафиксированной.

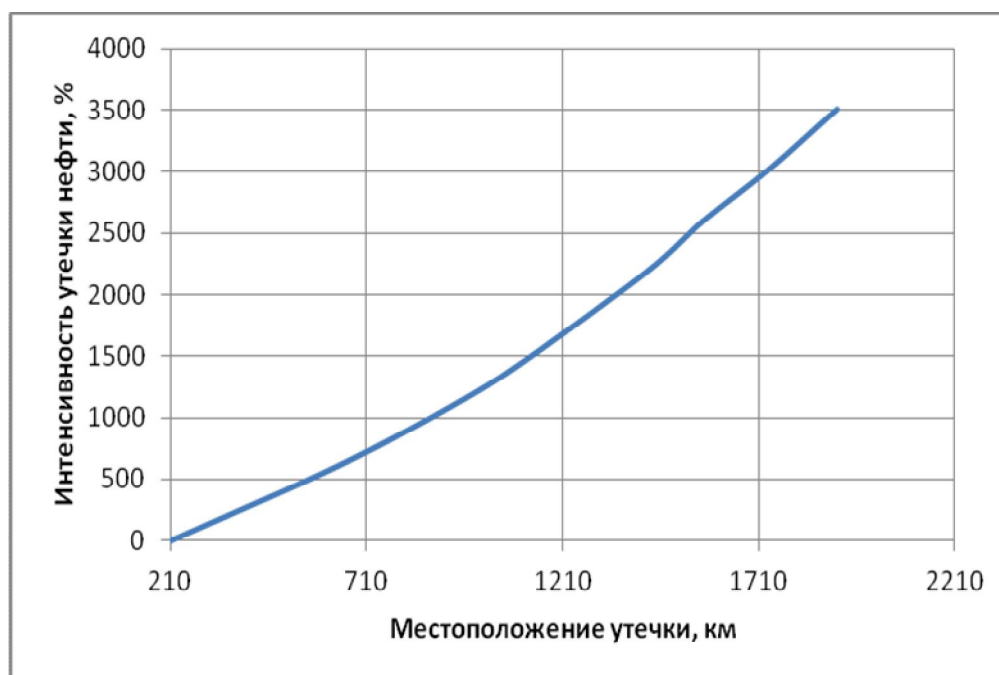


Рисунок 4.8 - Скорость нарастания давления в конце участка нефтепровода при смоделированном гидроударе

Влияние чувствительности датчиков. Определим чувствительность оборудования, которое установлено на рассматриваемом участке нефтепровода. Под чувствительностью датчика давления будем понимать минимальные скачки давления, которые манометр способен зафиксировать. От точности

применяемых манометров в методе генерации сканирующих волн давления будет зависеть фиксация малых утечек.

График зависимости предельной интенсивности утечки $q_*(x_0)$ для метода сканирования волн давления от скорости перекачки жидкости в нефтепроводе Q (м/с), при чувствительности приборов в 2,5 и 4 кПа представлен на рисунке 4.9.

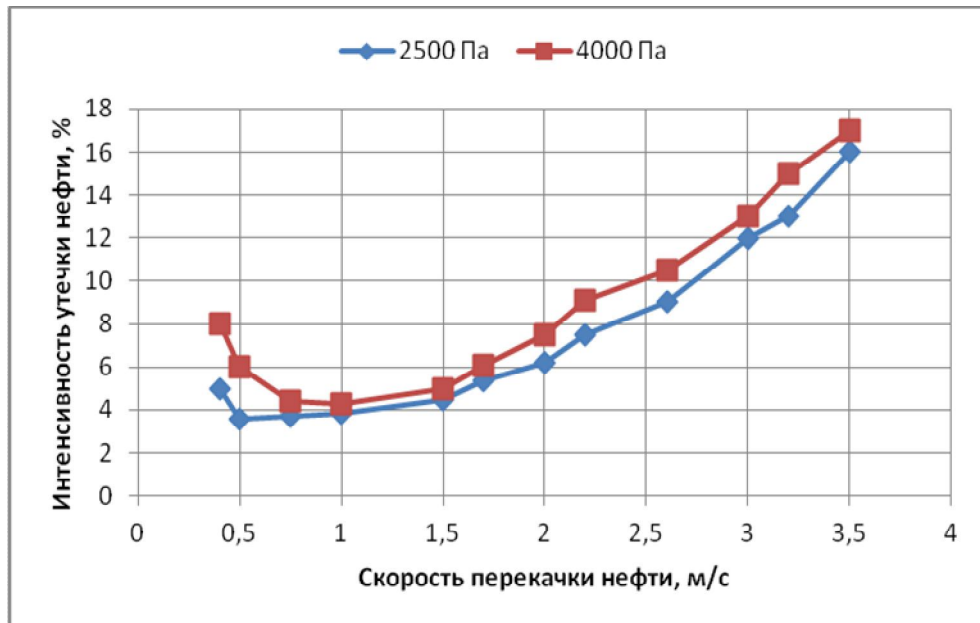


Рисунок 4.9 - Предельная интенсивность утечки при различных чувствительностях датчиков

Из приведенного графика видно, что использование манометров с высоким классом точности позволяет существенно повысить эффективность рассматриваемого метода сканирования волн давления.

Стоит отметить, что различие экспериментального участка нефтепровода от реально эксплуатируемого в том, что в последнем есть колебания давления, которые вызваны различными технологическими операциями. Из-за этого более точные манометры смогут зарегистрировать так называемые колебания давления побочного характера, что соответственно приведет к ненужным ложным срабатываниям при контроле целостности магистральных нефтепроводов.

Влияние свойств продукта перекачки. Размеры идентифицируемой утечки на участке магистрального нефтепровода сильно зависят от такого показателя, как вязкость перекачиваемой жидкости (рисунок 4.10). В проведенных

экспериментах были рассмотрены два вида перекачиваемого продукта: нефть и бензин. Характеристики продуктов, которые были взяты за основу, представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Характеристики перекачиваемых продуктов

	<i>Нефть</i>	<i>Бензин</i>
<i>Вязкость, сСт</i>	16,0	0,8
<i>Плотность, кг/м</i>	850	770

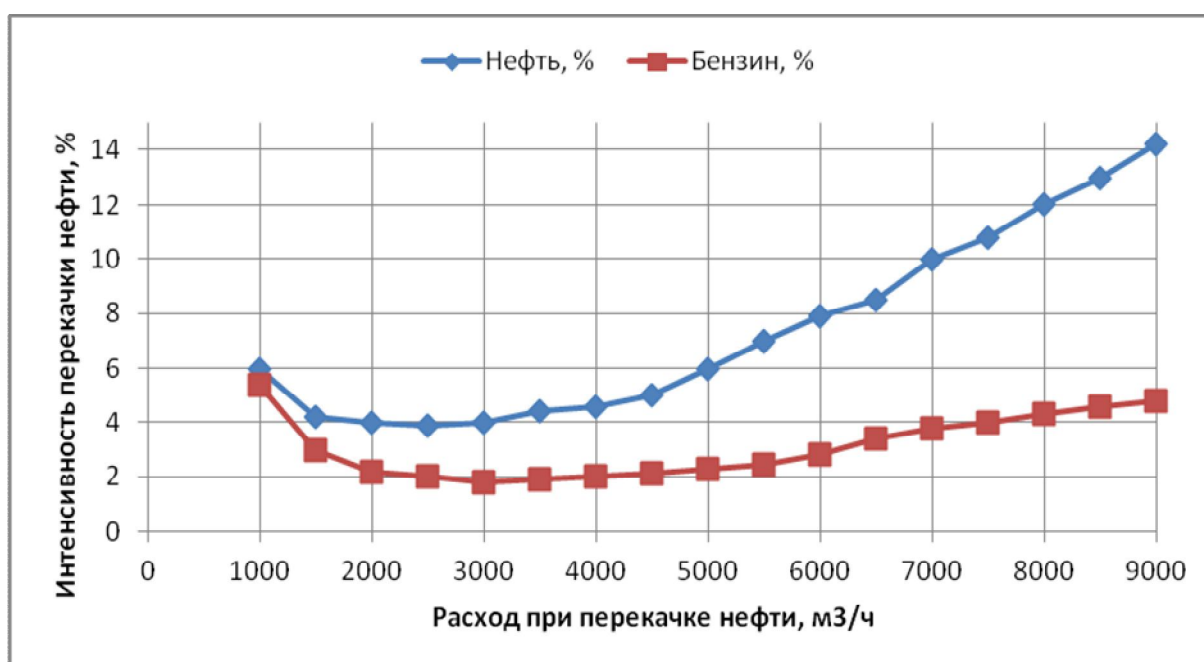


Рисунок 4.10 - Зависимость интенсивности минимальной идентифицируемой утечки от вязкости продукта перекачки

Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории меньше всего подходит при перекачке вязкой жидкости, потому что при этом возникают большие затухания волн из-за увеличения трения.

Влияние диаметра участка нефтепровода. Кривая для труб разного диаметра примерно аналогична кривой, представленной на рисунке 4.7. Причем из графиков видно, что минимальные значения утечки легко обнаруживаются при скоростях перекачиваемой жидкости в районе 0,7-1,2 м/с.

В экспериментах диссертационной работы были рассмотрены два ассортимента труб 1020x10 мм и 530x8 мм. Для трубы с меньшим диаметром точность идентификации утечки увеличивается (рисунок 4.11).

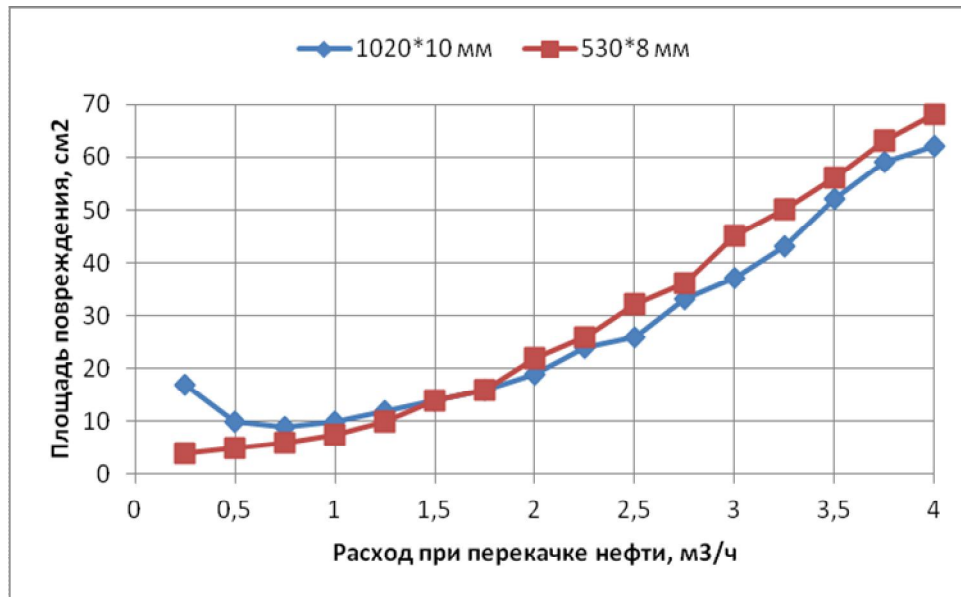


Рисунок 4.11 - Влияние диаметра нефтепровода на эффективность предлагаемого метода

Данное утверждение верно только для определения размеров дефекта, а вот если речь идет об утечке относительно расхода, то там обстоит все по-другому (рисунок 4.12):

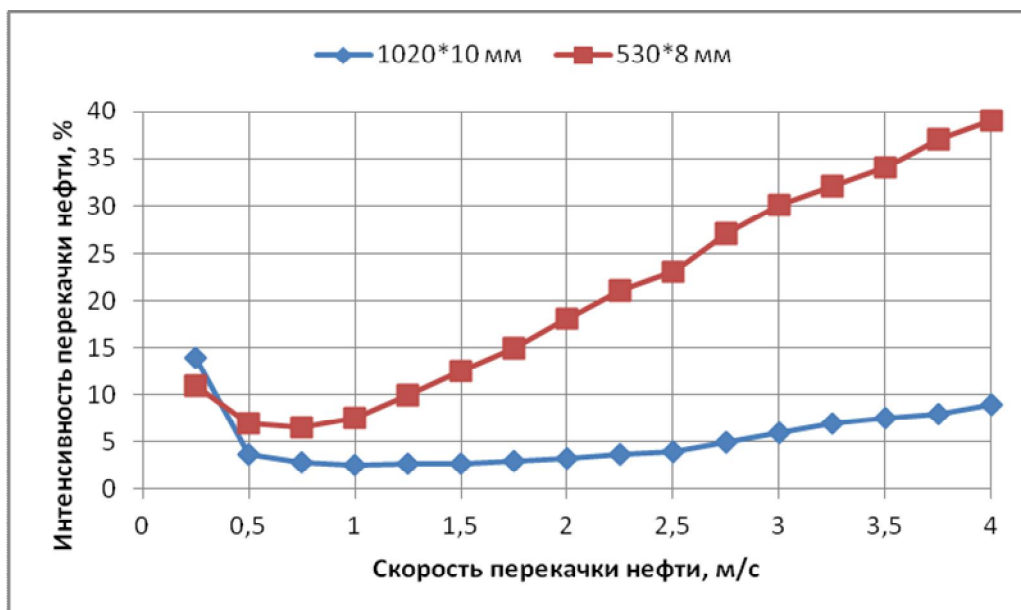


Рисунок 4.12 - Влияние диаметра участка нефтепровода на эффективность метода

4.6 Выводы по главе 4

Предложенный метод контроля целостности нефтепровода на основе генерации волны давления наиболее эффективно позволяет обнаружить утечки на участках нефтепровода небольшого диаметра и длины, при скорости перекачки в районе 0,7-1,2 м/с и перекачке невысоковязких продуктов (с целью устранения потерь на трение). Не стоит пренебрегать точностью, установленных на участке нефтепровода, манометров, от которых напрямую зависит эффективность предложенного метода.

Глава 5 Техническая реализация предложенного метода

5.1 Описание экспериментальной установки

Для подтверждения работоспособности предложенного метода контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории был собран экспериментальный стенд для проведения исследований (рисунок 5.1).

Он представляет собой трубопровод диаметром $d_y = 1/2$, который смонтирован в форме змейки в три ряда и закреплен на жесткой опоре. Толщина стенок труб составляет $\delta = 2,5$ мм.

На трубопроводе закреплены датчики давления, которые закреплены с помощью тройников. Поворот лабораторного трубопровода осуществлен посредством уголка с углом поворота 90° .

Для имитации дефектов в трубопроводе использовались специальные вставки, которые имели отверстия в виде щелей (размерами 1×2 и 2×3 мм) и отверстия в виде круга (диаметром 1 и 2 мм).

Между контрольными точками расстояние на трубопроводе было следующим: А-Б- 15,20 м; Б-В-8,20 м; В-Г-0,2 м; Г-Д- 23,4 м; Д-Е- 33 м; Е-Ж - 16,4 м; Ж-З - 0,2 м. Таким образом, длина трубопровода в экспериментальной установке составила 96,60 м.

Трубопровод заполняется водой путем его прокачки с помощью компрессора через кран 2, когда кран 3 - открыт и утечка закрыта.

На продемонстрированной экспериментальной установке были проведены лабораторные испытания.

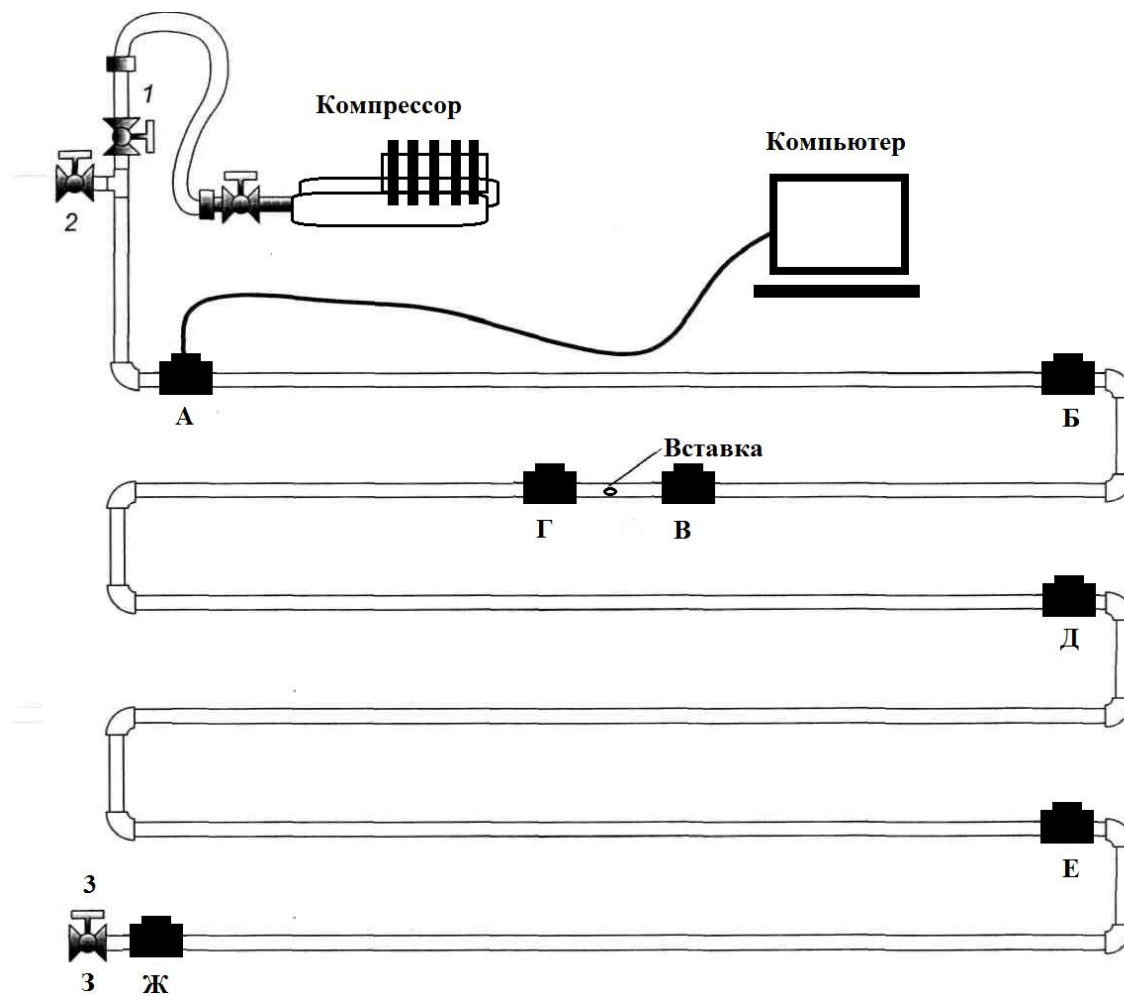


Рисунок 5.1 – Схема экспериментальной установки

5.2 Требования к измерительной аппаратуре, выбор средств измерения давления

5.2.1 Параметры измерительной аппаратуры

Исходя из проведенного анализа предстоящих условий проведения экспериментальных исследований на установке:

- длина трубопровода до 100 м;
- скорость распространения волны давления 1000-1200 м/с,
- давление в трубопроводе порядка 0,1-0,3 МПа.

были поставлены требования к применяемой измерительной аппаратуре, которой предстояло не только определить факт наличия утечки, но и ее местоположение [23, 24].

Требования, предъявляемые к измерительной аппаратуре:

1. Погрешность при определении давления: 0,0001 МПа.
2. Встроенная память в датчике для хранения величины импульса давления и ее объем памяти должен хватать на запись данных на протяжении 150 секунд.
3. Дискретность записи сигнала должна быть не более 2,0-2,5 мс.
4. Наличие ПО, способного выполнить в процессе экспериментальных исследований просмотр результатов, первичный анализ, иметь возможность вывода на печать, а также импортирование.
5. Осуществление запуска и остановки датчика давления с помощью применения электронно-вычислительной машины (ЭВМ).

Проведенный анализ современных датчиков давления показал, что перечисленным выше требованиям может отвечать интеллектуальный датчик давления фирмы «Грант» с частотой дискретизации 2,5 мс и приведенной погрешностью 0,025%.

Лабораторные эксперименты проводились на установке при использовании компьютеров IBM PC, специального ПО, обеспечивающего создание «базы данных» по результатам экспериментов, а также манометра РШ.

5.2.2 Измерительный преобразователь давления МТУ

На лабораторном стенде в процессе испытаний был применен универсальный измерительный преобразователь давления МТУ, так называемый манометр-термометр универсальный МТУ-04.02.XX (рисунок 5.2) [32].



Рисунок 5.2 - Измерительный преобразователь давления МТУ

Для экспериментальной установки был выбран именно прибор, поскольку областью применения данного прибора является оперативный контроль не только давления, но и температуры в нагнетательных и эксплуатационных скважинах, трубопроводах, резервуарах, а также в системах для контроля и управления технологическими процессами на производствах в нефтеперерабатывающих и нефтегазодобывающих предприятиях.

Помимо этого универсальный датчик в дистанционном режиме имеет возможность передачи по унифицированному каналу по протоколу RS-485 зарегистрированных значений давления и температуры на внешний контроллер.

Информация поступает на МИКОН-827, для ее считывания на экспериментальном объекте был установлен переносной модуль для сбора информации МСИ-07, который возможно подключить через адаптер АД-04 к герметичному разъему датчика. Модуль обеспечивает запись зарегистрированной

информации из датчика в энергонезависимую память. При экспериментальных исследованиях универсальный датчик подключался также к электронно-вычислительной машине по свободному COM-порту [32].

Контроль состояния работы датчика, осуществляет его запуск в работу и считывание данных из памяти прибора обеспечивает программа верхнего уровня. В этом случае, применяется протокол RS-485, а скорость обмена по унифицированному порту составляет 9600 бит/с.

Для нормализации сигнала последовательного интерфейса микроконтроллера в стандарт RS-485 применяются микросхемы-интерфейсы.

Технические характеристики прибора приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические характеристики манометра-термометра универсального

Диапазон измерения (ВПИ) избыточного давления, МПа	2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60; 100
Пределы приведенной погрешности канала измерений давления в диапазоне рабочих температур, % от ВПИ	±0,25
Диапазон рабочих температур, °С	-40... 85
Диапазон измерения температуры, °С	-20... 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности канала измерения температуры, °С	±0,5 (±0,25)
Дискретность измерения	1 с... 1 сутки
Количество точек регистрации: - давление + температура - только давление	697 685 1 395 370
Напряжение питания, В	3,6
Масса, кг, не более	1,8

5.3 Экспериментальные исследования на лабораторном стенде

Эксперименты проводились на описанном ранее лабораторном стенде (рисунок 5.3).

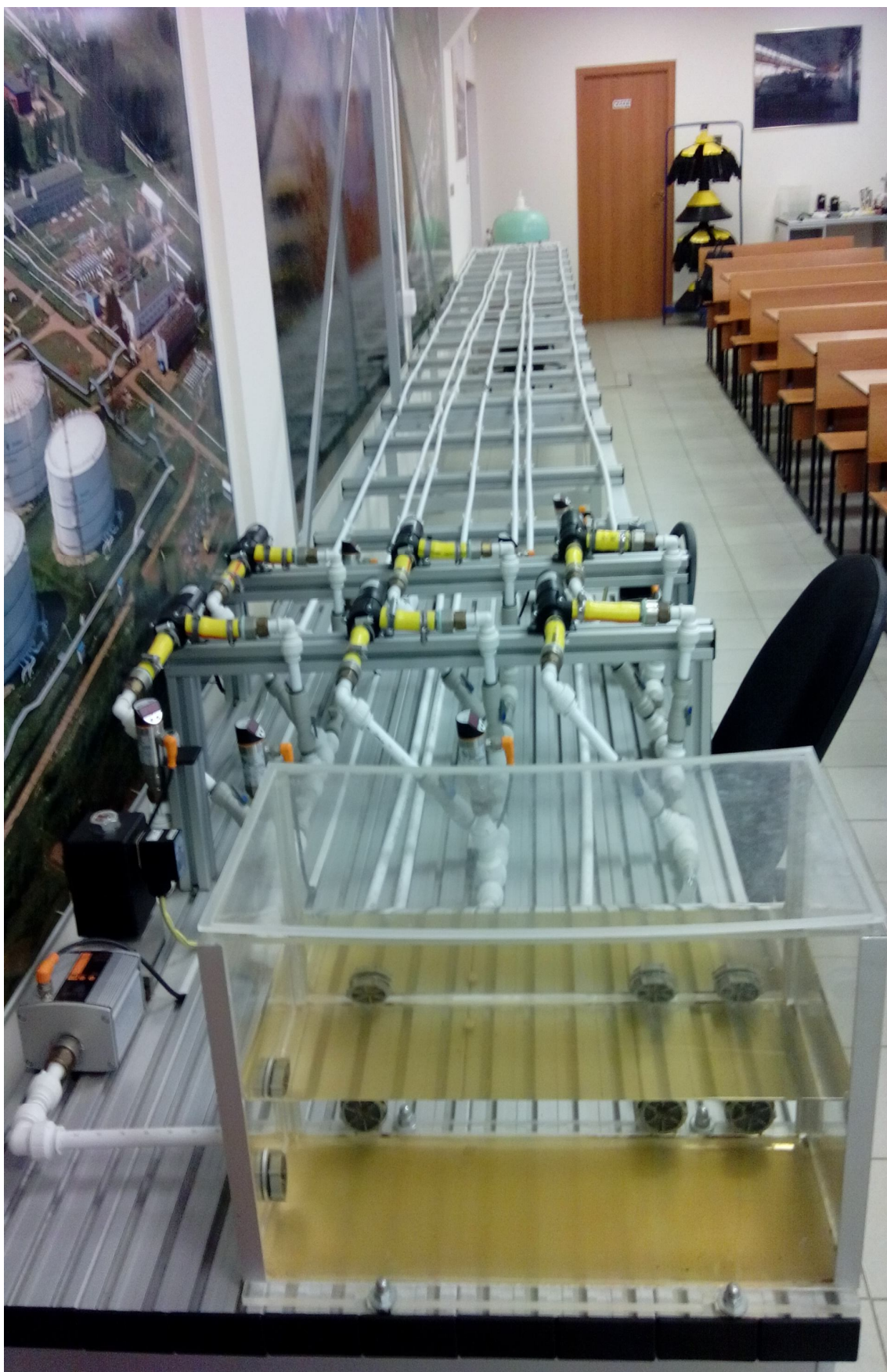


Рисунок 5.3 – Лабораторный стенд

Имитация утечки на трубопроводе осуществлялась путем открытия в сечении «В» отверстия. Для генерации волны давления применялся ресивер установленного компрессора. Внутри трубопровода во время испытаний прокачивалась вода.

Экспериментальные исследования проходили следующим образом:

Первый этап: В сечении «В» отверстие закрыто, вода прокачивается насосом через открытый кран 1. В это время кран 2 - закрыт, а кран 3 - открыт. После такого, как воздух удалится из трубопровода, краны 1 и 3 закрываем и насос останавливаем.

Второй этап: Датчик давления устанавливаем в начале имитационного трубопровода в сечении А или в конце в сечении Ж. На электронно-вычислительной машине запускаем специализированную программу, выполняем подготовку датчиков к записи сигналов при помощи его инициализации.

Третий этап: В ресивере компрессора создаем требуемое давление. При закрытом положении крана 2 открываем вентиль, находящийся на выходе из ресивера компрессора.

Четвертый этап: Через компьютер запускаем в работу наш датчик давления.

Пятый этап: При проведении экспериментов без утечки на трубопроводе, отверстие в сечении «В» всегда остается закрытым. В имитируемый трубопровод посылаем импульс высокого давления. На протяжении нескольких секунд датчик давления записывает изменение давления во времени, а затем его останавливаем и перекрываем кран 2.

При проведении экспериментов с утечкой отверстие в сечении «В» открываем на пару секунд раньше открытия крана 2. Через одну секунду закрываем отверстие в сечении «В». В нескольких экспериментах открытие отверстия и его последующее закрытие проводилось при открытии крана 2. В тот самый момент, когда жидкость в имитируемом трубопроводе находится при давлении воздуха в ресивере компрессора.

5.4 Экспериментальные исследования на усложненном лабораторном стенде

Затем испытания производились на усложненном лабораторном стенде (рисунок 5.4).

При лабораторных испытаниях перекачки воды по имитационному трубопроводу волна повышенного давления создавалась путем резкого открытия крана 5 и затем его резкого закрытия, в то время как кран 1 был открыт. Время между открытием и закрытием крана под номером 5 изменялось от одной доли секунды до нескольких секунд. Все это время краны 2 и 3 находились в закрытом положении, а компрессор был выключен.

Замеры осуществлялись двумя датчиками давления: первый из них устанавливался в сечении «А», а второй - в сечении «Ж». Утечка имитировалась в виде круглых и щелевых отверстий, которые были сделаны в пробке тройника.

.

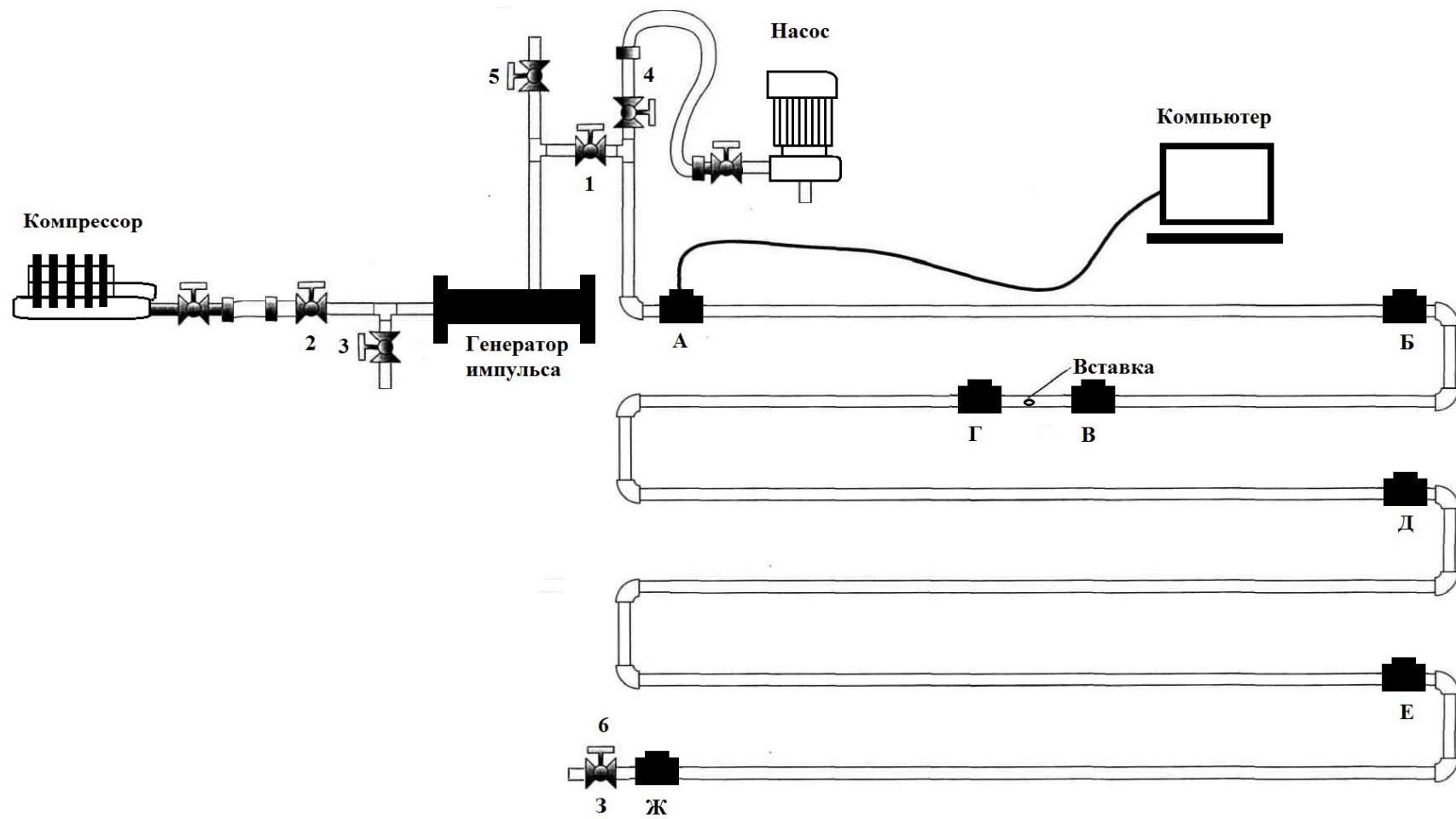


Рисунок 5.4 – Усложненная экспериментальная установка

5.5 Анализ результатов испытаний на экспериментальном стенде

При применении предложенного метода на практике, стоит задуматься про погрешности измерительных приборов, ведь теоретическая модель отличается от лабораторных исследований.

Класс точности средств измерения давления, применяемых на объектах нефтегазовой отрасли имеет погрешность в 0,1 %.

Класс точности представляет собой погрешность прибора, которая выражена в процентном соотношении от максимально давления, которое может быть измерено с помощью манометра. Таким образом, погрешность манометра с максимальным измеряемым давлением до 6 МПа и классом точности 2, равна двум процентам от 6 МПа, что составляет 0,12 МПа.

Попробуем оценить в диссертационной работе влияние погрешности измерительных приборов на идентификацию утечки.

Представим измеряемое значение давления, как $P = P_{ист} + \delta$, где δ - ошибка измерения. Из этого получается, что реальное значение равно сумме истинного значения (давление и скорость через 10 км трубопровода берутся через программу) и ошибке измерений. Получается, что мы получаем значения с небольшой ошибкой, а не точные измерения значение давления, которые подобны реальным.

Представим распределения давления без погрешности, с погрешностью в 1 и 5% на рисунках 5.5 и 5.6 соответственно.

1. Перекачиваемая жидкость в трубопроводе находится в состоянии покоя. Открывая кран 1 (рисунок 5.1), создается импульс давления, сообщающий полость трубопровода с ресивером компрессора, который заполнен воздухом под давлением.

На рисунке 5.5 приведен график распределения давления в имитируемом трубопроводе с утечкой. В примере датчик давления, установлен в начале трубопровода. Смоделированная утечка на 17 км отражается на картине колебания давления.

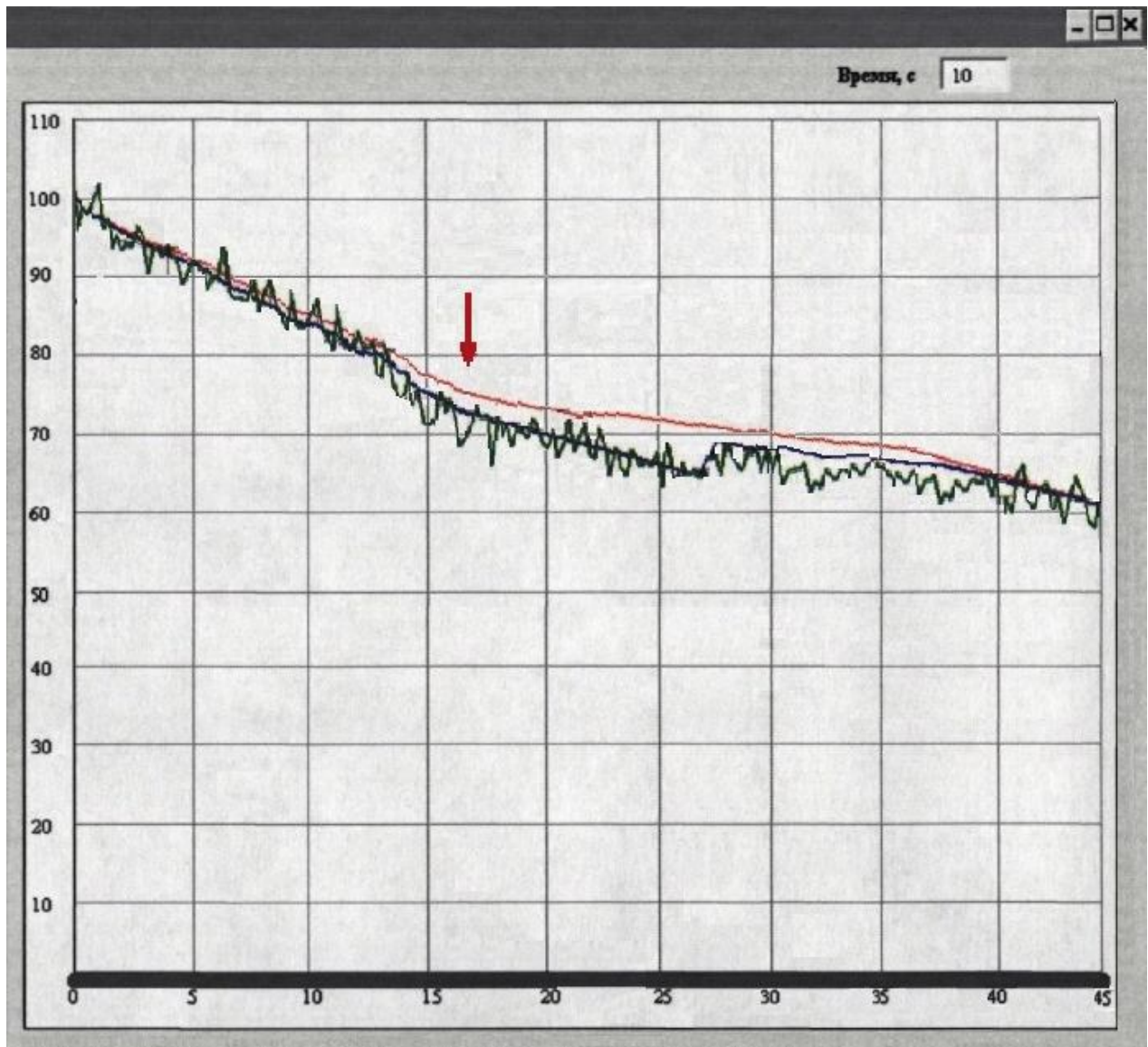


Рисунок 5.5 – График распределения давления при утечке, датчик установлен в начале трубопровода

2. Опыт проводился при работающем насосе, резким открыванием или закрыванием крана 5 (рисунок 5.4) создавался гидроудар (импульс отрицательного давления). Датчики давления устанавливались в начале и конце имитируемого трубопровода (рисунок 5.6).

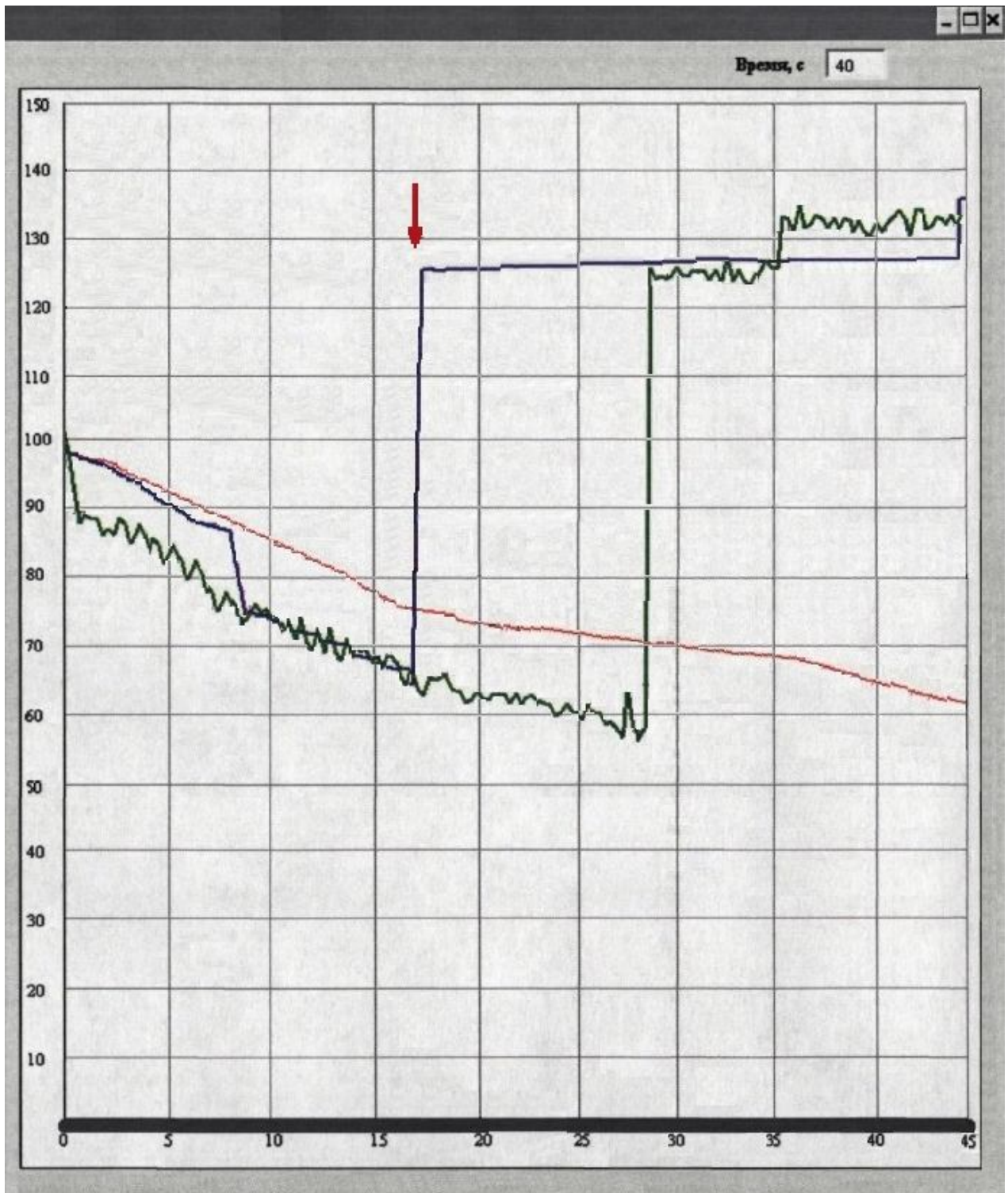


Рисунок 5.6 – График распределения давления при гидроударе, датчик установлен в начале и конце трубопровода

В результате проведенных экспериментов удалось установить, что предложенный метод контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков на основе гидродинамической волновой теории позволяет определять наличие утечки на имитируемом нефтепроводе, несмотря на

погрешность приборов. Наличие больших погрешностей приводит к увеличению времени обнаружения утечки, а также возникновению ложных срабатываний при образовании утечек малых размеров.

5.6 Пути повышения эффективности метода обнаружения утечек на основе гидродинамической волновой теории

Предложенный метод имеет ряд недостатков, которые ограничивают его применимость на нефтепроводах.

К примеру, при создании, так называемого, гидроудара (полном закрытие задвижки) существует опасность для прочности нефтепровода. Причем сгенерированная волна повышенного давления способна увеличить уже образовавшуюся утечку. Во избежание данного явления необходимо создать волну с небольшим скачком давления путем неполного закрытия задвижки.

Также недостатком данного метода обнаружения утечек на нефтепроводе можно считать различного колебания давления из-за проведения технологических операций (например, отключения насосов, переходов на новый режим работы и т.д.), которые приводят к ложным срабатываниям приборов, что в какой-то мере снижает эффективность предложенного метода.

Данный метод неприменим для участков нефтепровода, где имеются самотечные участки или пустоты, поскольку они не пропускают волну давления.

Попробуем усовершенствовать метод генерации сканирования волн давления и повысить эффективность предложенного метода.

Для этого стоит проанализировать факторы, которые снижают эффективность работы метода обнаружения утечек. При проведении численного решения было установлено, что основным мешающим фактором для эффективной работы метода, являются потери на трение. В результате действия сил вязкого трения происходит явление рассеивания энергии волны, благодаря чему импульс, полученный от места предполагаемой утечки, приходит уже ослабленным.

Скачок давления на фронте сканирующей волны давления изменяется во времени по формуле:

$$\Delta p = \rho_0 c u \cdot \exp\left(-\frac{a}{2d_0} \cdot t\right) \quad (4.15)$$

где $\rho_0 c u = \Delta p_0$ - первоначальный скачок давления на фронте сканирующей волны давления, a - некоторая константа ($a = \lambda_0 u_0$).

На физические свойства перекачиваемой жидкости повлиять, возможно, но не очень целесообразно. Это можно сделать, изменив время от отражения волны до ее регистрации, путем сканирования небольших участков нефтепровода. В результате этого время сканирования рассматриваемого участка нефтепровода пропорционально сократится ($t = \frac{L}{c}$), и тогда скачок волны давления несущественно затухнет. Для этого необходимо расставить датчики по всей длине контролируемой трассы, а не только в конце участка нефтепровода. Мера по увеличению числа регистрирующих датчиков повысит количество обнаруживаемых дефектов, а также позволит с большей точностью определить координату утечки.

Если датчики настроить на постоянную регистрацию колебаний давления на участке нефтепровода, то в случае образования утечки они будут способны зафиксировать волны разрежения, которые идут от места дефекта. По полученной разности времен прихода волн можно предполагать как о наличии утечки, так и ее местоположении.

Недостатком метода контроля целостности на основе гидродинамической волновой теории можно считать большое нарастание давления в конце участка нефтепровода, поскольку гидроудар наносит урон прочности труб. Во избежание этого предлагается генерация волн давления с небольшой амплитудой путем неполного закрытия запорной арматуры.

Большие амплитуды давления при установке на трассе нескольких датчиков давления не требуются, поэтому волны, сгенерированной прикрытием задвижки, будет вполне достаточно. Как показывают проведенные эксперименты

с применением компьютерной программы, при установленном датчике только в конце трубопровода требуется прикрыть задвижку не менее чем на 80%.

Также одним из способов совершенствования предложенного метода является генерация волны пониженного давления. В результате распада пониженной волны возвращается обратно волна повышенного давления. Принципиальным отличием является то, что при использовании метода обнаружения утечек на основе волны пониженного давления не создается опасности для разрушения целостности контролируемого участка нефтепровода.

5.7 Практическая рекомендация к применению предложенного метода

Для практической реализации предложенного метода требуется установка манометров, контролирующих изменение давления на входе и выходе рассматриваемого участка нефтепровода. Информация, полученная от датчиков, поступает на ЭВМ центрального диспетчерского пункта.

На большинстве магистральных нефтепроводах действующая система телемеханики способна обеспечить весь требуемый объем данных. Поэтому для внедрения метода контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков на основе гидродинамической волновой теории не потребуются большие капитальные вложения, а потребуются только установка программного обеспечения, способного обработать соответствующим образом данные и принять решение о наличии утечки.

Заключение

1. Из проведенного анализа современных методов и систем обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах можно сделать вывод, что на данный момент, несмотря на высокий уровень технического прогресса, не существует надежного и универсального метода обнаружения утечек, способного с высокой точностью идентифицировать незначительные дефекты. С целью повышения надежности обнаружения дефектов на действующих нефтепроводах применяются комбинации нескольких методов.

2. Предложенный метод контроля целостности магистральных нефтепроводов на основе гидродинамической волновой теории с генерацией волны давления подходит для обнаружения утечек крупных размеров, а также для определения ее местоположения. В диссертационной работе приведены теория метода, результаты численного моделирования утечки, и даны возможные варианты повышения эффективности.

3. Рекомендован к промышленному использованию предложенный метод контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков с генерацией волны повышенного давления, которая в месте предполагаемой утечки распадается на проходящую волну и отраженную волну, распространяемую к концу рассматриваемого участка нефтепровода. В качестве критерия наличия утечки на участке нефтепровода принимаем наличие отраженной волны. Метод применим как для стационарных режимов работы нефтепровода, так и для нестационарных режимов работы нефтепровода.

4. Установлена применимость метода контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных участков на основе гидродинамической волновой теории с генерацией волны повышенного давления. Так, сделана оценка эффективности предложенного метода обнаружения утечек в зависимости от различных параметров, по итогам которой можно свидетельствовать о наибольшей надежности обнаружения

утечек на участках нефтепровода небольшого диаметра и длины, при скорости перекачки в районе 0,7-1,2 м/с и перекачке невысоковязких продуктов (с целью устранения потерь на трение).

Список литературы

1. Абрамзон, Л.С. Повышение эффективности трубопроводного транспорта вязких и застывающих нефтей и нефтепродуктов: дис. ... д-ра технич. наук: 05.15.13 / Абрамзон Леонид Семенович. – Уфа, 1984. – 251 с.
2. Абрамзон, Л.С. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей / Л.С. Абрамзон, В.Е. Губин, В.Н. Дегтярев, В.Н. Степанюгин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 93 с.
3. Абузова, Ф.Ф. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа / Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новоселов. - М.: Недра, 1992. - 320 с.
4. Абузова, Ф.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировании и хранении / Ф.Ф. Абузова, И.С. Бронштейн, В.Ф. Новоселов. - М: Недра, 1981. - 248 с.
5. Авгученко, Г.В. Электронно-акустический прибор ЭАТ-2 для обнаружения неисправности в подземных трубопроводах / Г.В. Авгученко, А.Л. Гудзев // Э. - И., -М.: ВНИИСТ. 1974. - №1. - с. 23 - 35.
6. Агапкин, В.М. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов [Текст] / В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин. - М. : Недра, 1981. - 256 с.
7. Акустико-эмиссионный специализированный течеискатель АЭТ-1МС // Научно-исследовательский институт интроскопии Томского политехнического университета. Каталог изделий. - Томск: 1996. - 120 с.
8. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
9. Алиев, Т.М. Методы и средства контроля малых утечек на магистральных нефте- и продуктопроводах [Текст] / Т.М. Алиев, Р.И. Карташова, А.А. Тер-Хачатуров, В.Л. Фукс. // - М.: ВНИИОЭНГ. 1977. - 61 с.
10. Антипов, В.Н. Контроль утечек при трубопроводном транспорте жидких углеводородов [Текст] / В.Н. Антипов, Ю.Д. Земенков. - Тюмень: 1999. - 326 с.
11. Бабков, А.В. Автоматизированная система обнаружения утечек нефти и

нефтепродуктов из магистральных трубопроводов: дис. ... канд. технич. наук: 05.13.06 / Бабков Александр Валерьевич. – Москва, 2002. - 143 с.

12. Бабков, А.В. Системы обнаружения утечек жидкости из магистральных нефтепроводов / А.В. Бабков, В.Е. Попадько - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. - 41 с.

13. Баранов, В.М. Акустическая диагностика и контроль на предприятиях топливно-энергетического комплекса / В.М.Баранов, А.И. Гриценко, А.М. Карисевич – М.: Наука, 1998. - 297 с.

14. Белоусов, В.Д. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А.Г. Немудров. – М.: Недра, 1978. – 407 с.

15. Вайншток, С.М. Трубопроводный транспорт нефти: в 2 т. / С.М. Вайншток, Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков. - М.: Недра, 2002. – 1 т. – 407 с.

16. ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. – М.: Миннефтегазстрой – 59 с.

16. Вязунов, Е.В. Методика расчета перегрузок трубопровода по давлению в переходных процессах // Нефтяное хозяйство. 1973. - №9. – 47 с.

17. Вязунов, Е.В. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов / Е.В. Вязунов, Л.А. Дымшиц // Обз. инф. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. - М.: ВНИИОЭНГ. 1979. – 51 с.

18. Вязунов, Е.В. Исследование переходных процессов в трубопроводе / Е.В. Вязунов, Б.И. Голосовкер, В.И. Голосовкер // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. 1970. - №10. - с. 3 - 6.

19. Галеев, В.Б. Магистральные нефтепродуктопроводы [Текст] / В.Б. Галеев, М.З. Карпачев, В.И. Халаменко. - М.: Недра, 1976. - 358 с.

20. Галиакбарова, Э.В. Математическое моделирование процесса распространения импульса давления по нефтепродуктопроводу в режиме перекачки / Э.В. Галиакбарова, А.А. Гольянов, А.И. Гольянов, В.Ф. Галиакбаров // Новоселовские чтения: Сб. трудов 2-й Международной научно-технической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. с. 89 - 96.

21. Галлямов, А.К. Методы диагностирования состояния внутренней

поверхности магистральных трубопроводов. - М.: 1983 - 47 с.

22. Ганиев, Р.Ф. Волновая стабилизация и предупреждение аварий на трубопроводах / Р.Ф. Ганиев, Х.М. Низамов, Е.И. Дербуков. - М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 1996. - 260 с.

23. Гольянов, А.А. Обнаружение места утечек в магистральных нефтепродуктопроводах с помощью сканирующих импульсов давления: дис. ... канд. технич. наук: 05.13.06 / Гольянов Артём Андреевич. – Уфа, 2004. – 196 с.

24. Гольянов, А.А. Анализ факторов, влияющих на точность определения места и величины утечки из магистрального трубопровода / А.А. Гольянов, А.И.Гольянов // Материалы Межотраслевой научно-практической конференции «Проблемы совершенствования дополнительного профессионального и социогуманитарного образования специалистов топливно-энергетического комплекса». Уфа, 23-25 мая 2001 г.: Научные труды. т. 2. -Уфа: ГИНТЛ «Реактив», 2001. с. 176 - 178.

25. Гольянов, А.А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах // НИС, ЦЕЖИТЭНЕФТЕХИМ. Сер. «Транспорт и хранение нефтепродуктов». Вып. 10-11 , 2002. с. 5 - 14.

26. Громека, И.С. О скорости распространения волнообразного движения жидкостей в упругих трубах // Собр. соч. М.: Изд-во АН СССР. 1952. - с.172 - 183.

27. Губин, В.Е. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов / В.Е. Губин, В.В. Губин. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

28. Гумеров, А.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров, М.Г. Векштейн // М. ООО «Недра-Бизнесцентр». 1998. - 271 с.

29. Гусейнзаде, М.А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах / М.А. Гусейнзаде, В.А. Юфин. - М.: Недра, 1981. - 231 с.

30. Дерцакян, А.К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / А.К. Дерцакян, М.Н. Шпотаковский, В.Г. Вояков. - Л.: Недра, 1977. – 519 с.

31. Евлампиев, А.Н. Диагностика утечек из магистральных нефтепроводов / А.Н. Евлампиев, С.М. Юрченко // Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс. 1996. - №11. - с. 3-6.

32. Емец, С.В. Манометр-термометр универсальный МТУ / С.В. Емец, А.О. Ганцев, В.Д. Ковшов, И.Н. Полищук, О.Б. Павлов // Датчики и преобразователи информации систем измерения, контроля и управления: Сборник материалов XII Научно-технической конференции. Под ред. проф. Азарова В.Н. - М.: МГИЭМ. 2000. – с. 165 - 166.

33. Жуковский, Н.Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах // Избр. соч., т. 2. - М.-Л.: Гостехиздат. 1948. -108 с.

34. Жуковский, Н.Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. - М. -Л.: Гостехиздат. 1949. - 103 с.

35. Забела, К.А. Обнаружение малых повреждений в подводных трубопроводах // РНТС. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». - М.: ВНИИОЭНГ. 1978. - №6. - с. 20 - 22.

36. Зайнулин, Р.С. Гидравлические испытания действующих нефтепроводов / Р.С. Зайнулин, А.Г. Гумеров, Е.М. Морозов, В.Х. Галюк.- М.: «Недра», 1990, - с. 3-7.

37. Зверев, Ф.С. Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводов: дис. ... канд. технич. наук: 25.00.19 / Зверев Федор Сергеевич. – Москва, 2010. - 173 с.

38. Зверев, Ф.С. Способ обнаружения утечек жидких углеводородов из магистральных трубопроводов / Ф.С. Зверев, М.В. Лурье // Патент на изобретение RU 2368843 CI F17D 5/02.

39. Зверева, Т.В. Технические средства диагностирования магистральных нефтепроводов. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - 53 с.

40. Земенков, Ю.Д. Методологическое обеспечение экспертных расчетов утечек и выбросов при трубопроводном транспорте жидких углеводородов: дис. ... д-ра. технич. наук: 05.15.13 / Земенков Юрий Дмитриевич – Тюмень, 1999. - 382 с.

41. Иванов, Н.Д. Эксплуатационные и аварийные потери нефтепродуктов и борьба с ними. - М.: Недра, 1973. - 160 с.
42. Ишмухаметов, И.Т. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, С.П. Макаров, М.В. Лурье. - М: Нефть и газ, 1997. - 111 с.
43. Ишмухаметов, И.Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье. - М.: "Нефть и газ", 1999. - 300 с.
44. Картвелишвили, Н.А. Динамика напорных трубопроводов. - М.: Энергия, 1979. - 224 с.
45. Климовский, Е.А. Анализ методов поиска утечек при испытании трубопроводов / Е.А. Климовский, Г.Г. Петрова // Строительство трубопроводов. 1978, - № 2. – 23 с.
46. Коваленко, В.П. Опыт борьбы с потерями нефтепродуктов / В.П. Коваленко, В.Е. Турчанинов // ОИ, серия «Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья». - М.: ЦНИИТЭнефтехим. 1985 - 57 с.
47. Корреляционные течеискатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.z-tec.ru/index/catalogue/showitem.php?id=561> (дата обращения: 19.10.2016).
48. Коршак, А.А. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2000. – 170 с.
49. Кравченко, В.Ф. Охрана окружающей среды при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов // Обзоры зарубежной литературы. - М: ВНИИОЭНГ, 1976. - 61 с.
50. Кумов, В.С. Многофункциональный акустико-эмиссионный течеискатель для экологически безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов / В.С. Кумов, Б.М. Лапшин, А.А. Обгольц, А.Л. Овчинников, О.А. Сидуленко, И.Г. Хромов // Безопасность труда в промышленности. 1999. - №11. с. 27 – 28.
51. Красильников, В.А. Введение в физическую акустику: Учебное

пособие/ В.А. Красильников, В.В. Крылов. - М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984. - 400 с.

52. Куракин, В.А. Проверка работоспособности программного обеспечения системы обнаружения утечек / В.А. Куракин, А.М. Мишин, А.Н. Коняхин // Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс. 2002. - №3. - с. 14 - 17.

53. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надёжности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2 т. - № 1. - с. 29 - 45.

54. Кучмент, Л.С. О прогнозировании возможного загрязнения окружающей среды при авариях на магистральных нефтепроводах // Трубопроводный транспорт нефти. 1994. - № 12. - с. 13 - 18.

55. Лапшин, Б.М. Система непрерывного контроля герметичности подводных переходов нефтепроводов // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти». 2000. - №6. - 15 с.

56. Лейбензон, Л.С. Собрание трудов: В 4 т. - М.: Изд-во АН СССР, 1955. Т.3.- 678 с., т. 4. – 396 с.

57. Лисанов, М.В. Анализ риска в сфере транспортировки и хранения жидких углеводородов // Транспорт Российской Федерации. 2007. - № 12 - с. 62 - 64.

58. Лосенков, А.С. Экспериментальная проверка алгоритмов прикладного программного обеспечения по диагностике утечек нефти на нефтепроводах / А.С. Лосенков, А.Г. Трефилов, В.П. Нархов, В.Г. Папулов, А.Ю. Аржиловский, В.П. Корашк // Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс. 1996. - №11. с. 7 - 10.

59. Лурье, М.В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: Учеб. пособие для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 349 с.

60. Лурье, М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. -

М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. - 336 с.

61. Лурье, М.В. Диагностика малых утечек нефтепродукта при опрессовке участка трубопровода / М.В. Лурье, С.П. Макаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродукта. 1998. - №5. – 48 с.

62. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах. - М.: ТрансПресс, 1996. - 67 с.

63. Методы и средства контроля малых утечек на магистральных нефте- и продуктопроводах// ТНТО. - М.: ВНИИОНГ, 1977. - с. 3 - 5.

64. Мирзаджанзаде, А.Х. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.Х. Мирзаджанзаде, А.К. Галлямов, В.И. Марон, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1984. – 287 с.

65. Мишин, Н.К. Проверка работоспособности программного обеспечения системы обнаружения утечек / Н.К. Мишин, В.А. Куракин, А.М. Сорвачев, А.Н. Коняхин, А.С. Лосянков // Трубопроводный транспорт нефти. - 2003. - №3. - с. 14 - 17.

66. Мишкин Г.Б. Классификация систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах нефти, газа и нефтепродуктов // Молодой учёный. - 2010. - № 11(22). 1 т. - с. 56 - 58.

67. Мостков, М.А. Расчеты гидравлического удара / М.А. Мостков, А.А. Башкиров. - М.; - Л.: Госэнергоиздат, 1952. - 200 с.

68. Набиев, Р.Р. Обеспечение надежности длительно эксплуатируемых нефтепроводов / Р.Р. Набиев, Р.З. Насыров, Р.Н. Бахтизин // Приложение к журналу «Трубопроводный транспорт нефти», 2000. - №12. - с. 9 - 11.

69. Нагаев, Р.З. Параметрическая система обнаружения утечек / Р.З. Нагаев, В.Б. Плотников, А.С. Лосенков // Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс. 2002. - №3. - с. 11 - 13.

70. Некрасова А.П. О статистике аварий и несанкционированных врезок на магистральных нефтепродуктопроводах и мероприятия по снижению их числа // Транспорт и хранение нефтепродуктов, 2000. – № 8 - 9. – с. 9 - 11.

71. Низамутдинов, Р.И. Анализ современных методов обнаружения утечек на магистральных трубопроводах / Р.И. Низамутдинов, Р.М. Проскуряков // «Естественные и технические науки». - 2015. - №12. - с. 125 - 127.

72. Низамутдинов, Р.И. Математическая модель метода контроля утечек на магистральных нефтепроводах на основе гидродинамической волновой теории / Р.И. Низамутдинов, Р.М. Проскуряков // «Естественные и технические науки». - 2016. - №4. - с. 156 - 160.

73. Низамутдинов, Р.И. Система обнаружения утечек / Р.И. Низамутдинов, Р.И. Низамутдинов // Записки Горного института «Проблемы рационального природопользования», Санкт-Петербург. - 2009, т. 182, с. 255 – 258.

74. Новоселов, В.Ф. Технологический расчёт нефтепроводов: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, Е.М. Муфтахов. - Уфа: УГНТУ, 1996. – 43 с.

75. Новый метод обнаружения утечек в трубопроводах // Э. - И. Сер. «Транспорт и хранение нефтепродуктов» (по зарубежным изданиям). - М.: ЦНИИТЭнефтехим. - 1993, вып. 3. - с. 12 - 14.

76. Овчинников, А.Л. Особенности распространения сигналов акустической эмиссии утечек в трубопроводах с жидкостью и аппаратура контроля герметичности: дис. ... канд. технич. наук: 05.11.13 / Овчинников Алексей Львович – Томск, 2006. - 170 с.

77. Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2015 году – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2016. – 361 с.

78. Полянская, Л.В. Расчет неустановившегося движения жидкости в трубопроводе, оборудованном центробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 1965. - №10. - с. 66 - 70.

79. Попов, Д.Н. Нестационарные гидромеханические процессы. - М.: Машиностроение, 1982. - 238 с.

80. Прибор для обнаружения утечек в трубопроводах // Э.-И. Сер.

«Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. вып. 12. - с.16 - 19.

81. Пустовойт, Б.М. Механика движения жидкостей в трубах. Л.: Недра, 1980. - 248 с.

82. Роттэ, А.Э. Переходные процессы в нефтепроводах (Конспект лекций) / А.Э. Роттэ, А.А. Кандауров, В.Ф. Новоселов. - Уфа: Изд-во УНИ, 1975. - 43 с.

83. РД-13.320.00-КТН-223-09 Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах. Общее техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию. – 142 с.

84. Самарский, А.А. Математическое моделирование: Идеи. Методы. Примеры / А.А. Самарский, А.П. Михайлов. – М.: Наука, Физматлит, 1997. – 320 с.

85. Система обнаружения несанкционированного подключения к магистральным нефтепродуктопроводам. Руководство по эксплуатации КСВШ 421451.004 РЭ. - Омск: ОАО ОСКБП, 2000. - 22 с.

86. Система обнаружения утечек. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. - Омск: ОАО ОСКБП, 1998. - 18 с.

87. Соломахин, А.Ю. Методы обнаружения утечек из магистральных трубопроводов, их возможности в автоматических системах контроля транспорта нефти // Труды выпускников аспирантуры ТУСУРа. - Томск : ТУСУР. 2005. - с. 142 - 149.

88. Спирин, Е.Ю. Система оперативного обнаружения утечек в магистральных нефтепродуктопроводах / Е.Ю. Спирин, М.И. Хакимьянов // Измерительные преобразователи и информационные технологии. Межвузовский научн. Сборник. Уфим.гос.авиационн. ун-т. - Уфа: Изд-во УГАТУ. 1999. с. 47 - 52.

89. Сравнение различных систем определения утечек из трубопроводов. Zhang J. // Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс, 1998. - №3. - с. 37 - 40.

90. Статистический метод определения утечек из трубопроводов //

Трубопроводный транспорт нефти. - М.: ТрансПресс, 1994. - № 8. – 38 с.

91. Степанченко, Т.Е. Шкляр В.Н. Разработка и исследование алгоритмов обнаружения утечек в магистральных трубопроводах на основе их гидродинамических моделей / Т.Е. Степанченко, В.Н. Шкляр // Известия Томского политехнического университета, 2006. - №7. - с. 70 - 73.

92. Сурин, А.А. Гидравлический удар в водопроводах и борьба с ним. - М.: Трансжелдориздат, 1946. - 371 с.

93. Течеискатель акустический портативный "Успех-АТ-1" // РГО "ТЕХНО-АС", подразделение фирмы "ИНТЕКО". - Коломна (Моск. обл.): 1998. – 14 с.

94. Ткачев, О.А. Сокращение потерь нефти при транспорте и хранении / О.А. Ткачев, П.И. Тугунов. - М: Недра, 1988. – 118 с.

95. Тугунов, П.И. Транспорт и хранение нефти и газа / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова. – М.: Недра, 1975. – 248 с.

96. Тугунов, П. И. Эксплуатация магистральных трубопроводов / П.И. Тугунов, М.В. Нечваль, В.Ф. Новоселов. - Уфа: Башкнигоиздат, 1975.- 160 с.

97. Усовершенствования в системах обнаружения утечек // Э.-И. Сер. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». - М.: ВНИИОЭНГ. -1983, вып. 20. – с. 10 - 13.

98. Ушаков, С.К. Использование спутниковых систем наблюдения мониторинг угроз безопасности оценка состояния защиты объектов / С.К. Ушаков, С.Ф. Хомяков, Д.Н. Севастьянов // Глобальная безопасность. 2005. - №3. – с. 40 – 43.

99. Френк, Г.Лав. Система обнаружения утечек на трубопроводах // Инженер-нефтяник. 1971. - №5. - с. 85 - 86.

100. Чарный, И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. Изд. 2-е. - М.: «Недра», 1975. - 296 с.

101. Черняев, В.Д. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации / В.Д. Черняев, А.К. Галлямов, А.Ф. Юкин, П.М. Бондаренко. – М.: Недра, 1990. – 232 с.

102. Черняев, К.В. Мониторинг технического состояния нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 2000. - №9. - с. 14 - 17.
103. Шаммазов, А.М. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов. - М.: Недра, 2003. – 404 с.
104. Шаммазов, А.М. Основы трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов / А.М. Шаммазов, А.А. Коршак, К.Р. Ахмадуллин // Учебное пособие. - Уфа: Ди-зайнПолиграфСервис. 2000. - 160 с.
105. Шумайлов, А.С. Обнаружение мест небольших утечек на магистральных нефтепроводах при эксплуатации // Надежность магистральных нефтепроводов. Труды ВНИИСПТнефти, вып. XXII, - Уфа: 1978. - с. 79 - 85.
106. Шумайлов, А.С. Прогнозирование развития аппаратуры для обнаружения утечек на магистральных трубопроводах на основе патентной информации / А.С. Шумайлов, А.П. Зиянчковская // РНТС. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов» - М.: ВНИИОЭНГ. 1980. - №7. - с. 10 - 12.
107. Шумайлов, А.С. К вопросу обнаружения утечек на магистральных нефтепроводах / А.С. Шумайлов, Р.Н. Столяров // РНТС. «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов»,. - М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - №12. - с. 30 - 32.
108. Щербань, А.И. Система обнаружения утечек из продуктопроводов по волне давления / А.И. Щербань, А.С. Лосенков, Ю.В. Фирсов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 1999. - №3. - с. 5 - 8.
109. Эксплуатация магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. 2-ое изд. / Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова - ТюмГНГУ, 2001. - 623 с.
110. Юфин, В.А. Методы расчета неустановившегося течения в магистральных нефтепроводах с промежуточными насосными станциями / В.А. Юфин, М.А. Гусейнзаде. - М.: Наука, 1973. - 70 с.
111. Юфин, В.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.А. Юфин, М.А. Гусейнзаде. - М.: Недра, 1978. - 328 с.
112. A new pipeline leak detection pig // Pipes and Pipelines Int. – 1976. - vol. 21. – No. 4. 26 – 28 p.

113. Briceño, M.I. Heavy Crude Oil Pipeline Transportation – University of Los Andes Laboratory FIRP. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/mabel/HeavyCrudeTransport.pdf>.
114. Brons, H.H. European methods of leak detection and location / H.H. Brons, H. Schaffhaussen // Pipe Line bid. – 1972. - vol. 36. – No. 5. 50 – 53 p.
115. Chilcote, George A. How to detect and locate leaks in products pipelines // Oil and Gas J. – 1968. - vol. 66. – No. 40. 94 – 98 p.
116. Detect Pipeline Leaks at the Speed of Sound with the Wave Alert VI Leak Detection System// Проспект фирмы ASI. – 18 p.
117. Edmund, J. Hydraulic gradienteyed in leak location / J. Edmund, Saiders // Oil and Gas Journal. – 1979. - vol. 19. 116 – 125 p.
118. Ein neues Verfahren zum schnellen Erkennen von Leckage in Rohrleitungen // Erdöl und Kohle-Erdgas-Petrochemie. – 1972. - vol. 25. - No. 2. 101 – 102 p.
119. Frevert, E. Lecksuche and flussigkeitsfuhrenden System mittels radioaktiver Isotope // Osterreichische Ingenieur-Zeitschrift. – 1969. - vol. 12. – No. 10. 355 – 361 p.
120. Gagey, E. Leak Detection with spheres // Pipes and Pipeline bid. – 1975. - vol. 20. – No. 4. 33 – 34 p.
121. Gerhard, Geiger. Principles of Leak Detection // Fundamentals of Leak Detection. Oil & Gas. Oklahoma: Krohne, 2003. - 46 p.
122. Greensapon, J.E. Axially simmetric vibrations of a thick cylindrical shell in an acoustic medium // JESA. -1960. – No. 8. 28 p.
123. Jun, Zhang. Implementing a Reliable Leak Detection System on a Crude Oil Pipeline / Zhang Jun, , Di Mauro. Enea // Advances in Pipeline Technology - 1998, - 12 p.
124. Klerenberg, A. Oil pipelines - check leaks and stay on the right side of the law // Process Eng. - 1978, August. 71 p.
125. Kobayashi, M. Leak Detection in Petroleum Pipeline using Differential Pressure Meter // Quartely Reports. – 1978. - vol. 19. - No. 2. 98 p.
126. Lehman, E.A. Acoustic emission: a new way to test buried gas pipe lines

// Pipe Line bid. – 1974. - vol. 40. – No. 6. 28 – 30 p.

127. Lord, Jr. A.E. Attenuation of Elastic Waves in Pipelines as Applied to Acoustic Emission Leak Detection / Jr. A.E. Lord, J.N. Deisher, R.M. Koerner // Materials Evaluation. – 1977. - vol. 35. – No. 17. 49 – 54 p.

128. Martin, D. Computer adds new dimension to flow measurement // Process Eng. – 1978. – vol. 12. 47 p.

129. Michael, Gorny. Monitoring acoustic noise in steel pipelines // Proceedings of IPC2008 7th International Pipeline Conference, September 29 - October 3, 2008, Calgary, Alberta, Canada, - 8 p.

130. Rapid alarm for liquid pipe lines developed // Pipe Line News. – 1971. – vol. 43. – No. 12. 12 – 14 p.

131. Robinson, D.L. Acoustics Analysis Locates Defects in Buried Pipe // Metals Eng. Quart. – 1975. - vol. 15. 17 – 21 p.

132. Search for the Ultimate in Pipe Line Leak Detection // Pipe Line Ind. – 1971. – vol. 35. No. 4. 34 – 37 p.

133. Swiss, M. Pet. Pipeline leak detectors / M. Swiss, A.F Inst // Processing. – 1976. December. 27 p.

134. Technical Review of Leak Detection Technologies Alaska // Crude Oil Transmission Pipelines. Department of Environmental Conservation.

135. Von, Dr. Walter Baier. Laser-Detector fur die schnelle Leck-Erkennung // 3R International. – 1975. – vol. 14. – No. 4. 27 – 229 p.

136. Watkins, R.E. Pipelines and government // Petrol. Rev. – 1972. – vol. 26. – No. 306. 200 – 211 p.

Приложение А

В диссертационный Совет Д 212.224.07
при Санкт-Петербургском горном университете

СПРАВКА

о внедрении результатов исследования по диссертации Низамутдинова Руслана
Ильдаровича

на тему: "Метод контроля целостности магистральных нефтепроводов без самотечных
участков на основе гидродинамической волновой теории", представленная на соискание
ученой степени кандидата экономических наук
по специальности 05.11.13 - "Приборы и методы контроля природной среды, веществ,
материалов и изделий"

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационного
исследования Низамутдинова Руслана Ильдаровича обладают
актуальностью, представляют практический интерес и были использованы
при внедрении в действующую систему обнаружения утечек на
магистральных нефтепроводах компании АО «Транснефть-Урал».

Главный инженер СУПЛАВ
АО Транснефть-Урал

